



ТОО «Jasyl Energy»

**Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на
окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности**

На рассмотрение поступило Заявление о намечаемой деятельности №KZ56RYS01163363 от 26.05.2025 года.

Общие сведения:

Товарищество с ограниченной ответственностью «Jasyl Energy», 010000, Республика Казахстан, г. Астана, район Байқоңыр, улица Амангелді Иманов, здание № 19, 220340025060, РЗИЕВА ЗАРЯ АСКАРОВНА, +7773990122, buh@tradexhouse.com.

Краткое описание намечаемой деятельности:

В соответствии пп.2.1 п.2 раздела 2 Приложения 1 Экологического Кодекса РК (далее Кодекс) основным видом намечаемой деятельности №KZ56RYS01163363 от 26.05.2025 года является разведка и добыча углеводородов.

Дополнение к Проекту разработки месторождения Сагиз Западный.

Рассмотренные 3 варианта разработки для каждого объекта различаются количеством скважин, включая ввод из бурения новых добывающих скважин и/или перевод скважин с объекта на объект. Во всех трех вариантах, по объектам I и III предусмотрена реализация системы поддержания пластового давления, путем использования действующей нагнетательной скважины САГЗ-20 и переводом других скважин эксплуатационного фонда под нагнетание, для этих объектов. Для остальных объектов – на естественном режиме истощения.

По всем вариантам предусмотрено использование действующих в настоящее время скважин: САГЗ-1, САГЗ-6, САГЗ-9,САГЗ-10,САГЗ-12, САГЗ-15,САГЗ-19 и САГЗ-23. Для всех трех вариантов предусматривается бурение двух вертикальных скважин: САГЗ-22 и САГЗ-24, которые по проекту являлись оценочными, но в рамках текущих работ их статус меняется на эксплуатационные, т.к. они уже подпадают под категорию запасов С1. Для всех вариантов разработки на I и III объектах предусматривается частичное поддержание пластового давления путем закачки сточной воды. Для условий 1 и 2 вариантов предусмотрен перевод под нагнетание для I и III объектов скважин САГЗ-8 и САГЗ-17 соответственно. В 3 варианте ввод дополнительно для этих же объектов проектных скважин САГЗ-28 и САГЗ-27 под нагнетание соответственно.

Рекомендуемый вариант 2 вариант: в данном варианте основные проектные положения остаются идентичными I варианту. Изменения коснулись III объекта, где запланировано бурение дополнительно скважин САГЗ-26 – с боковым стволом и САГЗ-27– наклонно-направленной. I объект- на I эксплуатационном объекте планируется эксплуатация существующих добывающих скважин САГЗ-9, САГЗ 10, САГЗ-15, САГЗ-19,САГЗ-23.

В 2026 году предусмотрено бурение 1 добывающей скважины - САГЗ-22. Запланирован ввод из бездействующего фонда скважины САГЗ-3, и САГЗ-8- под закачку воды, а также ввод скважин САГЗ-18 и САГЗ-21 из консервации. Запланирован перевод скважин САГЗ-7 и проектной САГ-27 с других эксплуатационных объектов. II объект– запланирован перевод скважин САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-12, САГЗ-15,САГЗ-18,САГЗ-19 и проектных скважин САГЗ-22,САГЗ-26 и САГЗ-27 с других эксплуатационных объектов. III



объект- эксплуатация запланирована существующими добывающими скважинами САГЗ-1 и САГЗ-6. В 2027 году предусмотрено бурение 2 добывающих скважин- САГЗ-26 и САГЗ-27. Запланирован ввод из бездействующего фонда скважин САГЗ-5 и САГЗ-7, а также ввод скважины САГЗ-17 из консервации, под нагнетание воды. Запланирован перевод скважин САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19 и проектных скважин САГЗ-22 и САГЗ-24 с других эксплуатационных объектов. IV объект– планируется эксплуатация существующей добывающей скважины САГЗ-12. Запланирован ввод из консервации скважины САГЗ-13, также перевод с других эксплуатационных объектов скважин САГЗ-1, САГЗ-7 и проектной скважины САГЗ-24. V объект– данный объект планируется разрабатывать скважиной САГЗ-4, путем ввода ее из консервации.

В 2026 году предусмотрено бурение 1 добывающей скважины- САГЗ-24. Запланирован перевод скважины САГЗ-7 с других эксплуатационных объектов. VI объект– с учетом небольших запасов объекта, его разработка планируется путем перевода скважин с других эксплуатационных объектов, в частности САГЗ-19 и проектной скважины САГЗ-22. В целом по месторождению Сагиз Западный нефть можно характеризовать как «легкую» (Тип 0), «малосернистую» (Класс 1), «малопарафинистую», «малосмолистую». Производительность объекта. Проектные технологические показатели разработки месторождения Сагиз Западный.

Рекомендуемый вариант разработки 2. Добыча нефти составит в 2025 году 32,4 тыс.т., в 2026 году 33,0 тыс.т., в 2027 году 37,7 тыс.т., в 2028 году 37,9 тыс.т., Добыча сырого газа, в 2025 году 4443000 м3/год, в 2026 году 4697000 м3/год, в 2027 году 5659000 м3/год, в 2028 году 6132000 м3/год. Плотность, нефти в среднем 0,8737 г/см3. Сероводород в составе газа– отсутствует. Плотность газа в среднем 0,797 кг/м3. Предполагаемые размеры Площадь земельного участка 1444,3 га.

В «Проекте разработки...» рассмотрено 3 варианта. Вариант 2 (рекомендуемый).

Рассмотрены три варианта дальнейшей разработки выделенных эксплуатационных объектов, которые отличаются между собой режимами эксплуатации залежей, количеством скважин для бурения и системами их размещения, проектным профилем скважин и т.д. Проведенная технико-экономическая оценка рассмотренных вариантов разработки позволила рекомендовать к реализации на месторождении вариант разработки 2, который характеризуется наиболее выгодными технико-экономическими показателями как для недропользователя, так и Государства. Описание технологической схемы системы сбора. Сбор и транспорт нефти на месторождении Сагиз Западный осуществляется по лучевой герметизированной напорной системе, газожидкостная смесь из скважин по выкидным линиям поступает на площадку манифольдного блока, регулируемого разными задвижками, где поток направляется на тестирование и на добычу. Линия замера (тестирования) поступает в блок тестового нефтегазового сепаратора со сбросом воды НГСВ 2-1,4-1600.

Общий поток нефтегазовой продукции других скважин поступает в первичный нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ 2-1,4-3000, V = 100 м3. Далее, линии выхода нефти от двух сепараторов проходят через подогреватель ПП-0,63А (газовая косвенного нагрева) где нагревается до ≈ 80 оС. Хим. реагент от блока дозирования реагента БДР-ОЗНА-2.5 дозируется в общий поток продукции скважин. Тип реагента деэмульгатор (рекомендуется деэмульгатор «Дисолван»). Нефтяная эмульсия после НГСВ 2-1,4-1600 и НГСВ 2-1,4-3000, направляется под собственным давлением в вторичный нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ 2-1,4-2000, объём сепаратора V = 25 м3 для отстаивания воды и обессоливания. Нефть после НГСВ 2-1,4-2000, направляется под собственным давлением в емкость-отстойник нефти ОГН-П-50 м3. После нефть откачивается в горизонтальные емкости РГСН объемом V = 75 м3 (5 ед.) при условии качества нефти соответствующей товарной нефти или на другой РГСН-75 м3 для дальнейшей промывки и обессоливания нефти, если содержание соли в нефти выше нормы 100 ppm. Дренажные емкости.

В первичном, вторичном и тестовом нефтегазовых сепараторах предусмотрены сбросные предохранительные клапана, предназначенные для сброса газа с верхней части



сосуда при превышении давления в сепараторах. Сброс выполняется на факел через факельный газопровод. Отделившаяся попутная пластовая вода с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1,4-1600, НГСВ 2-1,4-3000 и НГСВ 2-1,4-2000, направляется под собственным давлением на отстойник воды ОВГ-Г-50 м3, где происходит сбор нефти с поверхности воды, далее вода хранится на емкостях РГСН-100 м3 (1 ед.) и где производится замер воды. При заполнении резервуаров вода подается на автоматизированную систему налива АСН-2В.

Также предусмотрена возможность нагнетания воды в пласт с насосами НБ-125 ИЖ (2 ед.). На входе насосов НБ-125 ИЖ предусмотрен дозирования воды химическими реагентами от БДР-2 (тип реагента – коагулянт и флокулянт) и фильтр сетчатый для повышения эффективности удаления взвешенных веществ. Сепарированный газ с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1,4-1600 и НГСВ 2-1,4-3000 направляется на газовый сепаратор ГС 1-1,6 800. На ГС 1-1,6-800, рабочее давление 2 бар, происходит отбивка жидких фаз и где давление газовой линии регулируется с помощью ГРПШ, далее газ используется на подогревателе нефти ПП-0.63А (вх. жидкость) и Подогреватель ПП-0.63А (резерв), в газопоршневых генераторах электричества мощностью №1,2 мощностью 725 кВт (2 ед.) и № 3,4 мощностью 600 кВт (2 ед.), ДЭС 2ед., и используется для обеспечения технологических нужд факельной установки (продувка, дежурная горелка). Сброс с ППК осуществляется в факельную систему. На УПН для налива нефти в автоцистерны используют наливную эстакаду. Товарная нефть перевозится на УПН Жана Макат месторождения Восточный Макат для дальнейшей транспортировки и реализации.

В административном отношении месторождение Сагиз Западный находится в Макатском районе Атырауской области. Площадь исследований располагается в центре старейшего нефтедобывающего района Республики Казахстан с развитой инфраструктурой. Ближайшими крупными населенными пунктами являются промысел Доссор, находящийся в 25 км к западу от площади работ, и узловая железнодорожная станция Макат, находящаяся севернее в 18 км. Рядом с разведываемой площадью находятся месторождения Сагиз, Кошкар, Байчунас и Бе сболек. Крупные населенные пункты соединяются между собой дорогами с твердым покрытием. От месторождения Сагиз отходят лишь грунтовые дороги, по которым автотранспорт свободно передвигается только в сухое время года. Снабжение населения питьевой водой осуществляется по водоводу Атырау-Кульсары.

Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения: период разработки по 2-му рекомендуемому варианту – рентабельный период разработки – 36 лет. (Годы и периоды эксплуатации 2025-2060 гг.). Бурение проектных скважин САГЗ-22 и САГЗ-24 планируется в 2026 г., САГЗ-26 и САГЗ-27 планируется в 2027 г. Постутилизацию объекта в 2061 году.

В соответствии пп. 1.3 п. 1 раздела 1 приложения 2 Кодекса от 2 января 2021 года №400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов, переработка углеводородов относится к объектам I категории.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды:

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: ориентировочное количество выбросов по 2-му рекомендуемому варианту по месторождению составит в 2025 году - 261,28 т/год, в 2026 году - 267,15 т/год, в 2027 году - 298,61 т/год, в 2028 году - 318,2404 т/год из них: Азота диоксид (2 кл.оп.)- 93,608310 т/год (4,513338 г/с), Азот оксид (3 кл.оп.) 15,211382 т/год (0,733417 г/с), Углерод (3 кл.оп.)- 2,269245 т/год (0,130185 г/с), 0330 Диоксид серы 3,655901 т/год (0,24 г/с) Класс опасности 3, Сероводород (2 кл.оп.)- 1,115954 т/год (0,055209 г/с), Углерод оксид (4 кл.оп.)- 117,804869 т/год (5,320381 г/с), Метан (50 овув)– 0,826766 т/год (0,050275 г/с), Углеводороды C1-C5– 62,756309 т/год (8,907844 г/с), Углеводороды C6-C10- 5,914093 т/год (1,161247 г/с), Бензол (2 кл.оп.)- 1,713106 т/год (0,067039 г/с), Диметилбензол (3 кл.оп.)- 1,679341 т/год (0,057248 г/с), Метилбензол (3 кл.оп.)- 1,694817 т/год (0,061735 г/с), Бенз/а/пирен (1 кл.оп.)- 0,000053 т/год (0,000003 г/с), Формальдегид (2 кл.оп.)- 0,489651 т/год (0,029889 г/с), Углеводороды C12-C19 (4 кл.оп.)- 9,500559 т/год (0,603235 г/с).



Предварительные выбросов при бурении от одной скважины составит – 34,802331 т/год или 43,6795 г/с, от 2-х скв. САГЗ-22 и САГЗ-24 в 2026 году – 69,605 т/цикл или 87,36 г/с, от 2-х скв. САГЗ 26 и САГЗ-27 в 2027 году – 69,605 т/цикл или 87,36 г/с. Наименования ЗВ, их классы опасности 0123 Железа оксид, Класс опасности 3, 0143 Марганец и его соединения, кл.оп. 2, 0301 Азота диоксид, кл.оп. 2, 0304 Азота оксид, кл.оп. 3, 0328 Углерод (Сажа), кл.оп. 3, 0330 Ангидрид сернистый, кл.оп. 3, 0337 Углерод оксид, кл.оп. 4, 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5, 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10, 0703 Бенз/а/пирен, кл.оп. 1, 1325 Формальдегид, Класс опасности 2, 2732 Керосин, Класс опасности-, 2735 Масло минеральное нефтяное, Класс опасности -, 2754 Алканы C12-19, кл.оп. 4, 2902 Взвешенные вещества, кл.оп. 3, 2906 Мелиорант, кл.оп. 4, 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния, кл.оп. 3, 2930 Пыль абразивная, 3123 Кальций дихлорид (Кальция хлорид).

Описание сбросов загрязняющих веществ: сбросы на месторождении загрязняющих веществ отсутствуют.

Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: предварительные лимиты накопления отходов производства и потребления при разработке месторождения: Твердо-бытовые отходы (пластиковые отходы, стекло, бумага, пищевые отходы) – обеспечение жизнедеятельности обслуживающего персонала, продукты жизнедеятельности работающего персонала – 15,9 т, 5 класс, Неопасные, код 20 03 01. Ветошь промасленная - ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, обслуживание машин и механизмов- 0,635 т, 3 класс, Опасные, код 15 02 02. Металлолом- износ оборудования, машин и механизмов– 0,60 т., 4 класс Неопасные, код 17 04 07. Отработанные люминесцентные лампы- 0,0016 т, 3 класс, Опасные, код 20 01 21*. Масло отработанное- смесь масел, работа дизель- генераторов, машин и механизмов– 5,0885 т, 3 класс, Опасные, код 13 02 06*. Отработанные масляные фильтры– 0,096 т, 3 класс, Опасные, код 16 01 07*, Отработанные воздушные фильтры– 0,029 т, 4 класс, Неопасные, код 15 02 03.

Всего - 22,3501 т/год.

Предварительные лимиты накопления отходов производства и потребления при строительстве 4-х скв. (по 2-му рекомендуемому варианту бурится в 2026 год 2 скв., в 2027 год 2 скв.) объемы указаны от одной скважины, так как бурения скважин происходит не одновременно: Твердо бытовые отходы (пластиковые отходы, стекло, бумага, пищевые отходы)– обеспечение жизнедеятельности обслуживающего персонала, продукты жизнедеятельности работающего персонала– 0,4212 т, 5 класс, Неопасные, код 20 03 01. Ветошь промасленная- ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, обслуживание машин и механизмов- 0,0635 т, 3 класс, Опасные, код 15 02 02*. Металлолом износ оборудования, машин и механизмов– 0,7954 т., 4 класс, Неопасные, код 17 04 07. Масло отработанное- смесь масел, работа дизель- генераторов, машин и механизмов– 3,170 т, 3 класс, Опасные, код 13 02 08*. Буровые отходы (буровой шлам, отработанный БР)- бурение скважины– 491,70535 т, 3 класс, Опасные, код 01 05 05*/01 05 06*. Огарки сварочных электродов– отходы сварки, проведение сварочных работ– 0,0015 т, 4 класс, Неопасные, код 12 01 13. Используемая тара (упаковочная тара из-под реагентов, бочки из-под масел и др.)– 1,1389 т, 4 класс, Неопасные, код 15 01 10*.

Всего - 497,29585 т/ от 1 скв. или (1989,1834 т/ от 4-х скв.).

Выводы:

Государственная экологическая экспертиза Департамента экологии по Атырауской области, изучив представленное заявление №KZ56RYS01163363 от 26.05.2025 года о намечаемой деятельности, пришла к выводу о необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду в соответствии со следующими обоснованиями.

В заявлении о намечаемой деятельности указано, что намечаемая деятельность по классификации относится к пп. 2.1 Разведка и добыча углеводородов п.2 Недропользование Раздела 2 приложения 1.



Согласно п.1 статьи 65 Экологического Кодекса РК для видов деятельности и объектов, перечисленных в разделе 2 приложения 1 к настоящему Кодексу с учетом указанных в нем количественных пороговых значений (при их наличии), если обязательность проведения оценки воздействия на окружающую среду в отношении такой деятельности или таких объектов установлена в заключении о результатах скрининга воздействий намечаемой деятельности «Оценка воздействия на окружающую среду» является обязательной.

При проведении обязательной оценки воздействия на окружающую среду учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протокола размещенного на портале «Единый экологический портал», также требования ст. 72 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

Проект отчета о возможных воздействиях должен содержать следующие сведения.

1. Отчет о возможных воздействиях необходимо разработать в соответствии с приложением 2 Инструкции по организации проведению экологической оценки к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424 и должен содержать информацию согласно статьи 71 пункта 4 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

2. Необходимо представить карту-схему расположения предприятия с указанием границ санитарно-защитной зоны и ближайших селитебных зон.

3. Согласно п. 25 Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280, необходимо оценить воздействие на растительный и животный мир, а также на места, используемые (занятые) охраняемыми, ценными или чувствительными к воздействиям видами растений или животных (а именно, места произрастания, размножения, обитания, гнездования, добычи корма, отдыха, зимовки, концентрации, миграции).

4. Предусмотреть внедрение мероприятий согласно Приложения 4 к Экологическому Кодексу.

5. Вместе с тем, согласно Правилам проведения общественных слушаний, утвержденными приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286, общественные слушания по документам, намечаемая деятельность по которым может оказывать воздействие на территорию более чем одной административно-территориальной единицы (областей, городов республиканского значения, столицы, районов, городов областного, районного значения, сельских округов, поселков, сел), проводятся на территории каждой такой административно-территориальной единицы. В этой связи необходимо проведение общественных слушаний в ближайших к объекту населенных пунктах.

Также, согласно ст.73 Кодекса необходимо подать заявление на проведение оценки воздействия на окружающую среду вместе с перечнем обязательных документов, определенных Приложением 1 Правил оказания государственных услуг в области охраны окружающей среды, в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды не менее чем за 22 рабочих дня до даты проведения общественных слушаний.

6. Необходимо указать объемы образования всех видов отходов проектируемого объекта с разделением их на строительство и эксплуатации намечаемой деятельности, а также предусмотреть альтернативные методы использования отходов (методы сортировки, обезвреживания и утилизации всех образуемых видов отходов и варианты методов обращения с данным видом отходов и его утилизации). Вместе с тем, в соответствии с Классификатором отходов, утвержденный Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314 необходимо указать класс опасности отходов (опасный, неопасный, зеркальные отходы).

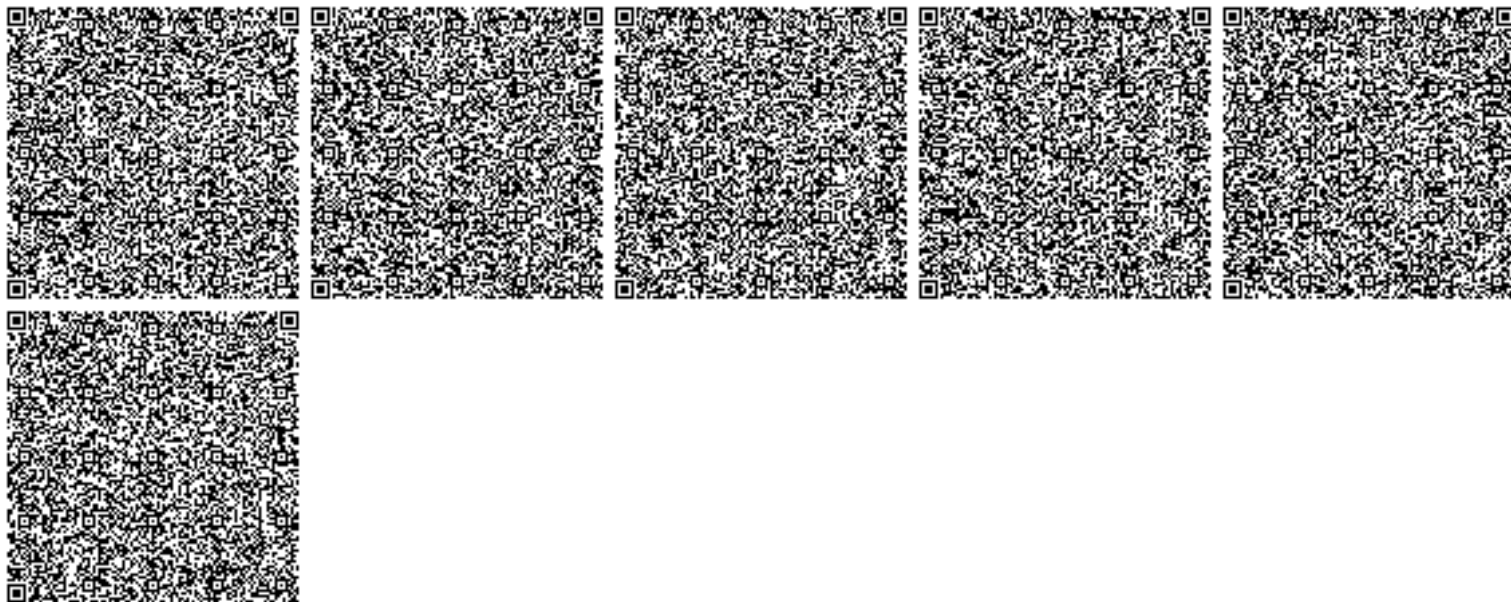


7. Согласно п. 25 Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280, необходимо оценить воздействие на растительный и животный мир, а также на места, используемые (занятые) охраняемыми, ценными или чувствительными к воздействиям видами растений или животных (а именно, места произрастания, размножения, обитания, гнездования, добычи корма, отдыха, зимовки, концентрации, миграции).

8. Согласно пункту 1 статьи 30 Закона Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года №288-VI ЗРК "Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия" При освоении территорий до отвода земельных участков должны производиться археологические работы по выявлению объектов историко-культурного наследия в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

И.о. руководителя департамента

Есенов Ерлан Сатканович



Товарищество с ограниченной ответственностью «Jasyl Energy»

Товарищество с ограниченной ответственностью
«Научно-производственный центр»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «Jasyl Energy»

 Езиева З.А.
«_____» 2025 г.

**ДОПОЛНЕНИЕ
К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ САГИЗ ЗАПАДНЫЙ**
(по состоянию изученности на 01.01.2025 г.)

Договор № S-PE-147-24 от «28» февраля 2024 г.
Дополнительное соглашение № 1 от «01» июля 2024 г.

Том I. Текст отчета

Директор ТОО «Научно-
производственный центр»



Б. Сакауов

г. Актау, 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Директор ТОО «НПЦ»



Б.К. Сакауов

Ответственный исполнитель:

Ведущий геолог отдела геологии и геофизических исследований месторождений УВС, к.г-м.н., доктор философии



В.П. Котов

Ведущий геолог отдела геологии и геофизических исследований месторождений УВС,



Б.К. Толеков

Старший геолог отдела геологии и геофизических исследований месторождений УВС,



Ж.А. Крымкулова

Ведущий геофизик отдела геологии и геофизических исследований месторождений УВС,



М.С. Овсеенко

Ведущий инженер отдела проектирования и экономического анализа разработки месторождения УВС



А.М. Кистаугалиев

Ведущий инженер-экономист отдела проектирования и экономического анализа разработки месторождения УВС



Е.Б. Кожобеков

Начальник отдела проектирования экологии и охраны окружающей среды



А.В. Драган

Ведущий эколог отдела проектирования экологии и охраны окружающей среды



Н.Т. Дергилева

Нормоконтролер



А.И. Джуксангалиева



ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	19
ВВЕДЕНИЕ	27
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	28
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ..	31
2.1. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	31
2.2. ХАРАКТЕРИСТИКА ТОЛЩИН, КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ И ИХ НЕОДНОРОДНОСТИ	56
2.2.1. <i>Характеристика толщин продуктивных горизонтов и их неоднородности</i>	56
2.2.2. <i>Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов по керну и ГИС</i>	79
2.3. СВОЙСТВА И СОСТАВ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ	93
2.3.1. <i>Свойства нефти в пластовых условиях</i>	93
2.3.2. <i>Свойства и состав нефти в поверхностных условиях</i>	98
2.3.3. <i>Свойства и состав растворенного в нефти газа</i>	103
2.3.4. <i>Состав и свойства пластового газа</i>	104
2.3.5. <i>Свойства и состав пластовой воды</i>	110
2.4. ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	116
2.5. ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА	126
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	132
3.1. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ, ХАРАКТЕРИСТИКА ИХ ПРОДУКТИВНОСТИ	132
3.1.1. <i>Результаты опробования скважин</i>	132
3.1.2. <i>Результаты гидродинамических исследований скважин</i>	148
3.1.3. <i>Характеристика энергетического состояния эксплуатационных объектов</i>	157
3.1.4. <i>Анализ проводимых режимных исследований скважин и пластов, определение рационального давления (режима работы скважин) эксплуатации скважин</i>	161
3.2. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ	192
3.2.1. <i>Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки</i>	192
3.2.2. <i>Характеристика отборов нефти, газа и жидкости</i>	200
3.2.3. <i>Анализ эффективности реализуемой системы разработки</i>	216
3.2.4. <i>Анализ выработки запасов нефти из пластов</i>	223
3.3. ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ РАСЧЕТНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТОВ	228
3.3.1. <i>Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки</i>	228
3.3.2. <i>Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки</i>	232
3.4. ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ И ВЫБОР РАСЧЕТНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	233
3.4.1. <i>Обоснование выделения эксплуатационных объектов</i>	233



3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	238
3.4.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласты.....	253
3.4.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки месторождения	254
3.4.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин	256
3.5. Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей.....	259
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	261
4.1. Технологические показатели вариантов разработки	261
4.2. Экономические показатели вариантов разработки.....	278
4.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр.....	292
5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	300
5.1. Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	300
6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.....	302
6.1. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	302
6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	306
6.3. Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки добываемой скважинами продукции	311
6.4. Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	316
6.5. Рекомендации к системе поддержания пластового давления, качеству используемого агента	318
7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН.....	320
7.1. Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	320
7.1.1. Рекомендации к конструкциям скважин	320
7.1.2. Требования к производству буровых работ	322
7.1.3. Требования к технологии и качеству цементирования скважин	323
7.2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	326
7.2.1. Требования к типам и характеристикам промывочной жидкости при первичном вскрытии	326
7.2.2. Требования к типам и характеристикам перфорационной жидкости при вторичном вскрытии.....	327
8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ.....	331



9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	343
9.1. КОМПЛЕКС ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН	343
9.2. КОМПЛЕКС ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ	345
9.3. КОМПЛЕКС ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ	347
10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	351
10.1. Мероприятия по охране атмосферного воздуха	351
10.2. Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов	352
10.3. Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира	354
10.4. Мероприятия по защите окружающей среды от негативного действия отходов	356
10.5. Охрана недр	357
10.6. Мероприятия по ликвидации аварий	358
10.7. Противоэпидемическая безопасность	360
11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	362
12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.....	364
12.1. УПРАВЛЯЕМОЕ РАДИАЛЬНОЕ ВСКРЫТИЕ ПЛАСТОВ (УРВП)	364
12.2. ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА ИЗ ПРОБУРЕННЫХ СКВАЖИН (ЗБС).....	364
13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	369
13.1. РАСЧЕТ РАЗМЕРА УДЕЛЬНОГО НОРМАТИВА ОТЧИСЛЕНИЙ В ЛИКВИДАЦИОННЫЙ ФОНД	371
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	373
ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ.....	375



СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1. 1-Сагиз Западный. Распределение залежей нефти и газа по горизонтам и блокам.	45
Таблица 2.1. 2-Сагиз Западный. Таблица обоснования контактов по залежам нефти и газа.....	53
Таблица 2.2. 1-Характеристика статистических показателей неоднородности залежей месторождения Сагиз Западный.....	68
Таблица 2.2. 2-Характеристика толщин продуктивных горизонтов.....	72
Таблица 2.2. 3-Обобщённая характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонтов триаса.....	84
Таблица 2.2. 4-Ряды распределения проницаемости образцов керна по горизонтам	84
Таблица 2.2. 5-Статистическая характеристика коллекторских свойств горизонтов.....	85
Таблица 2.3. 1-Свойства нефти в пластовых условиях	95
Таблица 2.3. 2-Свойства и состав нефти в поверхностных условиях	101
Таблица 2.3. 3-Свойства и состав растворенного в нефти газа.....	105
Таблица 2.3. 4-Состав и свойства пластового газа	106
Таблица 2.3. 5-Состав и свойства газа по устьевым пробам.....	107
Таблица 2.3. 6-Химический состав и физические свойства пластовых проб воды	114
Таблица 2.4. 1-Результаты определения остаточной водонасыщенности по ККД	119
Таблица 2.4. 2-Результаты эксперимента по вытеснению нефти водой.....	122
Таблица 2.4. 3-Результаты определения коэффициента вытеснения.....	123
Таблица 2.4. 4-Результаты определения относительных фазовых проницаемостей.....	124
Таблица 2.4. 5-Результат определение показателя смачиваемости Амотта	126
Таблица 2.5. 1-Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Сагиз Западный	128
Таблица 2.5. 2-Сводная таблица подсчета геологических запасов свободного газа и газа газовых шапок месторождения Сагиз Западный	131
Таблица 3.1. 1-Результаты опробования скважин месторождения Сагиз Западный по состоянию на 01.01.2025 г.....	143
Таблица 3.1. 2-Результаты гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов и уровней месторождения Сагиз Западный	150
Таблица 3.1. 3-Результаты гидродинамических исследований скважин методом регистрации кривой восстановления давления месторождения Сагиз Западный.....	155
Таблица 3.1. 4-Сопоставление начального и текущего энергетического состояния скважин и пластов по месторождению Сагиз Западный	160
Таблица 3.1. 5-Динамика энергетического состояния скважин и пластов по месторождению Сагиз Западный	160
Таблица 3.1. 6-Рекомендуемый рациональный режим работы добывающих скважин, при котором коэффициент продуктивности по нефти (дебит скважин по нефти) и газовый фактор остаются стабильными	169
Таблица 3.2. 1-Структура фонда скважин месторождения Сагиз Западный по состоянию на 02.01.2025 г.....	193
Таблица 3.2. 2-Информация по датам окончания бурения, вводу скважин в эксплуатацию, конструкции скважин и накопленной добыче нефти.....	194
Таблица 3.2. 3-Коэффициенты эксплуатации и использования фонда скважин в динамике	197
Таблица 3.2. 4-Распределение действующего добывающего фонда скважин по дебитам нефти и жидкости по объектам	198
Таблица 3.2. 5-Распределение действующего добывающего фонда скважин по дебитам нефти и жидкости по годам	198
Таблица 3.2. 6-Динамика изменения характеристик эксплуатации по скважинам	199
Таблица 3.2. 7-Динамика основных показателей разработки месторождения Сагиз Западный.....	207
Таблица 3.2. 8-Динамика основных показателей разработки I-го эксплуатационного объекта	208
Таблица 3.2. 9-Динамика основных показателей разработки II-го эксплуатационного объекта	209
Таблица 3.2. 10-Динамика основных показателей разработки III-го эксплуатационного объекта.....	210
Таблица 3.2. 11-Динамика основных показателей разработки IV-го эксплуатационного объекта.....	211
Таблица 3.2. 12-Динамика основных показателей разработки V-го эксплуатационного объекта	212
Таблица 3.2. 13-Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению Сагиз Западный.....	218



Таблица 3.2. 14-Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по I-му эксплуатационному объекту.....	219
Таблица 3.2. 15-Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по II-му эксплуатационному объекту.....	220
Таблица 3.2. 16-Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по III-му эксплуатационному объекту.....	221
Таблица 3.2. 17-Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по IV-му эксплуатационному объекту.....	222
Таблица 3.2. 18-Состояние выработанности извлекаемых запасов нефти по эксплуатационным объектам в разрезе блоков, и в целом по месторождению Сагиз Западный.....	225
Таблица 3.2. 19-Вовлеченные в активную разработку извлекаемые запасы нефти и оценка потенциального коэффициента извлечения нефти по эксплуатационным объектам и месторождению	227
Таблица 3.3. 1-Расчет коэффициента зональной неоднородности	230
Таблица 3.3. 2-Расчет коэффициента послойной неоднородности.....	230
Таблица 3.4. 1-Начальные геологические запасы нефти промышленной категории по блокам (залежам), горизонтам и эксплуатационным объектам	234
Таблица 3.4. 2-Суммарная добыча нефти по блокам, горизонтам и эксплуатационным объектам.....	234
Таблица 3.4. 3-Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов.....	237
Таблица 3.4. 4-План-график реализации мероприятий по регулированию процесса разработки по рассмотренным вариантам разработки	248
Таблица 3.4. 5-Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки месторождения Сагиз Западный. Вариант разработки 1	250
Таблица 3.4. 6-Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки месторождения Сагиз Западный. Рекомендуемый вариант разработки 2.....	251
Таблица 3.4. 7-Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки месторождения Сагиз Западный. Вариант разработки 3.....	252
Таблица 3.4. 8-Коэффициенты извлечения нефти по залежам (блокам) эксплуатационных объектов месторождения Сагиз Западный по 2-му рекомендуемому варианту разработки	258
Таблица 3.4. 9-Коэффициенты вытеснения нефти водой по залежам (блокам) эксплуатационных объектов месторождения Сагиз Западный по 2-му рекомендуемому варианту разработки	258
Таблица 3.4. 10-Коэффициенты охвата процессом вытеснения по залежам (блокам) и эксплуатационным объектам месторождения Сагиз Западный по 2-му рекомендуемому варианту разработки.....	258
Таблица 3.5. 1-Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат.....	260
Таблица 4.1. 1-Проектные технологические показатели разработки месторождения Сагиз Западный. Рекомендуемый вариант разработки 2.....	264
Таблица 4.1. 2-Характеристика основного фонда скважин месторождения Сагиз Западный. Рекомендуемый вариант разработки 2	265
Таблица 4.1. 3-Проектные технологические показатели разработки I-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-I+II). Рекомендуемый вариант разработки 2	266
Таблица 4.1. 4-Характеристика основного фонда скважин I-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-I+II). Рекомендуемый вариант разработки 2	267
Таблица 4.1. 5-Проектные технологические показатели разработки II-го эксплуатационного объекта (горизонт Т-III). Рекомендуемый вариант разработки 2	268
Таблица 4.1. 6-Характеристика основного фонда скважин II-го эксплуатационного объекта (горизонт Т-III). Рекомендуемый вариант разработки 2	269
Таблица 4.1. 7-Проектные технологические показатели разработки III-го эксплуатационного объекта (горизонт Т-IV). Рекомендуемый вариант разработки 2.....	270
Таблица 4.1. 8-Характеристика основного фонда скважин III-го эксплуатационного объекта (горизонт Т-IV). Рекомендуемый вариант разработки 2	271
Таблица 4.1. 9-Проектные технологические показатели разработки IV-го эксплуатационного объекта (горизонт Т-V). Рекомендуемый вариант разработки 2	272
Таблица 4.1. 10-Характеристика основного фонда скважин IV-го эксплуатационного объекта (горизонт Т-V). Рекомендуемый вариант разработки 2	273
Таблица 4.1. 11-Проектные технологические показатели разработки V-го эксплуатационного объекта (горизонт Т-VI). Рекомендуемый вариант разработки 2.....	274



Таблица 4.1. 12-Характеристика основного фонда скважин V-го эксплуатационного объекта (горизонт T-VI). Рекомендуемый вариант разработки 2	275
Таблица 4.1. 13-Проектные технологические показатели разработки VI-го эксплуатационного объекта (горизонт T-V). Рекомендуемый вариант разработки 2	276
Таблица 4.1. 14-Характеристика основного фонда скважин VI-го эксплуатационного объекта (горизонт T-V). Рекомендуемый вариант разработки 2	277
Таблица 4.2. 1-Расчет дохода от реализации продукции по рекомендуемому варианту 2	280
Таблица 4.2. 2-Расчет капитальных вложений по рекомендуемому варианту 2	281
Таблица 4.2. 3-Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому варианту 2	284
Таблица 4.2. 4-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по рекомендуемому варианту 2	285
Таблица 4.2. 5-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2	286
Таблица 4.2. 6-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2	287
Таблица 4.2. 7-Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2	289
Таблица 4.3. 1-Рентабельные коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы нефти по вариантам разработки месторождения Сагиз Западный	292
Таблица 4.3. 2-Коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа по залежам, зонам насыщения и категориям по рекомендуемому 2-му варианту разработки месторождения Сагиз Западный	293
Таблица 4.3. 3-Извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения свободного и газа газовых шапок месторождения Сагиз Западный	298
Таблица 4.3. 4-Сопоставление утвержденных ГКЗ Республики Казахстан коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти с рекомендуемыми величинами по залежам, зонам насыщения и категориям по рекомендуемому 2-му варианту разработки месторождения Сагиз Западный	299
Таблица 5.1. 1-Технико-экономические показатели по вариантам	300
Таблица 5.1. 2-Интегральные экономические показатели в расчетных (без учета инфляции) ценах	301
Таблица 6.4. 1-Баланс сырого газа по месторождению Сагиз Западный на 2025-2028 гг.	317
Таблица 7.1. 1-Рекомендуемая конструкция проектных эксплуатационных скважин САГЗ-22, САГЗ-24 и САГЗ-27 месторождения Сагиз Западный	321
Таблица 7.1. 2-Рекомендуемая конструкция эксплуатационной скважины САГЗ-26 БС при зарезке бокового ствола месторождения Сагиз Западный	321
Таблица 7.1. 3-Оборудование устья скважин	322
Таблица 7.1. 4-Рекомендации по цементированию обсадных колонн	325
Таблица 8.1. 1-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ в целом по месторождению Сагиз Западный	336
Таблица 8.1. 2-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ по I-му эксплуатационному объекту (продуктивные горизонты T-I+II)	337
Таблица 8.1. 3-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ по II-му эксплуатационному объекту (продуктивный горизонт T-III)	338
Таблица 8.1. 4-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ по III-му эксплуатационному объекту (продуктивный горизонт T-IV)	339
Таблица 8.1. 5-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ по IV-му эксплуатационному объекту (продуктивный горизонт T-V)	340
Таблица 8.1. 6-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ по V-му эксплуатационному объекту (продуктивный горизонт T-VI)	341
Таблица 8.1. 7-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ по VI-му эксплуатационному объекту (продуктивный горизонт T-VII)	342
Таблица 9.1. 1-Рекомендуемый комплекс исследовательских работ	345
Таблица 11. 1-Распределение запасов нефти категории C ₂ по месторождению Сагиз Западный	362
Таблица 13.1. 1-Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд	371



Таблица 13.1. 2–Расчет величины отчислений в Ликвидационный фонд в зависимости от годовых уровней добычи нефти.....	372



СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1-Обзорная карта района работ.....	29
Рисунок 1.2-Выкопировка из картограммы Участка недр месторождения Сагиз Западный.....	30
Рисунок 2.1. 1-Фрагмент тектонической схемы Эмбенской нефтеносной области (по О.С. Туркову, 1978 г.)	37
Рисунок 2.1. 2-Сагиз Западный. Структурная карта по отражающему горизонту Т-III.....	38
Рисунок 2.1. 3-Сейсмический профильный разрез по линии скважин	39
Рисунок 2.3. 1-Зависимость давления насыщения от газосодержания	Рисунок 2.3. 2-Зависимость плотности нефти от газосодержания
Рисунок 2.3. 3-Зависимость объемного коэффициента от газосодержания	Рисунок 2.3. 4-Зависимость вязкости от плотности пластовой нефти
Рисунок 2.3. 5-Изменение параметров пластовой нефти по снижению давления. Горизонт Т-II	96
Рисунок 2.4. 1-Кривые капиллярного давления по горизонтам	97
Рисунок 2.4. 2-Связь остаточной водонасыщенности с пористостью и проницаемостью	117
Рисунок 2.4. 3-Графики вытеснения нефти водой	119
Рисунок 2.4. 4-Кривые относительной фазовой проницаемости. Скважины САГЗ-19, САГЗ-26... ..	123
Рисунок 2.4. 5-Кривые относительной фазовой проницаемости. Скважины САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-10.....	124
Рисунок 2.4. 6-Соотношение проницаемости нефти и воды.....	124
Рисунок 3.1. 1-Зависимость изменения начального пластового давления от глубины	125
Рисунок 3.1. 2-Зависимость изменения начальной пластовой температуры от глубины.....	149
Рисунок 3.1. 3-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-3. Апрель 2012 г. Горизонты II	149
Рисунок 3.1. 4-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-3. Апрель 2012 г. Горизонты II	170
Рисунок 3.1. 5-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-8. Февраль 2014 г. Горизонт II	170
Рисунок 3.1. 6-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-8. Февраль 2014 г. Горизонт II	171
Рисунок 3.1. 7-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-6. Февраль 2014 г. Горизонт II	171
Рисунок 3.1. 8-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-6. Февраль 2014 г. Горизонт II	172
Рисунок 3.1. 9-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-10. Март 2014 г. Горизонт II.....	172
Рисунок 3.1. 10-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-10. Март 2014 г. Горизонт II.....	173
Рисунок 3.1. 11-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-10. Апрель 2023 г. Горизонт II	173
Рисунок 3.1. 12-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-10. Апрель 2023 г. Горизонт II.....	174
Рисунок 3.1. 13-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-18. Март 2024 г. Горизонты II.....	174
Рисунок 3.1. 14-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-18. Март 2024 г. Горизонты II.....	175
Рисунок 3.1. 15-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-1. Май 2012 г. Горизонт III.....	175
Рисунок 3.1. 16-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-1. Май 2012 г. Горизонт III.....	176
Рисунок 3.1. 17-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-7. Январь-март 2014 г. Горизонт V	176
Рисунок 3.1. 18-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-7. Январь-март 2014 г. Горизонт V	177
Рисунок 3.1. 19-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-9. Апрель 2014 г. Горизонт III.....	177
Рисунок 3.1. 20-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-9. Апрель 2014 г. Горизонт III.....	178
Рисунок 3.1. 21-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-6. Июль-сентябрь 2014 г. Горизонт III	178
Рисунок 3.1. 22-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-6. Июль-сентябрь 2014 г. Горизонт III	179
Рисунок 3.1. 23-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-20. Июль 2022 г. Горизонт II	179
Рисунок 3.1. 24-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-20. Июль 2022 г. Горизонт II	180
Рисунок 3.1. 25-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-15. Август 2023 г. Горизонт II.....	180
Рисунок 3.1. 26-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-15. Август 2023 г. Горизонт II.....	181



Рисунок 3.1. 26-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-15. Август 2023 г. Горизонт II.....	181
Рисунок 3.1. 27-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-1. Август 2012 г. Горизонт IV	182
Рисунок 3.1. 28-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-1. Август 2012 г. Горизонт IV	182
Рисунок 3.1. 29-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-5. Сентябрь 2013 г. Горизонт IV	183
Рисунок 3.1. 30-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-5. Сентябрь 2013 г. Горизонт IV	183
Рисунок 3.1. 31-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-6. Ноябрь 2013 г. Горизонт IV.....	184
Рисунок 3.1. 32-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-6. Ноябрь 2013 г. Горизонт IV	184
Рисунок 3.1. 33-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-6. Март 2014 г. Горизонт IV	185
Рисунок 3.1. 34-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-6. Март 2014 г. Горизонт IV	185
Рисунок 3.1. 35-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-6. Июнь 2014 г. Горизонт IV	186
Рисунок 3.1. 36-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-6. Июнь 2014 г. Горизонт IV	186
Рисунок 3.1. 37-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-7. Апрель 2014 г. Горизонт IV	187
Рисунок 3.1. 38-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-7. Апрель 2014 г. Горизонт IV	187
Рисунок 3.1. 39-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-9. Ноябрь 2013 г. Горизонт IV.....	188
Рисунок 3.1. 40-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-9. Ноябрь 2013 г. Горизонт IV	188
Рисунок 3.1. 41-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-12. Апрель 2014 г. Горизонт IV	189
Рисунок 3.1. 42-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-12. Апрель 2014 г. Горизонт IV	189
Рисунок 3.1. 43-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-1. Январь 2013 г. Горизонт V	190
Рисунок 3.1. 44-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-1. Январь 2013 г. Горизонт V	190
Рисунок 3.1. 45-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-19. Июнь 2024 г. Горизонт IV	191
Рисунок 3.1. 46-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-19. Июнь 2024 г. Горизонт IV	191
Рисунок 3.2. 1-Динамика основных показателей разработки по месторождению Сагиз Западный	213
Рисунок 3.2. 2-Динамика основных показателей разработки по I-му эксплуатационному объекту	213
Рисунок 3.2. 3-Динамика основных показателей разработки по II-му эксплуатационному объекту	214
Рисунок 3.2. 4-Динамика основных показателей разработки по III-му эксплуатационному объекту	214
Рисунок 3.2. 5-Динамика основных показателей разработки по IV-му эксплуатационному объекту	215
Рисунок 3.2. 6-Динамика основных показателей разработки по V-му эксплуатационному объекту	215
Рисунок 3.3. 1-Геолого-статистические разрезы (ГСР) по горизонтам Т-II (слева) и Т-IV (справа)	231
Рисунок 3.4. 1-Распределение вновь посчитанных начальных геологических запасов нефти по объектам	236
Рисунок 3.4. 2-Распределение вновь посчитанных начальных геологических запасов нефти по блокам.....	236
Рисунок 4.2. 1-Чувствительность проекта к изменению ВНД (IRR) по варианту 2	291
Рисунок 4.2. 2-Чувствительность проекта к изменению ЧПС (NPV) по варианту 2	291
Рисунок 6.3. 1-Технологическая схема установки подготовки нефти (УПН) месторождения Сагиз Западный	315
Рисунок 12.1. 1-Информация по области применения управляемого радиального вскрытия пластов	368



Табличное приложение 4.2. 1-Расчет дохода от реализации продукции по варианту 1	404
Табличное приложение 4.2. 2-Расчет дохода от реализации продукции по варианту 3	405
Табличное приложение 4.2. 3-Расчет капитальных вложений по варианту 1	406
Табличное приложение 4.2. 4-Расчет капитальных вложений по варианту 3	406
Табличное приложение 4.2. 5-Расчет эксплуатационных затрат по варианту 1	407
Табличное приложение 4.2. 6-Расчет эксплуатационных затрат по варианту 3	407
Табличное приложение 4.2. 7-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по варианту 1	409
Табличное приложение 4.2. 8-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по варианту 3	409
Табличное приложение 4.2. 9-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по варианту 1	410
Табличное приложение 4.2. 10-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по варианту 3	410
Табличное приложение 4.2. 11-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по варианту 1	411
Табличное приложение 4.2. 12-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по варианту 3	411
Табличное приложение 4.2. 13-Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по варианту 1	412
Табличное приложение 4.2. 14-Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по варианту 3	412



СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование приложения	Номер прило- жения	Номер листа приложения	Масштаб приложения	Степень секрет- ности прило- жения
1	2	3	4	5	6
1	Сагиз Западный Среднее-нормальный разрез	1	1	1:2000	н/с
2	Сагиз Западный Геологический профиль по линии I-I	2	2	гор. 1:10000 верт. 1:1000	н/с
3	Сагиз Западный Структурная карта по отражающему горизонту VI	3	3	1:25000	н/с
4	Сагиз Западный Структурная карта по отражающему горизонту V	4	4	1:25000	н/с
5	Сагиз Западный Структурная карта по отражающим горизонтам Т-III; Т-V	5	5	1:25000	н/с
6	Сагиз Западный Сейсмический профиль по линии I-I; II-II; III-III; IV- IV	6	6	гор. 1:25000 верт. 1 сек=25 см	н/с
7	Сагиз Западный Горизонт Т-I а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтегазонасыщенных толщин в) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин г) Карта эффективных газонасыщенных толщин	7	7	1:10000	н/с
8	Сагиз Западный Горизонт Т-I а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтегазонасыщенных толщин в) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин г) Карта эффективных газонасыщенных толщин	8	8	1:10000	н/с
9	Сагиз Западный Горизонт Т-III а) Структурная карта по кровле коллектора	9	9	1:10000	н/с



	б) Карта эффективных нефтегазонасыщенных толщин в) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин г) Карта эффективных газонасыщенных толщин				
10	Сагиз Западный Горизонт Т-IV а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтегазонасыщенных толщин в) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин г) Карта эффективных газонасыщенных толщин	10	10	1:10000	н/с
11	Сагиз Западный Подсчетный план, горизонт Т-V а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтегазонасыщенных толщин в) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин г) Карта эффективных газонасыщенных толщин	11	11	1:10000	н/с
12	Сагиз Западный Горизонт Т-VI а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтегазонасыщенных толщин в) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин г) Карта эффективных газонасыщенных толщин	12	12	1:10000	н/с
13	Сагиз Западный Горизонт Т-VII а) Структурная карта по кровле коллектора б) Карта эффективных нефтегазонасыщенных толщин в) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин г) Карта эффективных газонасыщенных толщин	13	13	1:10000	н/с
14	I-объект разработки схема размещения пробуренных и проектных скважин	14	14	1:10000	н/с
15	II-объект разработки	15	15	1:10000	н/с



	схема размещения пробуренных и проектных скважин				
16	III-объект разработки схема размещения пробуренных и проектных скважин	16	16	1:10000	н/с
17	IV-объект разработки схема размещения пробуренных и проектных скважин	17	17	1:10000	н/с
18	V-объект разработки схема размещения пробуренных и проектных скважин	18	18	1:10000	н/с
19	VI-объект разработки схема размещения пробуренных и проектных скважин	19	19	1:10000	н/с
20	I-объект разработки а) Карта текущих отборов жидкости б) Карта накопленных отборов жидкости	20	20	1:10000	н/с
21	II-объект разработки Карта текущих отборов жидкости	21	21	1:10000	н/с
22	III-объект разработки а) Карта текущих отборов жидкости б) Карта накопленных отборов жидкости	22	22	1:10000	н/с
23	IV-объект разработки Карта текущих отборов жидкости	23	23	1:10000	н/с
24	V-объект разработки Карта текущих отборов жидкости	24	24	1:10000	н/с

Всего графических приложений, на 24 листах, в т.ч. 24 несекретно.



8. Техническое задание на составление «Дополнения к проекту разработки месторождения Сагиз Западный» (далее «Проект»)**8.1 Основные требования к Проекту:**

- Проект выполняется согласно действующим «Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» утвержденным приказом №329 от 24.08.2018 г. и.о. Министра энергетики РК;
- Исходную геолого-промысловую информацию необходимо учесть по состоянию на 01.09.2024 г., а также любую дополнительную информацию, полученную до завершения работ по проекту разработки месторождения, результаты которой могут повлиять на принятие проектных решений и выполнение технико-экономических расчетов;
- Обосновать систему разработки отдельных эксплуатационных объектов и месторождения в целом;
- Рассмотреть в проектном документе различные варианты разработки, расчет прогнозные показатели добычи нефти и попутного газа на рентабельный период;
- Первый год расчета проектных технико-экономических показателей – 2026 г.

8.2 Экспертная оценка и утверждение Проекта:

- Согласование Проекта с Заказчиком;
- Сопровождение Проекта при проведении независимой экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки;
- Защита Проекта на заседании ЦКРР РК.

9. Техническое задание на составление проекта «Отчет о возможных воздействиях намечаемой деятельности на окружающую среду к «Дополнению к проекту разработки месторождения Сагиз Западный» (далее «Проект»)**9.1 Состав работы:**

- 1.1 Состав разделов Проекта и степень их проработки определить с учетом требований и рекомендаций нормативно-правовых актов, действующих на дату составления Проекта.

9.2 Экспертная оценка и утверждение Проекта:

- Согласование Проекта с Заказчиком;
- Организация и проведение общественной экологической экспертизы (общественные слушания) по месту административной принадлежности производственного объекта, согласно «Правилам проведения общественных слушаний», утвержденным приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286;
- Согласование Проекта в контролирующих органах согласно действующему законодательству и получение заключения Государственной экологической экспертизы.

10. Сроки выполнения работ по проектной документации:

Согласно календарному графику выполнения работ (Приложение № 2)

11. Количество экземпляров:

- Передача Заказчику 3 (трех) экземпляров каждого проектного документа с графическими приложениями на бумажных носителях и в цифровом виде на CD.

12. Специальные требования к потенциальным подрядчикам:

- 12.1. Наличие лицензии на составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализ разработки месторождений углеводородов (пункт 11), и составление технических проектных документов для месторождений углеводородов (пункт 12).
- 12.2. Наличие лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды;
- 12.3. Наличие у потенциального поставщика (Исполнителя) специализированного программного обеспечения Petrel либо аналогичное программное обеспечение, для динамического анализа сейсморазведочных данных, моделирования и подсчета запасов в рамках оказываемых Услуг. Персонал, не менее 1-го специалиста, обученного работе на таком программном обеспечении. В составе конкурсной заявки представить документы, подтверждающие наличие у потенциального поставщика (Исполнителя) такого программного обеспечения и обученного специалиста;
- 12.4. Наличие у потенциального поставщика услуг не менее 10 специалистов в области геологии, геологического и гидродинамического моделирования с опытом работы не менее 7 лет. Необходимо приложить резюме специалистов с указанием перечня выполненных работ в области структурного моделирования, геологического моделирования, гидродинамического моделирования.
- 12.5. Все дополнительные вопросы, не нашедшие отражения в настоящем техническом задании, которые могут возникнуть у Заказчика, рассматриваются в рабочем порядке, и



- при необходимости, должны учитываться в проектной документации;
- 12.6. Подрядчик обязуется устранить все замечания, которые могут возникнуть при согласовании предварительных результатов с Заказчиком.
- 12.7. При возникновении замечаний по проектной документации со стороны контролирующих органов, на основании авторства устранять замечания от имени Исполнителя с согласования с Заказчиком.
- 12.8. Вся переписка и корреспонденция с контролирующими органами должна осуществляться с согласования Заказчика.
- 12.9. Все изменения, дополнения и рекомендации должны вноситься в Отчет/Проект после согласования с Заказчиком.
- 12.10. Подрядчик обязуется еженедельно представлять Заказчику информационный отчет о проделанной работе по ПРОЕКТАМ.

Заместитель главного геолога
ТОО «5А ОП (5А ОИЛ)»

Сугуров М.

Заказчик:
ТОО «5А ОП (5А ОИЛ)»

Председатель Правления
Касенов А.К.



Исполнитель:
ТОО «Научно-производственный центр»

Директор
Сакауов Б.К.



РЕФЕРАТ

Недропользователем месторождения Сагиз Западный является ТОО «Jasyl Energy» (прежнее наименование ТОО «5A OIL (5A ОИЛ)») в соответствии с Контрактом на добычу № 4947-УВС от «13» июля 2021 г. и Дополнением № 1 к нему (рег. № 4960-УВС-МЭ от «02» сентября 2021 г.). Право недропользования по Контракту перешло к ТОО «Jasyl Energy» от ТОО «5A OIL (5A ОИЛ)» на основании Дополнения № 2 (Государственный регистрационный № 5343-УВС-МЭ от «19» июня 2024 г.). Период добычи по месторождению Сагиз Западный составляет 13 лет – до «01» сентября 2034 г.

Участок недр (Горный отвод) для осуществления операций по недропользованию на месторождении Сагиз Западный в пределах блока XXV-14-Е (частично) выдан Комитетом геологии МПИС Республики Казахстан ТОО «Jasyl Energy» (рег. № 649 Д-УВ от «05» июня 2024 г.). Площадь Участка недр (Горного отвода) – 14,443 кв.км, глубина отвода – «минус» 1410,0 м.

Поисковые и разведочные работы на месторождении Сагиз Западный велись недропользователем ТОО «5A OIL (5A ОИЛ)» (ранее ТОО «Манаш Петролеум» и ТОО «Самек Интернешнл») в соответствии с Контрактом № 1117 на Разведку и Добычу углеводородного сырья на территориях Блока А: XXIV (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXV-16 (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXVI-17 (частично), 18 (частично) и Блока Е: XXV-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVI-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVII-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично) в Атырауской области Республики Казахстан, заключенным с Министерством энергетики и минеральных ресурсов РК 04 марта 2003 года и Дополнениями к Контракту №№ 1-21.

В связи с завершением пробной эксплуатации месторождения Сагиз Западный, в соответствии с пунктом 34 статьи 278 Кодекса «О недрах и недропользовании», между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «5A OIL (5A ОИЛ)» был заключен Контракт на добычу углеводородов на месторождении Сагиз Западный в Атырауской области Республики Казахстан за рег. №4947-УВС от 13.07.2021 г., на основе которого месторождение Сагиз Западный было введено в промышленную разработку с 01.09.2021 г.

Структура Сагиз Западный установлена в 2010 г. по результатам обработки и интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ-3Д, проведенных в объеме 210 кв.квм 2007 г.

В 2010-2011 гг. структура была подготовлена к глубокому поисково-разведочному бурению. Глубокое поисковое бурение на месторождении Сагиз Западный начато в



августе 2011 г., а в декабре 2011 г., при опробовании скважины САГЗ-1, получен фонтанный приток нефти из триасовых отложений.

В конце 2011 и начале 2012 гг. на месторождении Сагиз Западный дополнительно пробурены две поисковые скважины (САГЗ-2 и САГЗ-3), последняя из которых подтвердила продуктивность триасовых отложений.

Оперативный подсчет геологических запасов УВС по месторождению выполнялся дважды, в 2012 г. по результатам бурения трех поисковых скважин (протокол ГКЗ Республики Казахстан № 1238-12-П от 27.11.2012 г.), и в 2014 г., по состоянию изученности на 01.06.2014 г. (протокол ГКЗ Республики Казахстан № 1430-14-П от 27.06.2014 г.) на основе результатов детальных сейсморазведочных работ 3Д проведенных в 2011 г., и результатов бурения 4 поисковых и 10 оценочных скважин по семи триасовым продуктивным горизонтам. Согласно протоколу ГКЗ Республики Казахстан (№ 1430-14-П от 27.06.2014 г.) в целом по месторождению Сагиз Западный на Государственном балансе числились запасы (геологические/извлекаемые):

- нефти по категориям: $C_1 - 1539 \text{ тыс.т} / 461 \text{ тыс.т.}$; $C_2 - 450 \text{ тыс.т} / 137 \text{ тыс.т.}$;

- растворенного газа: $C_1 - 191 \text{ млн. м}^3 / 56 \text{ млн. м}^3$; $C_2 - 54 \text{ млн. м}^3 / 15 \text{ млн. м}^3$;

- свободного газа: геологические по категории $C_1 - 35 \text{ млн. м}^3$; $C_2 - 99 \text{ млн. м}^3$.

В 2014 г. ТОО «АктюбНИГРИ», на основании принятых запасов, был разработан «Проект пробной эксплуатации месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.06.2014 г.)», рассмотренный ЦКРР МННГ Республики Казахстан (протокол № 52/28 от «17» октября 2014 г.) и утвержденный КГиН МИР Республики Казахстан (письмо исх. № 27-5-1308-и от «14» ноября 2014 г.).

Пробная эксплуатация месторождения была начата «09» января 2015 г., вводом из консервации в эксплуатацию двух поисковых скважин (САГЗ-1 и САГЗ-3), а также шести оценочных скважин (САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-8, САГЗ-9 и САГЗ-10).

В связи с окончанием периода разведки, пробная эксплуатация была приостановлена с «04» марта 2015 г., путем ввода скважин во временную консервацию.

После завершения оформления и подписания Дополнения № 16 к Контракту № 1117 от «04» марта 2003 г., в рамках которого было предусмотрено продление периода разведки для оценки и проведения пробной эксплуатации, в том числе и для месторождения Сагиз Западный, работы по пробной эксплуатации месторождения были возобновлены с «24» июня 2015 г.

По состоянию на 01.07.2015 г. в пробную эксплуатацию из консервации были введены все скважины, предусмотренные проектным документом.



В 2015 г. ТОО «АктюбНИГРИ» был подготовлен отчет **«Авторский надзор за реализацией Проекта пробной эксплуатации месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.07.2015 г.)»**, который был рассмотрен на ЦКРР МЭ Республики Казахстан (протокол № 64/12 от «23» октября 2015 г.) и утвержден КГиН МИР Республики Казахстан (письмо исх. № 27-5-2606-и от «25» ноября 2015 г.).

В рамках отчета по авторскому надзору были уточнены проектные технологические показатели пробной эксплуатации на 2015-2016 гг., в соответствии с пересмотренным календарным графиком проведения работ.

В 2016 г. был подготовлен отчет **«Дополнение к Проекту пробной эксплуатации месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.07.2016 г.)»**, который был утвержден КГиН МИР Республики Казахстан (письмо исх. № 27-5-2457-и от «13» декабря 2016 г.).

В рамках вышеназванного дополнения к проектному документу был пересмотрен календарный график проведения всех ранее запроектированных работ, было представлено обоснование продления пробной эксплуатации месторождения Сагиз Западный и спрогнозированы проектные технологические показатели пробной эксплуатации на 2017-2018 гг.

С «17» августа 2017 г. все работы на месторождении были прекращены, и месторождение было введено во временную консервацию до завершения оформления Дополнения № 18 к Контракту № 1117 от «04» марта 2003 г., предусматривающего продление периода разведки для оценки и пробной эксплуатации. Дополнение № 18 было подписано «29» апреля 2019 г.

Вынужденная приостановка работ на месторождении не позволила выполнить весь объем запроектированных работ, включая бурение опережающих добывающих, нагнетательных и оценочных скважин, и соответственно решить все возложенные на пробную эксплуатацию задачи.

В целях повторного ввода месторождения в пробную эксплуатацию, в 2019 г. разработан **«Проект пробной эксплуатации месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.01.2019 г.)»**, который был согласован ЦКРР МЭ Республики Казахстан (протокол № 11/10 от «28» июня 2019 г.) на срок 254 дня, но не более срока действия периода разведки.

В рамках вышеназванного проектного документа были скорректированы сроки проведения пробной эксплуатации и оценки месторождения, с целью получения полного объема информации, предусмотренного ранее утвержденными проектным документом и дополнением к нему.



Повторный ввод месторождения в пробную эксплуатацию был начат в ноябре 2019 г., путем вывода из консервации всех скважин, предусмотренных проектным документом на проведение пробной эксплуатации.

В связи с ограничением сроков проведения пробной эксплуатации до «24» июня 2020 г., прежний недропользователь – ТОО «Манаш Петролеум» обратился в Компетентный орган Республики Казахстан, в части продления сроков пробной эксплуатации месторождения Сагиз Западный до окончания срока действия периода разведки – до «29» апреля 2021 г.

По результатам рассмотрения обращения недропользователя, Компетентным органом было принято решение о продлении срока пробной эксплуатации месторождения Сагиз Западный до окончания срока действия периода разведки – до «29» апреля 2021 г. (протокол Экспертной комиссии по вопросам недропользования МЭ РК № 7/1 МЭ РК от «22» июня 2020 г., письмо МЭ Республики Казахстан исх. № 04-11/1644-И от «01» июля 2020 года), на основании которого было подписано Дополнение № 20 к Контракту № 1117 от «04» марта 2003 г. (Государственный регистрационный № 4843-УВС-МЭ от «07» сентября 2020 г.).

В период оформления вышеупомянутого Дополнения и получения необходимых разрешительных документов на сжигание сырого газа и эмиссии, работы на месторождении были приостановлены с «25» июня по «20» сентября 2020 г.

Таким образом, пробная эксплуатация месторождения Сагиз Западный проводилась с остановками в период: 09.01.2015-04.03.2015 гг.; 24.06.2015-17.08.2017 гг.; 18.11.2019-25.06.2020 гг. и 21.09.2020-29.04.2021 гг.

В 2020-2021 гг. был составлен отчет **«Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.01.2021 г.)»** (18), который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2301-21-У от «27» апреля 2021 г.). Согласно протоколу ГКЗ Республики Казахстан, в целом по месторождению утверждены запасы (геологические / извлекаемые) по категориям:

- нефти: $C_1 - 2067 \text{ тыс.т} / 455 \text{ тыс.т.}$; $C_2 - 266 \text{ тыс.т} / 19,5 \text{ тыс.т.}$;
- растворенного газа: $C_1 - 258 \text{ млн.м}^3 / 56,8 \text{ млн.м}^3$; $C_2 - 31 \text{ млн.м}^3 / 2,1 \text{ млн.м}^3$;
- свободного газа: геологические $C_1 - 8 \text{ млн.м}^3$;
- газ газовых шапок: геологические $C_1 - 24 \text{ млн.м}^3$; $C_2 - 101 \text{ млн.м}^3$.

На основании утвержденных геологической модели и запасов УВС месторождения, в 2021 г. подготовлен **«Проект разработки месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.01.2021 г.)»** (22), который был согласован ЦКРР МЭ Республики Казахстан (протокол № 14/4 от «25» июня 2021 г.). Проектные показатели



разработки, выполненные в рамках вышеназванного проектного документа, были согласованы ЦКРР на 3 (три) года – до «31» декабря 2023 г.

Согласно проектному документу на месторождении выделено пять эксплуатационных объектов:

- **I объект** – горизонт Т-I (район скважины САГЗ-3) совместно с горизонтом Т-II;
- **II объект** – горизонт Т-III;
- **III объект** – горизонт Т-IV;
- **IV объект** – горизонт Т-V;
- **V объект** – горизонт Т-VI.

В 2022 г. составлен отчет «**Авторский надзор за реализацией Проекта разработки месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.07.2022 г.)**» (23), который был направлен в ЦКРР МЭ Республики Казахстан в уведомительном порядке.

Ввиду завершения согласованных проектных показателей разработки по месторождению подготовлен проектный документ «**Анализ разработки месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.07.2023 г.)**» (24), который согласован ЦКРР при Министерстве энергетики Республики Казахстан (протокол № 45/4 от «23-24» ноября 2023 г.). Проектные показатели разработки, выполненные в рамках вышеназванного проектного документа, были согласованы ЦКРР лишь на 2024 г.

Для завершения и утверждения отчета по пересчету запасов нефти и газа в ГКЗ Республики Казахстан, а также представления дополнения к действующему проектному документу в ЦКРР при МЭ Республики Казахстан, ТОО «Научно-производственный центр» в 2024 г. подготовлен проектный документ «**Анализ разработки месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.07.2024 г.)**» (34), который согласован ЦКРР при Министерстве энергетики Республики Казахстан (протокол № 57/19 от «21-22» ноября 2024 г.). Проектные показатели разработки, выполненные в рамках вышеназванного проектного документа, были согласованы ЦКРР только на 2025 г.

В 2025 г. ТОО «Научно-производственный центр» подготовлен отчет «**Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Сагиз Западный в Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 02.01.2025 г.)**» (33), который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан.

Согласно вышеназванному протоколу ГКЗ Республики Казахстан, в целом по месторождению Сагиз Западный утверждены запасы (геологические / извлекаемые) по категориям:

- нефти: $B+C_1 - 2\,789,2 \text{ тыс.м} / 629,8 \text{ тыс.м.}; C_2 - 458,0 \text{ тыс.м} / 72,6 \text{ тыс.м.};$



- растворенного газа: $B+C_1 - 332,4 \text{ млн.м}^3 / 113,3 \text{ млн.м}^3$; $C_2 - 54,0 \text{ млн.м}^3 / 8,7 \text{ млн.м}^3$;

- свободного газа: $C_1 - 18,0 \text{ млн.м}^3 / 13,4 \text{ млн.м}^3$;

- газ газовых шапок: $C_1 - 90,4 \text{ млн.м}^3 / 67,4 \text{ млн.м}^3$; $C_2 - 40,0 \text{ млн.м}^3 / 20,9 \text{ млн.м}^3$.

В рамках вышеуказанного отчета по пересчету запасов нефти и газа (33), по результатам сейсморазведочных работ МОГТ-3Д, бурения и интерпретации материалов геофизических исследований скважин, на месторождении Сагиз Западный установлены, как и в ранее утвержденном подсчете запасов нефти и газа (18), семь продуктивных горизонтов, приуроченные к триасовым отложениям: горизонты Т-I и Т-II приурочены к верхнетриасовым; горизонты Т-III и Т-IV отнесены к среднетриасовым и горизонты Т-V, Т-VI и Т-VII – нижнетриасовым отложениям.

Месторождение характеризуется блоковым, сложным строением и состоит из 14 самостоятельных блоков: в установленных продуктивных горизонтах выявлено 33 залежей, из которых: 4 – газовые; 5 – нефтегазовые и 24 – нефтяные.

Коллектора по типу терригенные, по пустотному пространству – поровые.

В рамках реализации протокольных решений, с целью доизучения месторождения, в период 2021-2024 гг. на месторождении были выполнены следующие работы:

- пробурено 10 скважин (САГЗ-15, САГЗ-16, САГЗ-17, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-20, САГЗ-21, САГЗ-23, САГЗ-25 и САГЗ-26), в т.ч.: оценочная скважина САГЗ-25 в целях доизучения района скважин САГЗ-4 и САГЗ-13, по результатам которых уточнено геологическое строение месторождения;

- по результатам бурения скважин САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-21, САГЗ-25 и САГЗ-26, в разрезе ранее выявленных продуктивных горизонтов, дополнительно установлено 10 залежей, из которых: 9 – нефтяные и 1 – газовая, в пределах отдельных блоков, ранее не освещенных бурением;

- в трех скважинах (САГЗ-19, САГЗ-25 и САГЗ-26) отобран керн (46,4 м) и проведены стандартные исследования керна на 67-ми образцах;

- выполнен палинологический анализ керна по скважинам САГЗ-19, САГЗ-25 и САГЗ-26;

- проведены специальные исследования на кернах, отобранных из 3-х скважин, которые включали следующие виды: определение пористости и проницаемости по газу при пластовом давлении; определение электрических свойств пород; определение капиллярного давления; рентгенометрический валовый анализ и анализ глинистой составляющей образцов; электронно-микроскопический анализ; изготовление и описание шлифов;



- отобрано и изучено 5 глубинных и 1 рекомбинированная пробы нефти;
- отобрано и изучено 7 проб нефти в поверхностных условиях;
- отобрано и изучено 5 проб пластовой воды;
- проведены гидродинамические исследования (ГДИ) методом регистрации кривой восстановления давления/уровней (КВД/КВУ): 6 исследований в 5-ти скважинах;
- проведены гидродинамические исследования (ГДИ) методом установившихся отборов/уровней (МУО/МУУ) с изменением режимов работы: 21 исследование в 12-ти скважинах;
- во всех новых скважинах проведен полный, современный комплекс методов ГИС в открытом стволе;
- в 3-х скважинах проведены геофизические исследования по контролю за разработкой (ГИС-к) – определение текущей нефтенасыщенности пластов (ИННК) и определение приточных интервалов.

На основании утвержденного ГКЗ Республики Казахстан вышеупомянутого отчета по пересчету запасов нефти и газа (33), разработано настоящее **«Дополнение к проекту разработки месторождения Сагиз Западный»**, по результатам: уточнения строения пластовых резервуаров; увеличения объема информации; выявленных новых залежей нефти и газа; фактических данных разработки месторождения, полученных в послепроектный период. По результатам вышеприведенной дополнительной информации, утвержденные начальные извлекаемые запасы нефти по пересчету запасов нефти и газа (33) увеличились на 38,1 % по сравнению с отчетом по подсчету запасов нефти и газа (18).

В рамках настоящего отчета обосновано выделение на месторождении Сагиз Западный шести эксплуатационных объектов:

- **I-й эксплуатационный объект** – продуктивные горизонты T-I + T-II;
- **II-й эксплуатационный объект** – продуктивный горизонт T-III;
- **III-й эксплуатационный объект** – продуктивный горизонт T-IV;
- **IV-й эксплуатационный объект** – продуктивный горизонт T-V;
- **V-й эксплуатационный объект** – продуктивный горизонт T-VI;
- **VI-й эксплуатационный объект** – продуктивный горизонт T-VII.

Отметим, что в рамках действующего проектного документа (22), запасы нефти и газа по продуктивному горизонту T-VII были посчитаны по предварительно оцененной категории C₂, ввиду чего рассматриваемый горизонт не выделялся в качестве самостоятельного объекта, а рассматривался в качестве объекта доразведки. В рамках настоящего отчета запасы нефти и газа блока Ia продуктивного горизонта T-VII оценены по категории C₁, получением промышленного притока в оценочной скважине САГЗ-19, в



связи с чем рассмотрено выделение продуктивного горизонта Т-VII в качестве самостоятельного объекта эксплуатации.

В рамках настоящего отчета рассмотрены три варианта дальнейшей разработки месторождения Сагиз Западный, которые предусматривают реализацию геолого-технических мероприятий (ГТМ) по воздействию на призабойную зону скважин (ПЗС), движению фонда скважин из одних объектов и категорий на другие, а также отличаются между собой количеством бурения проектных скважин.

Проведенные результаты технико-экономической оценки рассмотренных трех вариантов разработки позволили **рекомендовать для практической реализации на месторождении Сагиз Западный вариант разработки 2**, который характеризуется наиболее выгодными технико-экономическими показателями разработки.

По **рекомендуемому 2 варианту разработки** будет достигнута нефтеотдача 22,6 % и рентабельные извлекаемые запасы нефти 629,8 тыс.т, а рентабельный период разработки (18 лет) – 2025-2042 гг.

По установленным залежам, в целом по месторождению Сагиз Западный на долю начальных извлекаемых запасов нефти промышленной категории В+С₁ приходится почти 90,0 %.

Авторы настоящего отчета выражают благодарность руководству и главным специалистам ТОО «5A OIL (5A ОИЛ)» и ТОО «JasylEnergy» за оказанную помощь при сборе исходной геолого-промысловой информации и консультации в процессе работы.



ВВЕДЕНИЕ

Настоящий проектный документ **«Дополнение к Проекту разработки месторождения Сагиз Западный»** подготовлен на основании Договора оказания услуг № S-PE-147-24 от «18» февраля 2024 г. между ТОО «Научно-производственный центр» и ТОО «5A OIL» (прежний недропользователь), а также Дополнительного соглашения № 1 от «01» июля 2024 г. с ТОО «JasylEnergy» (недропользователь), согласно Технического задания, Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI от «27» декабря 2017 г. (3), «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (4) и «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (32).

Основанием для разработки настоящего Дополнения к проектному документу на продолжение промышленной добычи является составленный в 2025 г. ТОО «Научно-производственный центр» отчет **«Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Сагиз Западный в Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 02.01.2025 г.)»** (33), который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан.

Настоящее Дополнение к проекту разработки выполнено по состоянию изученности на 01.01.2025 г.

Целью разработки настоящего Дополнения к проектному документу является обоснование рациональной системы разработки и продолжения промышленной добычи нефти на месторождении Сагиз Западный, на основе утвержденных запасов, в рамках вышеназванного отчета по пересчету запасов нефти и газа (33).



1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Сагиз Западный расположено в южной части Прикаспийской впадины, и административно входит в состав Макатского района Атырауской области Республики Казахстан (рисунок 1.1).

Ближайшими крупными населенными пунктом является Макат в 18-20 км от месторождения и Доссор находящийся в 25 км к западу от площади работ. Рядом с разведываемой площадью находятся месторождения Сагиз, Кошкар, Байчунас и Бесболек. Крупные населенные пункты соединяются между собой дорогами с твердым покрытием. От месторождения Сагиз отходят лишь грунтовые дороги, по которым автотранспорт свободно передвигается только в сухое время года.

В орографическом отношении площадь расположена на приморской равнине с абсолютными отметками рельефа от «минус» 10 м до «минус» 15 м. Большая часть территории покрыта сорами. Весной, в период таяния снегов, соры заполняются водой. В конце лета соры подсыхают, но по-прежнему остаются непроходимыми для автотранспорта. Продвижение по ним возможно только с помощью трактора. Среди соров имеются острова суши, на которых растет трава, годная для содержания скота.

Гидрографическая сеть развита слабо. В пределах площади протекает речка Сагиз, которая наполняется весной пресной водой, а летом частично пересыхает, образуя многочисленные плесы, заполненные соленой водой. Снабжение населения питьевой водой осуществляется по водоводу Атырау-Кульсары.

Климат района резко континентальный, с суровой (до «минус» 35 °С) зимой и жарким, сухим летом (до «плюс» 40 °С). В летнее и зимнее время года преобладают ветры юго-восточного направления. Осадки редки.

Электроснабжение на месторождении Сагиз Западный осуществляется за счет автономных источников – газопоршневых электрогенераторов (ГПЭС) и резервного дизельного электрогенератора (ДЭС).



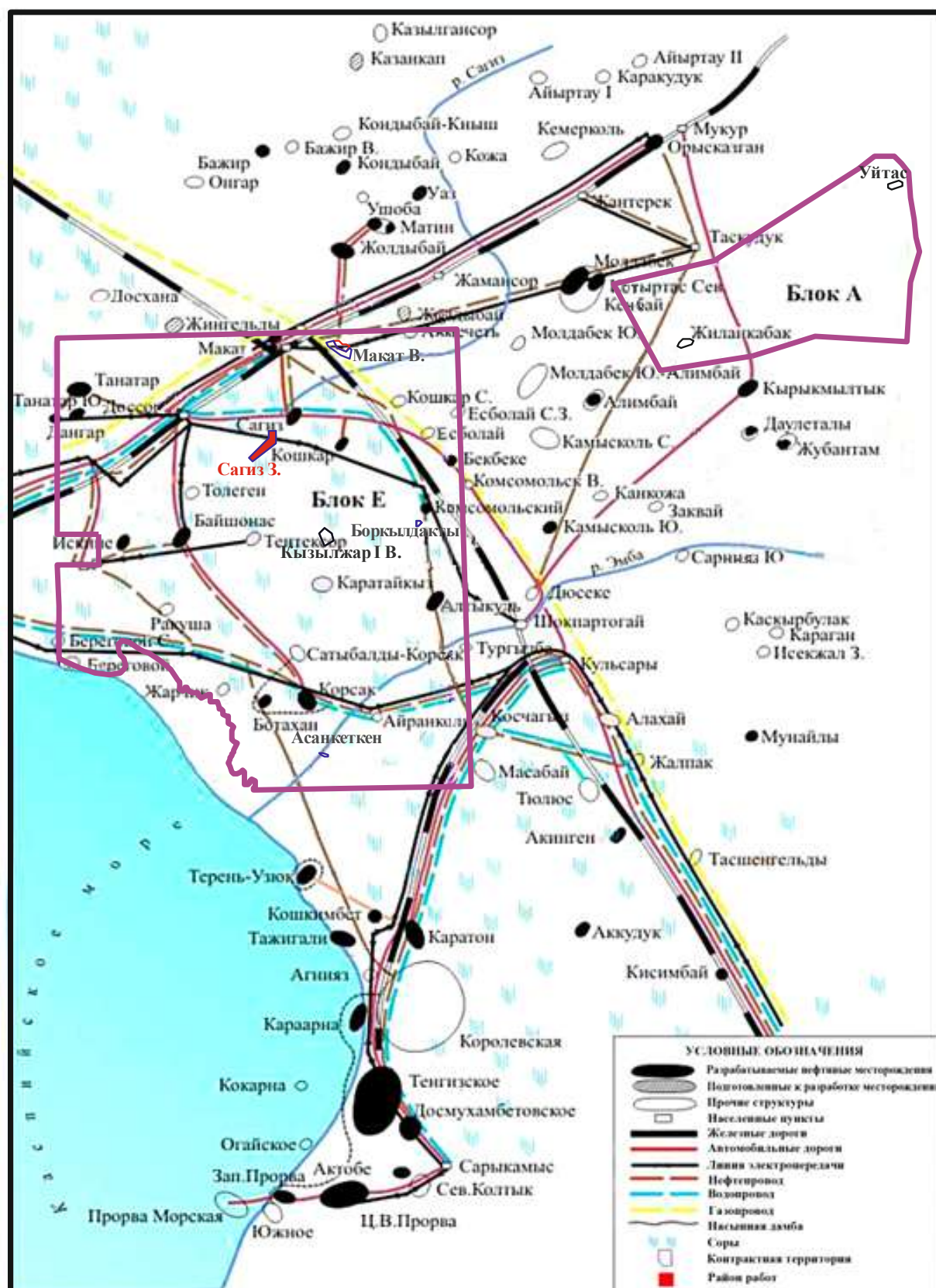


Рисунок 1.1-Обзорная карта района работ



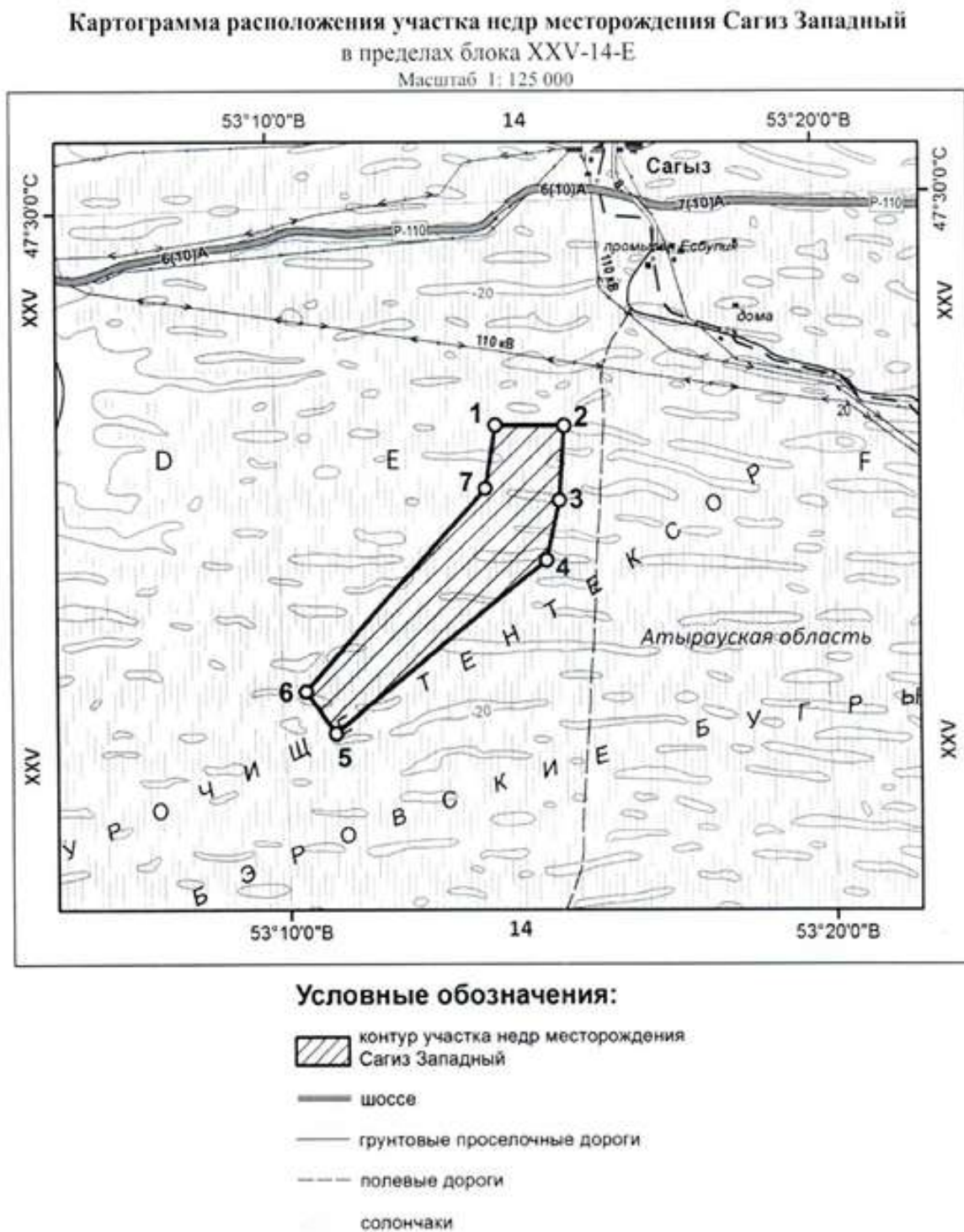


Рисунок 1.2-Выкопировка из картограммы Участка недр месторождения Сагиз Западный



2. ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика

На месторождении Сагиз Западный пробуренными скважинами вскрыт разрез палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений, представленный породами пермской, триасовой, юрской, меловой, неогеновой + четвертичной систем. Максимальная вскрытая толщина вскрытого разреза составляет 1577,6 м в скважине САГЗ-13.

Для расчленения мезо-кайнозойского разреза привлекались данные промыслово-геофизических исследований, так как большинство стратиграфических границ данного разреза приурочены к четким каротажным реперам, уверенно прослеживающимся на месторождениях юга Прикаспийской впадины.

Особое внимание уделялось литолого-стратиграфической характеристике триасового продуктивного комплекса, которая основана на данных биостратиграфических, палинологических и литолого-петрофизических исследований, выполненных в ТОО «АктюбНИГРИ».

Пермская система - Р

Нижний отдел, кунгурский ярус - Р_{1к}

Наиболее древними отложениями, вскрытыми бурением на месторождении, являются соленосные отложения нижней перми. Кунгурские отложения представлены довольно монотонной толщей каменной соли – галитом. Иногда встречаются линзы калийных солей (толщиной до 60 м) и малотолщинные прослои глин и песчаников. На вершине соляного ядра скважинами вскрывается кепрок, сложенный прослоями ангидрита, аргиллитов и песчаников. Толщина кепрока составляет 15-42 м (САГЗ-2).

Триасовая система – Т

В пределах триасового разреза на основании биостратиграфических и палеонтологических определений выделено три отдела: нижний, средний и верхний, по принятой схеме расчленения триасовых отложений Прикаспийской впадины.

Разрез представлен, по данным макроописания керна, аргиллитами, глинами зеленовато-серыми, красновато-коричневыми, пятнистыми, алевроитистыми, частично песчанистыми, слабо известковистыми. Также в разрезе присутствуют песчаники, алевролиты светло-серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, кварцевые, зерна хорошо сортированы, полупрозрачные, прозрачные, сцементированы известково-глинистым цементом.

Толщина пород колеблется от 163 м (САГЗ-8) до 429 м (САГЗ-4).



Нижний отдел-Т₁

Нижнетриасовые отложения установлены в 13 скважинах САГЗ-1, САГЗ-2, САГЗ-3, САГЗ-4, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-9, САГЗ-10, САГЗ-11, САГЗ-12, САГЗ-13 и САГЗ-14, пробуренных на месторождении.

В основании толщи со стратиграфическим и угловым несогласием залегают породы кунгурского возраста. Возраст отложений подтверждается данными палинологического анализа. В скважинах САГЗ-4 (инт. 1249-1303 м шлам) и САГЗ-12 (инт.1242-1244 м керн) определены характерные для нижнетриасовых отложений Прикаспийской впадины представители миоспоры: Cycloverrutriletes preselensis Schulz, Aratrisporites granulatus (Klaus) Playf. et Dett., Pleuromeia rossica Neuburg, Taenisporites pellucidus (Goubin) Balme., Striatites sp., Protopinus pergrandis Bolch., Cycadopites sp., Asaccites sp., Protohaploxyrinus sp.

В нижнетриасовой толще выделены продуктивные горизонты: Т-V, Т-VI, Т-VII.

Толщина отложений в скважине САГЗ-2 и САГЗ-4 составляет 73 м и 370,9 м, соответственно.

Средний отдел-Т₂

Возраст отложений установлен по образцам шлама и керна скважин САГЗ-4 (инт. 1240-1249 м), САГЗ-12 (инт. 1222,35-1222,90 м, керн), на основе палинокомплекса следующего состава спор: Dictyophylliditesmortonii (DeJersey) Playf. etDett., OsmudaciditessenectusBalme., Punctatysporites sp., Calamosporamicrorugosa (Ibr.) Schopf, Wils. et Bent., Verrucosisporites sp.; ипыльцы – Paleoconiferus asaccatus Bolch., P. rotundus Odints., Alisporites sp., Vitreisporites sp., Asaccites-Azonaletes.

К среднему триасу приурочены продуктивные горизонты: Т-III, Т-IV.

Толщина отложений в скважине САГЗ-13 и САГЗ-5 составляет 27 м и 77,7 м, соответственно.

Верхний отдел-Т₃

Верхнетриасовый возраст отложений определен И.В. Хоменко по комплексу миоспор из скважин: САГЗ-5 (инт. 1240-1249 м, шлам), САГЗ-9 (инт. 1229-1232 м, керн), САГЗ-10 (инт. 1250,65-1251,75 м, керн), САГЗ-6 (инт. 1251,25-1256,3 м, керн). В *споровой части* присутствуют Dictyophyllidites harisii Coup., Matonisporites sp., Leiotriletes sp., Calamospora mesozoica Coup., Verrucosisporites sp., Stenozonotriletes sp., Raistrickia sp., осмундовые и плауновые. *Пыльцевая часть* представлена Cedruites sp., Paleoconiferus sp., P. rotundus Odin., Pinuites sp., Piceites sp., Lebachia sp., Platysaccus sp., Cupressacites sp., Podozamites sp., Araucaria sp., Asaccites sp., Classopollis sp.

В разрезе верхнего отдела триаса выделены продуктивные горизонты: Т-I, Т-II.



Толщина отложений в скважине САГЗ-25 и САГЗ-23 составляет 8 м и 78 м, соответственно.

Юрская система – J

Юрские отложения изучены в скважине САГЗ-5 в интервале 1201-1237 м (шлам), литологически они представлены глинами светло-серыми, белесыми, алевроитистыми, с прослоями песков, песчаников светло-серых кварцево-палевошпатовых, мелко-среднезернистых, отмечаются включения гальки, зерна хорошо сортированы, среднеокатанные. Песчаники слабо сцементированы. В породах имеются включения пирита, обугленные растительные остатки и прослойки угля.

Выделенный из этих пород миоспоровый комплекс отличается от комплексов низезалегающих отложений. Палинокомплекс включает характерные для юрских отложений споры рода *Ciathidites*, осмундовые и плауновые. Атакже *Phlebopteris exornatus* Bolch., *Klukisporites variegatus* Coup., *Densoisporites utrigera* (Bolch.) Odin. Среди пыльцы распространены безмешковые семейства *Cupressaceae*-*Taxodiaceae*, *Classopollis classoides* Pfl. emend Poc. et Jans., *Sciadophytus multiverrucosus* Sach. et Iljina., *Bennettites* sp., *Podozamites* sp. и двухмешковые *Paleoconiferus asaccatus* Bolch., *Picea singularae* Bolch., *Paleopicea glaesaria* Bolch., *Protopinus pergrandis* Bolch., *Dipterella oblatinoides* Mal., *Podocarpus patula* Bolch., *Quadraeculina limbata* Mal. и др. Приведенный комплекс позволяет датировать вмещающие отложения как нижняя юра.

Нижний отдел-J₁

Отложения нижней юры залегают на размытой поверхности триаса и представлены светло-серыми песками с прослоями песчаников и конгломератов. Подчиненное положение занимают прослой серых и буроватых глин.

Несмотря на хорошие коллекторские свойства, отложения нижней юры на Сагизе Западном, нефтяных горизонтов не содержат. Толщина отложений колеблется в пределах от 58,5 м (САГЗ-11) до 138 м (САГЗ -17).

Средний отдел – J₂

Среднеюрские отложения представлены глинами, песками и песчаниками, часто переслаивающимися между собой.

Глины серые, темно-серые, коричневато-бурые, песчанистые с включениями и прослойками по плоскостям наложения светло-серого алевроита. Песчаники зеленовато-серые, мелко и тонкозернистые, иногда глинистые с мелкими обуглившимися растительными остатками. Пески серые и зеленовато-серые, различной степени сортированности. В разрезе встречаются тонкие прослой глинистых сланцев и бурых углей.



Толщина отложений колеблется в пределах от 323 м (САГЗ-3) до 419 м (САГЗ-5).

Верхний отдел – J₃

Отложения верхнего отдела, представлены *нижневолжским ярусом*.

Верхнеюрский разрез начинается зеленовато-серыми глинами с фосфоритовой галькой. Выше залегают известняки и мергели. Встречаются прослои светло-серых и зеленоватых известковистых глин, реже песчаников и песков.

Толщина отложений колеблется в пределах от 43 м (САГЗ-14) до 59 м (САГЗ-5).

Меловая система – К

Отложения меловой системы несогласно залегают на юрских отложениях. По литологическим признакам расчленяются на два комплекса: нижний - терригенный, слагающий нижнемеловой отдел и сеноманский ярус верхнего отдела, верхний - карбонатный, отвечающий сеномскому надъярису верхнего мела.

Нижний отдел – К₁

Готеривский ярус - К_{1h}. Готеривский разрез начинается с *пелециподовой свиты*, сложенной зеленовато и буровато - серыми известковистыми, иногда песчанистыми глинами с редкими прослоями зеленовато-серых и серых песчаников, песков и мергелей с обилием фауны пелеципод. Толщина свиты варьирует от 52 м до 56 м.

Выше пелециподовой свиты и согласно с ней залегает песчано-глинистая свита. Она сложена зеленовато-серыми глинами, чередующимися с прослоями песков и песчаников. Толщина свиты колеблется от 20 до 37 м. Толщина яруса изменяется от 34 м (САГЗ-5) до 102,7 м (САГЗ-3).

Барремский ярус К_{1b}. В основании барремских отложений залегает горизонт песков. В средней его части прослеживается 3-8 метровая пачка глин, разделяющая горизонт на два песчаных пласта. Толщина горизонта от 13 до 36 м.

Верхняя часть барремского разреза представлена *пестроцветной свитой*. Она сложена невыдержанными по простираию пластами глин, песков и песчаников, чередующихся между собой. Глины зеленовато-серые, кирпично-красные, коричневые, жирные на ощупь, местами песчанистые, иногда загипсованные. Пески и песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые. В породах встречаются обуглившиеся растительные остатки. Толщина *пестроцветной свиты* колеблется от 5 до 259 м. Толщина барремских отложений на Сагизе Западном изменяется от 128 м (САГЗ - 4) до 203 м (САГЗ - 23).

Аптский ярус - К_{1a}. На размытой поверхности пестроцветов баррема с угловым несогласием залегают черные и темно-серые глины апта. В подошве глин и реже внутри их встречаются прослои и включения песка светло-серого, мучнистого. К базальному



аптскому песчаному горизонту зачастую приурочивается нефтяной горизонт. Толщина аптских отложений колеблется от 112 м (САГЗ-5) до 216,8 м (САГЗ-10).

Альбский ярус – K_{1a1}. В пределах Южно-Эмбинского района по общепринятой стратиграфической схеме альбский ярус разделяется на нижний, средний и верхний альб.

Нижнеальбские отложения залегают на размытой поверхности аптских глин. Представлены они темно-серыми, слабо песчанистыми или песчанистыми, слюдистыми, тонкослоистыми глинами, чередующимися с тонкими прослоями тонкозернистого светло-серого песка. В основании разреза залегают глауконитовые песчаники с галькой. К ним приурочен нефтяной горизонт.

Среднеальбские отложения представлены глинами серыми и темно-серыми, плотными, слюдистыми, известковистыми, с прослоями песка серого и зеленовато-серого, мелкозернистого, содержащего обуглившиеся растительные остатки. Реже встречаются песчаники глинистые с фосфоритовой галькой.

Верхнеальбские отложения представлены песчано-глинистыми породами с явным преобладанием песка и песчаника. Пески и песчаники зеленовато-серые, темно-серые, мелкозернистые. Среди песчаников встречаются глауконитовые разности с фосфоритами и галькой изверженных пород.

Толщина альбского яруса варьирует от 109 м (САГЗ-13) до 202 м (САГЗ-2).

Верхний отдел – K₂

Верхнемеловые отложения на площади работ представлены сеноманскими и турон-сенонскими отложениями.

Отложения сеноманского яруса состоят из кварцевого песчаника с прослойками аргиллита. Песчаники представлены кварцем, светло-серые, от прозрачных до полупрозрачных, от твердых до очень твердых, плотные, тонко - зернистые, местами среднезернистые, от умеренно до хорошо отсортированных, с известковистым и кремнеземистым цементом, местами с глинистой матрицей, без видимой пористости, местами углеродистый, с глауконитом и следами пирита. Аргиллиты от светло-серых до серых, мягкие, землянистые, дисперсные, аморфные, алевритистые и от известковистых до сильно известковистых.

Отложения турон-сенонского возраста сложены мелом с редкими прослойками известняка. Мел, в основном, серовато-белый, синевато-белый, очень светло-серый, мягкий, аморфный, рыхлый, слегка глинистый. В нижней части переходит в сильно глинистый аргиллит.

Вскрытая толщина верхнемеловых отложений по стволу скважин на структуре Сагиз Западный составляет 80 м – 130 м.



Неоген - Четвертичные отложения (N + Q) несогласно залегают на размытой поверхности мезозойских отложений. Литологически представлены глинами, желтовато-бурыми, темно- и светло-зелеными, песчанистыми, известковистыми местами загипсованными. Встречаются прослой песков желтовато-бурых, крупно- и среднезернистых, а также обломки раковин. Толщина пород колеблется от 5 до 39 м.

Тектоника

Месторождение Сагиз Западный располагается на юге Прикаспийской впадины, в области развития интенсивной солянокупольной тектоники. Структура Сагиз Западный располагается на границе выделяемых в надсолевом комплексе положительных и отрицательных структур второго порядка – Нармунданакского поднятия и Алтыатанского прогиба. В локальном структурном плане она располагается в районе западного склона протяженной соляной гряды Макат – Сагиз - Бесболек, на участке ее заливообразного изгиба между соляными телами Сагиз и Бесболек. (Рис. 2.1.1).



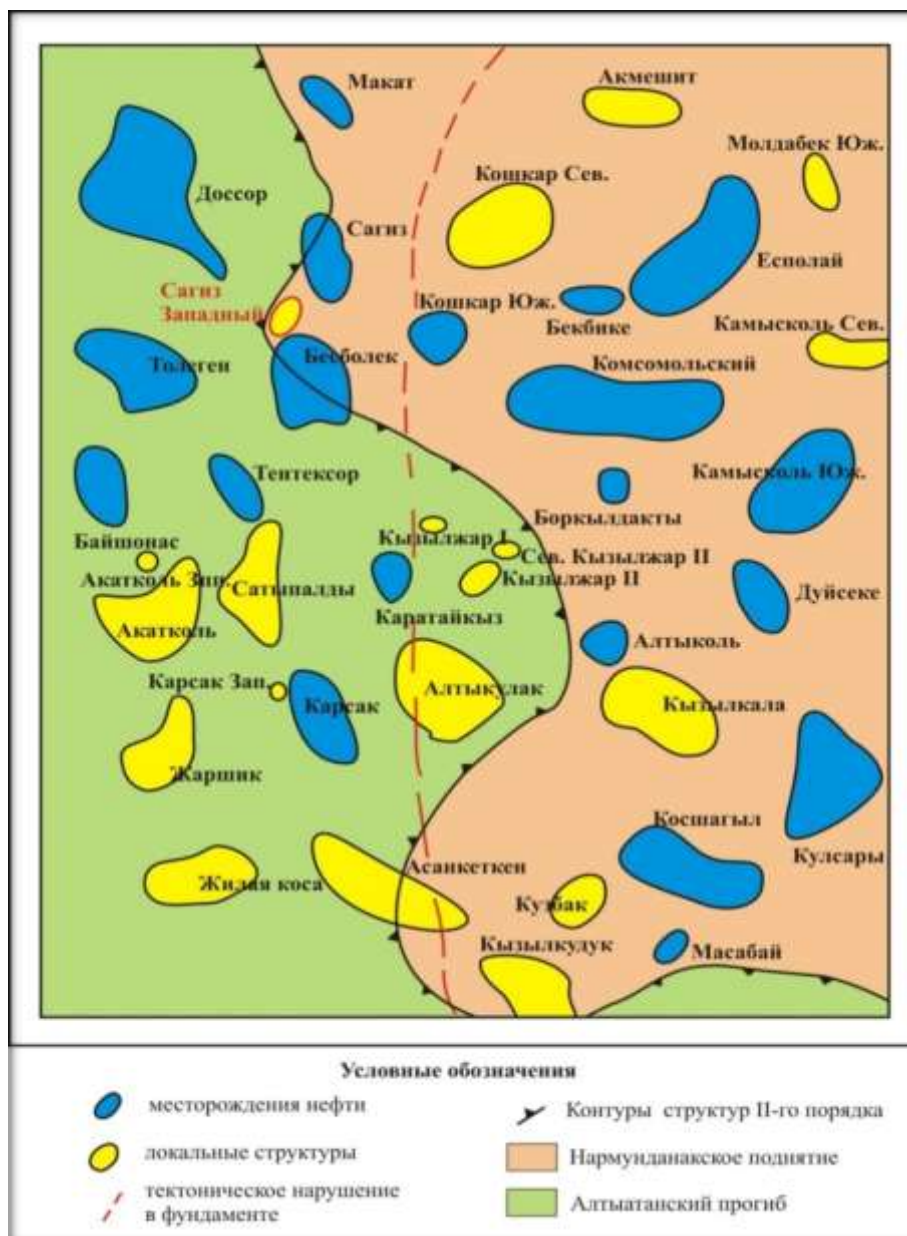


Рисунок 2.1. 1-Фрагмент тектонической схемы Эмбенской нефтеносной области (по О.С. Туркову, 1978 г.)

По результатам интерпретации сейсмических работ МОГТ-3Д в пределах месторождения Сагиз Западный по надсолевым отложениям выделены сейсмические отражающие горизонты VI, V, III и внутритриасовые T-III и T-V.

По результатам 3Д сейсморазведки по отражающему внутритриасовому горизонту T-III Сагиз Западный представляет собой антиклинальное поднятие субмеридионального простирания, в районе второго крутого уступа соли, с размерами 8,5x1,0 км, осложненную тремя основными тектоническими нарушениями, с запада на восток, F₁, F₂, F₃ того же простирания что и структура, и оперяющими к ним тектоническими нарушениями, которые делят структуру на 14 блоков. В пределах структуры выделяются два свода: **Северный и Южный** (Рис. 2.1.2). Восточное крыло структуры круто погружается в мульдовую зону.



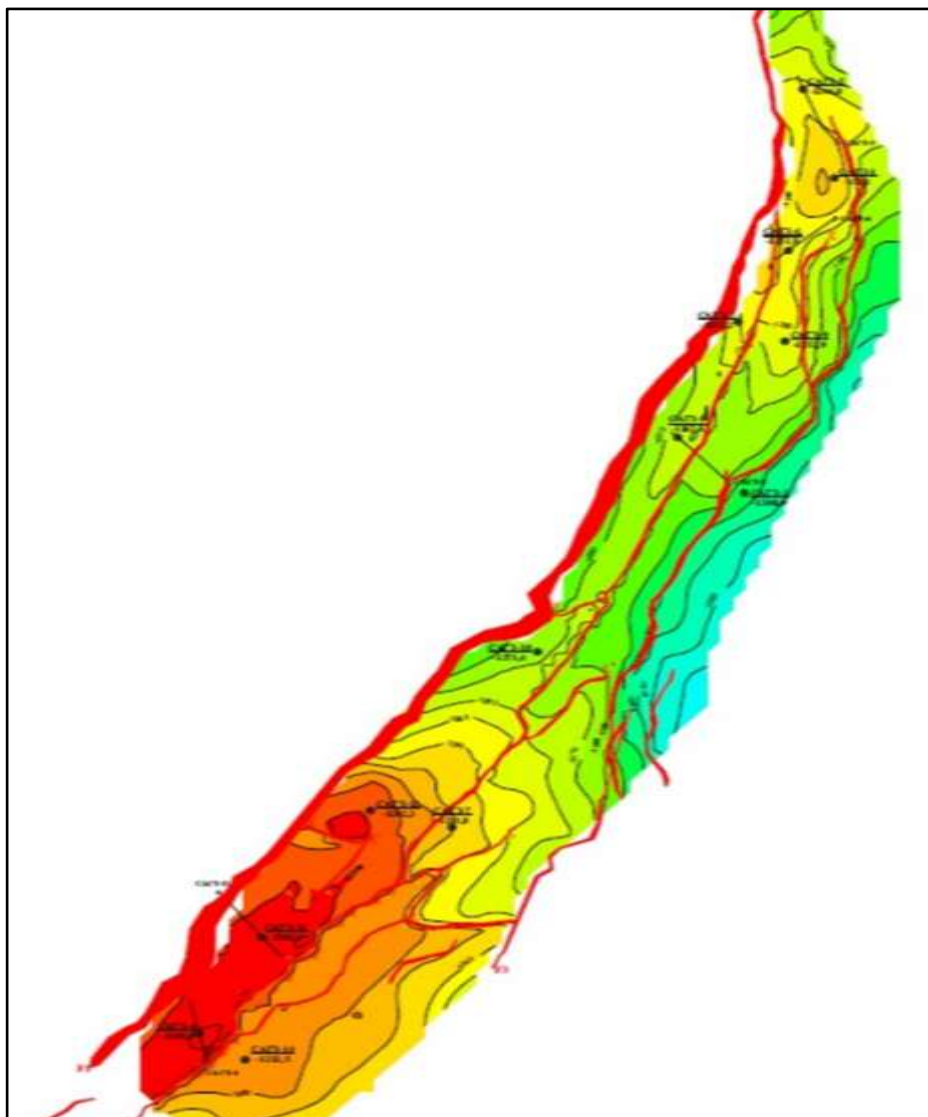


Рисунок 2.1. 2–Сагиз Западный. Структурная карта по отражающему горизонту Т-III

Северный свод поднятия Сагиз Западный представляет собой антиклиналь простиранием север - юго-запад, заключенную между тектоническими нарушениями F_1 , F_2 и F_3 .

В западной части поднятия (район скважин САГЗ-3, САГЗ-8) тектоническое нарушение F_2 разделяет северный свод на блоки I и II. В восточной части поднятия (район скважины САГЗ-26), оперяющее (f_3) к нарушению F_3 и само тектоническое нарушение F_3 ограничивают блок I. По изогипсе минус 1270 м.

Северный свод структуры имеет размеры 2,3 км x 0,3 км. Амплитуда **Северного свода** порядка 40 м. Наибольшим по размерам является блок I. Результаты бурения новых скважин позволили разделить блок I на отдельные блоки I_c (САГЗ-26), I_a (САГЗ-18, САГЗ-19), I_b (САГЗ- 9, 15) и блок I_{b1} (САГЗ-6). Блок III расположен в пределах западной бортовой зоны мульды (район скважины САГЗ-2).

Южный свод поднятия Сагиз Западный представляет собой антиклиналь северо-восток - юго-западного простирания, ограниченную с запада и востока тектоническими



нарушениями F_1 , F_3 и осложненную по площади поднятия тектоническим нарушением F_2 , а также оперяющими их нарушениями. В пределах **Южного свода** выделено шесть блоков (IV, IV', V, Va, VI и VII). По изогипсе минус 1270 м **Южный свод** структуры имеет размеры 4,3 км x 0,6 км. Амплитуда **Южного свода** порядка 80 м.

Результаты бурения новых скважин позволили выделить подблоки IVa (САГЗ-16) и Va (САГЗ-25).

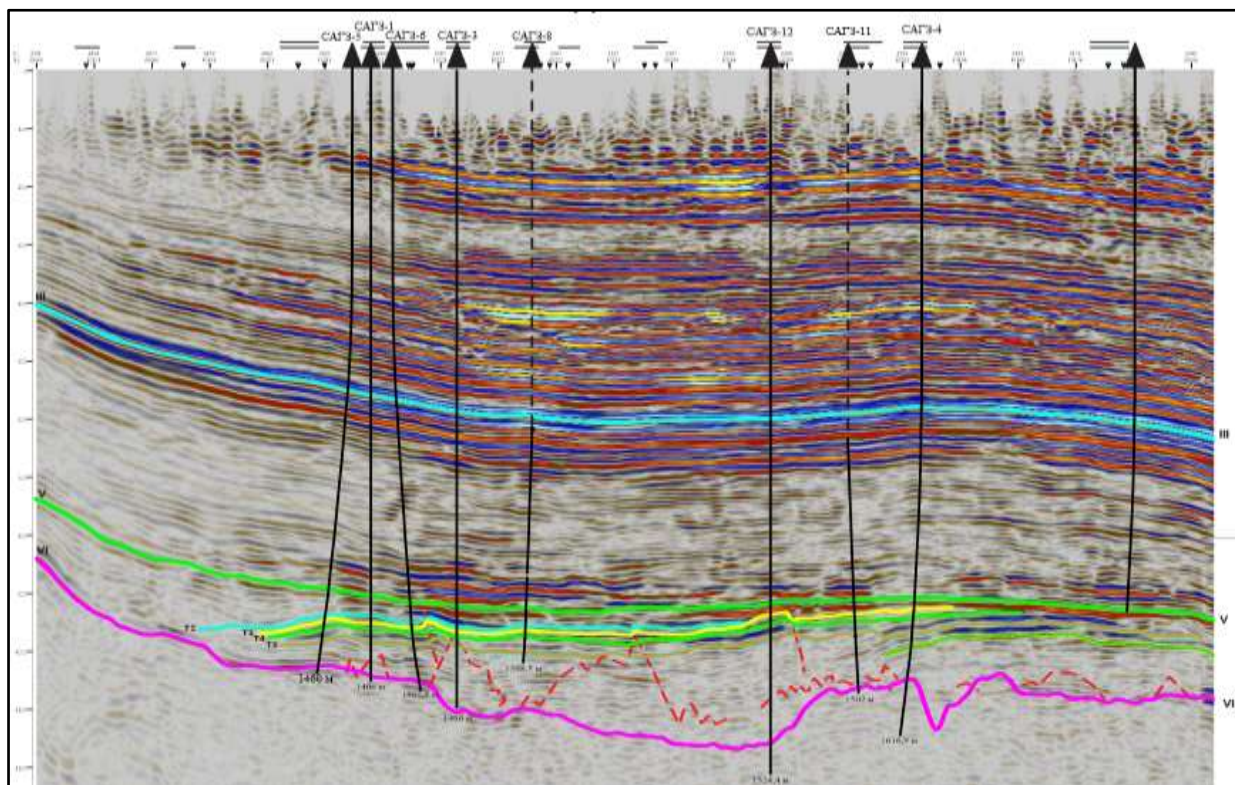


Рисунок 2.1. 3–Сейсмический профильный разрез по линии скважин

Нефтегазоносность

Месторождение Сагиз Западный расположено в центральной части Эмбенско-Сагизской зоны нефтегазонакопления. Ближайшими месторождениями являются Сагиз и Бесболек.

Нефтегазоносность триасовых отложений установлена в 2011 году, когда, при опробовании в скважине САГЗ-1 интервала 1273,0-1280,0 м, был получен приток нефти и газа дебитом через 6мм штуцер соответственно 2,9 м³/сут. и 0,6 тыс. м³/сут.

На месторождении Сагиз Западный, в результате проведенных, поисково – оценочных работ были открыты в верхне-, средне- и нижнетриасовом разрезе залежи нефти и газа в семи продуктивных горизонтах (таблица 2.1.2). Сложное, мелкоблоковое строение месторождения, обусловлено большим количеством тектонических нарушений субмеридионального и субширотного простираний, которые экранируют и ограничивают выявленные залежи нефти и газа. Дополнительным аргументом, подчеркивающим сложность строения месторождения, являются участки литологического замещения



пластов – коллекторов непроницаемыми породами, а также участки стратиграфического срезания верхнетриасовых отложений, обусловленные предъюрскими орогеническими движениями пород.

Месторождение Сагиз Западный, в триасовых отложениях имеет мелкоблоковое строение, обусловленное трассированием тектонических нарушений, которые выделяются по материалам сейсморазведочных работ 3Д МОГТ и оперяющими их нарушениями подтверждаемых, в основном, несоответствием характера насыщения идентичных пластов-коллекторов по материалам РИГИС и опробования скважин.

Всего, на месторождении Сагиз Западный в 7-и продуктивных горизонтах триасового разреза, на площади **14** тектонических блоков выявлено **33** залежи нефти и газа, из которых **4** - газовые, **6** – нефтегазовые и **23** нефтяные (Таблица 2.1.1).

Распределение залежей нефти и газа по горизонтам и блокам, экранированных и ограниченных тектоническими и литологическими экранами, а также контурами газо - и нефтеносности, приведено в таблице 2.1.1.

Установлена следующая результативность бурения и опробования триасовых отложений на месторождении Сагиз Западный по типу выявленных залежей: **газовая, нефтегазовая и нефтяная.**

Газовые залежи установлены на месторождении, в пределах следующих блоков:

- **Iб1** блок - горизонты T-V, T-VI, T-VII,
- **Iс** блок - горизонт T-VII.

Нефтегазовые залежи были выявлены и прослежены, в следующих блоках:

- **I** блок – горизонты T-I, T-II, T-III;
- **IV** блок – горизонт T-IV;
- **V** блок - горизонт T-V;
- **VI** блок – горизонт T-VI.

Нефтяные залежи. На Сагиз Западный, по результатам бурения и опробования скважин установлено 23 залежи нефти. Распределение залежей нефти по блокам и горизонтам следующее:

- **I** - горизонты T-IV, T-V.
- **Ia** - горизонты T-I, T-II, T-III, T-IV, T-VII,
- **II** - горизонты T-I - (два участка залежи), T-II,
- **IV** - горизонты T-II, T-III, T-V,
- **V** - горизонты T-VI,
- **Va** - горизонты T-V, T-VI, T-VII,



- Vб - горизонты Т-V, Т-VI,
- VI - горизонты Т-II, Т-IV, Т-V, Т-VII.

Описание геолого-промысловой характеристики продуктивных горизонтов приводится ниже.

Горизонт Т-I

На площади месторождения Сагиз Западный в горизонте Т-I установлены следующие залежи: - нефтегазовая в блоке I+Iб, - нефтяные в блоках Ia, II.

Блок I+Iб. На площади блока пробурены скважины САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-9, САГЗ- 15, САГЗ- 17. По данным ГИС в скважинах САГЗ- 5, САГЗ- 17 и САГЗ- 15 коллектор замещен глинистыми разностями, на участках залежи в районе скважин САГЗ- 5, САГЗ- 17 и САГЗ-8, САГЗ- 15.

По данным ГИС и опробования скважин САГЗ-1, САГЗ-6, САГЗ-9 и САГЗ-15 установлена нефтегазовая залежь. Опробование залежи было проведено в скважине САГЗ-9, где при совместном испытании с горизонтом Т-II получен приток нефти с газом (граф. прил. 4).

В блоке I + Iб, по ГИС, ГНК принят на нижней отметке газа в пласте – коллекторе скважины САГЗ-6 на абс. отметке минус 1219,4 м (таблица 2.1.2). ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта – коллектора САГЗ-9 на отметке **минус 1226,2 м.**

Общая высота нефтегазовой залежи составляет 26,2 м. Высота газовой части залежи 19,4 м. Высота нефтяной части залежи равна 6,8 м. Площадь газоносности равна **184 тыс.м²**, площадь нефтяной части равна **113 тыс.м²**. Залежь пластовая, экранированная с запада и востока тектоническими нарушениями F₁, F₂, F₃, с севера (САГЗ-5, САГЗ-17) и юга ограничена литологическим экраном (САГЗ-15).

Блок Ia. Залежь нефти выделена по РИГИС САГЗ-18, САГЗ-19 в пределах блока **Ia** и отделена от залежи нефти блока I + Iб зоной глин, локализованной, по РИГИС, в районе скважин САГЗ-8 и САГЗ-15.

По РИГИС САГЗ-18 ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта на абс. отметке **-1215,4 м.** Высота залежи нефти равна 15,4 м. Верхняя отметка воды в этой скважине -1216,6 м.

Залежь пластовая, экранированная с запада тектоническим нарушением F₂, ограниченная с юга тектоническим нарушением f₃^{IV}, а на севере литологическим экраном (САГЗ-15). Площадь нефтеносности равна 191 тыс.м². (таблица 2.1.2).

Блок II. Залежь нефти выявлена в северной (САГЗ-3) и южной (САГЗ-21) частях блока II разделенные между собой на площади блока II литологическим экраном (САГЗ-8) и водонасыщенными коллекторами (САГЗ-23).



Залежь нефти в северной части блока II установлена по результатам опробования и РИГИС скважины САГЗ-3.

В скважине проведено опробование интервала 1202,7-1204,5 м (-1216,9-1218,7 м), где получен приток нефти. Всего за период испытания было отобрано 3 м³ нефти и 89 м³ газа.

Залежь пластовая, экранирована тектоническими нарушениями F₁, F₂ и ограничена с юга ВНК принятым по нижней отметке нефти в скважине САГЗ-3 на глубине **-1218,7 м**. Высота залежи нефти равна 8,7 м. Площадь нефтеносности равна 61 тыс. м².

Залежь нефти в южной части блока II горизонта Т-I установлена по результатам бурения скважины САГЗ-21, отделенная от залежи нефти в северной части блока II зоной глини (САГЗ-8) и водонасыщенными коллекторами САГЗ-23.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине САГЗ-21 на абс. отметке **-1211,6 м**. В скважине САГЗ-23 выявлен водонасыщенный коллектор, кровля которого на абс. отметке -1218,1 м.

Высота залежи нефти 11,6 м. Залежь пластовая, экранированная с востока тектоническим нарушением F₂ и ограниченная на юге нарушением f₁^I, с запада и севера принятой границей ВНК этой залежи. Площадь нефтеносности равна 75 тыс. м².

Горизонт Т-II

В отложениях горизонта Т-II установлена нефтегазовая залежь (блок I + Iб) и залежи нефти в блоках Ia, II, IV, VI.

Блок I + Iб. Нефтегазовая залежь установлена по результатам опробования САГЗ-6, САГЗ-9, САГЗ-15 и, в совокупности, с материалами РИГИС этих скважин включая и САГЗ-1.

Продуктивность горизонта в блоке I доказана опробованием и получением притоков нефти и газа в скважинах САГЗ-6, САГЗ-9 и САГЗ-15. При опробовании горизонта в интервале 1246,6-1251,6 м (абс. отм. -1226,7-1231,4 м) в скважине САГЗ-6 через штуцер диаметром 3 мм был получен приток газа 72,6 тыс. м³/сут и нефти дебитом 1,6 м³/сут. В скважине САГЗ-9 при опробовании горизонта в интервале 1215,3-1222 м (абс.отм. -1230,3-1237,0 м) получен приток нефти, за период испытания добыто 32,0 м³/сут. В скважине САГЗ-15 было опробовано два интервала и получен приток нефти дебитом до 102 м³/сут.

В нефтегазовой залежи ГНК принят на отметке **минус 1229,4 м** (САГЗ-1, САГЗ-6), а ВНК определен на отметке **минус 1253,8 м**, по нижней отметке нефти в САГЗ-15. Высота газовой части залежи 20,2 м, а нефтяной - 24,4 м.



Высота нефтегазовой залежи равна 44,6 м. Залежь пластовая, сводовая тектонически экранированная с запада и востока нарушениями F_2 , F_3 литологически экранированная с севера (САГЗ-5), а с юга ограничена нарушением f_3^{III} . Площадь нефтеносности равна 351 тыс. м². (Табл. 2.1.2, граф.приложение 5).

Скважина САГЗ-26 вскрыла водонасыщенный коллектор гипсометрически выше принятого ВНК по блоку I + Ib, что послужило основанием для уточнения положения нарушения f_3^I и выделения района данной скважины в блок Ic.

Блок Ia. По результатам опробования скважины САГЗ-18 и РИГИС скважин САГЗ-18, САГЗ-19 установлена залежь нефти.

При опробовании в скважине САГЗ-18 пластов – коллекторов горизонта Т-II в интервалах 1233,9-1236,3 м (-1224,7-1226,8 м); 1258,0-1278,0 м (-1245,1-1262,3 м) получили фонтанный приток нефти.

УВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине САГЗ-18 на абс. отметке -1261,8 м. Высота залежи нефти 51,8 м.

Залежь пластовая, экранированная с запада тектоническим нарушением F_2 и ограниченная на юге нарушением f_3^{IV} , на севере нарушением f_3^{III} , а на востоке тектоническим нарушением F_3 . Площадь нефтеносности равна 272 тыс. м².

Блок II. Скважины САГЗ-21, САГЗ-23 вскрыли нефтенасыщенные коллектора в пределах принятого водонефтяного контакта залежи нефти (САГЗ-3, САГЗ-8), подтвердив нефтенасыщенность пород-коллекторов этого горизонта в южной части блока II.

Продуктивность горизонта доказана опробованием и получением притоков нефти и газа в скважинах САГЗ-3, САГЗ-8, САГЗ-21 и САГЗ-23. При опробовании горизонта в интервале 1213,4-1222,4 м (абс. отм. -1227,6-1236,6 м) в скважине САГЗ-3 через штуцер диаметром 10 мм был получен приток нефти дебитом 140,2 м³/сут и газа 18,6 тыс.м³/сут. В скважине САГЗ-23 было опробовано два интервала 1311-1324,7 м (-1233-1244.6 м) и 1336,6-1342,6 м (-1253,5-1259,5 м), где максимальный дебит нефти составил 122,0 м³/сут.

ВНК принят на отметке **минус 1260,2-1264,1 м**. Высота залежи нефти достигает 54,1 м. Залежь пластовая тектонически экранированная на востоке нарушением F_2 и ограниченная на юге и западе, соответственно, нарушениями f_1^1 и F_1 . Площадь нефтеносности равна 323 тыс. м².

Блок IV. В пределах блока залежь установлена по данным ГИС и опробования скважин САГЗ-10 и САГЗ-20.

При опробовании горизонта в интервале 1213,4-1222,4 м (абс. отм. -1227,6-1236,6 м) в скважине САГЗ-10 через штуцер диаметром 10 мм был получен приток нефти дебитом 109,2 м³/сут и газа 20,6 тыс.м³/сут. В скважине САГЗ-20 в интервале опробования



1318-1323 м (-1245,1-1249,6 м), получен приток нефти с газом дебитом 24,5 м³/сут и газа 29,0 тыс.м³/сут.

ВНК принят на отметке минус **1260,1 м**. Высота залежи 60,1 м. Залежь пластовая тектонически экранированная на востоке и севере нарушениями соответственно F₂ и f₁¹, а также ограничена на западе нарушением F₁. На юге ограничена стратиграфическим экраном. Площадь нефтеносности равна 341 тыс. м².

Блок VI. Залежь нефти в данном блоке установлена в результате бурения скважины САГЗ - 7.

Продуктивность залежи в блоке VI доказана опробованием и получением притоков газа в скважине САГЗ-7. При опробовании горизонта в интервале 1181-1187 м (-1193,6-1199,6 м) в скважине САГЗ-7 при помощи винтового насоса был получен приток нефти дебитом 10,9 м³/сут при скорости насоса 120 об/мин.

УВНК отбивается по скважине САГЗ-7 на отметке минус **1199,7 м**. Высота залежи нефти 9,7 м. Залежь пластовая тектонически экранированная с востока и запада нарушениями f₂¹ и F₂. С северо – востока залежь нефти ограничена УВНК. Площадь нефтеносности равна 54 тыс. м²).



Таблица 2.1. 1-Сагиз Западный. Распределение залежей нефти и газа по горизонтам и блокам.

Горизонт	Всего залежей	БЛОКИ													
		I	Iб1 САГЗ-6	Iб	Iс	Iа	II	III	IV	IVa	V	Va	Vб	VI	VII
Т-I	4	Залежь блока I+Iб				Н	Н, Н* две залежи литол экран	-	-		////////	/////	/////	Н/К	-
		НГ													
Т-II	5	Залежь блока I+Iб			-	Н	Н	-	Н	/////	/////	/////	/////	Н	-
		НГ													
Т-III	3	Залежь блок I +Iб			-	Н	-	-	Н	-	-	-	-	Н/К	-
		НГ													
Т-IV	4	Залежь блок I +Iб			-	Н	-	-	НГ	-	Н/К	-	/////	Н	-
		Н*													
Т-V	7	Н	Г		-	-	-	-	Н	-	НГ	Н	Н	Н	-
Т-VI	5	-	Г			-	-	-	-	-	Н	Н	Н	НГ	-
Т-VII	5	-	Г		Г	Н	-	-	-	-	-	Н	-	Н	-
ИТОГО	4-Г		3		1						-				
	6-НГ	3		-					1		1			1	
	23-Н	2				5	3		3		1	3	2	4	
Всего	33	5	3		1	5	3		4		2	3	2	5	

Примечание: Г- газовые; НГ – нефтегазовые; Н – нефтяные; /////-Отсутствие отложений; *- залежь одного блока, а по низезалегающим отложениям это разные блоки, НК- неколлектор.



Горизонт Т-III

По результатам опробования и РИГИС в горизонте Т-III установлены: – нефтегазовая залежь в блоке I+Iб и залежи нефти в блоках Ia, IV (таблица 2.1.1).

Блок I+Iб. Разрез горизонта Т-III пройден бурением скважин САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-9, САГЗ-15, САГЗ-17.

Продуктивность горизонта в блоке I доказана опробованием и получением притоков нефти и газа в скважинах САГЗ-1 и САГЗ-5. При опробовании горизонта в интервале 1231-1235,5 м (абс. отм. -1245,8-1249,4 м) в скважине САГЗ-1 через штуцер диаметром 7 мм был получен приток нефти дебитом 7 м³/сут и газа 6,7 тыс. м³/сут.

В скважине САГЗ-9 залежь была испытана в интервале 1239,2-1260,4 м (-1254,2-1263,0 м) и получен приток нефти дебитом 49,7 м³/сут., на штуцере 6 мм.

ГНКотбивается на отметке **-1243,1 м**, ВНК отбивается по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине САГЗ-9 на абс. отметке **-1273,4 м**. Высота газовой части залежи 6,7 м, а нефтегазовой залежи 37 м. Площадь нефтеносности равна 505 тыс. м². (Табл. 2.1.2, граф. приложение 6).

Блок Ia. Залежь нефти выявлена по результатам РИГИС скважин САГЗ-18 и САГЗ-19. Продуктивность установлена данными опробования скважины САГЗ-19, где в интервалах 1262,7-1264,5 м (-1255,7-1257,5 м); 1267,1-1270 м (-1259,9-1262,5 м); 1270,7-1271,6 м (-1263,2-1264,1 м); 1278,5-1286,5 м (-1270,5-1277,9 м), на штуцере диаметром 10 мм получен приток нефти дебитом 3,8 м³/сут и газа 29 тыс.м³/сут.

ВНК залежи нефти принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине САГЗ-18 на абс. отметке **-1283,2 м**. Высота залежи нефти 43,2 м. Залежь пластовая, экранированная на западе и ограниченная на севере тектоническими нарушениями. Площадь нефтеносности равна 269 тыс. м².

Блок IV. Залежь нефти установлена по результатам опробования и РИГИС пластов – коллекторов горизонта Т-III скважины САГЗ-12. Скважинами САГЗ-10 и САГЗ-20, по данным ГИС, были вскрыты водонасыщенные коллектора.

Опробование проводилось в интервале 1189,2-1191,5 м (-1204,0-1206,3 м), в скважине САГЗ-12, где получен приток нефти с дебитом 12 м³/сут.

ВНКотбивается на отметке **-1206,3 м**. Высота залежи 16,3 м. Площадь нефтеносности равна 58 тыс. м².

Горизонт Т-IV.

По данным ГИС и опробования нефтегазонасыщенные коллектора установлены в пределах I+Iб блока (скважины САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6 и САГЗ-9, САГЗ-15), блока Ia



(скв. САГЗ-18 и САГЗ-19), IV блока (скв. САГЗ-12) и VI (САГЗ-7) блока. В пределах II, III, V и VII блоков коллектора водонасыщенны.

Блок I+Iб. Разрез горизонта пройден 6 скважинами, в четырех из которых (САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-9) нефтенасыщенность пластов-коллекторов доказана результатами опробования и РИГИС, а в скважине САГЗ-15 только данными РИГИС.

Продуктивность горизонта в блоке I+Iб доказана опробованием и получением притоков нефти и газа в скважинах САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6 и САГЗ-9. При опробовании горизонта в интервале 1269-1275 м (абс. глуб. -1284-1290 м) в скважине САГЗ-9 через штуцер диаметром 6мм был получен приток нефти дебитом 67 м³/сут и газа 6,4 тыс. м³/сут.

ВНК отбивается на отметке **-1301,3 – 1301,8 м**. Высота залежи равна 43,7 м. Залежь пластовая сводовая, ограниченная нарушениями F₁, F₂, F₃, f₃^I, f₃^{III}. Площадь нефтеносности равна 456 тыс. м². (табл. 2.1.2, граф. приложение 7).

Блок Ia. В этом блоке горизонт пройден скважинами САГЗ-18 и САГЗ-19. Залежь нефти установлена по данным опробования и РИГИС этих скважин.

В скважине САГЗ-18 испытаны интервалы 1327-1330 (-1303,8-1306,4) м; 1331-1334 (1307,2-1309,8) м, и был получен приток нефти и газа, с дебитами до 3,6 м³/сут и 0,1 тыс. м³/сут, соответственно. В скважине САГЗ-19 были перфорированы интервалы 1294-1299,3 (1284,9-1290) м; 1302,7-1305,4 (-1293,1-1295,6) м; 1309,2-1312 (1299,1-1301,7) м., в результате был получен приток нефти и газа, с дебитами до 9,3 м³/сут и 28,1 тыс. м³/сут соответственно.

ВНК принят с небольшим наклоном в интервале абсолютных отметок от **-1309,6 м** (прямой ВНК в скв. САГЗ-19) до **-1310,2 м** (подошва нефтенасыщенного пласта в скважине САГЗ-18). Высота залежи нефти 30,2 м. Залежь пластовая, экранированная с запада тектоническим нарушением F₂ и ограниченная на юге нарушением f₂^{IV}, на востоке нарушением F₃, а с севера нарушением f₂^{III}. Площадь нефтеносности равна 267 тыс. м².

Блок IV. Результаты опробования и РИГИС скважины САГЗ -12 установили нефтегазовую залежь в блоке IV.

При опробовании горизонта в интервале 1208-1210,5 и 1218,2 - 1219,9 м (-1222,8-1225,3 м; -1233-1234,7 м) в скважине САГЗ-12 через штуцер диаметром 4,8 мм был получен приток газа дебитом 15,0 тыс. м³/сут. После изоляции газаносного интервала, и дострела в интервалах 1218-1220 м и 1221-1221,5 м (-1232,8-1234,8 м; -1235,8-1236,3 м) с помощью винтового насоса был получен приток нефти дебитом 10 м³/сут при скорости насоса 220 об/мин.



ГНК принят на отметке **-1225,4 м**, а ВНК на отметке **-1236,4 м**. Высота газовой части залежи составляет - 15,1 м, а нефтяной -11 м. Залежь пластовая тектонически экранированная на юге нарушением f_1^{II} и ограничена нарушениями F_1 и F_2 . Площадь нефтеносности равна 113 тыс. м².

Блок VI. Залежь нефти установлена по материалам опробования и ГИС САГЗ - 7.

Продуктивность горизонта в блоке доказана опробованием и получением притоков нефти и газа в скважине САГЗ-7. При опробовании горизонта в интервале 1224,1-1226,7; 1228,6-1231,2 и 1231,9-1234,7м (-1236,7 -1247,3 м) в скважине САГЗ-7 через штуцер диаметром 4,8 мм был получен приток нефти дебитом 32,4 м³/сут и газа 5,3 тыс. м³/сут.

ВНК отбивается на отметке **-1247,3 м**. Высота залежи нефти равна 27,3 м. Залежь нефти пластовая, сводовая ограничена и экранирована с запада, юга и востока тектоническими нарушениями F_2 , f_2^1 . Площадь нефтеносности равна 132 тыс. м².

Горизонт Т-V

По результатам опробования и РИГИС в горизонте Т-V установлены: – газовая залежь в блоке Iб1 (САГЗ-6), нефтегазовая залежь в блоке V (САГЗ-4, САГЗ-11) и залежи нефти в блоках I (САГЗ-1, САГЗ-5), IV (САГЗ-12), Va (САГЗ-25), Vб (САГЗ-13), VI (САГЗ-7) (таблица 2.1.1).

Блок I. Залежь нефти установлена по материалам опробования и ГИС САГЗ - 1.

В скважине САГЗ-1 из интервала перфорации 1273-1280 м (абс. отм. -1287,75-1294,75 м) получили приток газа и нефти дебитом через штуцер диаметром 6,35 мм, соответственно, газа 542,1 м³/сут и нефти 3 м³/сут.

Залежь нефти пластовая, сводовая ограничена с запада, зга и востока тектоническими нарушениями F_1 , f_3^1 и F_3 . ВНК отбивается на абс. отметке **-1302,9 м**. Высота залежи нефти равна 14,7 м. Площадь нефтеносности равна 99 тыс. м². (Табл. 2.1.2, граф.приложение 8).

Блок Iб1. В нижнетриасовом разрезе северная часть блока Iб, из-за несоответствия характера насыщения пластов – коллекторов в скважинах САГЗ-9 и САГЗ-1 с газонасыщенными пластами САГЗ-6, отделяется в самостоятельный блок Iб1, где пробурена скважина САГЗ-6.

В скважине САГЗ-6 по материалам опробования и РИГИС установлена залежь газа. В скважине из интервала перфорации 1344-1350, 1356,5-1358,5 м (абс. отм. -1318,9-1324,6 и -1330-1332,7 м) через штуцер диаметром 4,76 мм был получен приток газа дебитом 17703 м³/сут.



По РИГИС выделено 3 газонасыщенных пласта- коллектора. Нефте - и водонасыщенных пластов - коллекторов нет. ГВКпринят по подоршве газонасыщенного пласта на абс. отметке **-1325,5 м**. Высота залежи газа 19,4 м.

Залежь газа пластовая, сводовая экранирована и ограничена с севера, запада, юга и востока тектоническими нарушениями F_1 , F_2 , f_3^I и f_3^{II} . Площадь газоносности равна 24 тыс.м².

Блок IV. По материалам опробования и РИГИС скважины САГЗ-12 выделена залежь нефти.

В данной скважине из интервала перфорации 1228,5-1230,3 м, 1235,3-1237,5 м (абс. отм. -1243,3-1245,1 и -1250,1-1252,3 м) был получен приток нефти и газа дебитом через 6 мм штуцер нефти 19,6 м³/сут и газа 5386 м³/сут. ВНК принят на абс. отметке - **1252,4 м**.

Высота залежи нефти 12,4 м. Залежь пластовая тектонически экранированная с юга (f_1^{II} , f_2^{IV}) и ограниченная с запада и востока (F_1 , F_2). Площадь нефтеносности равна 81 тыс. м².

Блок V. В пределах блока пробурены скважины САГЗ-4 и САГЗ-11. По данным опробования и РИГИС скважины САГЗ -4 установлена нефтегазовая залежь, где из интервала перфорации 1276,4-1279,5 (-1255,6-1260,3) м через штуцер 17,9 мм был получен приток нефти и газа дебитом соответственно 6,8 м³/сут и 1159 м³/сут. Из интервалов перфорации 1255,0-1259,0 (-1238,2-1241,6) м, 1266,5-1270,8 (-1248,5-1252,5) м, вышезалегающих отложений этого горизонта, получили через штуцер 17,9 мм фонтан газа дебитом 69559 м³/сут.

ГНК принят по результатам опробования и РИГИС САГЗ-4 на отметке **-1258,3 м**. ВНК отбивается на отметках – **1260,3** (кровля воды в скв. САГЗ-11) **-1260,6** (подошва нефти в скв. САГЗ-4) м. Высота нефтегазовой залежи равна 30,6 м, из которой на газовую часть залежи приходится 28,3 м.

Залежь пластовая тектонически экранированная с востока (F_2) и ограниченная нарушениями F_1 , f_1^{II} , f_1^{IV} . Площадь газоносности составила 353 тыс.м². Площадь нефтеносности равна 283 тыс.м².

Блок Va. Пробурена одна скважина САГЗ-25, в которой, по РИГИС, установлены нефтенасыщенные пласты – коллекторы с нижней отметкой нефти (-1294,1 м) близкой к верхней отметке водонасыщенного пласта.

ВНКпринят на отметке **-1294,9 м**. Высота залежи нефти 24,9 м. Залежь пластовая тектонически экранированная и ограниченная нарушениями F_2 , f_2^{IV} . Площадь нефтеносности равна 129 тыс.м².



Блок Vб. В пределах блокапробурена скважина САГЗ-13. По результатам опробования и РИГИС данной скважины выявлена залежь нефти.

Опробование горизонта в блоке V' проводилось в интервалах 1251,8-1253,4 м; 1255,8-1257,8 м; 1262,0-1264,8 м и 1266,4-1267,7 м (абс. отм. -1265,4 -1267,0, -1269,4-1271,4, -1275,6-1278,4, -1280,0-1281,3 м) механизированным способом. В результате опробования получен приток нефти и газа. Дебит нефти и газа составил 2,9 м³/сут и 237,9 м³/сут соответственно, газовый фактор составил 82,2 м³/м³.

ВНКпринят на отметке **-1281,4 м**. Высота залежи нефти 31,4 м.

Залежь пластовая тектонически экранированная и ограниченная нарушениями F₁, F₂, f₁^{III}. Площадь нефтеносности равна 268 тыс.м².

Блок VI. Залежь нефти установлена в горизонте T-Vпо результатам опробования и РИГИС скважины САГЗ-7.

При опробовании данной скважины, из интервала перфорации 1266,5-1269,0 (-1279,1-1281,6) м получен приток нефти и газа дебитом, на скорости 130 об/мин, нефти 10,4 м³/сут и 11541,4 м³/сут.

ВНК принят **на отметке-1283 м**. Высота залежи нефти 33 м. Залежь нефти пластовая тектонически экранированная (f₁^{III}) и ограниченная (F₁, F₂) нарушениями. Площадь нефтеносности равна 92 тыс.м².

Горизонт T-VI.

По РИГИС и результатам опробования скважин установлена залежь газа (САГЗ-6) в блоке Iб1, а также залежи нефти в блоках V (САГЗ-4), Va (САГЗ-25), Vб (САГЗ-13), VI (САГЗ-7).

Блок Iб1. Залежь газа установлена по результатам опробования и РИГИС САГЗ-6, где из интервалов перфорации 1344-1350 (-1319-1324,6) м; 1356,5-1358,5 (-1330,5-1333) м через 4,76 мм штуцер получили приток газа дебитом 17703 м³/сут.

ГВКпринят по подошве газонасыщенного пласта скважины САГЗ-6 на **абс. отметке -1341,3 м**. Высота залежи газа 9 м.

Залежь пластовая, экранированная с севера, запада и востока тектоническими нарушениями F₁, F₂, f₃^{II}, а также ограничена на юге нарушением f₃^I. Площадь газоносности равна 27 тыс.м². (Табл. 2.1.2, граф.приложение 9).

Блок V. По данным РИГИС и опробования скважины САГЗ- 4 выделена залежь нефти. В скважине из интервалов перфорации 1285-1286,5; 1287,1-1291,0 м (абс. отм. -1265,4-1266,2 и -1266,8-1270,9 м) на скорости насоса 1200 об/мин получили приток нефти и воды дебитом соответственно 7,2 м³/сут и 6,1 м³/сут.



ВНК принят в скважине САГЗ-4 по нижней отметке нефти на абс. отметке **-1271,0 м.** Высота залежи нефти равна 27,1 м. Залежь нефти пластовая тектонически экранированная с севера, запада, юга и востока нарушениями f_1^{II} , F_1 , f_1^{III} , f_2^{IV} и F_2 . Площадь нефтеносности равна 190 тыс.м².

Блок Va. Залежь нефти установлена в блоке Va. По результатам ГИС в скважине САГЗ-25, где выделены нефтенасыщенные коллектора.

При опробовании в скважине САГЗ-25 из интервалов перфорации 1301,7-1302,6 (-1317,5-1318,4) м; 1317,2-1318,4 (-1333-1334,2) м; 1319,7-1320,8 (-1335,5-1336,6) м была получена вода с пленкой нефти.

ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенного коллектора на абс. отметке **-1336,0 м.** Высота залежи нефти 36 м. Залежь пластовая, экранированная с севера, запада и востока тектоническим нарушением f_2^{IV} и F_2 . Площадь нефтеносности равна 198 тыс.м².

Блок Vб. По материалам интерпретации РИГИС в скважине САГЗ-13 выделен нефтенасыщенный пласт.

Подошва нефтенасыщенного коллектора по ГИС отбивается на абсолютной отметке **-1315,7 м**, которая принята как отметка ВНК. Высота залежи нефти 35,7 м.

Залежь пластовая, экранированная с севера, запада и востока тектоническим нарушением F_1 , f_1^{III} и F_2 . Площадь нефтеносности равна 256 тыс. м².

Блок VI. По РИГИС в скважине САГЗ-7 выделен нефтенасыщенный пласт, подошва которого отбивается на отметке -1319,9 м. При опробовании этого горизонта из интервала перфорации 1301,1-1303,9 м (-1314,3-1316,5 м) на скорости насоса 165 об/мин получили приток нефти и газа, дебитами соответственно 9,3 м³/сут и 3998 м³/сут.

ГНК отбивается на **отметке -1301,5 м.** ВНК принят на **отметке -1319,9 м.** Высота нефтегазовой залежи составляет 29,9 м, в том числе газовая часть залежи равна 11,5 м, а нефтяная часть залежи - 18,4 м. Площадь газовой шапки равна 44 тыс. м², а нефтяной части = 110 тыс. м².

Горизонт Т-VII

Материалы бурения и опробования скважин обусловили выделение залежей газа в блоках Iб1 (САГЗ-6), Ic (САГЗ-26) и нефти в блоках Ia (САГЗ-19), Va (САГЗ-25) и VI (САГЗ-7).

Блок Iб1. Залежь газа установлена по результатам опробования и РИГИС в скважине САГЗ-6, где из интервала перфорации 1375-1380 м (абс. отм. -1348,4-1353,1 м) получен приток газа дебитом через 6,35 мм штуцер 42 242 м³/сут.



ГВК принят по подошве газонасыщенного пласта скважины САГЗ-6 на абс. отметке **-1358,2 м**. Высота залежи газа 9 м.

Залежь пластовая, экранированная с севера, запада и востока тектоническими нарушениями F_1 , F_2 , f_3^{II} , а также ограничена на юге нарушением f_3^{I} . Площадь газоносности равна 26 тыс. м². (Табл. 2.1.2, граф. приложение 10).

Блок Ic. Залежь газа установлена по результатам опробования и РИГИС скважины САГЗ-26. В этой скважине из интервала перфорации 1363,8-1366,8; 1369,2-1374,9 м (абс. отм. -1378,1-1381,1 м, -1383,5-1389,2 м) через штуцер 7,1мм получен приток газа дебитом 1920 м³/сут.

ГНК принят по подошве газонасыщенного пласта скважины САГЗ-26 на абс. отметке **-1389,1 м**. Высота залежи газа 29,1 м. Залежь пластовая, экранированная с севера, запада и востока тектоническими нарушениями f_3^{I} , f_3^{II} , F_3 , а также и ограниченная на юге нарушением F_3 . Площадь газоносности равна 85 тыс.м².

Блок Ia. Скважина САГЗ-19 установила залежь нефти в пределах блока Ia, где при опробовании интервалов перфорации 1370-1374 (-1356,2-1359,9) м, 1376-1378 (-1361,8-1363,8) м, на скорости насоса 130 об/мин получен приток нефти и газа дебитом соответственно 4,5 м³/сут и 275 м³/сут.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта скважины САГЗ-19 на абс. отметке **-1367,3 м**. Высота залежи нефти 17,3 м. Залежь пластовая, экранированная с запада, севера и востока тектоническими нарушениями F_2 , f_3^{III} , F_3 и ограниченная на юге нарушением f_3^{IV} . Площадь нефтеносности равна 225 тыс.м².

Блок Va. Скважина САГЗ-25 вскрыла нефтенасыщенные коллектора. По “прямому” контакту, по данным ГИС, в САГЗ-25 **ВНК** принят на абс. отметке **-1356,7 м**. Кровля водонасыщенного коллектора отбита на отметке -1356,7 м.

Высота залежи нефти 16,7 м. Залежь нефти пластовая тектонически экранированная с запада, севера и востока нарушениями F_2^{IV} и F_2 . Площадь нефтеносности равна 116 тыс. м².

Блок VI. По РИГИС САГЗ-7 выделена залежь нефти. Залежь не опробована. **ВНК** принят в скважине САГЗ-7 по “прямому” контакту на абс. отметке **-1349,6 м**. Кровля водонасыщенного коллектора выделена на отметке -1349,6 м. Высота залежи нефти равна 9,6 м. Залежь нефти пластовая тектонически экранированная с запада, юга и востока нарушениями F_2 и f_2^{I} . Площадь нефтеносности равна 48 тыс.м².



Таблица 2.1. 2-Сагиз Западный. Таблица обоснования контактов по залежам нефти и газа

Блок	№ скв.	Характер насыщения пласта								Принятая отметка, м		
		По данным опробования				По данным ГИС				ГВК	ГНК	ВНК
		нижн. отметка газа	верх. отметка нефти	ниж. отметка нефти	верх. отметка воды	нижн. отметка газа	верх. отметка нефти	ниж. отметка нефти	верх. отметка воды			
Т-I												
I	САГЗ-1					-1205,9					-1219,4	-1226,2
	САГЗ-6					-1219,4						
	САГЗ-9		-1223,5	-1226,2			-1223,5	-1226,2				
Ia	САГЗ-18							-1215,4	-1216,6			-1215,4
	САГЗ-19							-1206,7				
II-1	САГЗ-3			-1218,7				-1218,7				-1218,7
II-2	САГЗ-21							-1211,6				-1211,6
	САГЗ-23								-1218,1			
Т-II												
I	САГЗ-1					-1229,4	-1230,8	-1233,0			-1229,4	-1253,8
	САГЗ-6	-1229,4	-1231,4			-1229,4	-1229,4	-1231,4				
	САГЗ-9		1215,1	1221,5			-1230,1	-1239,4				
	САГЗ-15		-1234,4	-1240,4			-1230,5	-1253,8				
Ia	САГЗ-18			-1261,8				-1261,8				-1261,8
	САГЗ-19							-1256,2				
II	САГЗ-3			-1235,8				-1243,3				-1260,2-1264,1
	САГЗ-8			-1260,2	-1260,2			-1260,2	-1260,2			
	САГЗ-21							-1255,1				
	САГЗ-23			-1264,1				-1264,1	-1264,1			
IV	САГЗ-10			-1258,7				-1258,7	-1261,5			-1260,1
	САГЗ-20			-1249,9				-1249,9				
VI	САГЗ-7			-1199,7				-1199,7				-1199,7



Продолжение таблицы 2.1.2

Блок	№ скв.	Характер насыщения пласта								Принятая отметка, м		
		По данным опробования				По данным ГИС				ГВК	ГНК	ВНК
		нижн. отметка газа	верх. отметка нефти	ниж. отметка нефти	верх. отметка воды	нижн. отметка газа	верх. отметка нефти	ниж. отметка нефти	верх. отметка воды			
Т-III												
I	САГЗ-1		-1245,1	-1250,1		-1243,1	-1245,1	-1250,1			-1243,1	-1273,4
	САГЗ-5		-1246,8	-1259,6			-1246,8	-1259,6				
	САГЗ-6			-1266,4			-1251,8	-1266,4				
	САГЗ-9			-1259,3			-1254,2	-1273,4				
	САГЗ-15						-1260,7	-1262,1	-1277,4			
	САГЗ-17								-1275,1			
Ia	САГЗ-18							-1283,2				-1283,2
	САГЗ-19			-1263,4				-1283,0				
IV	САГЗ-12			-1206,3				-1206,3	-1210,9			-1206,3
Т-IV												
I	САГЗ-1			-1261,8				-1286,2				-1301,3-1301,8
	САГЗ-5			-1301,3				-1301,3	-1301,8			
	САГЗ-6			-1294,9				-1300,6	-1301,0			
	САГЗ-9			-1296,1				-1301,8				
	САГЗ-15							-1285,8	-1307,1			
	САГЗ-17								-1305,1			
Ia	САГЗ-18			-1306,3				-1310,2	-1310,7			-1309,6-1310,2
	САГЗ-19			-1290,0				-1309,6	-1309,6			
IV	САГЗ-12	-1225,4	-1232,0	-1236,4		-1225,4	-1232,0	-1236,4			-1225,4	-1236,4
	САГЗ-20								-1267,8			
VI	САГЗ-7			-1247,3			-1228,4	-1247,3				-1247,3



Продолжение таблицы 2.1.2

Блок	№ скв.	Характер насыщения пласта								Принятая отметка, м		
		По данным опробования				По данным ГИС				ГВК	ГНК	ВНК
		нижн. отметка газа	верх. отметка нефти	нижн. отметка нефти	верх. отметка воды	нижн. отметка газа	верх. отметка нефти	нижн. отметка нефти	верх. отметка воды			
T-V												
I	CAГЗ-1			-1295,1				-1302,9				-1302,9
	CAГЗ-5							-1318,8				
	CAГЗ-17							-1341,8				
I6	CAГЗ-6	-1325,5				-1325,5			-1325,5			
IV	CAГЗ-12			-1244,2				-1252,4	-1255,3			-1252,4
Va	CAГЗ-25							-1294,1	-1294,9			-1294,9
V	CAГЗ-4	-1242,1	-1258,3	-1260,6		-1258,3	-1258,3	-1260,6			-1258,3	-1260.3-1260.6
	CAГЗ-11							-1260,3				
V6	CAГЗ-13			-1267,4				-1281,4				-1281,4
VI	CAГЗ-7			-1283,0				-1283,0	-1283,0			-1283,0
T-VI												
I6	CAГЗ-6	-1335,0				-1341,3			-1341,3	-1341,3		
	CAГЗ-9								-1341,9			
Va	CAГЗ-25							-1336,0	-1352,7			-1336,0
V	CAГЗ-4			-1271,0	-1277,1			-1271,0	-1277,1			-1271,0
	CAГЗ-11								-1287,3			
V6	CAГЗ-13							-1315,7				-1315,7
VI	CAГЗ-7		-1313,7	-1316,5		-1301,5	-1313,7	-1319,9	-1319,9		-1301,5	-1319,9
T-VII												
I6	CAГЗ-6	-1353,9				-1358,2			-1359,2	-1358,2		
	CAГЗ-9								-1366,3			
Ic	CAГЗ-26	-1389,1				-1389,1				-1389,1		
Ia	CAГЗ-19			-1363,4				-1367,3	-1368,5			-1367,3
Va	CAГЗ-25							-1356,7	-1356,7			-1356,7
VI	CAГЗ-7							-1349,6	-1349,6			-1349,6



2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

2.2.1. Характеристика толщин продуктивных горизонтов и их неоднородности

Горизонт Т-I

Горизонт вскрыт 17 скважинами пробуренными на месторождении в пределах блоков I+Iб, Ia, Ic, II, III, IV, VI. В пяти скважинах (САГЗ-5, САГЗ-7, САГЗ-8, САГЗ-15, САГЗ-17) вскрывших этот горизонт пласты не обладают коллекторскими свойствами. В южной части структуры, в районе блоков IV (южная часть) и V (включая подблоки Va и Vб), по материалам сейсмики 3Д горизонт размыт, что подтверждается и материалами ГИС скважин САГЗ-4, САГЗ-11, САГЗ-12, САГЗ-13, САГЗ-16 и САГЗ-25, где данные отложения не выделяются.

Общая толщина горизонта Т-I в среднем составляет 10,0 м, колеблется в пределах 5,0–14,0 м. Эффективная толщина в среднем составляет 3,9 м, колеблется в пределах 0,9–7,2 м, средние значения газонасыщенной и нефтенасыщенной толщин - 7,2 м и 2,9 м соответственно. Коэффициент песчаности в среднем 0,4, коэффициент расчлененности 1,0, коэффициент распространения 0,75 д.ед. В целом по горизонту выраженная неоднородность, в отдельных скважинах преобладает водонасыщенность.

Горизонт Т-I состоит из 7 блоков, из них 3 блока (Ic, III, IV) водонасыщенные, в блоке VI находится скважина САГЗ-7, пласты в которой неколлекторы.

Горизонт Т-I. Блок I+ Iб.

В блоке расположены скважины САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-9, САГЗ-15, САГЗ-17. Как упоминалось выше, пласты в скважинах САГЗ-5, САГЗ-15, САГЗ-17 не обладают коллекторскими свойствами. В скважинах САГЗ-1, САГЗ-6, САГЗ-9 по результатам интерпретации материалов ГИС выделяются нефтегазонасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 9,8 м. Эффективная толщина, вскрытая в скважинах, изменяется от 2,7 м до 7,2 м, составляя в среднем 5,7 м. Средняя газонасыщенная толщина составляет 7,2 м, нефтенасыщенная в среднем 2,7 м.

Коэффициент песчаности составляет 0,60 д.ед., коэффициент расчлененности – 0,7 д.ед., а коэффициент распространения 0,5 д.ед.

Горизонт Т-I. Блок Ia.

В блоке расположены скважины САГЗ-18, САГЗ-19. По результатам интерпретации материалов ГИС в скважинах выделяются нефтеводонасыщенные пласты-коллектора.



Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 8,0 м. Эффективная толщина, вскрытая в скважинах, изменяется от 2,3 м до 3,4 м, составляя в среднем 2,9 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем 2,3 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,35 д.ед., коэффициент расчлененности – 1,0 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-I. Блок II.

В блоке расположены скважины САГЗ-3, САГЗ-8, САГЗ-21, САГЗ-23. В скважине САГЗ-8 пласты не обладают коллекторскими свойствами. В скважинах САГЗ-3 и САГЗ-21 по результатам интерпретации материалов ГИС выделяются нефтенасыщенные пласты-коллектора, а в скважине САГЗ-23 коллектора водонасыщены.

Общая толщина горизонта в пределах блока в среднем составляет 10,1 м при изменениях от 9,0 до 11,0 м. Эффективная толщина, вскрытая в скважинах, изменяется от 0,9 м до 5,7 м, составляя в среднем 2,6 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем 3,5 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,25 д.ед., коэффициент расчлененности – 0,7 д.ед., а коэффициент распространения 0,75 д.ед.

Горизонт Т-II

Горизонт вскрыт 17 скважинами пробуренными на месторождении в пределах блоков I+Iб, Ia, Ic, II, III, IV, VI. Из них в 1-й скважине (САГЗ-5), вскрывших этот горизонт, пласты не обладают коллекторскими свойствами. Как и вышележащий горизонт Т-I, отложения данного горизонта размыты в южной части структуры, в районе блоков IV (южная часть) и V (включая подблоки Va и Vб).

Общая толщина горизонта Т-II в среднем составляет 26,1 м, колеблется в пределах 9,0–44,5 м. Эффективная толщина в среднем составляет 11,5 м, колеблется в пределах 3,6–24,2 м, средние значения газонасыщенной и нефтенасыщенной толщин – 6,6 м и 11 м соответственно. Коэффициент песчанистости в среднем 0,43, коэффициент расчлененности 1,9, коэффициент распространения 0,94 д.ед.

Горизонт Т-II состоит из 7 блоков, из них 2 блока (Ic, III) водонасыщенные.

Горизонт Т-II. Блок I+ Iб.

В блоке расположены скважины САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-9, САГЗ-15, САГЗ-17. Как отмечено выше, пласты в скважине САГЗ-5 не обладают коллекторскими свойствами. В скважинах САГЗ-1, САГЗ-6, САГЗ-9, САГЗ-15 по результатам интерпретации материалов ГИС выделяются нефтегазонасыщенные пласты-коллектора, а в скважине САГЗ-17 коллектора водонасыщенны.

Общая толщина горизонта в пределах блока в среднем составляет 21,0 м при изменениях от 16,0 до 30,3 м. Эффективная толщина, вскрытая в скважинах, изменяется



от 4,6 м до 12,9 м, составляя в среднем 8,3 м. Газонасыщенная и нефтенасыщенная толщина соответственно в среднем 6,6 м и 15,1 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,37 д.ед., коэффициент расчлененности – 0,9 д.ед., а коэффициент распространения 0,83 д.ед.

Горизонт Т-II. Блок Ia.

В блоке расположены скважины САГЗ-18, САГЗ-19. По результатам интерпретации материалов ГИС в скважинах выделяются нефтенасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 44,3 м. Эффективная толщина, вскрытая в скважинах, изменяется от 18,0 м до 23,5 м, составляя в среднем 20,8 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем 20,8 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,47 д.ед., коэффициент расчлененности – 4,5 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-II. Блок II.

В блоке расположены скважины САГЗ-3, САГЗ-8, САГЗ-21, САГЗ-23. В скважинах по результатам интерпретации материалов ГИС выделяются нефтеводонасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока в среднем составляет 33,9 м при изменениях от 22,0 до 44,0 м. Эффективная толщина, вскрытая в скважинах, изменяется от 8,6 м до 24,2 м, составляя в среднем 13,9 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем 12,8 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,40 д.ед., коэффициент расчлененности – 1,7 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-II. Блок IV.

В блоке расположены скважины САГЗ-10, САГЗ-20. В скважинах по результатам интерпретации материалов ГИС выделяются нефтеводонасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока в среднем составляет 22,0 м при изменениях от 21,0 до 23,0 м. Эффективная толщина, вскрытая в скважинах, изменяется от 3,9 м до 19,5 м, составляя в среднем 11,7 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем 10,0 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,52 д.ед., коэффициент расчлененности – 1,8 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-II. Блок VI.

В блоке расположена скважина САГЗ-7. В скважине по результатам интерпретации материалов ГИС выделяются нефтенасыщенные пласты-коллектора.



Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 9,0 м, эффективная толщина 11,7 м. Нефтенасыщенная толщина 10,0 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,77 д.ед., коэффициент расчлененности – 1,0 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-III

Горизонт вскрыт 23 скважинами, пробуренными на месторождении в пределах блоков I+Iб, Ia, Ic, II, III, IV, V, Va, VI. Из них в 2-х скважинах (САГЗ-3, САГЗ-7) пласты не обладают коллекторскими свойствами. В южной части структуры, в районе скважины САГЗ-13, горизонт размыт.

Общая толщина горизонта Т-III в среднем составляет 19,1 м, колеблется в пределах 7,0–37,2 м. Эффективная толщина в среднем составляет 7,1 м, колеблется в пределах 1,1–14,2 м, газонасыщенная толщина составляет 6,7 м, нефтенасыщенная в среднем 7,3 м. Коэффициент песчанистости в среднем 0,38, коэффициент расчлененности 1,5, коэффициент распространения 0,95 д.ед.

Горизонт Т-III состоит из 10 блоков, из них 7 блоков (Ic, II, III, IVa, V, Va, VII) водонасыщенные.

Горизонт Т-III. Блок I+ Iб.

В блоке расположены скважины САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-9, САГЗ-15, САГЗ-17. В скважинах САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-9, САГЗ-15 по результатам интерпретации материалов ГИС выделяются газонефтенасыщенные пласты-коллектора, а в скважине САГЗ-17 коллектора водонасыщенны.

Общая толщина горизонта в пределах блока в среднем составляет 23,1 м при изменениях от 7,0 до 37,2 м. Эффективная толщина, вскрытая в скважинах, изменяется от 2,4 м до 11,7 м, составляя в среднем 7,8 м. Газонасыщенная толщина 6,7 м, нефтенасыщенная толщина в среднем 7,7 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,36 д.ед., коэффициент расчлененности – 0,5 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-III. Блок Ia.

В блоке расположены скважины САГЗ-18, САГЗ-19. По результатам интерпретации материалов ГИС в скважинах выделяются нефтенасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 23,0 м. Эффективная толщина, вскрытая в скважинах, изменяется от 8,9 м до 12,9 м, составляя в среднем 10,9 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем 10,9 м.



Коэффициент песчаности составляет 0,47 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,5 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-III. Блок IV.

В блоке расположены скважины САГЗ-10, САГЗ-12, САГЗ-20. В скважине САГЗ-12 по результатам интерпретации материалов ГИС выделяются нефтеводонасыщенные пласты-коллектора, а в скважинах САГЗ-10, САГЗ-20 коллектора водонасыщенны.

Общая толщина горизонта в пределах блока в среднем составляет 15,6 м при изменениях от 10,7 м до 24,0 м. Эффективная толщина, вскрытая в скважинах, изменяется от 1,5 м до 12,9 м, составляя в среднем 6,6 м. Нефтенасыщенная толщина 3,4 м.

Коэффициент песчаности составляет 0,35 д.ед., коэффициент расчлененности – 1,0 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-IV

Горизонт вскрыт всеми 24-я скважинами, пробуренными на месторождении. Из них в 2-х скважинах (САГЗ-11, САГЗ-13) пласты не обладают коллекторскими свойствами.

Общая толщина горизонта Т-IV в среднем составляет 29,8 м, колеблется в пределах 10,0–43,5 м. Эффективная толщина в среднем составляет 12,6 м, колеблется в пределах 1,4–26,8 м, газонасыщенная толщина составляет 1,8 м, нефтенасыщенная в среднем 11,4 м.

Коэффициент песчаности в среднем 0,39, коэффициент расчлененности 2,2, коэффициент распространения 0,96 д.ед.

Горизонт Т- IV состоит из 11 блоков, из них 7 блоков (Iс, II, III, IVа, V, Va, VII) водонасыщенные.

Горизонт Т-IV. Блок I+ Iб.

В блоке расположены скважины САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-9, САГЗ-15, САГЗ-17. В скважинах САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-9, САГЗ-15 по результатам интерпретации материалов ГИС выделяются нефтеводонасыщенные пласты-коллектора, а в скважине САГЗ-17 коллектора водонасыщенны.

Общая толщина горизонта в пределах блока в среднем составляет 31,3 м при изменениях от 27,0 до 34,4 м. Эффективная толщина, вскрытая в скважинах, изменяется от 5,7 м до 26,8 м, составляя в среднем 17,2 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем 13,3 м.

Коэффициент песчаности составляет 0,56 д.ед., коэффициент расчлененности – 0,9 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-IV. Блок Ia.



В блоке расположены скважины САГЗ-18, САГЗ-19. По результатам интерпретации материалов ГИС в скважинах выделяются нефтеводонасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 33,3 м. Эффективная толщина, вскрытая в скважинах, изменяется от 15,0 м до 15,7 м, составляя в среднем 15,4 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем 12,0 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,45 д.ед., коэффициент расчлененности – 4,5 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-IV. Блок IV.

В блоке расположены скважины САГЗ-10, САГЗ-12, САГЗ-20. В скважине САГЗ-12 по результатам интерпретации материалов ГИС выделяются газонефтенасыщенные пласты-коллектора, а в скважинах САГЗ-10, 20 коллектора водонасыщенны.

Общая толщина горизонта в пределах блока в среднем составляет 32,3 м при изменениях от 19,6 м до 41,0 м. Эффективная толщина, вскрытая в скважинах, изменяется от 4,6 м до 20,9 м, составляя в среднем 13,9 м. Газонасыщенная толщина 1,8 м, нефтенасыщенная в среднем 2,8 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,40 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,3 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т- IV. Блок VI.

В блоке расположена скважина САГЗ-7. В скважине по результатам интерпретации материалов ГИС выделяются нефтенасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 25,5 м, эффективная толщина 9,3 м. Нефтенасыщенная толщина равна эффективной.

Коэффициент песчанистости составляет 0,36 д.ед., коэффициент расчлененности – 1,0 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-V

Горизонт вскрыт 24 скважинами, пробуренными на месторождении. В скважинах по результатам интерпретации материалов ГИС выделяются газонефтеводонасыщенные пласты-коллектора. Скважина САГЗ-8 частично вскрыла горизонт Т-V, поэтому данные по этой скважине не приняты в расчет.

Общая толщина горизонта Т-V в среднем составляет 23,3 м, колеблется в пределах 12,1–40,0 м. Эффективная толщина в среднем составляет 9,8 м, колеблется в пределах 0,9–18,5 м, газонасыщенная толщина в среднем составляет 13,7 м, нефтенасыщенная в среднем 6,6 м.



Коэффициент песчаности в среднем 0,51, коэффициент расчлененности 2,7, коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т- V состоит из 14 блоков, из них 6 блоков (Ia, Ib, II, III, IVa, VII) водонасыщенные.

Горизонт Т-V. Блок I.

В блоке расположены скважины САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-17. По результатам интерпретации материалов ГИС в скважине САГЗ-1 выделяются нефтенасыщенные пласты-коллектора, а в остальных скважинах коллектора водонасыщенны.

Общая толщина горизонта в пределах блока в среднем составляет 18,1 м при изменениях от 14,7 до 24,3 м. Эффективная толщина, вскрытая в скважинах, изменяется от 7,5 м до 11,0 м, составляя в среднем 12,8 м. Нефтенасыщенная толщина 11,0 м.

Коэффициент песчаности составляет 0,71 д.ед., коэффициент расчлененности – 1,2 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-V. Блок Ib1.

В блоке расположена скважина САГЗ-6. По результатам интерпретации материалов ГИС в скважине САГЗ-6 выделяются газонасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока в среднем составляет 21,5 м. Эффективная толщина составляет 8,4 м. Газонасыщенная толщина равна эффективной.

Коэффициент песчаности составляет 0,39 д.ед., коэффициент расчлененности – 1,0 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-V. Блок Ic.

В блоке расположена скважина САГЗ-26. По результатам интерпретации материалов ГИС в скважине выделяются газонасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 28,0 м. Эффективная толщина составляет 18,5 м. Газонасыщенная толщина равна эффективной.

Коэффициент песчаности составляет 0,34 д.ед., коэффициент расчлененности – 8,0 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-V. Блок IV.

В блоке расположены скважины САГЗ-10, САГЗ-12, САГЗ-20. В скважине САГЗ-12 по результатам интерпретации материалов ГИС выделяются нефтеводонасыщенные пласты-коллектора, а в скважинах САГЗ-10, САГЗ-20 коллектора водонасыщенны.

Общая толщина горизонта в пределах блока в среднем составляет 29,5 м при изменениях от 17,5 м до 38,0 м. Эффективная толщина, вскрытая в скважинах, изменяется от 5,7 м до 13,2 м, составляя в среднем 9,2 м. Нефтенасыщенная толщина 4,3 м.



Коэффициент песчанистости составляет 0,39 д.ед., коэффициент расчлененности – 1,4 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т- V. Блок V.

В блоке расположены скважины САГЗ-4, САГЗ-11. По результатам интерпретации материалов ГИС в скважине САГЗ-4 выделяются газонефтенасыщенные пласты-коллектора, а в скважине САГЗ-11 коллектора водонасыщенные.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 25,9 м. Эффективная толщина, вскрытая в скважинах, изменяется от 2,4 м до 16,5 м, составляя в среднем 9,4 м. Газонасыщенная толщина 14,3, нефтенасыщенная 2,2 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,36 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,0 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-V. Блок Va.

В блоке расположена скважина САГЗ-25. По результатам интерпретации материалов ГИС в скважине выделяются нефтеводонасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 23,1 м. Эффективная толщина составляет 13,2 м. Нефтенасыщенная толщина 4,6 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,57 д.ед., коэффициент расчлененности – 7,0 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-V. Блок Vб.

В блоке расположена скважина САГЗ-13. По результатам интерпретации материалов ГИС в скважине выделяются нефтенасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 16,0 м. Эффективная толщина составляет 8,7 м. Нефтенасыщенная толщина равна эффективной.

Коэффициент песчанистости составляет 0,54 д.ед., коэффициент расчлененности – 5,0 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т- V. Блок VI.

В блоке расположена скважина САГЗ-7. В скважине по результатам интерпретации материалов ГИС выделяются нефтеводонасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 26,2 м, эффективная толщина 10,4 м. Нефтенасыщенная толщина 8,6 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,40 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,0 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-VI

Горизонт вскрыт 23 скважинами, пробуренными на месторождении. В скважинах по результатам интерпретации материалов ГИС выделяются газонефтеводонасыщенные



пласты-коллектора. Скважины САГЗ-18, САГЗ-21 частично вскрыли горизонт Т-V, поэтому данные по этой скважине не приняты в расчет.

Общая толщина горизонта Т-VI в среднем составляет 26,6 м, колеблется в пределах 7,2–53,0 м. Эффективная толщина в среднем составляет 12,4 м, колеблется в пределах 3,6–33,3 м, газонасыщенная толщина в среднем составляет 6,1 м, нефтенасыщенная в среднем 9,4 м.

Коэффициент песчанистости в среднем 0,49, коэффициент расчлененности 2,1, коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т- VI состоит из 14 блоков, из них 8 блоков (I, Ia, Ib, II, III, IV, IVa, VII) водонасыщенные.

Горизонт Т-VI. Блок Ib1.

В блоке расположена скважина САГЗ-6. По результатам интерпретации материалов ГИС в скважине САГЗ-6 выделяются газоводонасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 17,5 м. Эффективная толщина составляет 9,6 м. Газонасыщенная толщина 5,2 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,55 д.ед., коэффициент расчлененности – 1,0 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-VI. Блок Ic.

В блоке расположена скважина САГЗ-26. По результатам интерпретации материалов ГИС в скважине выделяются газонасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 14,8 м. Эффективная толщина составляет 7,6 м. Газонасыщенная толщина равна эффективной.

Коэффициент песчанистости составляет 0,51 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,0 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т- VI. Блок V.

В блоке расположены скважины САГЗ-4, САГЗ-11. По результатам интерпретации материалов ГИС в скважине САГЗ-4 выделяются нефтенасыщенные пласты-коллектора, а в скважине САГЗ-11 коллектора водонасыщенные.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 44,2 м. Эффективная толщина, вскрытая в скважинах, изменяется от 17,6 м до 25,1 м, составляя в среднем 21,6 м. Нефтенасыщенная толщина 2,7 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,48 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,0 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-VI. Блок Va.



В блоке расположена скважина САГЗ-25. По результатам интерпретации материалов ГИС в скважине выделяются нефтеводонасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 39,8 м. Эффективная толщина составляет 7,0 м. Нефтенасыщенная толщина 6,2 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,18 д.ед., коэффициент расчлененности – 4,0 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-VI. Блок Vб.

В блоке расположена скважина САГЗ-13. По результатам интерпретации материалов ГИС в скважине выделяются нефтенасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 36,0 м. Эффективная толщина составляет 24,3 м. Нефтенасыщенная толщина равна эффективной.

Коэффициент песчанистости составляет 0,68 д.ед., коэффициент расчлененности – 5,0 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т- VI. Блок VI.

В блоке расположена скважина САГЗ-7. В скважине по результатам интерпретации материалов ГИС выделяются газонефтеводонасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 53,0 м, эффективная толщина 33,3 м. Газонасыщенная толщина 5,5 м, нефтенасыщенная толщина 4,4 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,63 д.ед., коэффициент расчлененности – 4,0 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-VII

Горизонт вскрыт 21 скважиной, пробуренными на месторождении. Из них в одной скважине (САГЗ-23) пласты не обладают коллекторскими свойствами, а в двух скважинах (САГЗ-10, САГЗ-17) горизонт вскрыт частично, поэтому данные по этим скважинам не приняты в расчет.

Общая толщина горизонта Т-VII в среднем составляет 28,9 м, колеблется в пределах 5,0–57,3 м. Эффективная толщина в среднем составляет 13,1 м, колеблется в пределах 3,2–32,6 м, газонасыщенная толщина в среднем составляет 8,9 м, нефтенасыщенная в среднем 4,3 м.

Коэффициент песчанистости в среднем 0,42, коэффициент расчлененности 3,6, коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т- VI состоит из 14 блоков, из них 9 блоков (I, Iб, II, III, IV, IVa, V, Vб, VII) водонасыщенные.

Горизонт Т-VII. Блок Ia.



В блоке расположена скважина САГЗ-19. По результатам интерпретации материалов ГИС в скважине выделяются нефтеводонасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 23,1 м. Эффективная толщина составляет 11,7 м. Нефтенасыщенная 7,1 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,51 д.ед., коэффициент расчлененности – 7,0 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-VII. Блок I61.

В блоке расположена скважина САГЗ-6. По результатам интерпретации материалов ГИС в скважине САГЗ-6 выделяются газоводонасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 26,4 м. Эффективная толщина составляет 14,8 м. Газонасыщенная толщина 7,6 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,56 д.ед., коэффициент расчлененности – 1,3 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-VII. Блок Ic.

В блоке расположена скважина САГЗ-26. По результатам интерпретации материалов ГИС в скважине выделяются газонасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 22,0 м. Эффективная толщина составляет 10,1 м. Газонасыщенная толщина равна эффективной.

Коэффициент песчанистости составляет 0,46 д.ед., коэффициент расчлененности – 5,0 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т-VII. Блок Va.

В блоке расположена скважина САГЗ-25. По результатам интерпретации материалов ГИС в скважине выделяются нефтеводонасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 28,0 м. Эффективная толщина составляет 5,1 м. Нефтенасыщенная толщина 1,1 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,18 д.ед., коэффициент расчлененности – 4,0 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.

Горизонт Т- VII. Блок VI.

В блоке расположена скважина САГЗ-7. В скважине по результатам интерпретации материалов ГИС выделяются нефтеводонасыщенные пласты-коллектора.

Общая толщина горизонта в пределах блока составляет 32,0 м, эффективная толщина 21,9 м, нефтенасыщенная толщина 2,7 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,68 д.ед., коэффициент расчлененности – 6,0 д.ед., а коэффициент распространения 1,0 д.ед.



В таблицах 2.2.1 и 2.2.2 представлены статистические показатели неоднородности и характеристика толщин.

На графическом приложении 2 представлен геологический профиль, на графических приложениях 4-10 – структурные карты по кровле коллектора и карты эффективных нефтегазонасыщенных толщин.



Таблица 2.2. 1-Характеристика статистических показателей неоднородности залежей месторождения Сагиз Западный

Наименование	Горизонт	Т-1						
	Блок	I	Ia	Ic	II	III	IV	Итого по горизонту
Коэффициент песчанистости	Количество скважин, ед.	3	2	1	3	1	2	12
	Среднее значение, м	0,60	0,35	0,28	0,25	0,40	0,46	0,40
	Диапазон изменений, м	0,54-0,65	0,33-0,38	-	0,10-0,54	-	0,31-0,61	0,10-0,65
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,079	-	-	0,807	-	-	0,178
Коэффициент расчлененности	Количество скважин, ед.	3	2	1	3	1	2	12
	Среднее значение, м	0,7	1,0	2,0	0,7	1,0	1,5	1,0
	Диапазон изменений, м	0,3-1,0	-	-	0,3-1,3	-	-	0,3-2,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,408	-	-	0,707	-	-	0,505
Коэффициент распространения	Количество скважин, ед.	6	2	1	4	1	2	16
	Значение, д.ед.	0,5	1	1	0,75	1	2	0,75

продолжение таблицы 2.2.1

Наименование	Горизонт	Т-II							
	Блок	I	Ia	Ic	II	III	IV	VI	Итого по горизонту
Коэффициент песчанистости	Количество скважин, ед.	5	2	1	4	1	2	1	16
	Среднее значение, м	0,37	0,47	0,22	0,40	0,47	0,52	0,77	0,43
	Диапазон изменений, м	0,27-0,43	0,40-0,53	-	0,30-0,55	-	0,19-0,85	-	0,19-0,85
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,164	-	-	0,232	-	-	-	0,405
Коэффициент расчлененности	Количество скважин, ед.	5	2	1	4	1	2	1	16
	Среднее значение, м	0,9	4,5	4,0	1,7	2,0	1,8	1,0	1,9
	Диапазон изменений, м	0,2-1,8	2,5-6,5	-	0,8-2,8	-	1,5-2,0	-	0,2-6,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,769	-	-	0,496	-	-	-	0,798
Коэффициент распространения	Количество скважин, ед.	6	2	1	4	1	2	1	17
	Значение, д.ед.	0,83	1	1	1	1	1	1	0,94



продолжение таблицы 2.2.1

Наименование	Горизонт	Т-III										
	Блок	I	Ia	Ic	II	III	IV	IVa	V	Va	VII	Итого по горизонту
Коэффициент песчанистости	Количество скважин, ед.	6	2	1	3	1	3	1	2	1	1	21
	Среднее значение, м	0,36	0,47	0,08	0,38	0,84	0,35	0,40	0,10	0,34	0,73	0,38
	Диапазон изменений, м	0,11-0,73	0,42-0,52	-	0,23-0,51	-	0,14-0,54	-	0,08-0,12	-	-	0,08-0,84
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,526	-	-	0,300	-	0,462	-	-	-	-	0,561
Коэффициент расчлененности	Количество скважин, ед.	6	2	1	3	1	3	1	2	1	1	21
	Среднее значение, м	0,5	3,5	2,0	1,3	3,0	1,0	3,0	0,5	3,0	3,0	1,5
	Диапазон изменений, м	0,3-0,7	-	-	0,7-2,0	-	0,7-1,0	-	-	-	-	0,3-3,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,243	-	-	0,408	-	0,471	-	-	-	-	0,759
Коэффициент распространения	Количество скважин, ед.	6	2	1	4	1	3	1	2	1	1	22
	Значение, д.ед.	1	1	1	0,75	1	1	1	1	1	1	0,95

продолжение таблицы 2.2.1

Наименование	Горизонт	Т-IV											
	Блок	I	Ia	Ic	II	III	IV	IVa	V	Va	VI	VII	Итого по горизонту
Коэффициент песчанистости	Количество скважин, ед.	6	2	1	4	1	3	1	1	1	1	1	22
	Среднее значение, м	0,56	0,45	0,34	0,31	0,83	0,40	0,06	0,09	0,05	0,36	0,20	0,39
	Диапазон изменений, м	0,17-0,99	0,41-0,48	-	0,20-0,40	-	0,23-0,58	-	-	-	-	-	0,05-0,99
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,444	-	-	0,273	-	0,348	-	-	-	-	-	0,599
Коэффициент расчлененности	Количество скважин, ед.	6	2	1	4	1	3	1	1	1	1	1	22
	Среднее значение, м	0,9	4,5	8,0	1,4	2,0	2,3	1,0	1,0	1,0	5,0	3,0	2,2
	Диапазон изменений, м	0,5-1,3	3,0-6,0	-	0,8-1,8	-	1,0-3,7	-	-	-	-	-	0,5-8,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,317	-	-	0,285	-	0,467	-	-	-	-	-	0,856
Коэффициент распространения	Количество скважин, ед.	9	2	1	4	1	3	1	2	1	1	1	24
	Значение, д.ед.	1	1	1	1	1	1	1	0,5	1	1	1	0,96



продолжение таблицы 2.2.1

Наименование	Горизонт	T-V														Итого по горизонту
	Блок	I	Ia	Iб	Iб1	Ic	II	III	IV	IVa	V	Va	Vб	VI	VII	
Коэффициент песчанистости	Количество скважин, ед.	3	2	2	1	1	3	1	3	1	2	1	1	1	1	23
	Среднее значение, м	0,71	0,56	0,30	0,39	0,66	0,61	0,89	0,39	0,31	0,36	0,57	0,54	0,40	0,44	0,51
	Диапазон изменений, м	0,65-0,75	0,25-0,61	0,22-0,39	-	-	0,47-0,78	-	0,17-0,23	-	0,10-0,62	-	-	-	-	0,10-0,89
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,056	-	-	-	-	0,128	-	0,680	-	-	-	-	-	-	
Коэффициент расчлененности	Количество скважин, ед.	3	2	2	1	1	3	1	3	1	2	1	1	1	1	23
	Среднее значение, м	1,2	3,3	1,3	1,0	11,0	1,1	2,0	1,4	5,0	2,0	7,0	5,0	3,0	3,0	2,7
	Диапазон изменений, м	1,0-1,3	2,0-4,5	1,0-1,7	-	-	1,0-1,3	-	1,0-2,0	-	0,5-3,5	-	-	-	-	0,5-11,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,129	-	-	-	-	0,141	-	0,288	-	-	-	-	-	-	0,903
Коэффициент распространения	Количество скважин, ед.	3	2	2	1	1	3	1	3	1	2	1	1	1	1	23
	Значение, д.ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

продолжение таблицы 2.2.1

Наименование	Горизонт	T-VI														Итого по горизонту
	Блок	I	Ia	Iб	Iб1	Ic	II	III	IV	IVa	V	Va	Vб	VI	VII	
Коэффициент песчанистости	Количество скважин, ед.	3	1	2	1	1	2	1	3	1	2	1	1	1	1	21
	Среднее значение, м	0,43	0,49	0,44	0,55	0,51	0,73	0,74	0,47	0,20	0,48	0,18	0,68	0,63	0,22	0,49
	Диапазон изменений, м	0,33-0,55	-	0,25-0,63	-	-	11,8-23,2	-	0,37-0,62	-	0,39-0,58	-	-	-	-	0,18-0,77
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,219	-	-	-	-	-	-	0,231	-	-	-	-	-	-	0,376
Коэффициент расчлененности	Количество скважин, ед.	3	1	2	1	1	2	1	3	1	2	1	1	1	1	21
	Среднее значение, м	1,0	2,0	1,2	1,0	3,0	2,0	1,0	1,3	3,0	2,0	4,0	5,0	4,0	4,0	2,1
	Диапазон изменений, м	0,7-1,3	-	1,0-1,3	-	-	1,5-2,5	-	1,0-1,7	-	1,5-2,5	-	-	-	-	0,7-5,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,272	-	-	-	-	-	-	0,204	-	-	-	-	-	-	0,584
Коэффициент распространения	Количество скважин, ед.	3	1	2	1	1	2	1	3	1	2	1	1	1	1	21
	Значение, д.ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1



продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Горизонт	Т-VII														Итого по горизонту
	Блок	I	Ia	Iб	Iб1	Iс	II	III	IV	IVa	V	Va	Vб	VI	VII	
Коэффициент песчанистости	Количество скважин, ед.	2	1	2	1	1	1	1	2	1	2	1	1	1	1	18
	Среднее значение, м	0,54	0,51	0,24	0,56	0,46	0,44	0,11	0,43	0,47	0,28	0,18	0,5	0,68	0,45	0,42
	Диапазон изменений, м	0,46-0,63	-	0,20-0,28	-	-	-	-	0,29-0,57	-	0,22-0,35	-	-	-	-	0,11-0,68
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,402
Коэффициент расчлененности	Количество скважин, ед.	2	1	2	1	1	1	1	2	1	2	1	1	1	1	18
	Среднее значение, м	1,8	7,0	1,2	1,3	5,0	6,0	1,0	2,5	8,0	2,0	4,0	4,0	6,0	7,0	3,6
	Диапазон изменений, м	1,5-2	-	1,0-1,3	-	-	-	-	2,0-3,0	-	1,0-3,0	-	-	-	-	1,0-8,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,65
Коэффициент распространения	Количество скважин, ед.	2	1	2	1	1	2	1	2	1	2	1	1	1	1	19
	Значение, д.ед.	1	1	1	1	1	0,5	1	1	1	1	1	1	1	1	1



Таблица 2.2. 2-Характеристика толщин продуктивных горизонтов

Толщина	Горизонт	Т-І						
	Блок	І	Іа	Іс	ІІ	ІІІ	ІV	Итого по горизонту
Общая, м	Количество скважин, ед.	6	2	1	4	1	2	16
	Среднее значение, м	9,8	8,0	12,7	10,1	9,0		10,0
	Диапазон изменений, м	5,0-13,0	7,0-9,0	-	9,0-11,0	-	12,7	5,0-14,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,329	-	-	0,073	-	11,4-14,0	0,255
Эффективная, м	Количество скважин, ед.	3	2	1	3	1	2	12
	Среднее значение, м	5,7	2,9	3,5	2,6	3,6	5,7	3,9
	Диапазон изменений, м	2,7-7,2	2,3-3,4	-	0,9-5,7	-	-	0,9-7,2
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,371	-	-	0,826	-	-	0,566
Газонасыщенная	Количество скважин, ед.	2	-	-	-	-	-	2
	Среднее значение, м	7,2	-	-	-	-	-	7,2
	Диапазон изменений, м	7,1-7,2	-	-	-	-	-	7,1-7,2
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-	-	-
Нефтенасыщенная, м	Количество скважин, ед.	1	2	-	2	-	-	5
	Среднее значение, м	2,7	2,3	-	3,5	-	-	2,9
	Диапазон изменений, м	-	-	-	1,3-5,7	-	-	1,3-5,7
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-	-	0,522
Водонасыщенная, м	Количество скважин, ед.	-	1	1	1	1	2	6
	Среднее значение, м	-	1,1	3,5	0,9	3,6	5,7	3,4
	Диапазон изменений, м	-	-	-	-	-	4,4-6,9	0,9-6,9
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-	-	0,598



продолжение таблицы 2.2.2

Толщина	Горизонт	Т-II							
	Блок	I	Ia	Ic	II	III	IV	VI	Итого по горизонту
Общая, м	Количество скважин, ед.	6	2	1	4	1	2	1	17
	Среднее значение, м	21,0	44,3	16,6	33,9	24,0	22,0	9,0	26,1
	Диапазон изменений, м	16,0-30,3	44,1-44,5	-	22,0-44,0	-	21,0-23,0	-	9,0-44,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,233	-	-	-	-	-	-	0,402
Эффективная, м	Количество скважин, ед.	5	2	1	4	1	2	1	16
	Среднее значение, м	8,3	20,8	3,6	13,9	11,3	11,7	6,9	11,5
	Диапазон изменений, м	4,6-12,9	18,0-23,5	-	8,6-24,2	-	3,9-19,5	-	3,6-24,2
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,352	-	-	0,439	-	-	-	0,557
Газонасыщенная	Количество скважин, ед.	2	-	-	-	-	-	-	2
	Среднее значение, м	6,6	-	-	-	-	-	-	6,6
	Диапазон изменений, м	5,0-8,1	-	-	-	-	-	-	5,0-8,1
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-	-	-	-
Нефтенасыщенная, м	Количество скважин, ед.	3	2	-	4	-	2	1	13
	Среднее значение, м	15,1	20,8	-	12,8	-	10,0	6,9	11,0
	Диапазон изменений, м	1,8-19,9	18,0-23,5	-	8,6-19,8	-	3,9-16,1	-	1,8-23,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,693	-	-	0,333	-	-	-	0,610
Водонасыщенная, м	Количество скважин, ед.	1	-	1	2	1	1	-	6
	Среднее значение, м	4,6	-	3,6	2,6	11,3	3,4	-	4,7
	Диапазон изменений, м	-	-	-	0,8-4,4	-	-	-	0,8-11,3
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-	-	-	0,653



продолжение таблицы 2.2.2

Толщина	Горизонт	Т-III										
	Блок	I	Ia	Ic	II	III	IV	IVa	V	Va	VII	Итого по горизонту
Общая, м	Количество скважин, ед.	6	2	1	4	1	3	1	2	1	1	23
	Среднее значение, м	23,1	23,0	20,0	22,1	17,0	15,6	19,8	11,5	16,0	7,0	19,1
	Диапазон изменений, м	16,0-37,2	21,0-24,9	-	17,9-28,0	-	10,7-24,0	-	10,0-13,0	-	-	7,0-37,2
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,291	-	-	0,166	-	0,385	-	-	-	-	0,334
Эффективная, м	Количество скважин, ед.	6	2	1	3	1	3	1	2	1	1	21
	Среднее значение, м	7,8	10,9	1,6	8,2	14,2	6,3	8,0	1,2	5,4	5,1	7,1
	Диапазон изменений, м	2,4-11,7	8,9-12,9	-	6,4-10,9	-	1,5-12,9	-	1,1-1,2	-	-	1,1-14,2
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,380	-	-	0,235	-	0,760	-	-	-	-	0,566
Газонасыщенная	Количество скважин, ед.	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
	Среднее значение, м	6,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,7
	Диапазон изменений, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Нефтенасыщенная, м	Количество скважин, ед.	5	2	-	-	-	1	-	-	-	-	8
	Среднее значение, м	7,7	10,9	-	-	-	3,4	-	-	-	-	7,3
	Диапазон изменений, м	1,4-11,7	8,9-12,9	-	-	-	-	-	-	-	-	2,4-12,9
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,464	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,460
Водонасыщенная, м	Количество скважин, ед.	2	-	1	3	1	3	1	2	1	1	14
	Среднее значение, м	4,1	-	1,6	8,2	14,2	5,2	8,0	1,2	5,4	5,1	6,0
	Диапазон изменений, м	1,0-7,2	-	-	6,4-10,9	-	1,2-12,9	-	1,1-1,2	-	-	1,1-14,2
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	0,235	-	1,047	-	-	-	-	0,714



продолжение таблицы 2.2.2

Толщина	Горизонт	Т-IV											
	Блок	I	Ia	Ic	II	III	IV	IVa	V	Va	VI	VII	Итого по горизонту
Общая, м	Количество скважин, ед.	6	2	1	4	1	3	1	2	1	1	1	24
	Среднее значение, м	31,3	36,3	30,0	38,9	27,0	32,3	21,8	15,5	25,5	25,5	25,0	29,8
	Диапазон изменений, м	27,0-34,4	31,0-41,6	-	36,0-43,5	-	19,6-41,0	-	10,0-21,0	-	-	-	10,0-43,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,088	-	-	0,103	-	0,284	-	-	-	-	-	0,276
Эффективная, м	Количество скважин, ед.	6	2	1	4	1	3	1	1	1	1	1	22
	Среднее значение, м	17,2	15,4	10,2	12,0	22,5	13,9	1,4	1,8	1,4	9,3	5,1	12,6
	Диапазон изменений, м	5,7-26,8	15,0-15,7	-	7,2-16,7	-	4,6-20,9	-	-	-	-	-	1,4-26,8
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,401	-	-	0,293	-	0,493	-	-	-	-	-	0,581
Газонасыщенная, м	Количество скважин, ед.						1	-	-	-	-	-	1
	Среднее значение, м						1,8	-	-	-	-	-	1,8
	Диапазон изменений, м						-	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации, д.ед.						-	-	-	-	-	-	-
Нефтенасыщенная, м	Количество скважин, ед.	5	2	-	-	-	1	-	-	-	1	-	9
	Среднее значение, м	13,3	12,0	-	-	-	2,8	-	-	-	9,3	-	11,4
	Диапазон изменений, м	2,5-18,8	10-13,9	-	-	-	0,4-2,4	-	-	-	-	-	2,5-18,8
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,422	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,473
Водонасыщенная, м	Количество скважин, ед.	5	2	1	4	1	2	1	1	1	-	1	19
	Среднее значение, м	6,6	4,1	10,2	12,0	22,5	18,5	1,4	1,8	1,4	-	5,1	9,1
	Диапазон изменений, м	2,4-14,4	1,1-7,0	-	7,2-16,7	-	16,1-20,9	-	-	-	-	-	1,1-22,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,665	-	-	0,293	-	-	-	-	-	-	-	0,723



продолжение таблицы 2.2.2

Толщина	Горизонт	Т-V														
	Блок	I	Ia	Iб	Iб1	Ic	II	III	IV	IVa	V	Va	Vб	VI	VII	Итого по горизонту
Общая, м	Количество скважин, ед.	3	2	2	1	1	4*	1	3	1	2	1	1	1	1	24
	Среднее значение, м	18,1	21,0	29,7	21,5	28,0	17,6	17,0	29,5	40,0	25,9	23,1	16,0	26,2	21,0	23,3
	Диапазон изменений, м	14,7-24,3	19,0-22,9	27,1-32,2	-	-	12,1-27,0*	-	17,5-38,0	-	25,0-26,7	-	-	-	-	12,1-40,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,243	-	-	-	-	0,329	-	0,296	-	-	-	-	-	-	0,314
Эффективная, м	Количество скважин, ед.	3	2	2	1	1	3	1	3	1	2	1	1	1	1	23
	Среднее значение, м	12,8	11,9	9,2	8,4	18,5	8,7	15,1	9,2	12,4	9,4	13,2	8,7	10,4	9,2	9,8
	Диапазон изменений, м	7,5-11,0	9,9-13,9	5,9-12,4	-	-	6,4-10,2	-	5,7-13,2	-	2,4-16,5	-	-	-	-	0,9-18,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,259	-	-	-	-	0,187	-	0,335	-	-	-	-	-	-	0,457
Газонасыщенная, м	Количество скважин, ед.				1	1	-	-	-	-	1	-	-	-	-	3
	Среднее значение, м				8,4	18,5	-	-	-	-	14,3	-	-	-	-	13,7
	Диапазон изменений, м				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,4-18,5
	Коэффициент вариации, д.ед.				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,303
Нефтенасыщенная, м	Количество скважин, ед.	1	-	-	-	-	-	-	1	-	1	1	1	1	-	6
	Среднее значение, м	11,0	-	-	-	-	-	-	4,3	-	2,2	4,6	8,7	8,6	-	6,6
	Диапазон изменений, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,2-11,0
	Коэффициент вариации, д.ед.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,468
Водонасыщенная, м	Количество скважин, ед.	2	2	2	-	-	3	1	3	1	1	1	-	1	1	19
	Среднее значение, м	13,8	11,9	9,2	-	-	8,7	15,1	7,8	12,4	2,4	8,6	-	1,8	9,2	8,9
	Диапазон изменений, м	10,0-17,5	9,9-13,9	5,9-12,4	-	-	6,4-10,2	-	4,4-13,2	-	-	-	-	-	-	0,9-17,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-	0,187	-	0,499	-	-	-	-	-	-	0,507

примечание *-скважина САГЗ-8 вскрыла 27 м, горизонт вскрыт не в полном объеме.



продолжение таблицы 2.2.2

Толщина	Горизонт	Т-VI														Итого по горизонту
	Блок	I	Ia	Iб	Iб1	Iс	II	III	IV	IVa	V	Va	Vб	VI	VII	
Общая, м	Количество скважин, ед.	3	2*	2	1	1	3**	1	3	1	2	1	1	1	1	23
	Среднее значение, м	13,1	9,0	19,5	17,5	14,8	24,9	14,0	33,4	35,3	44,2	39,8	36,0	53,0	42,0	26,6
	Диапазон изменений, м	11,0-15,0	7,2*-10,7	15,1-23,2	-	-	17,0-30,0	-	30,0-36,0	-	43,4-45,0	-	-	-	-	7,2-53,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,125	-	-	-	-	0,227	-	0,075	-	-	-	-	-	-	0,488
Эффективная, м	Количество скважин, ед.	3	1	2	1	1	2	1	3	1	2	1	1	1	1	21
	Среднее значение, м	5,7	5,2	5,5	9,6	7,6	17,5	10,4	15,9	6,9	21,6	7,0	24,3	33,3	9,3	12,4
	Диапазон изменений, м	3,6-8,3	-	5,1-5,9	-	-	11,8-23,2	-	11,1-22,3	-	17,6-25,1	-	-	-	-	3,6-33,3
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,336	-	-	-	-	-	-	0,297	-	-	-	-	-	-	0,636
Газонасыщенная, м	Количество скважин, ед.	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	1	-	3
	Среднее значение, м	-	-	-	5,2	7,6	-	-	-	-	-	-	-	5,5	-	6,1
	Диапазон изменений, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,2-7,6
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,175
Нефтенасыщенная, м	Количество скважин, ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	-	4
	Среднее значение, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,7	6,2	24,3	4,4	-	9,4
	Диапазон изменений, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,7-24,3
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,925
Водонасыщенная, м	Количество скважин, ед.	3	1	2	1	-	2	1	3	1	2	1	-	1	1	19
	Среднее значение, м	5,7	5,2	5,5	4,4	-	17,5	10,4	15,9	6,9	20,0	0,8	-	23,4	9,3	10,9
	Диапазон изменений, м	3,6-8,3	-	5,1-5,9	-	-	11,8-23,2	-	11,1-22,3	-	17,6-22,4	-	-	-	-	0,8-23,4
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,336	-	-	-	-	-	-	0,297	-	-	-	-	-	-	0,632

примечание *-скважина САГЗ-18 вскрыла 7,2 м, горизонт вскрыт не в полном объеме.

**скважина САГЗ-21 вскрыла 27 м, горизонт вскрыт не полностью.



продолжение таблицы 2.2.2

Толщина	Горизонт	Т-VII														Итого по горизонту
	Блок	I	Ia	Iб	Iб1	Ic	II	III	IV	IVa	V	Va	Vб	VI	VII	
Общая, м	Количество скважин, ед.	3	1	2	1	1	2	1	3	1	2	1	1	1	1	21
	Среднее значение, м	17,5	23,1	24,0	26,4	22,0	22,0	28,0	37,8	41,2	46,4	28,0	19,0	32,0	37,0	28,9
	Диапазон изменений, м	5,0*- 26,0	-	23,0- 25,0	-	-	12,0- 32,0	-	17,0*- 57,3	-	42,7- 50,0	-	-	-	-	5,0-57,3
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,516	-	-	-	-	-	-	0,436	-	-	-	-	-	-	0,419
Эффективная, м	Количество скважин, ед.	2	1	2	1	1	1	1	2	1	2	1	1	1	1	18
	Среднее значение, м	12,7	11,7	5,8	14,8	10,1	14,2	3,2	21,9	19,2	12,9	5,1	12,3	21,9	16,5	13,1
	Диапазон изменений, м	11,9- 13,5	-	4,5-7,0	-	-	-	-	11,2- 32,6	-	10,8- 15,0	-	-	-	-	3,2-32,6
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,512
Газонасыщенная, м	Количество скважин, ед.	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
	Среднее значение, м	-	-	-	7,6	10,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,9
	Диапазон изменений, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,6-10,1
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Нефтенасыщенная, м	Количество скважин, ед.	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1	-	3
	Среднее значение, м	-	7,1	-	-	-	-	-	-	-	-	1,1	-	2,7	-	4,3
	Диапазон изменений, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,1-7,1
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,570
Водонасыщенная, м	Количество скважин, ед.	2	1	2	1	-	1	1	2	1	2	1	1	1	1	17
	Среднее значение, м	12,7	4,6	5,8	7,2	-	14,2	3,2	21,9- 32,6	19,2	12,9	4,0	12,3	19,2	16,5	12,2
	Диапазон изменений, м	11,9- 13,5	-	4,5-7,0	-	-	-	-	-	-	10,8- 15,0	-	-	-	-	3,2-32,6
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,587

примечание – * вскрытая глубина



2.2.2. Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов по керну и ГИС

Для характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов использованы результаты исследования керна, отобранного в скважинах САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-9, САГЗ-10, САГЗ-12, САГЗ-19, САГЗ-25, САГЗ-26, интерпретации материалов ГИС открытого ствола по всем 24 скважинам и гидродинамических исследований (КВД, КВУ).

Отбор керна на месторождении выполнен в интервале продуктивной толщи триаса из продуктивных горизонтов Т-II, Т-III, Т-IV, Т-V. Отбор керна составил 145,7 м (91,3 % от проходки с отбором). Литолого-физическая характеристика составлена на результатах изучения 289 образцов, на которых выполнены стандартные исследования, включающие следующие параметры: открытая пористость (289 обр.), газопроницаемость (273 обр.), плотность объёмная (67 обр.) и минералогическая (288 обр.), фракционный состав (70 обр.), карбонатность (83 обр.).

Специальные исследования: минеральный состав пород, в том числе глинистых минералов, влияние горного давления на пористость (13 обр.) и проницаемость (13 обр.), кривые капиллярного давления (43 обр.), определение остаточной водонасыщенности при максимально достигнутом капиллярном давлении (43 обр.), коэффициент вытеснения в системе нефть-вода (6 обр.), фазовые проницаемости в системе нефть-вода (13 обр.), смачиваемость методом Амотта (6 обр.).

Во всех 24-х скважинах месторождения выполнен современный комплекс ГИС, включающий методы сопротивления многозондовыми приборами (ИК, БК), в скважинах, пробуренных после 2014 г дополнен микрометодами – МБК, МЗ, радиоактивные методы ГК, КНК, ГГКп, акустический каротаж (АК), частично СГК,

При выделении коллекторов и разделении по характеру насыщения руководствовались прямыми признаками, основанными на проникновении фильтрата в пласт, и количественными критериям (ПЗ-14, ПЗ-21ПЗ-25): $K_{п\_гр}=0,14$ д.ед., $K_{пр\_гр}=1*10^{-3} \text{ мкм}^2$, $K_{нг}=0,40$ д.ед., $K_{гл\_гр}=0,33$ д.ед.

Алгоритм расчёта параметров по ГИС, используемые связи, константы подробно описаны в работе (ПЗ-2025). Глинистость рассчитывалась преимущественно по ГК; пористость определялась по методам КНК, АК, ГГКп с поправкой за содержание глинистых минералов с использованием теоретических связей; коэффициент нефте-, газонасыщенности рассчитывался по методам сопротивления с использованием петрофизических связей Арчи-Дахнова, построенным на исследовании керна



месторождения, проницаемость по петрофизической связи $K_{пр}=f(K_{п})$, где $K_{п}$ определено по ГИС.

Согласовать с Жанной Коллекторы продуктивных горизонтов представлены песчаниками и алевролитами в разной степени глинистыми, от сцементированных до слабосцементированных, цемент глинистый и глинисто-карбонатный.

Песчаники коричнево-серые, средне-мелкозернистые, преимущественно мелкозернистые, кварцевые, преимущественно сцементированные, местами слабосцементированные карбонатно - глинистым цементом неполно-порового и контактного типа, текстура массивная. Глинистая составляющая цемента представлена примерно в равном содержании гидрослюдой, хлоритом и каолинитом.

Алевролиты от темно-серых до серых, мелко-крупнозернистые, песчанистые, глинистые, слабокарбонатные, средне- до хорошо сцементированные карбонатно-глинистым цементом, текстура массивная.

Вмещающие породы - глины алевроитистые с прослойками преимущественно алевролитов, иногда встречаются плотные прослои с повышенным содержанием карбонатного материала, реже углистые слойки.

В таблице 2.2.1 приведена статистическая петрофизическая характеристика нефте-, газонасыщенных коллекторов по горизонтам и блокам на базе исследования керна, материалов ГИС и гидродинамических исследований в обсаженной скважине. Значения остаточной водонасыщенности определены по кривым капиллярного давления. Проницаемость по ГИС, определена по петрофизической связи $K_{пр}=f(K_{п})$, построенной на керне месторождения (33).

Горизонт Т-I. Продуктивность горизонта установлена по результатам опробования в скважине САГЗ-9 (блок I) и скважинах САГЗ-3, САГЗ-21 (блок II), где были получены притоки нефти. По материалам ГИС нефтенасыщенные толщины выделены в скважинах САГЗ-18, САГЗ-19 (блок Ia). Горизонт керном не охарактеризован.

По материалам ГИС пористость нефте-, газонасыщенных толщин изменяется в пределах от 0,16 до 0,28 д.ед., средние значения по блокам близкие от 0,21 д.ед до 0,24 д.ед; среднее значение проницаемости по блокам от $22 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $92 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Газонасыщенные толщины выделены по материалам ГИС на блоке 1 в скважинах САГЗ-1 и наклонно-направленной САГЗ-6н/н. В скважине САГЗ-1 характеристика ФЕС и толщины по ГИС ориентировочные ввиду большого увеличения диаметра скважины (диаметр каверны ≥ 40 см). В скважине САГЗ- 6н/н пористость выделенных пластов изменяется от 0,20 д.ед. до 0,23 д.ед., коэффициент газонасыщенности равен 0,71 д.ед.

Гидродинамические исследования в пределах горизонта не проводились.



Горизонт Т-II. С горизонтом связана нефтегазовая залежь в пределах блока I (скважины САГЗ-1, САГЗ-6), нефтяные залежи (САГЗ-9, САГЗ-15), блока Ia (скважины САГЗ-18, САГЗ-19), блока II (скважины САГЗ-3, САГЗ-8, САГЗ-21, САГЗ-23), блока IV (скважины САГЗ-10, САГЗ-20). Характер флюида залежей, подтверждён опробованием.

В интервале горизонта отбор и анализ керна из нефтяной части выполнен в скважинах блока I (САГЗ-1, САГЗ-6, САГЗ-9) и в законтурной зоне в скважине САГЗ-26 (блок Ic). Вынос составил 61,2 м, 98,1% от проходки с отбором, изучено 132 обр, из них 112 без видимых дефектов. Коллектор представлен 61 образцом с пористостью от 0,14 до 0,28 д.ед., среднее значение 0,223 д.ед., проницаемостью от $1,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $359 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, среднее значение $68 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Остаточная водонасыщенность определенная на 14 образцах – коллекторах изменяется от 0,17 д.ед. до 0,44 д.ед. и в среднем равна 0,265 д.ед.

По материалам 11 гидродинамических исследований, выполненных в 8 скважинах (таблица 3.1.3), значение проницаемости изменяется от $0,8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $113 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и в среднем по горизонту составляет $38,2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

По материалам ГИС пористость нефте-, газонасыщенных толщин изменяется в пределах от 0,15 до 0,28 д.ед., проницаемость в пределах от $1,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $159 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Средние значения коллекторских свойства по блокам практически одинаковые: пористость 0,20 - 0,22 д.ед., проницаемость от $25 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $40 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Коэффициент нефтегазонасыщенности коллекторов горизонта изменяется от 0,42 д.ед. до 0,74 д.ед. и в среднем равен 0,59 д.ед.

Горизонт Т-III. С горизонтом связана в пределах блока I нефтегазовая залежь (скважина САГЗ-1); нефтяные залежи в пределах блоков: I блока - скважины САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-9, САГЗ-15), блока Ia (скважины САГЗ-18, САГЗ-19), блока IV (скважина САГЗ-12). Характер флюида залежей подтверждён опробованием.

В интервале горизонта отбор и анализ керна выполнен в скважинах САГЗ-5 (блок I) и САГЗ-19 (блок IV). Отобрано 34 м (98,1% от проходки с отбором), изучено 85 обр, коллектор представлен 35 образцами с пористостью от 0,14 до 0,28 д.ед., среднее значение 0,213 д.ед., проницаемостью от $1,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $278 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, среднее значение $82 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Остаточная водонасыщенность, определенная на 14 образцах – коллекторах, изменяется от 0,17 д.ед. до 0,44 д.ед. и в среднем равна 0,265 д.ед.

По материалам 4 гидродинамических исследований, выполненных в 3 скважинах, значение проницаемости изменяется от $0,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $17,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и в среднем равно $6,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

По материалам ГИС пористость нефте-газонасыщенных толщин изменяется в пределах от 0,15 до 0,28 д.ед., расхождение средних значений пористости по блокам



незначительные от 0,20 д.ед. до 0,22 д.ед; проницаемость в пределах от $1,0 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ до $289 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, среднее значение $38 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$; коэффициент нефтегазонасыщенности от 0,40 д.ед. до 0,79 д.ед., среднее значение 0,56 д.ед.

Горизонт Т-IV. Нефтяные залежи выявлены в пределах блока I (скважины 1, 5, 6, 9, 15), блока Ia (скважины САГЗ-18, САГЗ-19), блока IV (скважина САГЗ-12), на блоке VI (скважина САГЗ-7). Характер флюида залежей, подтверждён опробованием.

В интервале горизонта отбор и анализ керн выполнен в скважинах САГЗ-19, блок Ia, САГЗ-12, блок IV и в скважине 25, блок V. Отобрано 16,6 м (81% от проходки с отбором), изучено 25 образцов. Коллектор представлен 21 образцом с пористостью от 0,186 до 0,269 д.ед., среднее значение 0,223 д.ед., проницаемостью от $1,1 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ до $186 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, среднее значение $44 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$. Остаточная водонасыщенность, определенная на 9 образцах – коллекторах, изменяется от 0,24 д.ед. до 0,47 д.ед. и в среднем равна 0,289 д.ед.

По материалам 7 гидродинамических исследований, выполненных в 6 скважинах, значение проницаемости изменяется от $0,7 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ до $24,7 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ и в среднем по горизонту составляет $9 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$.

По данным ГИС пористость нефте-, газонасыщенных толщин изменяется в пределах от 0,14 до 0,29 д.ед., среднее значений пористости 0,22 д.ед; проницаемость по ГИС в пределах от $2,0 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ до $292 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, среднее значение $48 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$. Коэффициент нефте-газонасыщенности изменяется от 0,40 д.ед. до 0,75 д.ед., в среднем по горизонту 0,57 д.ед.

Горизонт Т-V. По данным ГИС и опробования нефте-газонасыщенные коллекторы установлены в пределах блока I (скважина САГЗ-1), блоков I+Iб (скважина САГЗ-6), IV блока (САГЗ-12), V блока (САГЗ-4), Va блока (САГЗ-13) и VI блока (САГЗ-7).

В интервале горизонта отбор и анализ керн выполнен в скважинах САГЗ-12 блок IV, САГЗ-26 блок Ic. Отобрано 15,53 м (97 % от проходки с отбором), изучено 47 образцов. Коллектор представлен 40 образцами с пористостью от 0,164 до 0,305 д.ед., среднее значение 0,232 д.ед., проницаемостью от $5,9 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ до $367 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, среднее значение $48 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$. Остаточная водонасыщенность, определенная на 8 образцах – коллекторах, изменяется от 0,17 д.ед. до 0,59 д.ед. и в среднем равна 0,289 д.ед.

Гидродинамические исследования выполнены в скважинах САГЗ-6, САГЗ-12, САГЗ-13: в скважине САГЗ-6 совместно с горизонтом Т-VI, в скважине САГЗ-12 совместно с горизонтом Т-IV. Значение проницаемости колеблется от $0,1 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ до $16,7 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ и в среднем по выполненным замерам составляет $4,4 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$.



По материалам ГИС пористость нефте-, газонасыщенных толщин изменяется в пределах от 0,17 до 0,27 д.ед., среднее значений 0,22 д.ед; проницаемость по ГИС в пределах от $5,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $229 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, среднее значение $39 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Коэффициент нефте-, газонасыщенности изменяется от 0,40 д.ед. до 0,65 д.ед., в среднем по горизонту 0,53 д.ед.

Горизонт Т-VI. По материалам ГИС и опробования залежь газа установлена в пределах блоков I - Iб скважина САГЗ-6, нефтегазовая залежь на VI блоке, скважина САГЗ-7; нефтяные залежи на блоках V - скважина САГЗ-4, Va - скважина САГЗ-25, скважина САГЗ-13 на блоке Vб и по ГИС на блоке Ic скважина САГЗ-26.

В интервале горизонта керн не отбирался.

Гидродинамические исследования, выполнены в 2-х скважинах: САГЗ-4 два исследования от 02.07.2013 г в общем интервале 1298,9-1307,5 м и 09.07.2013 г после дострела интервала 1285-1291 м. В обоих случаях проницаемость составила $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в скважине САГЗ-6 исследования выполнены при совместном испытании интервалов V горизонта (инт. 1344-1350 м) и VI (инт. 1356,5-1358,5 м), проницаемость составила $0,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

По материалам ГИС пористость нефте-, газонасыщенных толщин изменяется в пределах от 0,20 до 0,28 д.ед., среднее значение 0,24 д.ед; проницаемость по ГИС в пределах от $11,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $189 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, среднее значение $66 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Коэффициент нефтегазонасыщенности изменяется от 0,40 д.ед. до 0,58 д.ед., в среднем по горизонту 0,46 д.ед.

Горизонт Т-VII. По материалам ГИС и опробования залежи газа установлены в пределах блоков I+Iб (скважина САГЗ-6) и блока I с (скважина САГЗ-26), залежи нефти на Ia блоке (скважина САГЗ-19), на блоке Va скважина САГЗ-25, на блоке VI скважина САГЗ-7.

В интервале горизонта керн не отбирался.

Гидродинамические исследования, выполнены в 2-х скважинах: САГЗ-6 исследование от 13.10.2013 г в интервале 1375-1380 м с проницаемостью $60,9 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и САГИЗ-19 в интервале 1370-1378 м; проницаемость составила $0,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$,

По материалам ГИС пористость нефте-газонасыщенных толщин изменяется в пределах от 0,17 до 0,25 д.ед., среднее значение 0,22 д.ед; проницаемость по ГИС от $3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $76 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, среднее значение $28 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; коэффициент начальной нефтегазонасыщенности изменяется от 0,47 д.ед. до 0,60 д.ед., в среднем по горизонту 0,53 д.ед.



В таблице 2.2.3 дана обобщённая характеристика фильтрационно-емкостных свойств и начальной нефте-, газонасыщенности горизонтов по керну, ГИС и ГДИС.

Таблица 2.2. 3–Обобщённая характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонтов триаса

Горизонт	Проницаемость, $\cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$			Пористость,		Нефте-газо-насыщенность,
	Керн	ГДИС	ГИС	Керн	ГИС	
Т-I	-	-	49	-	0,220	0,52
Т-II	68	38	38	0,223	0,216	0,59
Т-III	82	6,3	29	0,213	0,209	0,54
Т-IV	49	9,0	38	0,223	0,218	0,54
Т-V	42	4.4	31	0,231	0,218	0,51
Т-VI	-	0,2	60	-	0,236	0,46
Т-VII	-	3	31	-	0,219	0,51

Как видно из таблицы 2.2.3 по всем горизонтам триаса наблюдаются близкие фильтрационно – ёмкостные свойства и величины коэффициента нефтегазонасыщенности.

В таблице 2.2.4 приведены ряды распределения проницаемости по горизонтам, определённой на образцах керна и рассчитанной по ГИС по петрофизической связи (ПЗ-2025).

$$K_{пр}=0,0043e^{(38,872K_{п})}$$

Таблица 2.2. 4-Ряды распределения проницаемости образцов керна по горизонтам

Интервал изменения проницаемости, $\cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	Количество определений													
	Т-I		Т-II		Т-III		Т-IV		Т-V		Т-VI		Т-VII	
	Керн	ГИС	Керн	ГИС	Керн	ГИС	Керн	ГИС	Керн	ГИС	Керн	ГИС	Керн	ГИС
1-10	-	2	17	17	7	6	3	8	4	6	-	-	-	2
10-30	-	6	17	25	8	13	5	18	25	21	-	5	-	6
30-50	-	5	6	13	3	9	3	9	7	6	-	2	-	4
50-100	-	-	5	10	5	1	4	7	3	7	-	4	-	1
100-150	-	2	6	4	5	3	-	2	1	-	-	1	-	-
150-200	-	-	4	1	1	-	2	-	1	-	-	2	-	-
200-250	-	1	2	1	4	-	-	1	-	1	-	-	-	-
250-300	-	-	3	-	2	-	-	1	1	-	-	-	-	-
300-500	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 2.2.4 подтверждает единую закономерность в изменении фильтрационных свойств горизонтов: по всем горизонтам распределения имеют правостороннюю асимметрию и модальное значение проницаемости в диапазоне $10-30 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, что характеризует коллекторы как низкопроницаемые. А также можно отметить идентичность характера распределения пористости по керну и ГИС по всем горизонтам.

В таблице 2.2.5 приведена статистическая характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов по материалам изучения керна, геофизических и гидродинамических исследований по горизонтам по блокам.



Таблица 2.2. 5-Статистическая характеристика коллекторских свойств горизонтов

Метод определения	Наименование	Проницае- мость, *10 ⁻³ мкм ²	Порис- тость, д.ед.	Кнг началь- ный, д.ед	Остаточ-ная водонасы- щенность, д.ед
1	2	3	4	5	6
Горизонт Т-I					
Блок I (скважины САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-9, САГЗ-15, САГЗ-17)					
Лабораторные исследования керна		Не проводились			
Геофизические исследования скважин	кол-во скважин	1	1	1	-
	кол-во определений	1	1	1	-
	среднее значение	33	0,23	0,66	-
ГДИС	Не проводились				
Блок Ia (скважины 18, 19)					
Лабораторные исследования керна		Не проводились			
Геофизические исследования скважин	количество скважин	2	2	2	-
	кол-во определений	3	3	2	-
	среднее значение	22	0,21	0,59	-
	интервал изменений	2-38	0,16-0,23	0,56-0,63	-
ГДИС	Не проводились				
Блок II (скважины САГЗ-3, САГЗ-21)					
Лабораторные исследования керна		Не проводились			
Геофизичес-кие исследования скважин	количество скважин	2	2	2	
	кол-во определений	5	5	5	
	среднее значение	92	0,24	0,51	
	интервал изменений	14-208	0,21-0,28	0,44-0,67	
ГДИС	Не проводились				



продолжение таблицы 2.2.5

1	2	3	4	5	6
Горизонт Т-II					
Блок I (скважины САГЗ-1, САГЗ-6, САГЗ-9, САГЗ-15)					
Лабораторные исследования керна	количество скважин	3	3	3	3
	кол-во определений	55	55		9
	среднее значение	72	0,225		0,28
	интервал изменений	1,1-359,0	0,14 -0,28		0,17-0,44
Геофизические исследования скважин	количество скважин	4	4	4	
	кол-во определений	13	13	13	
	среднее значение	27	0,21	0,60	
	интервал изменений	3- 105	0,17-0,26	0,48-0,68	
ГДИС	количество скважин	2			
	кол-во определений	2			
	среднее значение	11,7			
	интервал изменений	0,8-24,0			
Блок Ia (скважины САГЗ-18, САГЗ-19)					
Лабораторные исследования керна		Не проводились			
Геофизические исследования скважин	количество скважин	2	2	2	
	кол-во определений	18	18	17	
	среднее значение	39	0,22	0,6	
	интервал изменений	2-132	0,16-0,27	0,42-0,74	
ГДИС	количество скважин	1			
	кол-во определений	1			
	среднее значение	8,5			
Блок II (скважины САГЗ-3, САГЗ-8, САГЗ-21, САГЗ-23)					
Лабораторные исследования керна		Не проводились			
геофизические исследования скважин	количество скважин	4	4	4	
	кол-во определений	22	22	22	
	среднее значение	40	0,22	0,59	
	интервал изменений	1-159	0,15-0,27	0,47-0,69	
ГДИС	количество скважин	2			
	кол-во определений	2			
	среднее значение	23,5			
	интервал изменений	13,3-33,7			
Блок IV (скважины САГЗ-10, САГЗ-20)					
Лабораторные исследования керна	количество скважин	1	1		1
	кол-во определений	3	3		3
	среднее значение	629	0,28		0,24
	интервал изменений	259-1140	0,26-0,30		0,23-0,25



продолжение таблицы 2.2.5

1	2	3	4	5	6
Блок IV (скважины САГЗ-10, САГЗ-20)					
Геофизические исследования скважин	количество скважин	2	2	2	
	кол-во определений	5	5	5	
	среднее значение	25	0,20	0,55	
	интервал изменений	1-83	0,15-0,25	0,47-0,69	
ГДИС	количество скважин	2			
	кол-во определений	5			
	среднее значение	67,3			
	интервал изменений	9,3 -113,0			
Блок VI (скважина САГЗ-7)					
Лабораторные исследования керна		Не проводились			
Геофизические исследования скважин	количество скважин	1	1	1	-
	кол-во определений	1	1	1	-
	среднее значение	212	0,28	0,65	-
	интервал изменений	-	-	-	-
ГДИС	количество скважин	1			
	кол-во определений	1			
	среднее значение	2,9			
Горизонт Т-III					
Блок 1 (скважины САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-9, САГЗ-15)					
Лабораторные исследования керна	количество скважин	1	1		1
	кол-во определений	20	20		8
	среднее значение	39	0,21		0,24
	интервал изменений	1,4-241,0	0,13-0,25		0,14-0,34
Геофизические исследования скважин	количество скважин	5	5	5	
	кол-во определений	13	13	13	
	среднее значение	38	0,22	0,61	
	интервал изменений	1-105	0,15-0,26	0,45-0,79	
ГДИС	количество скважин	3			
	кол-во определений	4			
	среднее значение	6,3			
	интервал изменений	0,3-17,4			
Блок 1а (скважины САГЗ-18, САГЗ-19)					
Лабораторные исследования керна	количество скважин	1	1		
	кол-во определений	15	15		
	среднее значение	135,4	0,21		
	интервал изменений	12,3-277,6	0,21-0,22		



продолжение таблицы 2.2.5

1	2	3	4	5	6
Блок 1а (скважины САГЗ-18, САГЗ-19)					
Геофизические исследования скважин	количество скважин	2	2	2	
	кол-во определений	14	14	12	
	среднее значение	20	0,21	0,51	
	интервал изменений	2-41	0,16-0,24	0,40-0,64	
ГДИС	Не проводились				
Блок 1V(скважина САГЗ-12)					
Лабораторные исследования керна	Не проводились				
Геофизические исследования скважин	количество скважин	1	1	1	
	кол-во определений	1	1	1	
	среднее значение	289	0,29	0,51	
ГДИС	Не проводились				
Горизонт Т-1V					
Блок 1 (скважины САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-9, САГЗ-15)					
Лабораторные исследования керна	Не проводились				
Геофизические исследования скважин	количество скважин	5	5	5	
	кол-во определений	20	20	19	
	среднее значение	33	0,22	0,59	
	интервал изменений	1-105	0,14-0,26	0,40-0,75	
ГДИС	количество скважин	3			
	кол-во определений	4			
	среднее значение	7.3			
	интервал изменений	2,8-12,7			
Блок 1а (скважины САГЗ-18, САГЗ-19)					
Лабораторные исследования керна	количество скважин	1	1		1
	кол-во определений	9	9		1
	среднее значение	48	0,21		0,24
	интервал изменений	1,3-186	0,20-0,22		
Геофизические исследования скважин	количество скважин	2	2	2	
	кол-во определений	13	13	12	
	среднее значение	28	0,22	0,54	
	интервал изменений	5-73	0,18-0,25	0,43-0,64	
ГДИС	количество скважин	1			
	кол-во определений	1			
	среднее значение	8,2			



продолжение таблицы 2.2.5

1	2	3	4	5	6
Блок IV(скважина САГЗ-12)					
Лабораторные исследования керна	количество скважин	1	1		1
	кол-во определений	7	7		3
	среднее значение	0,27	0,24		0,29
	интервал изменений	1,1-152	0,19-0,27		0,24-0,35
Геофизические исследования скважин	количество скважин	1	1	1	
	кол-во определений	2	2	1	
	среднее значение	10	0,19	0,54	
	интервал изменений	2-18	0,16-0,21	-	
ГДИС	количество скважин	1	совместно с T-V		
	кол-во определений	1			
	среднее значение	0,7			
Блок V1 (скважина САГЗ-7)					
Лабораторные исследования керна	Не проводились				
Геофизические исследования скважин	количество скважин	1	1	1	
	кол-во определений	5	5	5	
	среднее значение	99	0,25	0,59	
	интервал изменений	40-292	0,22-0,29	0,55-0,72	
ГДИС	количество скважин	1			
	кол-во определений	1			
	среднее значение	24,7			
Горизонт T-V					
Блок 1+16 (САГЗ-1, САГЗ-6)					
Лабораторные исследования керна	Не проводились				
Геофизические исследования скважин	количество скважин	1	1	1	
	кол-во определений	4	4	4	
	среднее значение	28	0,22	0,61	
	интервал изменений	10-48	0,20-0,24	0,55-0,68	
ГДИС	количество скважин	1	совместно с T-VI		
	кол-во определений	1			
	среднее значение	0,3			
Блок IV(скважина САГЗ-12)					
Лабораторные исследования керна	количество скважин	1	1		1
	кол-во определений	6	6		5
	среднее значение	130	0,26		0,32
	интервал изменений	15-367	0,24-0,27		0,21-0,59



продолжение таблицы 2.2.5

1	2	3	4	5	6
Геофизические исследования скважин	количество скважин	1	1	1	
	кол-во определений	3	3	3	
	среднее значение	19	0,21	0,53	
	интервал изменений	5-45	0,18-0,24	0,52-0,54	
ГДИС	количество скважин	1			
	кол-во определений	1			
	среднее значение	16,7			
Блок V(скважина САГЗ-4)					
Лабораторные исследования керна	Не проводились				
Геофизические исследования скважин	количество скважин	1	1	1	
	кол-во определений	1	1	1	
	среднее значение	10	0,20	0,66	
ГДИС	Не проводились				
БлокVa+Vб (скважины САГЗ-13, САГЗ-25)					
Лабораторные исследования керна	Не проводились				
Геофизические исследования скважин	количество скважин	2	2	2	
	кол-во определений	8	8	5	
	среднее значение	19	0,21	0,47	
	интервал изменений	3-43	0,17-0,24	0,40-0,53	
ГДИС	количество скважин	1			
	кол-во определений	1			
	среднее значение	0,1			
Блок VI (скважина САГЗ-7)					
Лабораторные исследования керна	Не проводились				
Геофизические исследования скважин	количество скважин	1	1	1	
	кол-во определений	2	2	2	
	среднее значение	0,76	0,25	0,46	
	интервал изменений	55-96	0,24-0,26	0,40-0,53	
ГДИС	Не проводились				



продолжение таблицы 2.2.5

1	2	3	4	5	6
Горизонт Т-VI (скважины САГЗ-4, САГЗ-7, САГЗ-13, САГЗ-25, САГЗ-26)					
Блок Ia+Iб+Iс (скважина 6, 26)					
Лабораторные исследования керна	Не проводились				
Геофизические исследования скважин	количество скважин	2	2	2	
	кол-во определений	3	3	3	
	среднее значение	33-71	0,23-0,25	0,41-0,53	
ГДИС	1	совместно с Т-V			
	1				
	0,3				
Блок V (скважина САГЗ-4)					
Лабораторные исследования керна	Не проводились				
Геофизические исследования скважин	количество скважин	1	1	1	
	кол-во определений	1	1	1	
	среднее значение	41	0,24	0,41	
ГДИС	количество скважин	1			
	кол-во определений	2			
	среднее значение	0,2			
Блок Va, Vб (скважины САГЗ-13, САГЗ-25)					
Лабораторные исследования керна	Не проводились				
Геофизические исследования скважин	количество скважин	2	2	2	
	кол-во определений	7	7	6	
	среднее значение	35	0,23	0,45	
	интервал изменений	11-71	0,20-0,25	0,42-0,49	
ГДИС	Не проводились				
Блок VI (скважина САГЗ-7)					
Лабораторные исследования керна	Не проводились				
Геофизические исследования скважин	количество скважин	1	1	1	
	кол-во определений	2	2	2	
	среднее значение	141	0,27	0,41	
	интервал изменений	131-152		0,40-0,43	
ГДИС	Не проводились				



продолжение таблицы 2.2.5

1	2	3	4	5	6
Горизонт Т-VII (скважины САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-19, САГЗ-25)					
Блок (I+I6) (САГЗ-6)					
Лабораторные исследования керна	Не проводились				
Геофизические исследования скважин	количество скважин	1	1	1	
	кол-во определений	1	1	1	
	среднее значение	3	0,17	0,47	
ГДИС	количество скважин	1			
	кол-во определений	1			
	среднее значение	61			
Блок Ia (скважина 19)					
Лабораторные исследования керна	Не проводились				
Геофизические исследования скважин	количество скважин	1	1	1	
	кол-во определений	4	4	4	
	среднее значение	19	0,21	0,52	
	интервал изменений	14-24	0,21-0,22	0,47-0,57	
ГДИС	количество скважин	1			
	кол-во определений	1			
	среднее значение	0,4			
Блок Va (скважина САГЗ-25)					
Лабораторные исследования керна	количество скважин				
Геофизические исследования скважин	количество скважин	1	1	1	
	кол-во определений	1	1	1	
	среднее значение	15	0,21	0,49	
ГДИС	Не проводились				
Блок VI (скважина САГЗ-7)					
Лабораторные исследования керна	Не проводились				
Геофизические исследования скважин	количество скважин	1	1	1	
	кол-во определений	1	1	1	
	среднее значение	76	0,25	0,52	
ГДИС	Не проводились				



2.3. Свойства и состав нефти, газа и воды

2.3.1. Свойства нефти в пластовых условиях

На дату составления дополнения к проекту разработки, свойства нефти в пластовых условиях были изучены по 11 пробам, отобранных из горизонтов Т-II, Т-IV и Т-VII.

Необходимо отметить, что проба нефти из скважины САГЗ-7 (горизонт Т-II) была отбракована, ввиду низких параметров газосодержания и объемного коэффициента, а также высоких плотности и вязкости нефти. Глубинные пробы нефти из скважин САГЗ-9 (горизонт Т-I+II), САГЗ-15 (горизонт Т-II), а также рекомбинированная проба из скважины САГЗ-23 (горизонт Т-II) были признаны некондиционными, ввиду превышения давлений насыщения над пластовыми, а также очень высокими показателями газосодержания и объемного коэффициента.

Глубинная проба нефти из скважины САГЗ-3 (горизонт Т-II) была исследована в лаборатории ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», пробы из скважин САГЗ-1, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-9, САГЗ-10 – в лаборатории ТОО «KAZPETROTEST», из скважин САГЗ-9, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-23 исследованы в лаборатории ТОО «КазНИГРИ» (г. Атырау).

Ниже представлена краткая характеристика свойств нефти в пластовых условиях (таблица 2.3.1).

Горизонт Т-I+II. Свойства нефти в пластовых условиях по горизонту представлены одной пробой, отобранной из скважины САГЗ-9. Как было выше отмечено, проба была признана некондиционной, ввиду значительного превышения давления насыщения нефти газом над пластовым.

Горизонт Т-II. Свойства нефти в пластовых условиях по горизонту представлены пробами, отобранными из скважин САГЗ-3, САГЗ-10, САГЗ-15 и САГЗ-18. Как отмечалось выше, пробы нефти, отобранные в скважинах САГЗ-7 и САГЗ-15 признаны некондиционными.

По кондиционным пробам среднее пластовое давление составляет 12,4 МПа, а давление насыщения – 11,9 МПа, т.е. нефть в пластовых условиях насыщена газом. Среднее газосодержание составляет 119,4 м³/т, а объемный коэффициент – 1,282 д.ед. Плотность пластовой нефти в среднем составляет 0,722 г/см³, а сепарированной – 0,814 г/см³. Средняя вязкость пластовой нефти составляет 0,8 мПа*с. Коэффициент сжимаемости пластовой нефти в среднем составляет 0,78*10⁻⁴ МПа⁻¹, а коэффициент растворимости газа в нефти – 8,25 м³/(м³*МПа).



Горизонт Т-IV. Свойства нефти в пластовых условиях по горизонту представлены тремя пробами, отобранных из скважин САГЗ-1, САГЗ-6 и САГЗ-9.

Так, среднее пластовое давление составляет 14,2 МПа, а давление насыщения – 12,9 МПа, что указывает на высокую насыщенность пластовой нефти газом. Среднее газосодержание составляет 121,1 м³/т, а объемный коэффициент – 1,294 д.ед. Плотность пластовой нефти в среднем составляет 0,719 г/см³, а сепарированной – 0,813 г/см³. Средняя вязкость пластовой нефти составляет 0,87 мПа*с. Коэффициент сжимаемости пластовой нефти в среднем составляет $0,14 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹.

Горизонт Т-VII. Свойства нефти в пластовых условиях по горизонту представлены одной пробой, отобранной из скважины САГЗ-19.

Пластовое давление составляет 11,3 МПа, а давление насыщения – 10,7 МПа, что указывает на высокую насыщенность пластовой нефти газом. Газосодержание составляет 70,1 м³/т, а объемный коэффициент – 1,147 д.ед. Плотность пластовой нефти составляет 0,775 г/см³, а сепарированной – 0,853 г/см³. Вязкость пластовой нефти составляет 1,49 мПа*с. Коэффициент сжимаемости пластовой нефти составляет $1,31 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹, а коэффициент растворимости газа в нефти – 5,61 м³/(м³*МПа).

Таким образом, в целом пластовая нефть месторождения по исследованным кондиционным пробам характеризуется близостью между собой пластового и давления насыщения, что указывает на высокую насыщенность нефти газом. Нефть по горизонтам характеризуется малой вязкостью и плотностью, относительно высоким газосодержанием в пределах 114,3-142,3 м³/т, кроме горизонта Т-VII, по которому газосодержание составило 70,1 м³/т, хотя также, как и по остальным, горизонтам наблюдается близость пластового и давления насыщения.

В целом по остальным пробам наблюдается хорошая взаимосвязь зависимых параметров пластовой нефти, а также схожесть параметров проб из разных скважин. Такая картина дает обоснования для принятия единых параметров нефти по всем блокам в пределах отдельного горизонта.



Таблица 2.3. 1-Свойства нефти в пластовых условиях

Скважина	Глубина отбора проб, м	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата	Пластовые		Давл. насыщения, МПа	Газосодержание		Объемный коэфф., д.ед.	Плотность нефти, г/см ³		Вязкость нефти, мПа*с	Коэффициенты	
					давление, МПа	температура, °С		м ³ /т	м ³ /м ³		пластовой	дегазированной		растворимости, м ³ /(м ³ *МПа)	сжимаемости, МПа ⁻¹
САГЗ-9*	900,0	T-I+II	1208,2-1211,2 1215,3-1222	06.04.2023	11,8	36,0	17,8*	157,7	134,2*	1,344*	0,744	0,851	1,3	7,53	0,0001
САГЗ-3	1215,5	T-II	1214-1222,5	25.02.2012	13,7	38,2	13,0	134,9	109,2	1,287	0,705	0,810	0,9	8,40	0,0019
САГЗ-7*	1185,0	T-II	1181-1187	31.03.2014	13,3	40,0	8,3	37,2	33,5*	1,084*	0,860*	0,901	22,1*	4,05	0,0008
САГЗ-10	1236,3	T-II	1227,5-1234,4	13.02.2014	14,0	40,9	13,0	120,0	97,5	1,300	0,730	0,813	0,9	7,50	0,0001
САГЗ-15*	1287,6	T-II	1287,6-1299,3	27.08.2023	8,6	37,0	17,0*	151,0	130,1*	1,353*	0,736	0,862	0,6	6,45	0,0002
САГЗ-18	-	T-II	1258-1260 1263-1278	06.03.2024	9,6	37,0	9,6	103,4	84,8	1,259	0,732	0,820	0,6	8,85	0,0002
САГЗ-23*	-	T-II	1336,6-1342	06.04.2023	10,9	36,2	11,2*	192,7	167,3*	1,421*	0,738	0,868	0,9	14,92	-
Среднее по T-II горизонту:					12,4	38,7	11,9	119,4	97,2	1,282	0,722	0,814	0,8	8,25	0,001
САГЗ-1	1251,5	T-IV	1243-1255	08.09.2011	14,3	45,7	13,3	135,3	108,1	1,290	0,704	0,799	0,7	8,12	0,0016
САГЗ-6	1200,0	T-IV	1315,3-1318,5	23.11.2013	13,9	41,1	11,9	112,9	91,1	1,230	0,723	0,807	0,9	7,64	0,0014
САГЗ-9	1220,0	T-IV	1269-1275	24.11.2013	14,3	41,7	13,4	115,8	93,9	1,232	0,727	0,811	1,0	7,03	0,0014
Среднее по T-IV горизонту:					14,1	42,8	12,9	121,3	97,7	1,251	0,718	0,806	0,9	7,60	0,0014
САГЗ-19	1200,0	T-VII	1370-1374 1376-1378	20.03.2024	10,8	47,0	10,7	66,2	56,5	1,147	0,775	0,853	1,5	5,29	0,0001
Среднее по T-VII горизонту:					10,8	47,0	10,7	66,2	56,5	1,147	0,775	0,853	1,5	5,29	0,0001



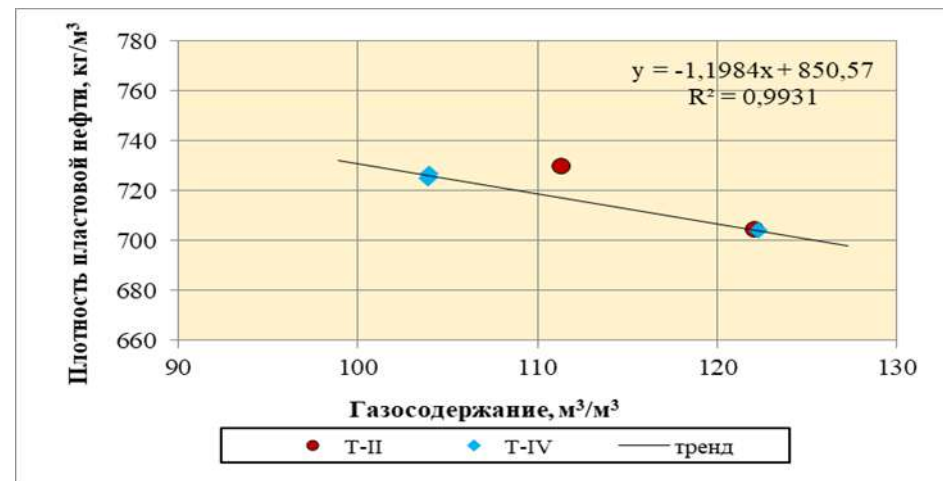
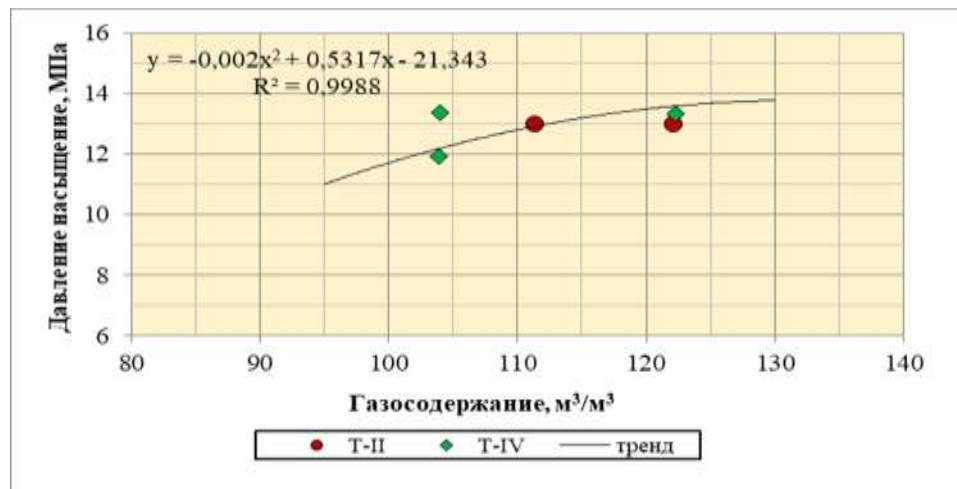


Рисунок 2.3. 1-Зависимость давления насыщения от газосодержания Рисунок 2.3. 2-Зависимость плотности нефти от газосодержания

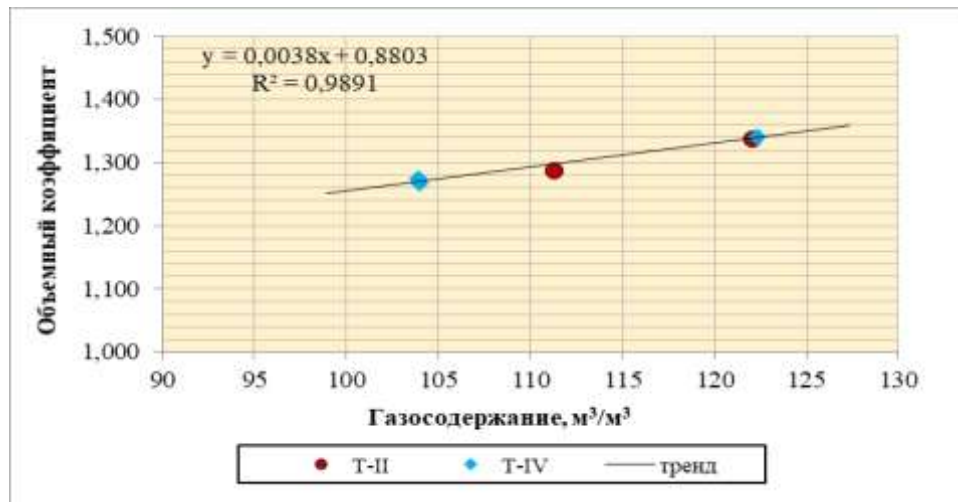


Рисунок 2.3. 3-Зависимость объемного коэффициента от газосодержания Рисунок 2.3. 4-Зависимость вязкости от плотности пластовой нефти



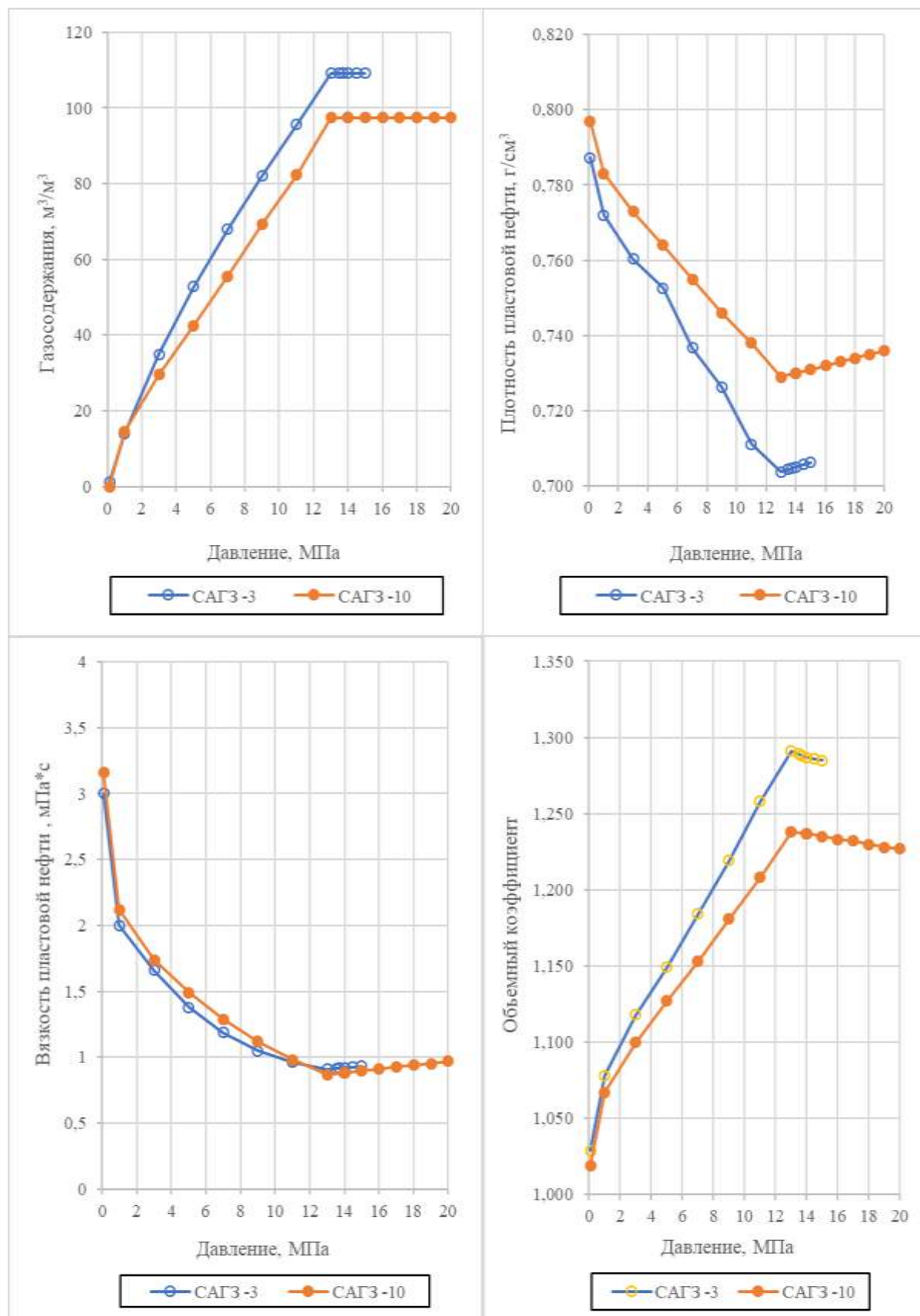


Рисунок 2.3. 5-Изменение параметров пластовой нефти по снижению давления. Горизонт Т-П



2.3.2. Свойства и состав нефти в поверхностных условиях

На месторождении Сагиз Западный отобрано 39 проб разгазированной нефти, из горизонтов Т-I+II, Т-II, Т-III, Т-IV, Т-V, Т-VI, Т-III+IV, Т-IV+V, Т-V+VI, Т-VII, по которым были изучены свойства разгазированной нефти.

Необходимо отметить, что из 39 проб нефти отобранных на месторождении 37 проб признаны кондиционными, характеризующие параметры нефти продуктивных горизонтов. Результаты исследования 2-х проб нефти, из скважины САГЗ-7 (горизонт Т-II (2014 г.), горизонт Т-IV (2024 г.)) отбракованы, ввиду резких отличий свойств нефти от средних показателей по рассматриваемым горизонтам и не учитывались при осреднении.

Все пробы нефти были исследованы в лаборатории ТОО «КазНИГРИ».

Ниже представлена краткая характеристика свойств разгазированной нефти отдельно по горизонтам (таблица 2.3.2).

Горизонт Т-II. Свойства нефти по рассматриваемому горизонту охарактеризованы по 13 пробам, отобранным из скважин САГЗ-3, САГЗ-6, САГЗ-8, САГЗ-10, САГЗ-15, САГЗ-18 и САГЗ-23.

Проба нефти из скважины САГЗ-18 от 01.05.2024 г. отличается от остальных проб по значению температуры вспышки, поэтому, при усреднении значений по горизонту не учтен этот параметр нефти, остальные приняты в расчет.

Так, плотность нефти в среднем составляет $0,819 \text{ г/см}^3$. Кинематическая вязкость нефти при 20°C и 50°C составляет соответственно $7,74 \text{ мм}^2/\text{сек}$ и $3,68 \text{ мм}^2/\text{сек}$.

Температура вспышки и застывания составляют «минус» 10°C и «минус» 24°C соответственно.

В нефти содержатся: парафина – 5,30 % масс.; серы – 0,09 % масс., асфальтены – отсутствуют; смол силикагелевых – 2,28 % масс.

Температура начала кипения составляет 100°C , а объемный выход светлых фракций (по Энглеру) при температуре до 300°C составляет 52 % об.

Нефть по плотности характеризуется как «легкая», «малосернистая», «парафинистая», «малосмолистая».

Горизонт Т-III. Свойства нефти по рассматриваемому горизонту охарактеризованы по 2 пробам, отобранным из скважин САГЗ-1 и САГЗ-9.

Так, плотность нефти в среднем составляет $0,816 \text{ г/см}^3$. Кинематическая вязкость нефти при 20°C и 50°C составляет соответственно $6,41 \text{ мм}^2/\text{сек}$ и $3,10 \text{ мм}^2/\text{сек}$.

Температура вспышки и застывания составляют «минус» 4°C и «минус» 20°C соответственно.



В нефти содержатся: парафина – 4,24 % масс.; серы – 0,05 % масс., асфальтены – отсутствуют; смол силикагелевых – 1,17 % масс.

Температура начала кипения составляет 114 °С, а объемный выход светлых фракций (по Энглеру) при температуре до 300 °С составляет 53 % об.

Нефть по плотности характеризуется как «легкая», «малосернистая», «парафинистая», «малосмолистая».

Горизонт Т-IV. Свойства нефти по рассматриваемому горизонту характеризуют 7 кондиционных проб, отобранных из скважин САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-9 и САГЗ-18.

Так, плотность нефти в среднем составляет 0,812 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при 20 °С и 50 °С составляет соответственно 5,64 мм²/сек и 2,91 мм²/сек.

Температура вспышки и застывания составляют «минус» 7 °С и «минус» 21 °С соответственно.

В нефти содержатся: парафина – 5,31 % масс.; серы – 0,05 % масс., асфальтены – отсутствуют; смол силикагелевых – 1,61 % масс.

Температура начала кипения составляет 98 °С, а объемный выход светлых фракций (по Энглеру) при температуре до 300 °С составляет 56 % об.

Нефть по плотности характеризуется как «легкая», «малосернистая», «парафинистая», «малосмолистая».

Горизонт Т-V. Свойства нефти по рассматриваемому горизонту представлены 5 пробами, отобранных из скважин САГЗ-1, САГЗ-4, САГЗ-12 и САГЗ-13.

Так, плотность нефти в среднем составляет 0,800 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при 20 °С и 50 °С составляет соответственно 4,29 мм²/сек и 2,49 мм²/сек.

Температура вспышки и застывания составляют «минус» 14 °С и «минус» 24 °С соответственно.

В нефти содержатся: парафина – 4,07 % масс.; серы – 0,08 % масс., асфальтены – отсутствуют; смол силикагелевых – 1,91 % масс.

Температура начала кипения составляет 72 °С, а объемный выход светлых фракций (по Энглеру) при температуре до 300 °С составляет 60 % об.

Нефть по плотности характеризуется как «легкая», «малосернистая», «парафинистая», «малосмолистая».

Горизонт Т-VI. Свойства нефти по рассматриваемому горизонту представлены 3 пробами, отобранными из скважин САГЗ-4 и САГЗ-7.

Так, плотность нефти в среднем составляет 0,809 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при 20 °С и 50 °С составляет соответственно 5,05 мм²/сек и 2,83 мм²/сек.



Температура вспышки и застывания составляют «минус» 14 °С и «минус» 20 °С соответственно.

В нефти содержатся: парафина – 2,88 % масс.; серы – 0,09 % масс., асфальтены – отсутствуют; смол силикагелевых – 2,46 % масс.

Температура начала кипения составляет 91 °С, а объемный выход светлых фракций (по Энглеру) при температуре до 300 °С составляет 55 % об.

Нефть по плотности характеризуется как «легкая», «малосернистая», «парафинистая», «малосмолистая».

Горизонт Т-VII. Свойства нефти по данному горизонту представлены 2 пробами нефти, отобранными из скважины САГЗ-19 и САГЗ-25.

Так, плотность нефти в среднем составляет 0,874 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при 20 °С и 50 °С составляет соответственно 211,3 мм²/сек и 41,1 мм²/сек.

Температура вспышки и застывания составляют 53 °С и «минус» 14 °С соответственно.

В нефти содержатся: парафина – 6,50 % масс.; серы – 0,45 % масс., асфальтены – отсутствуют; смол силикагелевых – 6,37 % масс.

Температура начала кипения составляет 156 °С, а объемный выход светлых фракций (по Энглеру) при температуре до 300 °С составляет 38 % об.

Также отобраны по 1-2 пробы нефти по продуктивным горизонтам Т-I+II, Т-II+III, Т-III+IV, Т-IV+V и Т-V+VI, результаты исследований которых также приведены в таблице 2.3.2.

Таким образом, результаты исследования проб нефти показывают, что нефть по своим свойствам имеет практически одинаковые характеристики по горизонтам. В целом по месторождению Сагиз Западный нефть можно характеризовать как «легкую» (Тип 0), «малосернистую» (Класс 1), «малопарафинистую», «малосмолистую».



Таблица 2.3. 2-Свойства и состав нефти в поверхностных условиях

№ п/п	№ скв.	Интервал перфорации, м	Горизонт	Блок	Дата отбора пробы	Плотность, кг/м3	Концентрация хлористых солей, мг/л	Содержание, масс %								H2S	Зольность	Молекулярный вес	Температура, °C		Кинематическая вязкость, мм²/с						Фракционный состав, % объем				
								парафин	сера	вода по ДС	метано-нафтеновые	смола силикателов ых	ароматическ ие	асфальтены	мех. примеси				вспышки	застывания	10°C	20°C	30°C	40°C	50°C	100°C	нк	150°C	200°C	250°C	300°C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
1	САГЗ-9	1208,2-1211,2 1215,3-1222	T-I +T- II	I	15.05.2024	822,2	247,9	5,2	0,09	отс	91,9	1,8	6,3	отс	отс.	-	-	220,19	-14	-20	-	6,5	-	-	3,36	-	94	12	28	48	61
Средние по T-I+T-II горизонту						822,2	247,9	5,2	0,09		91,9	1,8	6,3					220,19	-14	-20		6,5			3,36		94	12	28	48	61
2	САГЗ-3	1215,5	T-II	II	02.03.2012	807,7	46	3,05	0,1	отс.	89,1	2,2	8,71	отс.	0,06	-	0,04	195,4	-20	-36	-	5,4	3,56	2,94	2,55	-	102	14	24	39	52
3	САГЗ-3	1213,4-1222,4			16.04.2012	811,8	93	4,45	0,08	отс.	85,68	2,01	12,31	отс.	0,18	-	0,02	208,5	-20	-20	11,08	6,49	4,76	3,75	3,08	-	102	10	24	38	52
4	САГЗ-6	1246,6-1251,6		I	27.02.2014	818,8	34	6,3	0,08	отс.	88,24	1,89	9,87	отс.	отс.	-	-	212,4	-8	-32	8,17	6,04	4,72	3,81	3,25	-	120	8	22	36	50
5	САГЗ-7*	1181-1187		VI	31.05.2014	897,0	501	2,62	0,38	отс.	60,54	14,15	25,31	отс.	отс.	-	-	323,5	34	-20	-	169,2	98,77	61,27	40,33	9,29	165	-	5	11	26
6	САГЗ-8	1293-1296		II	20.03.2014	824,1	43	5,93	0,09	отс.	92,55	1,92	5,53	отс.	0,04	-	-	212	-7	-20	11,2	7,86	5,75	4,71	3,83	-	105	6	20	34	54
7	САГЗ-8	1285-1290		II	13.10.2014	820,1	25	4,33	0,09	отс.	91,8	1,61	6,59	отс.	отс.	-	-	226,2	-12	-20	9,65	6,66	5,2	4,17	3,52	-	112	6	20	33	53
8	САГЗ-10	1227,5-1234,5		IV	14.03.2014	815,9	72	4,58	0,08	отс.	91,12	1,74	7,14	отс.	0,01	-	-	209,6	-5	-20	14,72	7,39	4,96	3,74	3,23	-	120	7	20	33	52
9	САГЗ-10	1244,6-1246,6		IV	13.10.2014	818,3	19	3,69	0,08	отс.	92,36	1,89	5,74	отс.	отс.	-	-	221	-7	-20	9,22	6,18	4,8	3,84	3,49	-	111	10	24	36	54
10	САГЗ-15	1287,6-1299,3		I	09.09.2023	827,1	43,4	6,9	0,09	отс.	91,8	3,08	5,12	отс.	отс.	-	-	294,94	11	-25	-	9,78	-	-	3,75	-	102	11	21	31	47
11	САГЗ-15	1277,6-1278,8 1279,3-1281,7 1282,6-1284,7		I	24.05.2024	813,6	168,5	7,24	0,08	отс.	90,58	1,99	7,43	отс.	отс.	-	-	217,18	-20	-27	-	5,51	-	-	3,11	-	41	15	32	43,5	58
12	САГЗ-18	1258-1260 1263-1278		Ia	01.05.2024	839,7	48,2	5,3	0,1	отс.	89,5	2,9	7,6	отс.	отс.	-	-	261,63	42	-20	-	15,72	-	-	6,32	-	140	2	14	32	50
13	САГЗ-18	1233,9-1236,3		Ia	02.07.2024	824,4	208,5	4,45	0,1	0,12	91,06	2,73	6,21	отс.	отс.	-	-	221,16	-17	-26	-	6,99	-	-	3,7	-	65	19	24	39	53
14	САГЗ-23	1311,5-1314,6 1317,9-1324,7 1326,9-1336 1336,6-1342		II	01.05.2024	819,5	747,1	6,91	0,09	отс.	92,96	1,92	5,12	отс.	отс.	-	-	260,18	-14	-20	-	6,98	-	-	3,59	-	75	14	28	42	56
15	САГЗ-23	1336,6-1342,6		II	26.05.2022	827,2	16,3	5,75	0,09	отс.	87,47	3,71	8,82	отс.	0,1	-	-	240,1	-4	-25	-	9,66	-	-	4,45	-	108	8	21	36	50
Средние по T-II горизонту						819,0	120,3	5,30	0,09	0,12	90,3	2,28	7,4		0,08		0,03	229,3	-10	-24	10,67	7,74	4,82	3,85	3,68		100	10	23	36	52
16	САГЗ-19	1262,7-1264,5 1267,1-1270 1270,7-1271,6 1278,5-1286,5	T-II+T- III	Ia	11.10.2024	829,9	867,7	7,4	0,08	0,12	91,4	2,2	6,4	отс.	отс.	-	-	254,46	-12	-12	-	8,77	-	-	4,42	-	83	5	17	29	44
Средние по T-II+T-III горизонту						829,9	867,7	7,4	0,1		91,4	2,2	6,4					254,5	-12,0	-12,0		8,8			4,4		83	5	17	29	44
17	САГЗ-1	1231-1235,5	T-III	I	06.05.2012	812,8	90,3	3,25	0,05	отс.	89,95	1,05	9,1	отс.	0,07	отс.	0,02	205,6	-1	-20	10,34	5,89	4,03	3,26	2,82	-	98	14	30	44	58
18	САГЗ-9	1239,2-1248		I	04.04.2014	818,3	25,3	5,23	0,05	отс.	93,42	1,29	5,29	отс.	отс.	-	-	-	-7	-20	10,88	6,92	5,03	4,03	3,38	-	130	4	14	28	48
Средние по T-III горизонту						815,6	57,8	4,24	0,05		91,7	1,17	7,20		0,07		0,02	205,6	-4	-20	10,61	6,41	4,53	3,65	3,10		114	9	22	36	53
19	САГЗ-6	1283,4-1285 1285,9-1289,6 1296,5-1300	T-III+T- IV	I	08.09.2014	811,4	12,7	6,12	0,06	отс.	93,93	0,89	5,18	отс.	отс.	-	отс.	-	-18	-20	8,12	5,63	4,34	3,57	3,08	-	98	12	26	40	58
Средние по T-III+T-IV горизонту						811,4	12,7	6,1	0,06		93,9	0,9	5,2						-18	-20	8,12	5,63	4,34	3,57	3,08		98	12	26	40	58



продолжение таблицы 2.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	
20	САГЗ-1	1243-1255	T-IV	I	22.12.2011	806,3	125,0	4,8	0,05	отс	90,99	1,45	7,56	отс	отс.	отс.	0,01	192,6	-15	-20	10,07	5,26	3,45	2,89	2,43	-	97	14	28	42	58	
21	САГЗ-5	1324,4-1330,4		I	07.10.2013	814,5	13,5	3,16	0,05	отс.	91,39	2,28	6,33	отс.	отс.	отс.	-	201,7	4	-20	8,28	5,54	4,58	3,75	3,1	-	120	7	20	34	51	
22	САГЗ-6	1305-1311		I	14.03.2014	809,2	36,0	5,31	0,05	отс.	93,69	0,93	5,38	отс.	0,03	-	-	203,2	-8	-20	8,11	4,98	3,81	3,27	2,71		100	12	24	38	58	
23	САГЗ-6	1315,3-1318		I	28.12.2013	813,2	61,7	7,36	0,06		93,79	1,01	5,2	отс.	отс.	-	-	201,4	-12	-20	7,75	5,78	4,34	3,61	2,99	-	90	10	22	36	54	
24	САГЗ-6	1296,5-1300		I	23.06.2014	806,1	202,3	3,31	0,04	отс.	92,4	1,4	6,2	отс.	отс.	-	-	200,9	-16	-20	8,03	5,2	3,65	3,1	2,69	-	82	13	24	37	55	
25	САГЗ-7*	1229,9-1234,7		VI	01.05.2024	878,0	1084,5	4,53	0,31	0,12	74,25	11,07	14,68	отс.	отс.	-	-	310,5	15	-20	-	45,85	-	-	14,77	-	127	4	13	24	34	
26	САГЗ-9	1269-1275		I	28.12.2013	816,3	34,7	7,14	0,05		91,3	2,07	6,63	отс.	отс.	-	-	205	-2	-20	9,76	6,27	4,57	3,72	3,11	-	94	10	21	35	53	
27	САГЗ-18	1327-1330 1331-1334		Ia	20.02.2024	818,6	21,69	6,1	0,07	отс.	91,62	2,13	6,25	отс.	0,07	-	-	237,9	-2	-29	-	6,44	-	-	3,36	-	100	9	27	44,5	60	
Средние по T-IV горизонту						812,0	70,7	5,31	0,05		92,17	1,61	6,22		0,05		0,01	206,1	-7	-21	8,67	5,64	4,07	3,39	2,91		98	11	24	38	56	
28	САГЗ-12	1218-1220 1221-1221,5 1228,5-1230 1235,3-1237,5	T-IV+T-V	IV	12.06.2014	805,4	310,2	5,93	0,08		92,68	1,6	5,72	отс.	отс.	-	-	194,8	-20	-20	7	4,8	3,55	2,99	2,58	-	74	15	24	38	56	
Средние по T-IV+T-V горизонту						805,4	310,2	5,93	0,08		92,68	1,6	5,72					194,8	-20	-20	7	4,8	3,55	2,99	2,58		74	15	24	38	56	
29	САГЗ-1	1273-1280	T-V	I	19.02.2012	794,2	15,7	4,67	0,1	отс.	94,6	1,03	4,37	отс.	отс.	отс.	0,03	180,5	-10	-20	-	3,34	2,72	2,32	2,04	1,6	-	-	36	-	60	
30	САГЗ-4	1276-1279,5		V	26.05.2022	788,9	756,4	2,45	0,061	отс.	93,21	2,76	4,03	отс.	0,05	-	-	162,0	-13	-40	-	3,24	-	-	2,03	-	70	27	40	50	60	
31	САГЗ-12	1228,5-1237,5 1235,33-1237,5		IV	30.12.2013	803,2	61,8	4,57	0,08	отс.	93,1	1,8	5,08	отс.	отс.	отс.	-	192,8	-8	-20	7,47	4,7	3,14	2,65	2,26	-	75	16	28	40	56	
32	САГЗ-12	1228,5-1237,5 1235,33-1237,5		IV	01.05.2024	801,6	289,2	5,8	0,08	отс.	93,4	1,8	4,8	отс.	отс.	-	-	198,5	-20	-20	-	4,15	-	-	2,46	-	40	27	44	56	70	
33	САГЗ-13	1251,8-1267,7		V ^I	05.04.2014	811,4	460,0	2,84	0,06	отс.	90,46	2,17	7,37	отс.	отс.	-	-	205,5	-17	-20	7,77	6,02	5,11	4,2	3,64	-	104	12	22	34	54	
Средние по T-V горизонту						799,9	316,6	4,07	0,08		92,95	1,91	5,13		0,05		0,03	187,9	-14	-24	7,62	4,29	3,66	3,06	2,49	1,60	72	21	34	45	60	
34	САГЗ-6	1344-1350 1356-1358,5	T-V+T-VI	I	09.11.2013	815,6	116,8	4,96	0,058	отс.	91,53	1,87	6,6	отс.	отс.	отс.	-	188,1	3	-20	9,67	5,65	4,45	3,64	3,08	-	117	10	20	38	55	
Средние по T-V+T-VI горизонту						815,6	116,8	4,96	0,058		91,53	1,87	6,6					188,1	3	-20	9,67	5,65	4,45	3,64	3,08		117	10	20	38	55	
35	САГЗ-4	1285-1291	T-VI	V	10.07.2013	807,1	44	2,63	0,06	0,48	91,75	2,22	6,03	отс.	0,23	-	-	199	-15	-20	5,92	4,6	3,65	2,96	2,7	-	80	15	27	41	58	
36	САГЗ-4	1298,9-1307,5		V	03.07.2013	813,6	39,3	3,18	0,07	0,75	91,85	2,39	5,76	отс.	2	-	-	209	-6	-20	7,07	5,47	4,29	3,52	2,94	-	90	11	22	35	53	
37	САГЗ-7	1301,1-1303,9		VI	27.10.2014	807,3	22,9	2,82	0,15	отс.	90,85	2,77	6,38	отс.	отс.	-	-	198	-20	-20	6,3	5,09	4,11	3,36	2,85	-	102	17	30	42	54	
Средние по T-VI горизонту						809,3	35,4	2,88	0,09	0,6	91,48	2,46	6,06		1,12			202	-14	-20	6,4	5,05	4,02	3,28	2,83		91	14	26	39	55	
38	САГЗ-19	1370-1374 1376-1378	T-VII	Ia	20.03.2024	909,4	588,0	2,95	0,82	0,36	68,23	10,71	19,3	0,76	0,08	-	-	351,6	24	-23	-	410,94	-	-	76,86	-	156	-	5	11	23	
39	САГЗ-25	1301,7-1302,6 1317,2-1318,4 1319,7-1320,8 1340,7-1341,9 1350,4-1351,5		Va	04.11.2024	838,0	8,028	10,05	0,07	отс.	90,38	2,03	7,59	отс.	отс.	-	-	-	82	-5	-	11,63	5,5	6,43	5,3	2,24	156	-	-	16	52	
Средние по T-VII горизонту						873,7	298,0	6,50	0,45	0,4	79,31	6,37	13,4	0,8	0,1			351,6	53	-14		211,3	5,5	6,4	41,1	2,2	156		5	14	38	



2.3.3. Свойства и состав растворенного в нефти газа

Свойства и состав растворенного в нефти газа были изучены по результатам выделившегося из глубинных проб нефти газа, по горизонтам:

- Т-I+II (скважина САГЗ-9, всего 1 проба);
- Т-II (скважины САГЗ-3, САГЗ-7, САГЗ-10, САГЗ-15 и САГЗ-18, всего 5 проб);
- Т-IV (скважины САГЗ-1, САГЗ-6 и САГЗ-9, всего 3 пробы);
- Т-VII (скважина САГЗ-19, всего 1 проба).

В таблице 2.3.3 представлены результаты исследований свойств и состава выделившегося газа при разгазировании пластовой нефти при исследованиях.

Следует отметить, что проба из скважины САГЗ-15 (горизонт Т-III) была отбракована, ввиду резких отличий свойств газа от средних показателей по данному и остальным горизонтам. Так, пробы показали высокое содержание метана и азота, и низкое содержание по остальным компонентам, а также заметно меньшую плотность чем в среднем по скважинам.

Вместе с тем, свойства и состав растворенного в нефти газа недропользователем контролируется проведением исследований путем отбора проб с устьев скважин и с сепаратора:

- ТТ-I+II (скважина САГЗ-9, 1 проба);
- Т-II (скважины САГЗ-3, САГЗ-7, САГЗ-8, САГЗ-10, САГЗ-18, САГЗ-21 и САГЗ-23, 10 проб);
- Т-III (скважина САГЗ-1, САГЗ-9, 2 пробы);
- Т-III+Т-IV (скважина САГЗ-6, 1 проба);
- Т-IV (скважина САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-9 и САГЗ-12, 9 проб);
- Т-IV+Т-V (скважина САГЗ-12, 1 проба);
- Т-V (скважина САГЗ-1, САГЗ-12 и САГЗ-13, 4 пробы);
- Т-VI (скважина САГЗ-7, 1 проба).

Результаты исследований представлены в таблице 2.3.5.

Сопоставление результатов исследований проб растворенного газа, полученные при различных условиях, показывают, что заметно отличаются друг от друга. Так, например, по горизонту Т-II, растворенный газ, выделившийся при исследованиях глубинных проб нефти, содержит метана в среднем 67,7 % моль., жидких компонентов 0,8 % моль., азота – 1,2 % моль. и характеризуется плотностью 1,017 кг/м³. Растворенный газ, в основном, полученный из выхода сепаратора, характеризуется содержанием метана в среднем 76,14 % моль., жидких компонентов 0,14 % моль., азота – 1,85 % моль. и



характеризуется плотностью $0,931 \text{ кг/м}^3$. Такие же результаты наблюдаются и по горизонту Т-IV.

Таким образом, растворенный газ, отобранный на устье скважин или сепаратора, характеризуется большим содержанием метана и азота, меньшим содержанием жидких компонентов и плотностью, т.е. является более «легким», чем растворенный газ, выделившийся при исследованиях глубинных проб нефти.

2.3.4. Состав и свойства пластового газа

Свойства и состав пластового газа, отобранных из газовых залежей, исследованы по результатам RCI из скважин САГЗ-4 (горизонт Т-V, всего 4 пробы) и САГЗ-7 (горизонт Т-VI, всего 1 проба), а также по устьевым пробам из газовых объектов скважины САГЗ-6 (горизонт Т-II (газовая шапка), горизонты Т-V+VI и Т-VII (газовые залежи)) и САГЗ-26 (горизонт Т-VII (газовая залежь)).

Результаты исследований компонентного состава и свойств пластового газа представлены в таблице 2.3.4.

По результатам исследования во всех пробах при снижении давления выпадение конденсата не установлено, соответственно пластовый газ продуктивных горизонтов представляется как «сухой».

Коэффициент сверхсжимаемости газа по горизонту Т-V составляет 0,809 д.ед., а по горизонту Т-VI – 0,812 д.ед.

Основным компонентом газов является метан, содержание которого по горизонтам изменяется в пределах 77,2-88,1 % моль., жидких компонентов – в пределах 0,1-0,4 % моль. Из неуглеводородных газов в составе газа содержатся: азот – 2,9-11,3 % моль. и углекислый газ – 0,03-0,24 % моль.

Плотность газа изменяется в пределах $0,787\text{-}0,835 \text{ кг/м}^3$.



Таблица 2.3. 3-Свойства и состав растворенного в нефти газа

№ п/п	Скважина	Интервал перфорации, м	Горизонт	Блок	Дата отбора	Глубина отбора пробы, м	Содержание, моль %										Плотность	Удельный вес по воздуху	Исполнитель
							метан	этан	пропан	изобутан	норм.бутан	изо-пентан	н-пентан	гексан+в	углекислый газ	азот			
1	САГЗ -9	1208,2-1211,2 1215,3-1222	T-I+II	I	06.04.2023	900	63,7	11,74	8,531	5,763	4,72	1,23	1,13	0,17	0,21	1,96	0,906	-	ТОО "КазНИГРИ"
Среднее по горизонту T-I+II							63,7	11,74	8,53	5,76	4,72	1,23	1,13	0,17	0,21	1,96	0,906		
2	САГЗ-3	1214-1222,5	T-II	II	25.02.2012	1216	66,9	11,3	10,09	3,24	3,78	2,14	0,63	0,86	0,14	0,84	1,078	0,895	ТОО НИИ «Каспиймунайгаз»
3	САГЗ-7	1181-1187	T-II	VI	30-31.03.14	1185	69,2	10,25	7,18	4,05	3,87	1,23	0,71	0,71	0,17	2,58	1,031	0,856	ТОО «Казпетротест»
4	САГЗ-10	1227,5-1234,4	T-II	IV	13.02.2014	1236	69,9	9,45	8,11	3,9	3,75	2,33	0,24	1,26	0,35	0,73	1,059	0,879	ТОО «Казпетротест»
5	САГЗ-15*	1287,6-1299,3	T-II	I	27.08.2023	-	88,3	4,57	2,17	0,56	0,48	0,20	0,09	0,16	0,20	3,07	0,862	-	ТОО "КазНИГРИ"
6	САГЗ-18	1258-1260 1263-1278	T-II	Ia	06.03.2024	-	64,6	18,57	9,49	2,81	1,69	1,08	0,18	0,18	0,46	0,80	0,898	-	ТОО "КазНИГРИ"
Среднее по горизонту T-II							67,7	12,39	8,72	3,50	3,27	1,70	0,44	0,75	0,28	1,24	1,017	0,877	
7	САГЗ-1	1243-1255	T-IV	I	08.09.2011	1252	64,5	13,8	9,92	2,97	4,42	1,23	0,65	1,18	0,12	1,21	1,081	0,897	ТОО «Казпетротест»
8	САГЗ -6	1315,3-1319	T-IV	I	23.11.2013	1200	68,0	12,34	9,05	3,11	3,81	1,47	0,4	1,04	0,26	0,52	1,047	0,869	ТОО «Казпетротест»
9	САГЗ -9	1269-1275	T-IV	I	24.11.2013	1220	73,0	10,03	7,53	3,03	3,07	1,15	0,14	0,67	1,09	0,34	0,985	0,818	ТОО «Казпетротест»
Среднее по горизонту T-IV							68,5	12,06	8,83	3,04	3,77	1,28	0,40	0,96	0,49	0,69	1,038	0,861	
10	САГЗ -19	1370-1374 1376-1378	T-VII	Ia	20.03.2024	1200	71,3	15,52	7,91	1,43	0,59	0,14	0,15	0,33	0,06	1,20	0,797	-	ТОО "КазНИГРИ"
Среднее по горизонту T-VII							71,3	15,52	7,91	1,43	0,59	0,14	0,15	0,33	0,06	1,20	0,797		



Таблица 2.3. 4-Состав и свойства пластового газа

№ п/п	Скважина	Интервал перфорации, м	Горизонт	Блок	Дата отбора	Глубина отбора пробы, м	Содержание, моль %										Плотность газа, кг/м ³	Удельный вес по воздуху	Исполнитель
							метан	этан	пропан	изобу-тан	норм.бутан	изо-пентан	н-пентан	гексан+в	углекислый газ	азот			
1	САГЗ-6	1246,6-1251,6	T-II	I	27.02.2014	с сепаратора	88,1	5,62	2,03	0,45	0,41	0,16	0,04	0,05	0,24	2,92	-	0,635	ТОО «КазНИГРИ»
2	САГЗ-4	RCI	T-V	V	16.06.2013	1256,5	77,2	6,83	2,68	0,78	0,8	0,12	0,08	0,09	0,03	11,30	0,835	0,693	ТОО «Казпетротест»
3	САГЗ-4	RCI		V			77,3	6,85	2,7	0,7	0,76	0,12	0,09	0,10	0,03	11,30	0,834	0,692	ТОО «Казпетротест»
4	САГЗ-4	RCI		V	16.06.2013	1273,5	78,9	6,52	2,51	0,65	0,75	0,11	0,09	0,10	0,03	10,20	0,823	0,683	ТОО «Казпетротест»
5	САГЗ-4	RCI		V			79,0	6,51	2,5	0,68	0,75	0,1	0,08	0,09	0,04	10,20	0,822	0,682	ТОО «Казпетротест»
6	САГЗ-6	1344-1358,5	T-V+VI	I6	08.11.2013	с сепаратора	86,5	6,2	2,66	0,53	0,74	0,27	0,2	0,25	0,09	2,55	0,793	0,658	ТОО «КазНИГРИ»
7	САГЗ-7	RCI	T-VI	VI	31.03.2014	1287,5	84,4	4,98	1,83	0,63	0,33	0,34	0,04	0,37	0,06	7,07	0,790	0,656	ТОО «Казпетротест»
8	САГЗ-6	1375-1380	T-VII	I6	21.10.2013	с сепаратора	85,3	6,74	2,69	0,49	0,74	0,21	0,19	0,13	0,04	3,43	0,794	0,659	ТОО «КазНИГРИ»
9	САГЗ-26	1363,8-1366,8 1369,2-1347,9	T-VII	Ic	19.07.2023	с сепаратора	86,1	6,37	2,58	0,48	0,72	0,20	0,18	0,05	0,31	2,98	0,787	0,653	ТОО «КазНИГРИ»



Таблица 2.3. 5-Состав и свойства газа по устьевым пробам

№ п/п	Скважина	Интервал перфорации, м	Горизонт	Блок	Дата отбора	Глубина отбора пробы, м	Содержание, моль %										Плотность газа, кг/м ³	Удельный вес по воздуху	Исполнитель
							метан	этан	пропан	изобу-тан	норм.бу-тан	изо-пентан	н-пентан	гексан+в	углекисл. газ	азот			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	САГЗ-9	1208,2-1211,2 1215,3-1222	T-I +T-II	I	01.05.2024	с сепаратора	89,1	7,41	4,94	1,40	1,33	0,67	0,15	0,05	0,19	1,73	0,853	0,708	ТОО «КазНИГРИ»
Среднее по горизонту T-I+II							89,1	7,41	4,94	1,40	1,33	0,67	0,15	0,05	0,19	1,73	0,853	0,708	
2	САГЗ-3	1213,4-1222,4	T-II	II	17.04.2012	с сепаратора	70,3	13,37	8,97	2,45	2,41	0,86	0,23	0,04	0,48	0,93	0,984	0,817	ТОО «КазНИГРИ»
3	САГЗ-7	1181-1187	T-II	VI	31.05.2014	с сепаратора	73,3	10,63	6,677	3,19	2,76	0,73	0,38	0,17	0,19	2,02	0,966	0,802	ТОО «КазНИГРИ»
4	САГЗ-8	1293-1296	T-II	II	18.03.2014	с сепаратора	80,7	8,29	4,0	1,79	0,23	0,61	0,01	0,06	0,27	4,05	-	0,696	ТОО «КазНИГРИ»
5	САГЗ-8	1285-1290	T-II	II	13.10.2014	с сепаратора	77,2	10	5,832	3,06	0,92	1,42	0,09	0,23	0,28	1,001	0,924	0,767	ТОО «КазНИГРИ»
6	САГЗ-10	1227,5-1234,5	T-II	IV	11.03.2014	с сепаратора	82,4	7,62	5,17	1,59	1,2	0,5	0,05	0,09	0,34	1,07	-	0,707	ТОО «КазНИГРИ»
7	САГЗ-10	1244,6-1246,6	T-II	IV	13.10.2014	с сепаратора	64,4	10,15	11,72	4,91	4,28	2,31	0,241	0,49	0,35	1,11	1,127	0,935	ТОО «КазНИГРИ»
8	САГЗ-18	1258-1260 1263-1278	T-II	Ia	01.05.2024	с сепаратора	77,4	13,68	4,98	1,39	1,09	0,67	0,16	0,10	0,22	0,29	0,881	0,731	ТОО «КазНИГРИ»
9	САГЗ-23	1336,6-1342,6	T-II	II	06.04.2023	с сепаратора	82,9	6,91	3,63	1,19	0,77	0,49	0,10	0,07	0,30	3,49	-	-	ТОО «КазНИГРИ»
10	САГЗ-23	1311,5-1342	T-II	II	01.05.2024	с сепаратора	70,6	12,28	8,28	2,90	1,71	1,52	0,17	0,05	0,49	1,91	0,981	0,814	ТОО «КазНИГРИ»
11	САГЗ-21	1228,8-1240,8	T-II	II	01.05.2024	с сепаратора	82,2	6,77	4,11	1,51	1,18	0,68	0,18	0,06	0,53	2,66	0,848	0,704	ТОО «КазНИГРИ»
Среднее по горизонту T-II							76,14	9,97	6,34	2,40	1,66	0,98	0,15	0,14	0,35	1,85	0,931	0,775	
12	САГЗ-1	1231-1235,5	T-III	I	06.05.2012	с сепаратора	83,2	7,60	3,45	0,81	1,20	0,44	-	0,05	0,09	2,87	0,826	0,686	ТОО «КазНИГРИ»
13	САГЗ-9	1239,2-1248	T-III	I	16.06.2014	с сепаратора	84,7	7,46	3,39	1,13	0,77	0,55	0,07	0,1	0,14	1,71	0,816	0,678	ТОО «КазНИГРИ»
Среднее по горизонту T-III							84,0	7,53	3,42	0,97	0,99	0,50	0,07	0,08	0,12	2,29	0,821	0,682	



Продолжение таблицы 2.3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
14	САГЗ-6	1283,4-1300	T-III	I	10.09.2014	с сепаратора	77,1	9,14	6,13	1,50	1,91	0,75	0,39	0,31	0,61	2,15	0,915	0,759	ТОО «КазНИГРИ»
Среднее по горизонту T-III+IV							77,1	9,14	6,13	1,50	1,91	0,75	0,39	0,31	0,61	2,15	0,915	0,759	
15	САГЗ-1	1243-1255	T-IV	I	23.02.2012	с сепаратора	75,4	12,20	7,82	1,84	0,03	-	1,4	-	0,08	1,47	-	0,751	ТОО «КазНИГРИ»
16	САГЗ-5	1324,4-1330,4	T-IV	I	10.10.2013	с сепаратора	78,8	10,30	5,46	1,51	1,17	0,58	0,12	0,14	0,31	1,67	0,878	0,728	ТОО «КазНИГРИ»
17	САГЗ-6	1315,3-1318,5	T-IV	I	09.12.2013	с сепаратора	80,2	9,10	5,17	1,39	1,47	0,53	0,13	0,11	0,22	1,67	0,868	0,72	ТОО «КазНИГРИ»
18	САГЗ-6	1315,3-1318,5	T-IV	I	30.12.2013	с сепаратора	76,9	9,97	5,82	1,51	1,58	0,59	0,14	0,15	0,25	3,1	0,895	0,743	ТОО «КазНИГРИ»
19	САГЗ-6	1305-1311	T-IV	I	20.03.2014	с сепаратора	74,7	12,79	7,287	1,71	1,73	0,60	0,15	0,15	0,28	0,61	0,925	0,767	ТОО «КазНИГРИ»
20	САГЗ-6	1296,5-1300	T-IV	I	24.06.2014	с сепаратора	74,8	10,50	6,74	1,81	2,46	0,80	0,38	0,21	2,11	0,17	0,952	0,79	ТОО «КазНИГРИ»
21	САГЗ-7	1229,9-1234,7	T-IV	VI	01.05.2024	с сепаратора	84,3	5,48	3,03	0,64	0,86	0,24	0,20	0,06	0,30	4,82	0,804	0,667	ТОО «КазНИГРИ»
22	САГЗ-9	1269-1275	T-IV	I	30.12.2013	с сепаратора	80,9	8,89	4,97	1,41	1,13	0,44	0,04	0,06	1,00	1,23	0,859	0,713	ТОО «КазНИГРИ»
23	САГЗ-12	1208-1210; 1218,2-1219,9	T-IV	IV	01.04.2014	с сепаратора	84,5	5,39	3,86	0,62	0,8	0,2	0,16	0,1	0,06	4,32	0,807	0,669	ТОО «КазНИГРИ»
Среднее по горизонту T-IV							78,9	9,40	5,57	1,38	1,25	0,50	0,30	0,12	0,51	2,12	0,873	0,728	
24	САГЗ-12	1218-1237,5	T-IV+ T-V	IV	16.06.2014	с сепаратора	65,7	11,46	10,37	2,73	3,74	1,16	0,641	0,41	0,07	3,69	1,057	0,877	ТОО «КазНИГРИ»
Среднее по горизонту T-IV+V							65,7	11,46	10,37	2,73	3,74	1,16	0,641	0,41	0,07	3,69	1,057	0,877	



Продолжение таблицы 2.3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
25	САГЗ-1	1273-1280	T-V	I	12.12.2011	с сепаратора	79,1	10,1	4,96	1,01	1,7	0,51	0,5	0,16	0,05	1,94	0,88	0,729	ТОО «КазНИГРИ»
26	САГЗ-12	1228,5-1237,5	T-V	IV	30.12.2013	с сепаратора	72,1	11,6	8,24	1,59	1,83	0,39	0,19	0,09	0,07	3,9	0,937	0,777	ТОО «КазНИГРИ»
27	САГЗ-12	1228,5-1237,5	T-V	IV	01.05.2024	с сепаратора	75,2	10,59	6,74	1,45	1,76	0,41	0,25	0,07	0,49	3,00	0,908	0,753	ТОО «КазНИГРИ»
28	САГЗ-13	1251,8-1267,7	T-V		06.06.2014	с сепаратора	68,4	11,03	6,39	2,08	2,42	0,98	0,53	0,52	0,08	7,55	0,985	0,817	ТОО «КазНИГРИ»
Среднее по горизонту T-V							73,7	10,83	6,58	1,53	1,93	0,57	0,37	0,21	0,17	4,10	0,927	0,769	
29	САГЗ-7	1301,1-1303,9	T-VI	VI	27.10.2014	с сепаратора	77,6	5,59	3,62	0,8	1,05	0,29	0,24	0,18	0,1	10,56	0,851	0,706	ТОО «КазНИГРИ»
Среднее по горизонту T-VI							77,6	5,59	3,62	0,80	1,05	0,29	0,24	0,18	0,10	10,56	0,851	0,706	



2.3.5. Свойства и состав пластовой воды

Месторождение Сагиз Западный расположена в пределах юго – восточной части крупного и сложного по своему строению Прикаспийского артезианского бассейна. В нем, с учетом гидродинамических особенностей пластовой водонапорной системы, выделяются два гидрогеологических этажа: нижний, приуроченный к докунгурскому (подсолевому), и верхний к послекунгурскому (надсолевому) комплексам. Разделяет их регионально развитая водоупорная соленосная толща кунгурского яруса.

Поднятие Сагиз Западный выявлен в надсолевом комплексе осадков. Областями питания надсолевого гидрогеологического этажа являются южные отроги Общего Сырта, предгорья Южного Урала и Мугалжары, где отложения пермотриаса и мезозоя выходят на поверхность (абсолютные отметки 200-350 м). Напорные уровни, созданные в областях питания, и условия залегания мезозойских пород в пределах Прикаспийского артезианского бассейна определяют юго-западное и западное направления движения подземных вод в сторону северо-восточной части акватории Каспийского моря. В районе Южной Эмбы наблюдается нарастание толщин мезозойских отложений.

Здесь предполагается распространение седиментационных вод, которые при элизионном режиме имеют противоположное направление движений. Зона встречи инфильтрационного и элизионного потоков является благоприятной для формирования, размещения и сохранения нефтяных и газовых залежей. В её пределах окислительная природная обстановка в водоносных комплексах при водонапорном режиме сменяется восстановительной, характерной для условий затрудненного водообмена.

По мере продвижения от северных и восточных областей питания подземные воды мезозоя вступают в область развития солянокупольной тектоники. Здесь по всей площади распространения подземного потока водовмещающие отложения прорываются многочисленными водоупорными «соленосными островами» различных размеров, иногда соединяющимися друг с другом соляными перешейками.

Отличительными чертами гидрогеологических условий рассматриваемого района являются: его многоярусность и выдержанность водоносных горизонтов и комплексов по простиранию, наличие сложной солянокупольной тектоники, преобладание в разрезе глинистых и мергелистых слабопроницаемых пород, наличие штоков каменной соли, сравнительно близко подходящих к дневной поверхности.

Эти факторы, наряду с засушливым климатом, слабой естественной дренированностью и отсутствием постоянно действующих водотоков обусловили преимущественное формирование высокоминерализованных подземных вод.



На структуре Сагиз Западный изучены водоносные комплексы меловых, юрских и триасовых отложений.

Всего на месторождении Сагиз Западный отобраны и изучены 20 проб пластовой воды из 10 скважин (САГЗ-2, САГЗ-4, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-8, САГЗ-9, САГЗ-12, САГЗ-13, САГЗ-23, САГЗ-26). Из них, в триасовых отложениях отобраны и исследованы 14 проб пластовой воды из горизонтов: Т-I, Т-II, Т-I+Т-II, Т-IV, Т-IV+Т-V, Т-V, Т-VI и Т-VII. (Таблица 2.3.6).

Необходимо отметить, что 2 пробы воды из скважины САГЗ-2 (Ю-III и Т-IV) были признаны некондиционными и отбракованы, ввиду резких отличий физико-химических свойств.

Исследования свойств и состава пластовых вод проводились в лаборатории компании ТОО «КазНИГРИ».

Горизонт Т-I. Свойства пластовой воды горизонта Т-I изучены по пробе воды отобранной из скважины САГЗ-2. Пластовые воды данного горизонта являются рассолами хлоркальциевого типа, плотностью 1,19, минерализацией 232,3 г/л и общей жесткостью 370 мг-экв/л, рН-среда близка к нейтральной 6,2.

Горизонт Т-II. Свойства пластовой воды данного горизонта изучены по 3 пробам, отобранным из скважин САГЗ-8 и САГЗ-23. Пластовые воды горизонта Т-II являются рассолами хлоркальциевого типа, плотность в среднем составляет 1,17, минерализация воды в среднем 213,6 г/л, общая жесткость 675 мг.экв./л, рН-среда 5,4.

Горизонт Т-I+Т-II. В мае 2024 года была отобрана проба пластовой воды из скважины САГЗ-9, совместно из **горизонтов Т-I и Т-II**. Пластовые воды данных горизонтов имеют плотность 1,18, минерализация воды 231,6 г/л, общая жесткость 616 мг.экв./л, рН-среда 5,4. Вода по классификации В.А. Сулина хлоркальциевого типа.

Горизонт Т- IV. Свойства пластовой воды данного горизонта изучены по пробе, отобранной из скважины САГЗ-7, как упоминалось выше ранее отобранная проба пластовой воды из скважины САГЗ-2 (дата отбора 05.01.2024г., глубина отбора 1361 м) была отбракована. Пластовые воды горизонта Т- IV являются рассолами хлоркальциевого типа, плотностью 1,17, минерализация 211,7 г/л и общая жесткость 416,4 мг.экв./л, рН-среда близка к нейтральной 6,0.

Горизонт Т- IV+Т-V. Пластовые воды данного горизонта изучены по пробе отобранной из скважины САГЗ-12 совместно с горизонтов Т- IV и Т-V. Пластовая вода по классификации В.А. Сулина хлоркальциевого типа, плотность 1,16, минерализация 195,4 г/л и общая жесткость 405 мг.экв./л, рН-среда близка к нейтральной 5,8.



Горизонт Т-V. Пластовые воды данного горизонта изучены по трем пробам, отобранным из скважин САГЗ-12, САГЗ-13 и САГЗ-26. Пробы из скважин САГЗ-12 и САГЗ-26 отобраны после ПЗ-2021 (18), свойства этих проб подтверждают ранее полученные результаты по этому горизонту. Плотность воды по всем пробам 1,18, общая минерализация в диапазоне от 219,3 до 227,2 в среднем составляет 223,7 г/л, общая жесткость варьируют в пределах от 634 до 923,7 и в среднем составляет 784,6 мг.экв./л, рН-среда в среднем 5,3. По классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу.

Горизонт Т-VI. Свойства пластовых вод данного горизонта изучены по пробам, отобранным из скважин САГЗ-4 и САГЗ-13. Пластовые воды горизонта Т-VI являются рассолами хлоркальциевого типа, плотностью 1,17, минерализацией 213,3 г/л и общей жесткостью 798,3 мг-экв/л, рН-среда близка к нейтральной 5,7.

Горизонт Т-VII. Свойства пластовых вод данного горизонта изучены по пробе, отобранной из скважины САГЗ-6. Пластовые воды горизонта Т-VII являются рассолами хлоркальциевого типа, плотностью 1,17, минерализацией 211,5 г/л и общей жесткостью 639,0 мг-экв/л, рН-среда близка к нейтральной 6,2.

Нижнеюрские воды изучены по одной пробе из скважины САГЗ-2 с глубины 1155,1 м. Минерализация вод достигает 198,562 г/л, плотность 1,160 г/см³, соленость 82,92 °Бе. В водах содержатся микроэлементы йода, брома, бора. По классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу.

Дебиты воды их юрских водонасыщенных горизонтов колеблются в широких пределах от 0,7 до 106,5 т/сут.

Среднеюрские воды изучены по двум пробам из скважины САГЗ-2 с глубины 866,2 м и 927,4 м. Минерализация вод колеблется 132,390-206,217 г/л, плотность 1,101-1,166 г/см³, соленость 88,51-89,12 °Бе. В водах содержатся микроэлементы йода, брома. По классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу.

Водоносный комплекс неокомских отложений в литологическом отношении имеет песчано-глинистый состав.

Барремские воды изучены по двум пробам из скважины САГЗ-2 с глубины 482,2 м и 614,7 м. Минерализация вод колеблется 157,035-170,478 г/л, плотность 1,122-1,134 г/см³, соленость 88,51-89,12 °Бе. В водах содержатся микроэлементы йода, брома. По классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу.

Дебиты воды из неокомских отложений колеблются от 0,1 до 40 т/сут.



Водоносный комплекс **апта** представлен двумя песчаными горизонтами, залегающими среди глин. Толщина горизонтов 5-10 м. Соленость аптских вод колеблется в пределах 10-15 °Бе. Дебиты скважин колеблются от 0,1 до 62 т/сут (18).

Наиболее водообильными в надсолевом комплексе являются **альб-сеноманские** горизонты. Они сложены песками и слабо сцементированными песчаниками, залегающими среди глин. Толщины коллекторов достигают первых десятков метров. Дебиты вод составляют первые сотни кубических метров в сутки. По химическому составу воды характеризуются отсутствием сульфатов, и, по классификации В.А. Сулина, относятся к хлоркальциевому типу. Воды альб-сеноманских горизонтов широко используются для технических целей.

Воды различных надсолевых горизонтов близки по своему химическому составу и отличаются только величиной солености. Степень их минерализации по разрезу уменьшается от древних к более молодым отложениям и с удалением от соляных ядер куполов.

В целом гидрогеологические условия района благоприятны для формирования и сохранения от разрушения залежей углеводородов.

Физико-химический состав барремских, юрских и триасовых пластовых вод по месторождению Сагиз Западный приведен в таблице 2.3.6.

Заключение о возможности использования подземных вод

Содержание редких элементов в пластовых водах месторождения Сагиз Западный не представляет промышленного значения.

Воды меловых и юрских отложений не пригодны для использования, как в качестве питьевой, так и для целей ирригации и животноводства, но могут использоваться для закачки в пласты с целью поддержания пластового давления в продуктивных горизонтах.



Таблица 2.3. 6-Химический состав и физические свойства пластовых проб воды

№№скв	Интервал перфорации и глубина отбора проб, м	горизонт	Дата отбора	Удельный вес	Соленость Be	Компонентный состав, мг/л						Общая минерализация, г/л	PH	Общая жесткость, мг.экв/л	Вязкость, мм ² /с	Сухой остаток, мг/л	Тип воды по Сулину	Лаборатория
						HCO ₃	SO ₄ ⁻²	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺							
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
САГЗ-2	482,2	K ₁ br	05.01.2012	1,13	17,0	215	44,4	104883	5939	2145	57251	170,5	7,2	473	1,34	186385	ХК	ТОО КазНИГРИ
	614,7	K ₁ br	05.01.2012	1,12	15,7	392	93	96413	5719	1952	52465	157,03	7,4	446	1,27	168666	ХК	
Среднее по горизонту:				1,13	16,4	303,5	68,7	100648	5829	2048,5	54858	163,8	7,3	459,5	1,31	177525,5	ХК	
САГЗ-2	866,2	Ю-III	05.01.2012	1,17	20,6	134	79	126525	3929	2342	73207	206,2	7,2	389	1,45	222388	ХК	
	927,4*	Ю-III	05.01.2012	1,10	13,2	950	727	79890	2922	1418	46483	132,4	7,8	262	1,23	142419	ХК	
Среднее по горизонту:				1,17	20,6	134	79	126525	3929	2342	73207	206,2	7,2	389	1,45	222388	ХК	
САГЗ-2	1155,0	J ₁	05.01.2012	1,16	19,8	401	735	120775	5881	1469	69302	198,6	7,8	414	1,48	216912	ХК	
Среднее по горизонту				1,16	19,8	401	735	120775	5881	1469	69302	198,6	7,8	414	1,48	216912	ХК	
САГЗ-2	1225-1231	T-I	16.09.2014	1,19	23,2	52	965	141506	3744	2231	83728	232,3	6,2	370	1,58	261611	ХК	
Среднее по горизонту:				1,19	23,2	52	965	141506	3744	2231	83728	232,3	6,2	370	1,58	261611	ХК	
САГЗ-8	1285,0-1288,0 1289,0-1290,0	T-II	13.10.2014	1,17	21,4	49	387	132606	4470	5008	71605	214,2	5,4	635	1,51	241426	ХК	
	1293,0-1296,0	T-II	20.03.2014	1,16	20,4	38	54	127370	6577	6091	63580	203,7	5,2	829	1,48	225942	ХК	
САГЗ-23	1336,6-1342,6 1326,9-1336,0 1311,5-1314,6 1317,9-1324,7	T-II	01.05.2024	1,17	22,3	145,6	29,4	137287,6	6311,1	3001,5	76189,8	223	5,6	562	1,55	240783	ХК	
	Среднее по горизонту:				1,17	21,4	77,5	156,8	132421,2	5786,0	4700,2	70458,3	213,6	5,4	675	1,50	236050	
САГЗ-9	1215,3-1222,0 1208,2-1211,2	T-I + T-II	15.05.2024	1,18	23,2	93,4	5,6	141569,1	7577,3	4767,7	77686	231,6	5,4	616	1,59	245753	ХК	
	Среднее по горизонту:				1,18	23,2	93,4	5,6	141569,1	7577,3	4767,7	77686	231,6	5,4	616	1,59	245753	



продолжение таблицы 2.3.6

1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
САГЗ-2*	1361,0*	T-IV	05.01.2012	1,11	13,6	713	878	82100	6169	1189	44614	135,7	7,6	406	1,28	148212	ХК	ТОО КазНИГРИ
САГЗ-7	1229,9-1234,7	T-IV	01.05.2024	1,17	21,2	84,3	18,5	130104,3	5271,2	2412	73808,5	211,7	6,0	416,4	1,71	219401	ХК	
Среднее по горизонту:				1,17	21,2	84,3	18,5	130104,3	5271,2	2412	73808,5	211,7	6,0	416,4	1,71	219401		
САГЗ-12	1218,0-1220,0 1221,0-1221,5 1228,5-1230,0 1235,3-1237,5	T-IV + T-V	12.06.2014	1,16	19,5	30	374	120359	1944	3749	68926	195,4	5,8	405	1,44	232119	ХК	
Среднее по горизонту:				1,16	19,5	30	374	120359	1944	3749	68926	195,4	5,8	405	1,44	232119		
САГЗ-26	1311,7-1316,0 1317,8-1321,0 1322,3-1325,4	T-V	28.08.2023	1,18	22,0	293,19	74,07	140124,6	8179,5	6269,3	69782,7	224,7	4,6	923,7	1,53	240172	ХК	
САГЗ-13	1251,8-1253,4; 1255,8- 1257,8; 1262,0-1264,8; 1266,4- 1267,7	T-V	05.04.2014	1,18	22	42	62	136784	5829,3	6138	70460	219,3	5,8	796	1,54	238953	ХК	
САГЗ-12	1228,5-1230,0 1235,3-1237,5	T-V	01.05.2024	1,18	22,7	145,4	29,4	140161,7	6999,5	3463,7	76388	227,2	5,5	634	1,58	244671	ХК	
Среднее по горизонту:				1,18	22,5	160,2	55,2	139023,4	7002,7	5290,3	72210,2	223,7	5,3	784,6	1,6	241265,3		
САГЗ-4	1285,0-1286,5 1287,1-1291,0	T-VI	10.07.2013	1,18	21,6	84	78	132924	11803	1249	70370	216,5	6,0	692	1,49	240215	ХК	
	1298,9-1301,5 1304,5-1307,5		03.07.2013	1,17	21,0	89	54	128859	1075	2315	66913	209,0	6,0	727	1,43	232377	ХК	
САГЗ-13	1279,0-1286,0	T-VI	21.03.2014	1,17	21,4	17	68	134157	9609	6039	64602	214,5	5,2	976	1,51	238365	ХК	
Среднее по горизонту:				1,17	21,3	63,3	66,7	131980,0	7495,7	3201,0	67295,0	213,3	5,7	798,3	1,5	236985,7		
САГЗ-6	1375,0-1380,0	T-VII	21.10.2013	1,17	21,2	106	28	130798	6565	3787	70187	211,5	6,2	639	1,5	229741	ХК	
Среднее по горизонту:				1,17	21,2	106	28	130798	6565	3787	70187	211,5	6,2	639	1,5	229741		

Примечание -* проба отбракована



2.4. Физико-гидродинамическая характеристика

Для физико-гидродинамической характеристики коллекторов месторождения Сагиз Западный использованы результаты исследований на керне и гидродинамические исследования в обсаженных скважинах.

Исследования на керне включали определение кривых капиллярного давления и остаточной водонасыщенности (43 обр), коэффициента вытеснения (6 обр), фазовую проницаемость в системе нефть-вода (13 обр), смачиваемость (6 обр) .

Кривые капиллярного давления (ККД). Эксперимент выполнен на образцах керна горизонтов Т-II – Т-V. Капиллярное давление и переменная водонасыщенность создавались методом полупроницаемой пластины, исключение скважина САГЗ-10, на образцах которой использован метод центрифуги. Количество режимов по вытеснению воды в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств составляло от 5 до 10 и соответствовало давлению от 0,01 до 1,374 МПа.

Коллекция состояла из 43 образцов с пористостью от 0,06 д.ед. до 0,26 д.ед. и проницаемостью от $0,01 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $367 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, представляющих горизонты Т-II, Т-III, Т-IV, Т-V. Характеристика ФЕС образцов, принадлежность к определённому горизонту, результаты определения водонасыщенности при максимальном давлении приведены в таблице 2.4.1. Промежуточные значения водонасыщенности при пошаговом изменении капиллярного давления приведены в ПЗ-2025 (33).

Кривые капиллярного давления (ККД) с привязкой по горизонтам приведены на рис.2.4.1 (а,б,в,г).



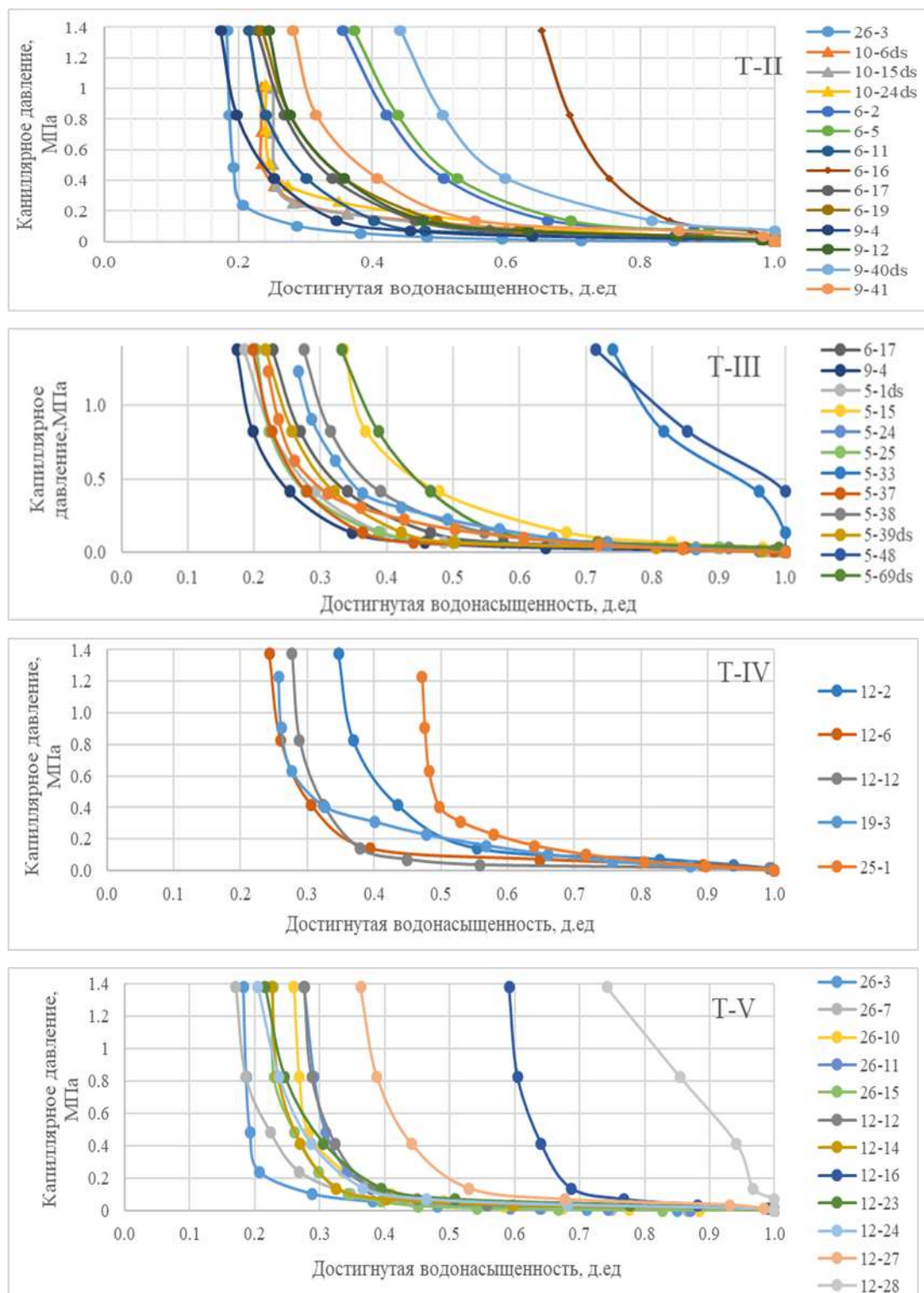


Рисунок 2.4. 1-Кривые капиллярного давления по горизонтам



Горизонт Т-II. Из 14 проанализированных образцов неснижаемая или близкая к неснижаемой водонасыщенность от 0,17 до 0,44 д.ед. получена на 10 образцах с пористостью от 0,180 - 0,298 д.ед. и проницаемостью от 6 до $1140 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. На 3-х образцах с пористостью от 0,152 до 0,215 д.ед. при максимальном капиллярном давлении 1,374 МПа по виду кривых КД достигнутая водонасыщенность в диапазоне 0,356-0,442 д.ед., среднее значение 0,39 д.ед. не соответствует неснижаемой. На образце с параметрами ФЕС ниже принятых граничных ($K_p=0,123$ д.ед. и $K_{пр}=0,983 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) получена остаточная водонасыщенность 0,622 д.ед.

Горизонт Т-III. Определение кривых КД выполнено на 13 образцах, из них на 11 с пористостью в диапазоне 0,19-0,24 д.ед., и проницаемостью от $17 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $241 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. По виду кривых КД остаточная водонасыщенность равная $0,19 \div 0,34$ д.ед. близка к неснижаемой. На двух образцах (скважина САГЗ-5) с параметрами близкими и ниже принятых граничных: пористость 0,162 д.ед., и 0,13 д.ед., проницаемостью $1,67 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и $0,83 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, остаточная водонасыщенность составляет 0,72 и 0,74 д.ед.

Горизонт Т-IV. На всех 5 исследованных образцах достигнута неснижаемая водонасыщенность. Результат по двум образцам с $K_p=0,06$ д.ед. и $K_{пр}=0,012-0,03 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ с $K_{во}$ 0,45 и 0,47 д.ед. был забракован как недостоверный; образцы, видимо, с механическими повреждениями полученными в процессе эксперимента. По остальным 4 образцам с $K_p=0,204 - 0,24$ д.ед. и $K_{пр}=43-186 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ получена неснижаемая водонасыщенность от 0,243 до 0,347 д.ед., в среднем 0,28 д.ед.

Горизонт Т-V. Из 10 образцов при заданном максимальном давлении не достигнута неснижаемая водонасыщенность равная 0,742 д.ед. на образце с $K_p=0,164$ д.ед, $K_{пр}=0,46 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; на 8 образцах с пористостью 0,22-0,26 д.ед. неснижаемая водонасыщенность изменяется в диапазоне от 0,17 д.ед до 0,363 д.ед; на образце с $K_p=0,11$ д.ед., $K_{пр}=8,64 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, $K_{во} = 0,592$ д.ед.

На рис.2.4.2 приведены графики связи, достигнутой водонасыщенности с пористостью и проницаемостью. Связи описываются уравнениями с удовлетворительными коэффициентами корреляции:

$$K_{во} = -0,628 \cdot \ln(K_p) - 0,669 R^2 = 0,654 \quad (2.4.1)$$

$$K_{во} = 0,581 \cdot K_{пр}^{(-0.198)} \quad R^2 = 0,663 \quad (2.4.2)$$

При расчете уравнений 2.4.1 и 2.4.2 не были учтены два образца с характеристикой неколлектора (0,06 д.ед. и проницаемость $0,01-0,03 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) , на которых определённая в водонасыщенность занижена (0,45 и 0,47 д.е.), возможно в процессе эксперимента образовалась трещинка.



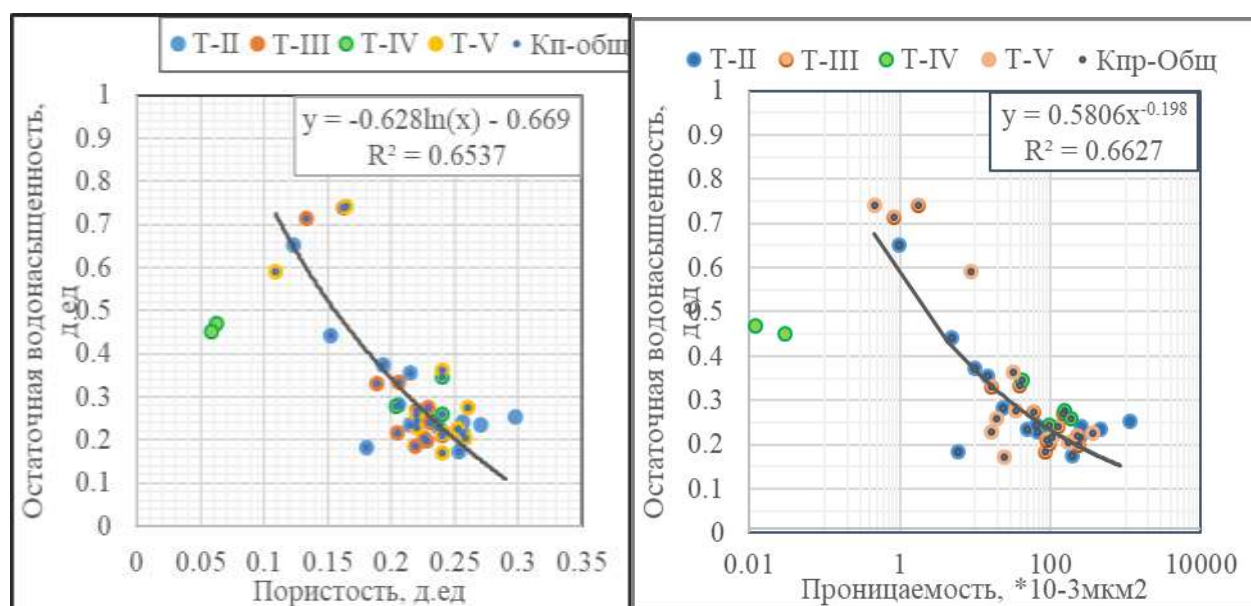


Рисунок 2.4. 2-Связь остаточной водонасыщенности с пористостью и проницаемостью

Таблица 2.4. 1-Результаты определения остаточной водонасыщенности по ККД.

Кол-во	Скважина	Блок	№ образца	Глубина отбора, (м)	Горизонт	Кп, д.ед	Кпр.*10 ⁻³ мкм ²	Б, г/см ³	Кво. д.ед
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	САГЗ-6	I	2	1250,17	Т-II	0,215	14,5	2,69	0,356
2	САГЗ-6	I	5	1250,59	Т-II	0,194	9,89	2,7	0,373
3	САГЗ-6	I	11	1259,89	Т-II	0,256	251	2,65	0,216
4	САГЗ-6	I	16*	1262,14	Т-II	0,123	0,983	2,77	0,652
5	САГЗ-6	I	17	1263,8	Т-II	0,237	67,7	2,67	0,228
6	САГЗ-6	I	19	1264,48	Т-II	0,215	49,9	2,71	0,235
7	САГЗ-9	I	4	1219,18	Т-II	0,253	193	2,67	0,174
8	САГЗ-9	I	12	1220,85	Т-II	0,22	65,4	2,7	0,245
9	САГЗ-9	I	40ds	1226,94	Т-II	0,152	4,8	2,73	0,442
10	САГЗ-9	I	41	1227,23	Т-II	0,206	23,7	2,69	0,282
11	САГЗ-26	Ic	-	1239,25	Т-II	0,18	6,03	-	0,18
12	САГЗ-10	IV	6ds	1232,15	Т-II	0,27	469	2,67	0,23
13	САГЗ-10	IV	15ds*	1235,00	Т-II	0,298	1140	2,65	0,23
14	САГЗ-10	IV	24ds	1238,25	Т-II	0,256	259	2,64	0,24
Среднее по горизонту Т-II						0,221	118		0,264
1	САГЗ-5	I	1ds	1286,12	Т-III	0,219	87,4	2,67	0,185
2	САГЗ-5	I	15	1290,18	Т-III	0,206	38,8	2,68	0,335
3	САГЗ-5	I	24	1292,23	Т-III	0,226	98,1	2,67	0,203
4	САГЗ-5	I	25	1292,4	Т-III	0,24	88,3	2,67	0,211
5	САГЗ-5	I	33	1294,33	Т-III	0,162	1,77	2,69	0,74
6	САГЗ-5	I	37	1295,69	Т-III	0,228	241	2,68	0,198
7	САГЗ-5	I	38	1295,9	Т-III	0,229	61	2,68	0,275
8	САГЗ-5	I	39ds	1296,23	Т-III	0,205	105	2,68	0,217
9	САГЗ-5	I	48	1299,86	Т-III	0,133	0,83	2,69	0,715
10	САГЗ-5	I	69ds	1311,34	Т-III	0,189	16,5	2,68	0,332
11	САГЗ-19	Ia	-	1278,13	Т-III	0,23	127,37	-	0,24



Продолжение таблицы 2.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12	САГЗ-19	Ia	-	1279,94	T-III	0,22	150,23	-	0,27
13	САГЗ-19	Ia	-	1282,55	T-III	0,24	227,67	-	0,22
14	САГЗ-19	Ia	-	1307,18	T-III	0,24	186,23	-	0,26
Среднее по горизонту T-III						0,223	119		0,246
1	САГЗ-12	IV	2	1218,97	T-IV	0,24	42,6	2,7	0,347
2	САГЗ-12	IV	6	1219,86	T-IV	0,236	97	2,67	0,243
3	САГЗ-12	IV	12	1221,84	T-IV	0,204	152	2,68	0,277
4	САГЗ-25	Va	*	1261,08	T-IV	0,06	0,01	-	0,47
5	САГЗ-25	Va	*	1261,38	T-IV	0,06	0,03	-	0,45
Среднее по горизонту T-IV						0,227	97		0,289
1	САГЗ-12	IV	14	1225,48	T-V	0,252	367	2,69	0,226
2	САГЗ-12	IV	16*	1226,18	T-V	0,109	8,64	2,7	0,592
3	САГЗ-12	IV	23	1240,97	T-V	0,24	106	2,66	0,216
4	САГЗ-12	IV	24	1241,49	T-V	0,258	174	2,66	0,205
5	САГЗ-12	IV	27	1243,24	T-V	0,24	32	2,69	0,363
6	САГЗ-12	IV	28	1245,19	T-V	0,164	0,46	2,69	0,742
7	САГЗ-26	Ic	-	1312,52	T-V	0,24	24,44	-	0,17
8	САГЗ-26	Ic	-	1315,77	T-V	0,22	19,21	-	0,26
9	САГЗ-26	Ic	-	1316,79	T-V	0,26	34,53	-	0,28
10	САГЗ-26	Ic	-	1320,08	T-V	0,22	16,4	-	0,23
Среднее по горизонту T-V						0,225	97		0,244

Расчет средних значений параметров выполнен по результатам на образцах-коллекторах, т.е. удовлетворяющих принятым в ПЗ-2025 (33) граничным значениям $K_p=0,14$ д.ед. и $K_{пр}=1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

При решении уравнений 2.4.1 и 2.4.2 граничным значениям пористости 0,14 д.ед. и проницаемости $1,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ соответствует остаточная водонасыщенность 0,56 д.ед. и 0,60 д.ед. Учитывая, что фильтрационным свойствам принадлежит приоритетная роль, на данном этапе можно считать значение $K_{во}=0,60$ д.ед.-граничным.

Коэффициент вытеснения нефти водой определен на 6 образцах скважин САГЗ-19 и САГЗ-26. Эксперимент выполнялся на образцах горизонтов T-III (2 обр), T-IV (1 обр), T-V (3 обр) с пористостью в диапазоне $19,4 \div 24,4 \%$ и проницаемостью $14,9 - 227,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ в условиях, приближенных к пластовым: $T=37,17^\circ\text{C}$, $R_{пл}=9,98 \text{ МПа}$, вязкость нефти в пластовых условиях – $3,75 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

В таблице 2.4.2 и на рис.2.4.2 приведены результаты процесса вытеснения нефти водой. При двукратной промывке достигается 88,5 % от конечной величины, а при трёхкратной практически достигается конечная величина коэффициента вытеснения, который колеблется от 55,5 % до 70,0 % и при дальнейшей промывке вытеснение составляет



доли процента. Коэффициент вытеснения нефти при «десятикратной промывке» изменяется в диапазоне 55,9- 70,2 %, в среднем составляет 64,3 %.



Таблица 2.4. 2-Результаты эксперимента по вытеснению нефти водой

№ скв обр	Параметр, %	Отношение объемов нагнетаемой воды и пор, д ед.												
		0	0,5	1	1,5	2	3	4	5	6	7	8	9	10
САГЗ-26 2	Коэффициент вытеснения нефти	0	34,8	56,3	66,6	69,5	70,0	70	70	70,1	70,2	70,2	70,2	70,2
	Водонасыщенность	20,5	48,2	65,3	73,5	75,8	76,1	76,2	76,2	76,3	76,3	76,3	76,3	76,3
САГЗ-26 4	Коэффициент вытеснения нефти	0	24,6	42	53	59,6	62,8	63,8	63,9	63,9	63,9	64	64,1	64,1
	Водонасыщенность	24,7	43,2	56,3	64,6	69,6	72	72,7	72,8	72,8	72,8	72,9	72,9	73
САГЗ-26 6	Коэффициент вытеснения нефти	0	32,7	50	58,4	62,8	63,9	64	64,1	64,1	64,2	64,2	64,3	64,3
	Водонасыщенность	22,1	47,6	61,1	67,6	71	71,9	72	72	72,1	72,1	72,1	72,2	72,2
САГЗ-19 1	Коэффициент вытеснения нефти	0	27,5	44,2	52,2	55,7	55,7	55,7	55,8	55,8	55,8	55,8	55,8	55,9
	Водонасыщенность	28,5	48,2	60,1	65,8	68,3	68,3	68,3	68,4	68,4	68,4	68,4	68,4	68,5
САГЗ-19 2	Коэффициент вытеснения нефти	0	26,5	42,8	49,9	53,4	55,5	55,8	55,8	55,9	56	56,1	56,1	56,2
	Водонасыщенность	28,7	47,6	59,2	64,3	66,8	68,3	68,5	68,5	68,6	68,7	68,7	68,7	68,8
САГЗ-19 3	Коэффициент вытеснения нефти	0	31,5	49,2	57,7	62,1	62,4	62,5	62,5	62,6	62,6	62,7	62,7	62,8
	Водонасыщенность	23,4	47,6	61,1	67,6	71	71,2	71,3	71,3	71,3	71,4	71,4	71,5	71,5



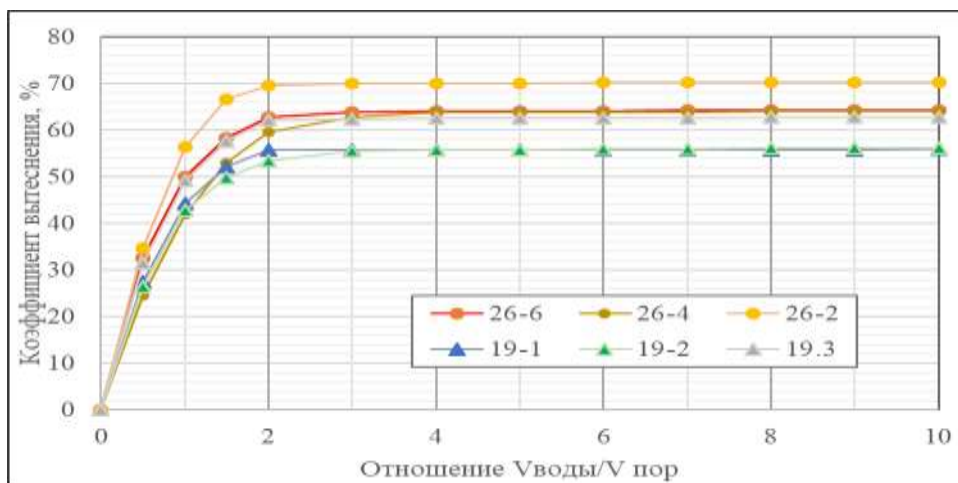


Рисунок 2.4.3-Графики вытеснения нефти водой

В таблице 2.4.3-приведена глубина отбора, фильтрационно-емкостная характеристика образцов и конечный результаты проведения экспериментов.

Таблица 2.4. 3-Результаты определения коэффициента вытеснения

Скв.	№ образца	Глубина, м	Горизонт	Кп, д.ед	Кпр*10 ⁻³ мкм ²			Кво д.ед	Кно д.ед	Квыт, %
					газ	вода	нефть			
19	1	1276,42	Т-III	0,222	70,4	25,7	34,25	0,285	0,315	55,9
19	2	1282,55	Т-III	0,238	227,7	70,5	90,14	0,287	0,321	68,8
19	3	1307,18	Т-IV	0,238	186,2	94,9	111,7	0,234	0,285	62,8
26	2	1310,42	Т-V	0,220	30,4	11,1	13,64	0,205	0,237	70,2
26	4	1313,35	Т-V	0,244	14,9	3,13	5,91	0,247	0,270	64,1
26	6	1318,89	Т-V	0,194	14,9	3,03	4,70	0,221	0,278	64,3
Среднее значение				0,226	90,7			0,247	0,284	64,4

Величина остаточной водонасыщенности изменяется в диапазоне от 0,205 д.ед. до 0,287 д.ед., среднее значение по изученным образцам 0,247 д.ед.; остаточная нефтенасыщенность от 0,237 д.ед. до 0,321 д.ед., среднее значение 0,284 д.ед.

Определение относительных фазовых проницаемостей выполнено на 13 образцах скважин САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-10, САГЗ-19 и САГЗ-26. Исследование проводилось на образцах горизонтов Т-II (6 образцов), Т-III (4 образца), Т-IV (1 образец), Т-V (2 образца). На рис 2.4.4 показаны кривые относительных фазовых проницаемостей, полученные на образцах скважин САГЗ-19 и САГЗ-26 и на рис.2.4.5 на образцах скважин САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-10. В таблице 2.4.5 приведена фильтрационно-емкостная характеристика образцов и результаты эксперимента.



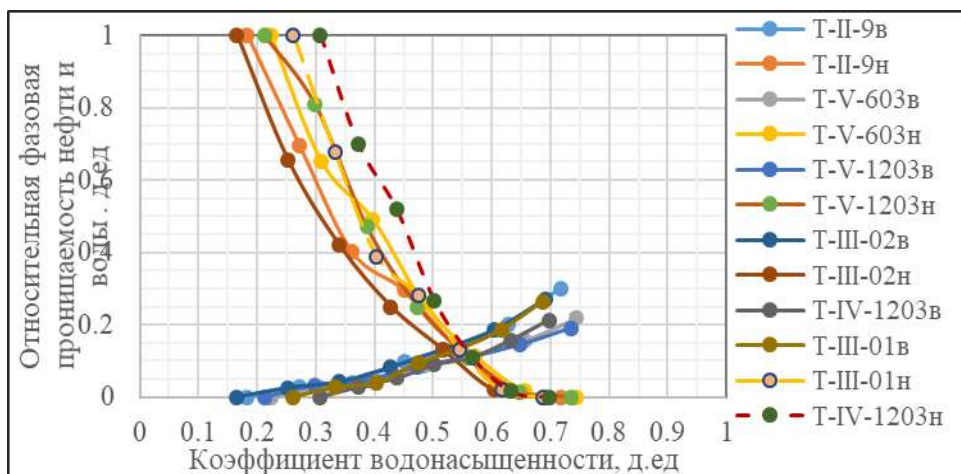


Рисунок 2.4. 4-Кривые относительной фазовой проницаемости. Скважины САГЗ-19, САГЗ-26

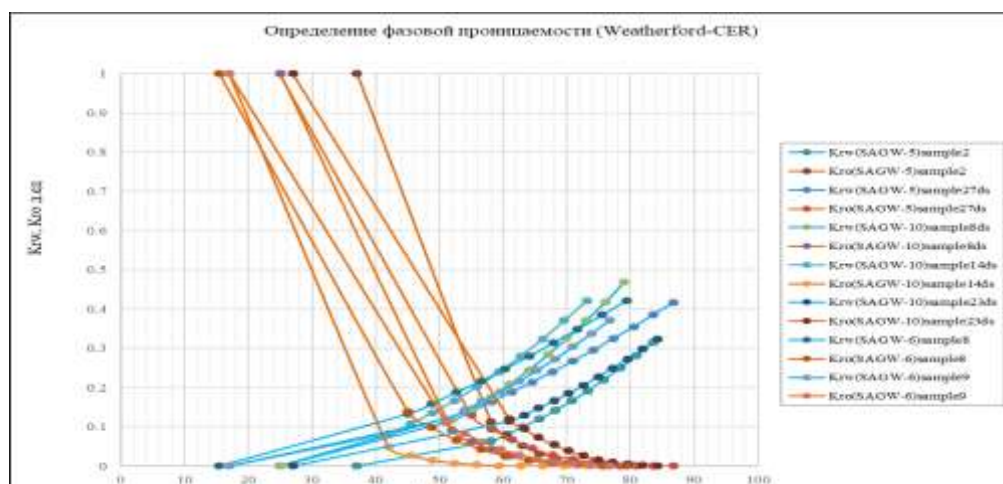


Рисунок 2.4. 5-Кривые относительной фазовой проницаемости. Скважины САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-10

Таблица 2.4. 4-Результаты определения относительных фазовых проницаемостей

№ скв.	Глубина отбора, м	№ обр.	Гори-зонт	Кп. д.ед.	Кпр газа 10^3 мкм^2	Кпр воды $\cdot 10^3 \text{ мкм}^2$	Кпр нефти $\cdot 10^3 \text{ мкм}^2$	Кно, д.ед	Кво, д.ед
САГЗ-26	1240.37	4	T-II	0,200	6,8	1,5	1.8	0.28	0.18
САГЗ-26	1317.88	12	T-V	0,200	17,5	5,4	10.5	0.26	0.21
САГЗ-26	1311.72	6	T-V	0,247	29,4	10,6	7.8	0.26	0.22
САГЗ-19	1280.9	6	T-III	0,226	277,0	73,8	58.2	0.31	0.16
САГЗ-19	1305.57	16	T-IV	0,217	57,6	25,9	20.8	0.30	0.31
САГЗ-19	1278.13	4	T-III	0,228	127,4	57,0	45.9	0.31	0.26
Средние значения				0,22	86,0	29.9	23,3	0,287	0,223
САГЗ-5	1286.35	2	T-III	0,241	47	39,9	31	0.16	0.37
САГЗ-5	1293,0	27ds	T-III	0,233	100	88,9	82	0.12	0.25
САГЗ-10	1232.44	8ds	T-II	0,291	385	371,6	306	0.18	0.25
САГЗ-10	1234.52	14ds	T-II	0,355	562	555,0	473	0.23	0.17
САГЗ-10	1237.59	23ds	T-II	0,212	59	50,8	38	0.15	0.27
САГЗ-6	1251.45	8	T-II	0,258	110	98,3	90	0.16	0.15
САГЗ-6	1251.57	9	T-II	0,261	240	225,0	185	0.20	0.17
Средние значения				0,244	214,7	204	172	0,17	0,23



По результатам определения фазовой проницаемости на 7 образцах керна горизонтов Т-II, Т-III, Т-IV, Т-V скважин САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-10 с пористостью 0,21-0,36 д.ед., проницаемостью газа $47-562 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, пересечение кривых относительных фазовых проницаемостей нефти и воды изменяется в диапазоне коэффициента водонасыщенности от 0,41 д.ед. до 0,61 д.ед., на 6 образцах керна скважин САГЗ-19, САГЗ-25, САГЗ-26 с пористостью 0,20-0,25 д.ед., проницаемостью $7-277 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ пересечение кривых нефти и воды изменяется в диапазоне K_v от 0,52 д.ед. до 0,58 д.ед., среднее значение 0,54 д.ед.

На рис.2.4.6 показано соотношение проницаемости в системе нефть (при остаточной воде) – вода для коллекторов с разными ФЕС: образцы по скважинам САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-10 с $K_p = 0,21-0,36$ д.ед., проницаемостью газа $K_{pr-газ} = 40-355 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и по скважинам САГЗ-19, САГЗ-26 с $K_p = 0,2-0,25$ д.ед., $K_{pr-газ} = 6,8 - 277 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

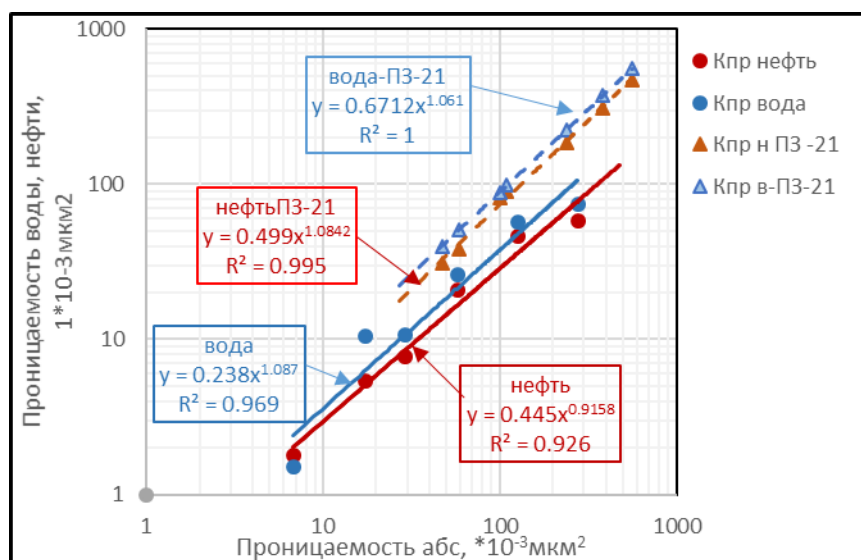


Рисунок 2.4. 6-Соотношение проницаемости нефти и воды

Смачиваемость породопределена по методике Амотта (метод самопроизвольного впитывания) на трёх образцах скважины САГЗ-19 (горизонты Т-IIТ-III) и трёх образцах скважины САГЗ-26 (горизонтТ-V) (таблица 2.4.5).

Показатель смачиваемостиАмотта I_w определяется как разность $I_w = \delta_w - \delta_o$, где δ_o отношения объема воды, вытесненной нефтью $\delta_o = (V_{wsp}/V_{wt})$, δ_w отношение объемов нефти, вытесненного водой $\delta_w = (V_{osp}/V_{ot})$.

$$I_w = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} - \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} = \delta_w - \delta_o$$



Таблица 2.4. 5-Результат определение показателя смачиваемости Амотта

Скв	№ образца	Глубина, м	Гори-зонт	Вытеснение водой		Вытеснение		Iw
				Выход нефти, мл		Выход воды, мл		
				Самопр	Принд-	Самопр	Принуд	
САГЗ-19	3002	1276,42	Т-III	1,63	5,92	0,72	6,51	0,16
САГЗ-19	3008	1282,55	Т-III	1,94	6,22	0,77	6,83	0,20
САГЗ-19	3018	1307,18	Т-IV	1,96	7,22	0,77	6,83	0,16
САГЗ-26	2005	1310,42	Т-V	75	6,99	0,85	7,55	0,14
САГЗ-26	2008	1313,45	Т-V	1,89	7,49	0,91	8,18	0,14
САГЗ-26	2013	1318,89	Т-V	1,71	5,83	0,7	6,29	0,18

На всех шести образцах показатель смачиваемости Амотта (**Iw**) значительно ниже критического значения 0,8, что соответствует гидрофильным породам.

2.5. Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа месторождения Сагиз Западный впервые были утверждены и поставлены на Гос.баланс в 2021 г. в рамках отчета «Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Сагиз Западный» по состоянию изученности на 01.01.2021 г., по результатам бурения 14 (4 поисковых и 10 оценочных) скважин и данных полученных при проведении пробной эксплуатации месторождения.(Протокол ГКЗ РК №2301-21-У от 27 апреля 2021 года).

Запасы нефти и газа по месторождению составили по категориям (геологические/извлекаемые):

- нефти: C_1 – 2067 тыс. т / 455,91 тыс. т.; C_2 – 266 тыс. т / 19,51 тыс. т.;
- растворенного газа: C_1 – 258 млн. м³ / 56,8 млн. м³; C_2 – 31 млн. м³ / 2,1 млн. м³;
- свободного газа: C_1 – 8 млн. м³;
- газа газовых шапок: геологические C_1 – 24 млн. м³; C_2 – 101 млн. м³.

После утверждения запасов, на месторождении, в рамках реализации «Проекта разработки месторождения Сагиз Западный», было пробурено 10 (3 оценочных и 7 эксплуатационных) скважин, которые, наряду с уточнением геологического строения месторождения и параметров ранее установленных залежей, установили наличие еще 10 залежей нефти и газа, в пределах продуктивных горизонтов.

На основании полученных новых данных и по результатам проведенных работ, в 2025 г. был составлен отчет по пересчету запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Сагиз Западный по состоянию изученности 01.01.2025 г.

В результате выполненного пересчета запасов нефти и газа начальные запасы по категориям составили (геологические/извлекаемые):

- нефти: В -1337 тыс. т / 400,3 тыс.т.; C_1 – 1452,2 тыс. т / 229,6 тыс. т.; C_2 – 458 тыс. т / 72,6 тыс. т.;



- растворенного газа: В – 160,7 млн. м³/68,2 млн. м³; С₁ – 171,7 млн. м³/45,1 млн. м³; С₂ – 54 млн. м³/8,7 млн. м³;
- свободного газа: С₁ – 18 млн. м³/ 13,4 млн. м³;
- газа газовых шапок: С₁ – 90,4 млн. м³ / 67,4 млн. м³; С₂ – 40 млн. м³/ 20,9 млн. м³.

В таблице 2.5.1 представлены подсчетные параметры, начальные геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного в нефти газа, а в таблице 2.5.2 представлены запасы свободного газа и газа газовых шапок месторождения Сагиз Западный по состоянию изученности на 01.01.2025 г.



Таблица 2.5. 1-Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Сагиз Западный

Горизонт, залежь	Блок	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Нефтенасыщенный объем, тыс.м ³	Коэффициент, д. ед.		Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	Пересчетный коэффициент, доли ед	Геологические запасы нефти, тыс.т	КИН	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание, м ³ /т	Геологические запасы растворенного газа, млн.м ³	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн.м ³	Накопленная добыча нефти на 01.01.2025 г., тыс.т	Остаточные запасы нефти, тыс.т		Накопленная добыча растворенного в нефти газа на 01.01.2025 г., тыс.т	Остаточные запасы растворенного в нефти газа, млн.м3		
							пористости	нефтенасыщенности										геологические	извлекаемые		геологические	извлекаемые	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Т-I	I+Iб	ГН	C ₁	58	1,5	85	0,22	0,63	0,819	0,78	8	0,072	0,6	119,4	1	0,1							
		Н	C ₁	39	1,8	71	0,22	0,63	0,819	0,78	6	0,072	0,4	119,4	0,7	0,1							
		ВН	C ₁	16	1,6	25	0,22	0,63	0,819	0,78	2	0,072	0,1	119,4	0,2	0							
	Итого по I+Iб блоку:			C ₁	113		181				16		1,2		1,9	0,1							
	Ia	Н	C ₂	164	2,8	465	0,22	0,59	0,819	0,78	39	0,054	2,1	119,4	4,7	0,3							
		ВН	C ₂	27	1,7	45	0,22	0,59	0,819	0,78	4	0,054	0,2	119,4	0,5	0							
	Итого по Ia блоку:			C ₂	191		510				43		2,3		5,1	0,3							
	II р-н скв. 3	Н	C ₁	56	5,4	303	0,21	0,67	0,819	0,78	27	0,079	2,1	119,4	3,2	0,7							
		ВН	C ₁	5	0,4	2	0,21	0,67	0,819	0,78	0,2	0,079	0	119,4	0	0							
		Всего	C ₁	61		305					27,2		2,1		3,2	0,7	0,0	27,2	2,1	0,0	3,2	0,7	
	II р-н скв. 21	Н	C ₂	36	2,8	100	0,25	0,47	0,819	0,78	8	0,059	0,5	119,4	1	0,1							
		ВН	C ₂	39	2,2	87	0,25	0,47	0,819	0,78	7	0,059	0,4	119,4	0,8	0,1							
		Всего	C ₂	75		187					15		0,9		1,8	0,1							
	Итого по II блоку:			C ₁	61		305				27,2		2,1		3,2	0,7							
				C ₂	75		187					15		0,9		1,8	0,1						
Итого по Т-I горизонту:			C ₁	174	2,80	486					43,2		3,3		5,2	0,8	0,0	43,2	3,3	0,0	5,2	0,8	
			C ₂	266	2,6	697					58		3,2		6,9	0,4							
Т-II	I+Iб	ГН	C ₁	131	1,6	205	0,22	0,62	0,819	0,78	18	0,331	6	119,4	2,1	1,1							
		ГН	В	34	5,1	174	0,22	0,62	0,819	0,78	15	0,331	5	119,4	1,8	0,9							
		Н	В	91	8,6	779	0,22	0,62	0,819	0,78	68	0,331	22,5	119,4	8,1	4							
		ВН	В	95	6,2	593	0,22	0,62	0,819	0,78	52	0,331	17,2	119,4	6,2	3,1							
	Итого по I+Iб блоку:			C ₁	131		205				18		6		2,1	1,1							
				В	220		1546				135		44,7		16,1	8							
				В+С ₁	351		1751				153		50,6		18,3	9,1	18,6	134,4	32,0	1,9	16,4	7,2	
	Ia	Н	C ₁	152	13,3	2027	0,24	0,69	0,819	0,78	214	0,135	29	119,4	25,6	3,3							
		ВН	C ₁	117	13	1525	0,24	0,69	0,819	0,78	161	0,135	21,8	119,4	19,2	2,5							
	Итого по Ia блоку:			C ₁	269		3552				375		50,8		44,8	5,9	2,0	373,0	48,8	0,4	44,4	5,5	
	II	Н	В	222	12,2	2708	0,22	0,62	0,819	0,78	236	0,356	84	119,4	28,2	13							
		ВН	В	101	11,2	1127	0,22	0,62	0,819	0,78	98	0,356	34,9	119,4	11,7	5,4							
	Итого по II блоку:			В	323		3835				334		118,8		39,9	18,3	64,6	269,4	54,2	10,8	29,1	7,5	
	IV	Н	В	245	6	1464	0,24	0,66	0,819	0,78	148	0,298	44,1	119,4	17,7	6,4							
		ВН	В	96	11,9	1141	0,24	0,66	0,819	0,78	115	0,298	34,2	119,4	13,7	5							
	Итого по IV блоку:			В	341		2605				263		78,3		31,4	11,4	37,4	225,6	40,9	5,1	26,3	6,3	
	VI	Н	В	33	3,3	110	0,28	0,65	0,819	0,78	13	0,253	3,3	119,4	1,6	0,4							
ВН		В	25	3,6	91	0,28	0,65	0,819	0,78	11	0,253	2,8	119,4	1,3	0,3								
Итого по VI блоку:			В	58		201				24		6,1		2,9	0,7	4,1	19,9	2,0	0,3	2,6	0,4		
Итого по Т-II горизонту:			В	942	8,7	8187					756		247,8		90,3	38,4							
			C ₁	400	9,4	3757					393		56,7		46,9	6,9							
			В+С ₁	1342	8,9	11944					1 149,00		304,6		137,2	45,4	126,7	1022,3	177,9	18,4	118,8	27,0	



продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Т-III	I+I6	ГН	C ₁	143	8,1	1160	0,23	0,63	0,816	0,78	107	0,251	26,9	119,4	12,8	8,7							
		Н	C ₁	115	7	804	0,23	0,63	0,816	0,78	74	0,251	18,6	119,4	8,8	6							
		ВН	C ₁	133	3,1	407	0,23	0,63	0,816	0,78	38	0,251	9,5	119,4	4,5	3,1							
		Н	B	51	2,8	145	0,23	0,63	0,816	0,78	13	0,251	3,3	119,4	1,6	1,1							
		ВН	B	37	6,9	254	0,23	0,63	0,816	0,78	23	0,251	5,8	119,4	2,7	1,9							
	Итого по I+I6 блоку:	B	88		399						36		9		4,3	2,9							
		C ₁	391		2371						219		55		26,1	17,7							
		B+C ₁	479		2770						255		64		30,4	20,7	13,3	241,7	50,7	2,9	27,5	17,8	
	Ia	Н	C ₁	108	7	755	0,22	0,54	0,816	0,78	57	0,215	12,2	119,4	6,8	2,5							
		ВН	C ₁	161	8	1292	0,22	0,54	0,816	0,78	98	0,215	21,1	119,4	11,7	4,2							
	Итого по Ia блоку:		C ₁	269		2047					155		33,3		18,5	6,7	0,1	154,9	33,2	0,0	18,5	6,7	
	IV	Н	C ₁	24	3,1	75	0,29	0,51	0,816	0,78	7	0,244	1,7	119,4	0,8	0,3							
ВН		C ₁	34	2,5	86	0,29	0,51	0,816	0,78	8	0,244	1,9	119,4	1	0,3								
Итого по IV блоку:		C ₁	58		161					15		3,7		1,8	0,6	0,5	14,5	3,2	0,1	1,7	0,5		
Итого по Т-III горизонту:			B	88	4,5	399					36		9		4,3	2,9							
			C ₁	718	6,4	4579					389		91,9		46,4	25							
			B+C ₁	806	6,2	4978					425		101		50,7	27,9	13,9	411,1	87,1	3,0	47,7	24,9	
Т-IV	I+I6	Н	B	156	16,7	2612	0,21	0,62	0,812	0,799	221	0,26	57,4	121,3	26,8	9,2							
		ВН	B	188	12,4	2334	0,21	0,62	0,812	0,799	197	0,26	51,2	121,3	23,9	8,2							
		ВН	C ₁	112	2,7	307	0,21	0,62	0,812	0,799	26	0,26	6,8	121,3	3,2	1,1							
	Итого по I+I6 блоку:	B	344		4946						418		108,6		50,7	17,4							
		C ₁	112		307						26		6,8		3,2	1,1							
		B+C ₁	456		5253						444		115,4		53,9	18,5	68,3	375,7	47,1	8,3	45,6	10,2	
	Ia	Н	C ₁	63	13,4	842	0,22	0,53	0,812	0,799	64	0,128	8,2	121,3	7,8	0,5							
		ВН	C ₁	204	10,8	2213	0,22	0,53	0,812	0,799	167	0,128	21,4	121,3	20,3	1,3							
	Итого по Ia блоку:		C ₁	267		3055					231		29,7		28	1,8	0,5	230,5	29,2	0,1	27,9	1,7	
	IV	ГН	C ₁	40	2,3	91	0,23	0,58	0,812	0,799	8	0,009	0,1	121,3	1	0							
		ГНВ	C ₁	15	5,9	89	0,23	0,58	0,812	0,799	8	0,009	0,1	121,3	1	0							
		ВН	C ₁	58	4,1	237	0,23	0,58	0,812	0,799	21	0,009	0,2	121,3	2,5	0,1							
Итого по IV блоку:		C ₁	113		417					37		0,3		4,5	0,1	0,3	36,7	0,0	0,1	4,4	0,0		
VI	Н	B	39	6,8	267	0,25	0,61	0,812	0,799	26	0,293	7,6	121,3	3,2	2,8								
	ВН	B	71	4,1	291	0,25	0,61	0,812	0,799	29	0,293	8,5	121,3	3,5	3,2								
Итого по VI блоку:		B	110		558					55		16,1		6,7	6	4,7	50,3	11,4	1,3	5,4	4,7		
Итого по Т-IV горизонту:			B	454	12,10	5504					473		124,7		57,4	23,5							
			C ₁	492	7,70	3779					294		36,8		35,7	3							
			B+C ₁	946	9,80	9283					767		161,5		93	26,5	73,9	693,1	87,6	9,8	83,2	16,7	
Т-V	I	ВН	C ₁	99	4,9	488	0,22	0,62	0,8	0,799	43	0,195	8,4	121,3	5,2	2,3							
	Итого по I блоку:		C ₁	99		488					43		8,4		5,2	2,3	0,1	42,9	8,3	0,1	5,1	2,2	
	IV	Н	B	12	8,2	98	0,23	0,47	0,8	0,799	7	0,258	1,8	121,3	0,8	0,2							
		ВН	B	116	6,1	705	0,23	0,47	0,8	0,799	49	0,258	12,7	121,3	5,9	1,7							
	Итого по IV блоку:		B	128		803					56		14,5		6,8	2	12,3	43,7	2,2	1,6	5,2	0,4	
	Va	Н	C ₂	20	11,4	228	0,22	0,47	0,8	0,799	15	0,123	1,8	121,3	1,8	0,2							
		ВН	C ₂	109	7,9	862	0,22	0,47	0,8	0,799	57	0,123	7	121,3	6,9	0,8							
	Итого по Va блоку:		C ₂	129		1090					72		8,8		8,7	1,1							
	V	ГН	C ₁	19	0,5	9	0,22	0,66	0,8	0,799	1	0,002	0	121,3	0,1	0							
		ГНВ	C ₁	248	2,2	557	0,22	0,66	0,8	0,799	52	0,002	0,1	121,3	6,3	0							
		ВН	C ₁	16	0,9	14	0,22	0,66	0,8	0,799	1	0,002	0	121,3	0,1	0							
	Итого по V блоку:		C ₁	283		580					54		0,1		6,6	0	0,1	53,9	0,0	0,0	6,6	0,0	
Vб	Н	C ₁	99	8,7	861	0,21	0,48	0,8	0,799	55	0,164	9	121,3	6,7	2,1								
	ВН	C ₁	169	3,6	611	0,21	0,48	0,8	0,799	39	0,164	6,4	121,3	4,7	1,5								
Итого по Vб блоку:		C ₁	268		1472					94		15,4		11,4	3,6	0,2	93,8	15,2	0,0	11,4	3,6		
VI	Н	C ₁	35	10,1	352	0,25	0,47	0,8	0,799	26	0,119	3,1	121,3	3,2	0,7								
	ВН	C ₁	57	4,4	253	0,25	0,47	0,8	0,799	19	0,119	2,3	121,3	2,3	0,5								
Итого по VI блоку:		C ₁	92		605					45		5,3		5,5	1,3	0,3	44,7	5,0	0,4	5,1	0,9		
Итого по Т-V горизонту:			B	128	6,30	803					56		14,5		6,8	2							
			C ₁	742	4,20	3145					236		29,3		28,6	7,1							
			B+C ₁	870	4,50	3948					292		43,7		35,4	9,1	13,0	279,0	30,7	2,1	33,3	7,0	
			C ₂	129	8,40	1090					72		8,8		8,7	1,1							



продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Т-VI	V	ВН	C ₁	87	2,1	182	0,24	0,41	0,809	0,799	12	0,26	3,1	121,3	1,5	1,1							
		ВН	B	103	2,4	251	0,24	0,41	0,809	0,799	16	0,26	4,2	121,3	1,9	1,5							
	Итого по V блоку:		B	103		251					16		4,2		1,9	1,5							
			C ₁	87		182					12		3,1		1,5	1,1							
			B+C ₁	190		433					28		7,3		3,4	2,5	2,3	25,7	5,0	0,8	2,6	1,7	
	Va	Н	C ₂	9	10,1	91	0,19	0,48	0,809	0,799	5	0,195	1	121,3	0,6	0,1							
		ВН	C ₂	189	5,4	1017	0,19	0,48	0,809	0,799	60	0,195	11,7	121,3	7,3	1,4							
	Итого по Va блоку:		C ₂	198		1108					65		12,7		7,9	1,5							
	Vб	Н	C ₂	84	18,8	1579	0,22	0,43	0,809	0,799	97	0,195	18,9	121,3	11,8	2,3							
		ВН	C ₂	172	13,3	2291	0,22	0,43	0,809	0,799	140	0,195	27,3	121,3	17	3,3							
	Итого по Vб блоку:		C ₂	256		3870					237		46,2		28,7	5,6							
	VI	ГНВ	C ₁	47	4,2	197	0,27	0,42	0,809	0,799	14	0,118	1,6	121,3	1,7	0,2							
ВН		C ₁	69	3,9	266	0,27	0,42	0,809	0,799	19	0,118	2,2	121,3	2,3	0,3								
Итого по VI блоку:		C ₁	116		463					33		3,9		4	0,5	0,8	32,2	3,1	0,3	3,7	0,2		
Итого по Т-VI горизонту:			B	103	2,40	251					16		4,2		1,9	1,5							
			C ₁	203	3,20	645					45		7		5,5	1,6							
			B+C ₁	306	2,90	896					61		11,2		7,4	3,1	3,2	57,8	8,0	1,1	6,3	2,0	
			C ₂	454	11	4978					302		58,8		36,6	7,1							
Т-VII	Ia	ВН	C ₁	225	2,7	599	0,21	0,54	0,874	0,872	52	0,088	4,6	66,2	3,4	0,6							
	Итого по Ia блоку:		C ₁	225		599					52		4,6		3,4	0,6	0,2	51,8	4,4	0,0	3,4	0,6	
	Va	ВН	C ₂	116	1,6	190	0,21	0,49	0,874	0,872	15	0,066	1	66,2	1	0,1							
	Итого по Va блоку:		C ₂	116		190					15		1		1	0,1							
	VI	ВН	C ₂	52	2,2	113	0,25	0,52	0,874	0,872	11	0,066	0,7	66,2	0,7	0							
Итого по VI блоку:			C ₂	52		113					11		0,7		0,7	0							
Итого по Т-VII горизонту:			C ₁	225	2,7	599					52		4,6		3,4	0,6	0,2	51,8	4,4	0,3	3,1	0,3	
			C ₂	168	1,8	303						26		1,7		1,7	0,1						
Всего по месторождению:			B								1 337,00		400,3		160,7	68,2							
			C ₁									1 452,20		229,6		171,7	45,1						
			B+C ₁									2 789,20	0,226	629,8		332,4	113,3	230,9	2558,3	398,9	34,7	297,7	78,6
			C ₂									458	0,159	72,6		54	8,7						



Таблица 2.5. 2-Сводная таблица подсчета геологических запасов свободного газа и газа газовых шапок месторождения Сагиз Западный

Горизонт, залежь	Блок	Зона насыщения	Категория запасов	Площадь газонасыщенности, тыс.м ²	Средне-взвешенная газонасыщенная толщина, м	Газонасыщенный объем, тыс.м ³	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	Пластовое давление, МПа		Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта		Температурная поправка	Коэффициент перевода технических атмосфер в физические	Начальные геологические запасы газа млн.м ³	КИГ, д.ед.	Начальные извлекаемые запасы газа млн.м ³
									начальное	конечное	при нач. давлении	при кон. давлении					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Газ газовых шапок																	
Т-I	I+I6	Г	C ₂	126	5,7	715	0,23	0,63	13,7	0,1	1,23	1	0,931	9,87	16,0	0,522	8,3
		ГН	C ₂	58	3,5	201	0,23	0,63	13,7	0,1	1,23	1	0,931	9,87	4,0	0,522	2,1
	Итого по I+I6 блоку:		C ₂	184		916									20,0		10,4
Итого по Т-I+I6 горизонту:			C ₂	184	5.0	916									20,0		10,4
Т-II	I+I6	Г	C ₁	49	8,1	398	0,20	0,55	13,7	0,1	1,23	1	0,931	9,87	7,0	0,745	5,2
		ГН	C ₁	165	4,0	655	0,20	0,55	13,7	0,1	1,23	1	0,931	9,87	11,0	0,745	8,2
	Итого по I+I6 блоку:		C ₁	214		1053									18,0		13,4
Итого по Т-II горизонту:			C ₁	214	4.9	1053									18,0		13,4
Т-III	I+I6	ГН	C ₂	143	3,2	452	0,26	0,79	13,7	0,1	1,23	1	0,931	9,87	14,0	0,522	7,3
	Итого по I+I6 блоку:		C ₂	143		452									14,0		7,3
Итого по Т-III горизонту:			C ₂	143	3.2	452									14,0		7,3
Т-IV	IV	Г	C ₁	19	4,6	88	0,27	0,70	13,8	0,1	1,23	1	0,931	9,87	3,0	0,745	2,2
		ГН	C ₁	40	3,7	149	0,27	0,70	13,8	0,1	1,23	1	0,931	9,87	4,0	0,745	3,0
		ГНВ	C ₁	15	0,8	12	0,27	0,70	13,8	0,1	1,23	1	0,931	9,87	0,4	0,745	0,3
	Итого по IV блоку:		C ₁	74		249									7,4		5,5
Итого по Т-IV горизонту:			C ₁	74	3.4	249									7,4		5,5
Т-V	V	Г	C ₁	86	14,8	1277	0,22	0,62	14	0,1	1,23	1	0,931	9,87	27,0	0,745	20,1
		ГН	C ₁	19	15,9	302	0,22	0,62	14	0,1	1,23	1	0,931	9,87	6,0	0,745	4,5
		ГНВ	C ₁	248	6,1	1505	0,22	0,62	14	0,1	1,23	1	0,931	9,87	32,0	0,745	23,8
	Итого по V блоку:		C ₁	353		3084									65,0		48,4
Итого по Т-V горизонту:			C ₁	353	8.7	3084									65,0		48,4
Т-VI	VI	ГНВ	C ₂	47	4,8	226	0,28	0,58	14,6	0,1	1,23	1	0,931	9,87	6,0	0,522	3,1
	Итого по VI блоку:		C ₂	47		226									6,0		3,1
Итого по Т-VI горизонту:			C ₂	47	4.8	226									6,0		3,1
Всего по месторождению запасы газа газовых шапок:			C ₁												90,4		67,4
			C ₂													40,0	
Свободный газ																	
Т-V	I61	Г	C ₁	19	7,5	143	0,22	0,51	14	0,1	1,23	1	0,931	9,87	3,0	0,745	2,2
		ГВ	C ₁	5	7,4	37	0,22	0,51	14	0,1	1,23	1	0,931	9,87	1,0	0,745	0,8
	Итого по I61 блоку:		C ₁	24		180									4,0		3,0
Итого по Т-V горизонту:			C ₁	24	7.5	180									4,0		3,0
Т-VI	I61	ГВ	C ₁	27	4,5	121	0,24	0,51	14,5	0,1	1,23	1	0,931	9,87	2,0	0,745	1,5
	Итого по I61 блоку:		C ₁	27		121									2,0		1,5
Итого по Т-VI горизонту:			C ₁	27	4.5	121									2,0		1,5
Т-VII	I61	ГВ	C ₁	26	3,8	98	0,22	0,57	14,5	0,1	1,23	1	0,931	9,87	2,0	0,745	1,5
	Итого по I61 блоку:		C ₁	26		98									2,0		1,5
	Ic	Г	C ₁	49	8,5	415	0,21	0,51	14,5	0,1	1,23	1	0,931	9,87	7,0	0,745	5,2
		ГВ	C ₁	36	5,1	183	0,21	0,51	14,5	0,1	1,23	1	0,931	9,87	3,0	0,745	2,2
	Итого по Ic блоку:		C ₁	85		598									10,0		7,5
Итого по Т-VII горизонту:			C ₁	111	6.3	696									12,0		9,0
Всего по месторождению запасы свободного газа:			C ₁												18,0		13,4
			C ₂														
Итого по месторождению:			C ₁												108,4		80,8
			C ₂												40,0		20,9



3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

3.1. Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности

3.1.1. Результаты опробования скважин

В задачи испытания и опробования перспективных горизонтов на месторождении Сагиз Западный входил следующий комплекс работ:

- вскрытие горизонта; вызов притока; оценка характера насыщенности пласта (нефть, вода, газ); отбор проб пластовой жидкости и газа; определение дебита, замер пластового давления, температуры и других показателей, необходимых для расчета основных гидродинамических параметров пласта, коэффициентов продуктивности, проницаемости, пьезопроводности и др.

По состоянию на 01.01.2025 г. на месторождении проведено опробование и испытание триасовых горизонтов в 21 скважине, всего опробовано 58 объектов, из них: в 34-х получены притоки нефти с газом, в 8-х - нефть с водой и газом, в 2-х - вода с газом, в 5-ти - газ, в 4-х - приток воды и 5 скважин - бесприточные.

В процессе бурения испытание не проводилось, опробование пластов в скважине велось после его окончания. Опробование в обсаженной колонне проводилось «снизу вверх». Вызов притока и опробование объектов в колонне проводились в соответствии с Планом работ, составленным на основе оперативных заключений по материалам геолого-геофизических исследований скважин.

Перед опробованием скважин проводилась запись АКЦ для контроля за качеством цементационных колонн. Вскрытие объектов производилось при помощи перфораторов 4 1/2" TCP «PredatorXP» с плотностью 16.7 отверстий на 1 п.м, а также с помощью "34 JL ULTRA JET", "KazJet 114-01" и "ЗПК 102 А-М 03" с плотностью 16 отверстий на 1 п.м, с обязательной привязкой интервала перфорации по глубине по гамма-каротажу (ГК) и локатору муфт (ЛМ).

Опробование скважин на приток производилось фонтанным и механизированным способом, а также свабированием. Устья скважин оборудовались фонтанной арматурой АФК-65-21 при испытании скважин фонтанным способом. При этом, для герметизации устья скважины были использованы штанговый превентор RodLockBOP.

После перфорации и вызова притока в скважинах проводились исследования на приток и запись КВД.

Пластовое давление замерялось при помощи глубинного манометра.

Отбор поверхностных проб нефти и воды проводился на поверхности из тестового



сепаратора, отбор глубинных проб против испытываемых интервалов.

После окончания опробования объекты изолировались установкой цементных мостов или взрыв-пакеров с цементным стаканом, герметичность которых определялась опрессовкой на 12 МПа или снижением уровня с последующим прослеживанием через 2 часа в течении суток.

Результаты опробования скважин приведены в таблице 3.1.1.

Ниже приводится описание результатов опробования по продуктивным горизонтам.

Нижняя юра (J-I). Скважина САГЗ-2 опробована в интервале 1225-1231 м, с целью ее использования как водозаборную для снабжения пластовой водой будущую систему поддержания пластового давления (ППД). После перфорации был спущен винтовой насос. Многорежимное испытание на приток воды из скважины проводилось в период с 13 по 15 сентября 2014 года. При испытании скорость насоса была увеличена постепенно от 80 до 140 об.мин., при этом дебит увеличивался, соответственно, от 40 до 74 м³/сут.

Горизонт Т-I. По горизонту испытание проведено в скважинах САГЗ-3 и САГЗ-9. С 30.01.2021 г. по 05.02.2021 г. в скважине САГЗ-3 опробование горизонта проведено в интервале 1202,7-1204,5 м механизированным способом. В результате испытания объекта получен приток нефти и газа в объеме 3,0 м³ и 89,0 м³ соответственно. Газовый фактор составил до 29,6 м³/м³, пластовая температура 36,4 °С.

В скважине САГЗ-9 дострелом 23.03.2022 г. в интервале 1208,2-1211,2 м был испытан горизонт Т-I (табл.3.1.6). При перфорации и свабировании скважина не фонтанировала. Для вызова притока скважины применили винтовой насос марки 22 Е1200. Был получен приток нефти и газа, с дебитами до 22,9 м³/сут и 525,0 м³/сут соответственно.

Горизонт Т-II. По горизонту испытание проведено в скважинах САГЗ-3, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-8, САГЗ-9, САГЗ-10, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-20 и САГЗ-21, САГЗ-23.

В скважине САГЗ-3 горизонт был испытан в интервале 1213,4-1222,4 м фонтанным способом. Перфорация была произведена с созданием депрессии на пласты 4,8 МПа. Пластовое давление на глубине 1217,6 м по данным RCI составляет 13,53 МПа. В результате испытания объекта из скважины был получен фонтанный приток нефти и газа. Дебит нефти и газа при 10 мм штуцере составил 140,2 м³/сут и 18,65 тыс.м³/сут соответственно, газовый фактор 133,0 м³/м³. Давление насыщения по данным PVT – 13,0 МПа.



В скважине САГЗ-6 горизонт был испытан в интервале 1246,6-1251,6 м фонтанным способом. В результате испытания объекта из скважины был получен приток газа с небольшим количеством нефти. Дебит нефти и газа составил 6,8 м³/сут и 22,1 тыс.м³/сут соответственно.

В скважине САГЗ-7 горизонт был испытан в интервале 1181-1187 м. Для вызова притока скважину свабиrowали. В результате свабиrowания из скважины было добыто 8 м³ жидкости, преимущественно тяжелая нефть. Испытание скважины проводилось при помощи погружного винтового насоса. За период испытания из скважины было добыто 69 м³ нефти, 3,3 м³ воды и 4,6 тыс.м³ газа. Обводненность продукции скважины составила до 5 %.

В скважине САГЗ-8 горизонт был испытан в интервале 1293-1296 м фонтанным способом. В результате испытания объекта из скважины был получен фонтанный приток нефти и газа. Дебит нефти составил 24,4 м³/сут, дебит газа составил 2,1 тыс.м³/сут.

Во время испытания предыдущего горизонта в интервале 1293-1296 м было выявлено низкая продуктивность пласта. Связи с чем, было принято решение дострелять вышележащий горизонт в интервалах 1285-1288 и 1289-1290 м и возобновить испытание скважины. 14 августа 2014 г. скважина была перфорирована корпусным перфоратором. В результате испытания объекта из скважины был получен приток нефти (9 м³/сут) и газа (0,9 тыс.м³/сут).

В скважине САГЗ-9 опробование горизонта проведено в интервале 1215,3-1222,0 м, фонтанным методом. В результате испытания объекта из скважины получен фонтанный приток нефти. В период с 01.01.21 г. по 03.01.21 г. дебит нефти составил 32 м³/сут.

В скважине САГЗ-10 горизонт был испытан в интервале 1227,5-1234,5 м фонтанным способом. В результате испытания объекта из скважины был получен фонтанный приток нефти и газа. Дебит нефти и газа при штуцере диаметром 3,5 мм составил 25,3 м³/сут и 3,6 тыс.м³/сут соответственно.

В сентябре 2014 г. в скважине была проведена реперфорция интервала 1227,5-1234,5 м и дострел нижележащего пласта, в интервале 1244,6-1246,6 м. В результате был получен фонтанный приток нефти с газом дебитами до 175 м³/сут и 42,5 тыс.м³/сут, соответственно.

В скважине САГЗ-15 горизонт был испытан в интервале 1287,6-1299,3 м фонтанным способом. В августе 2023 г. в результате испытания объекта из скважины был получен приток нефти и газа, с дебитами до 102,0 м³/сут и 16,5 тыс.м³/сут соответственно. Газовый фактор составил 162 м³/м³.

После изоляции ранее опробованного интервала, в мае 2024 г. в скважине САГЗ-15



были испытаны интервалы 1277,6-1278,8; 1279,3-1281,7; 1282,6-1284,7 м, фонтанным способом. В результате испытания объекта из скважины был получен приток нефти и газа, с дебитами до 21,9 м³/сут и 18,1 тыс.м³/сут соответственно. Обводненность продукции скважины составила до 14 %.

В скважине САГЗ-18 горизонт был испытан в интервалах 1258-1260; 1263-1278 м фонтанным способом. В марте 2024 г. в результате испытания объекта из скважины был получен приток нефти и газа, с дебитами до 41,8 м³/сут и 6,1 тыс.м³/сут соответственно. Газовый фактор составил 146 м³/м³.

После изоляции ранее опробованного интервала, в июле 2024 г. в скважине САГЗ-18 был испытан интервал 1233,9-1236,3 м, фонтанным способом. В результате испытания объекта из скважины был получен приток нефти и газа, с дебитами до 11,8 м³/сут и 6,8 тыс.м³/сут соответственно. Обводненность продукции скважины составила до 10 %.

В скважине САГЗ-20 горизонт был испытан в интервале 1318-1323 м фонтанным способом. В июне-июле 2022 г. в результате испытания объекта из скважины был получен приток нефти и газа, с дебитами до 24,5 м³/сут и 29,0 тыс.м³/сут соответственно. Газовый фактор составил 1186 м³/м³.

В скважине САГЗ-23 горизонт был испытан в интервалах 1336,6-1342,6 м фонтанным способом. В мае-июне 2022 г. в результате испытания объекта из скважины был получен приток нефти и газа, с дебитами до 22,3 м³/сут и 5,7 тыс.м³/сут соответственно. Газовый фактор составил 320 м³/м³.

В сентябре 2024 г. в скважине САГЗ-23 горизонт был испытан в интервалах 1311,5-1314,6; 1317,9-1324,7 м, фонтанным способом. В результате испытания объекта из скважины был получен приток нефти и газа, с дебитами до 122,0 м³/сут и 12,3 тыс.м³/сут соответственно. Обводненность продукции скважины составила до 12,1 %.

В скважине САГЗ-21. 28 сентября 2023 г. дополнительно перфорирован интервал 1228,8-1240,8 м, (горизонт Т-II) после чего проявления и фонтанирования не наблюдалось.

В связи с отсутствием притока из перфорированных интервалов принято решение о проведении ГРП. В октябре 2024 г. провели ГРП. В результате освоения был получен приток нефти и газа, при 300 об/мин дебиты составили нефти 8,0 м³/сут, газа 3,2 тыс.м³/сут и воды 1,7 м³/сут.

Горизонт Т-III. По горизонту испытание проведено в скважинах САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-9, САГЗ-12, САГЗ-19 и САГЗ-21.

В скважине САГЗ-1 горизонт был испытан в интервале 1231-1235,5 м фонтанным способом. Перфорация была произведена с созданием депрессии на пласты 3,5 МПа. Пластовое давление на глубине 1219,7 м по данным RCI составляет 13,97 МПа. В



результате испытания объекта из скважины был получен фонтанный приток нефти и газа. Дебит нефти и газа при 9 мм штуцере составил 12,4 м³/сут и 8,1 тыс.м³/сут соответственно, газовый фактор 656,5 м³/м³. Давление насыщения по данным PVT – 13,31 МПа. В ходе испытания скважины в течение 15 дней дебит нефти постепенно снизился до 3,4 м³/сут, а газовый фактор увеличился до 4500 м³/м³.

В скважине САГЗ-5 горизонт был испытан в интервалах 1283-1286; 1288-1293 и 1294-1296 м фонтанным способом. Перфорация была произведена с созданием депрессии на пласты 5,2 МПа. Пластовое давление на глубине 1261,4 м по данным RCI составляет 13,52 МПа. В результате испытания объекта из скважины был получен фонтанный приток жидкости и газа. Небольшое количество нефти 2,3 м³ было добыто в начале освоения скважины, а затем скважина самозадавилась водой. В связи с этим скважину перевели на механизированный способ освоения с помощью винтового насоса. При этом происходило постепенное снижение динамического уровня с 228 до 981 м, при котором был получен приток воды дебитом 8,1 м³/сут и газа 1000 м³/сут.

В скважине САГЗ-6 испытание было проведено в интервалах 1283,3-1285,0 и 1285,9-1289,6 м. Скважина была перфорирована 20 июля 2014 года. При освоении скважина не фонтанировала. Вызов притока был осуществлен методом свабирования. Начальное испытание скважины проводилось в период с 22 по 26 июля 2014 года. Скважину отработали на различных скоростях насоса. Дебит по нефти стабилизировался на последнем режиме испытания. Всего за период начального испытания из скважины было добыто 52,2 м³ нефти и 5,722 тыс.м³ газа. Обводненность продукции скважины составила 0 %. Газовый фактор составил 123 м³/м³.

В скважине САГЗ-9 горизонт был испытан в интервалах 1239,2-1244,4; 1245,4-1248 м фонтанным способом. Перфорация была произведена с созданием депрессии на пласты 4,8 МПа. Пластовое давление на глубине 1216,25 м по данным RCI составляет 14,03 МПа. В результате испытания объекта из скважины был получен фонтанный приток нефти и газа. Для регулирования притока жидкости использовался регулируемый штуцер от 3,2 до 8 мм. Дебит нефти и газа при 6,35 мм штуцере составил 49,7 м³/сут и 4,6 тыс.м³/сут соответственно, газовый фактор 92,2 м³/м³.

В скважине САГЗ-12 горизонт опробован в интервале 1189,2-1191,5 м. скважина перфорирована 03.01.2021 г., вызов притока проведен методом свабирования. После свабирования скважина начала работать в фонтанном режиме, дебит нефти составил 12 м³/сут.

2 октября 2024 года скважине САГЗ-19 на глубине 1292 м. установлен взрыв-пакер для изоляции ранее перфорированного интервала перфорации горизонта Т-IV и был



перфорированы интервалы 1262,70-1264,50; 1267,10-1270,00; 1270,70-1271,60; 1278,5-1286,5. В результате освоения механическим способом был получен приток нефти и газа, с дебитами до 3,8 м³/сут и 0,5 тыс.м³/сут соответственно. Обводненность продукции скважины составила до 53,0 %.

В скважине САГЗ-21 горизонт был испытан в двух объектах. Первый объект был испытан в интервалах 1243,1-1244,1 1246,5-1252,1 1256,1-1259,2 м. В сентябре 2023 г. после перфорации проявления и фонтанирования не наблюдалось, был получен приток жидкости без признаков углеводородов.

28 сентября 2023 г. дополнительно перфорирован интервал 1228,8-1240,8 м, относящийся к горизонту Т-II, после чего проявления и фонтанирования не наблюдалось.

В связи с отсутствием притока из перфорированных интервалов принято решение о проведении ГРП. В октябре 2024 г. провели ГРП. В результате освоения был получен приток нефти и газа, при 300 об/мин дебиты составили нефти 8,0 м³/сут, газа 3,2 тыс.м³/сут и воды 1,7 м³/сут.

Горизонт Т-IV. По горизонту испытание проведено в скважинах САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-9, САГЗ-12, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-20 и САГЗ-21.

В скважине САГЗ-1 горизонт был испытан в интервалах 1243-1247 и 1248,5-1255 м фонтанным способом. В результате испытания объекта из скважины был получен фонтанный приток нефти и газа. Для регулирования притока жидкости использовался регулируемый штуцер от 6 до 8 мм. Дебит нефти и газа при 6 мм штуцере составил в среднем 34,2 м³/сут и 5,2 тыс.м³/сут соответственно, газовый фактор первоначально составил 150,0 м³/м³, затем вырос до 200 м³/м³. Коэффициент продуктивности скважины составил 0,062 м³/сут/МПа. Давление насыщения по данным PVT – 13,31 МПа.

В скважине САГЗ-5 горизонт был испытан в интервале 1324,4-1330,4 м фонтанным способом. Перфорация была произведена с созданием депрессии на пласты 3,4 МПа. Пластовое давление на глубине 1310,4 м по данным RCI составляет 13,89 МПа. В результате испытания объекта из скважины был получен фонтанный приток нефти и газа. Для регулирования притока жидкости использовался регулируемый штуцер от 3 до 6 мм. Дебит нефти и газа при 6 мм штуцере составил 35,8 м³/сут и 7,094 тыс.м³/сут соответственно, газовый фактор 198,0 м³/м³. Коэффициент продуктивности скважины составил 0,0279 м³/сут/МПа. Обводненность продукции скважины составила 0 %.

15 сентября 2021 года в скважине дополнительно перфорирован интервал 1331,2-1338,5 м. В результате освоения был получен приток нефти и газа, с дебитами до 12,9 м³/сут и 1,6 тыс.м³/сут соответственно. Обводненность продукции скважины составила до 15,0 %.



В скважине САГЗ-6 горизонт был испытан в трех объектах. Первый объект был испытан в интервале 1315,3-1318,5 м фонтанным способом. Перфорация была произведена с созданием депрессии на пласты 7,0 МПа. Пластовое давление на глубине 1290,4 м по данным RCI составляет 13,73 МПа. В результате испытания объекта из скважины был получен фонтанный приток нефти и газа. Для регулирования притока жидкости использовался штуцер диаметром от 1,5 до 5 мм. Дебит нефти и газа при 5 мм штуцере составил 25,8 м³/сут и 2,935 тыс.м³/сут соответственно, газовый фактор составил 113,8 м³/м³. Коэффициент продуктивности скважины составил 0,0454 м³/сут/МПа. С глубины 1200 м были отобраны 2 пробы пластовой нефти.

Второй объект был испытан в интервале 1305-1311 м фонтанным способом. В результате испытания объекта из скважины был получен фонтанный приток нефти и газа. Дебит нефти и газа составил 22,5 м³/сут и 1,938 тыс.м³/сут соответственно.

Испытание третьего объекта было начато 10.06.2014 г. в интервале 1296,5-1300,0 м. При освоении скважина не фонтанировала. Вызов притока был осуществлен методом свабирования. Многорежимное испытание скважины проводилось в период с 20 по 26 июня 2014 года. Скважину отработали на различных скоростях насоса, при этом динамический уровень жидкости снизился с 520 до 1049 м. Всего за период испытания из скважины было добыто 16,1 м³ нефти и 2,9 тыс.м³ газа. Обводненность продукции скважины составила 0 %. Газовый фактор составил 171,1 м³/м³.

При освоении из скважины САГЗ-7, в интервале 1224,1-1226,7; 1228,6-1231,2 и 1231,9-1234,7 м., получен фонтанный приток нефти с газом, дебитом до 28,5 м³/сут и 9,01 тыс.м³/сут, соответственно. Многорежимное испытание скважины проводилось в период с 21 по 26 апреля 2014 года. За период испытания из скважины было добыто 198,5 м³ нефти и 65,9 тыс.м³ газа. Обводненность продукции скважины составила 0 %. С 27-го по 29-ое апреля скважина была закрыта для восстановления пластового давления.

В скважине САГЗ-9 горизонт был испытан в интервале 1269-1275 м фонтанным способом. Перфорация была произведена с созданием депрессии на пласты 4,82 МПа. Пластовое давление на глубине 1246,3 м по данным RCI составило 14,09 МПа. В результате испытания объекта из скважины был получен фонтанный приток нефти и газа. Для регулирования притока жидкости использовался штуцер диаметром от 3 до 6 мм. Дебит нефти и газа при 6 мм штуцере составил 67,0 м³/сут и 6,434 тыс.м³/сут соответственно, газовый фактор 96,0 м³/м³. Коэффициент продуктивности скважины составил 0,137 м³/сут/МПа. Обводненность продукции скважины составила 0 %. С глубины 1240 м были отобраны 2 пробы пластовой нефти.

В скважине САГЗ-12 горизонт был испытан в интервалах 1208,0-1210,5 и 1218,2-



1219,9 м фонтанным способом. Сразу после перфорации скважина начала проявлять газом, давление на устье достигло 8,0 МПа. В результате испытания объекта из скважины был получен фонтанный приток газа. Дебит газа при 4,8 мм штуцере составил 15,0 тыс.м³/сут.

В связи с полученным результатом было принято решение о изоляции верхнего газового интервала и перестрела и дострела нижних пластов оцененных по ГИС как нефтенасыщенные. После изоляции интервалов 1208-1210,5; 1218,2-1219,9 м путем закачки цемента в перфорационные отверстия, а также дальнейшего разбуривания цементного моста и изоляционной нижней пробки, в скважине была проведена реперфорация интервала 1218-1220 м и дострел интервала 1221-1221,5 м. 13 апреля 2014 года скважину перфорировали. Для вызова притока и дальнейшего испытания в скважину был спущен погружной винтовой насос. Начальное испытание скважины проводилось в период с 20 по 30 апреля 2014 года. За период испытания из скважины было добыто 87,6 м³ нефти, 9,711 м³ газа и 0,9 м³ воды. Средний газовый фактор составил 111 м³/м³. Средняя обводненность продукции составила 1,0 %.

В скважине САГЗ-18 горизонт был испытан в интервалах 1327-1330; 1331-1334 м фонтанным способом. В январе 2024 г. в результате испытания объекта из скважины был получен приток нефти и газа, с дебитами до 3,6 м³/сут и 0,1 тыс.м³/сут соответственно. Обводненность продукции скважины составила до 14 %.

В скважине САГЗ-19 в июне 2024 г. на глубине 1360 м. установлен взрыв-пакер для изоляции ранее перфорированного интервала перфорации и были перфорированы интервалы 1294-1299,3; 1302,7-1305,4; 1309,2-1312 м. В результате был получен приток жидкости и газа, с дебитами до 9,3 м³/сут и 28,1 тыс.м³/сут соответственно.

В скважине САГЗ-20 освоение проводилось в июне 2022 г. Методом свабирования. В результате получен небольшой приток жидкости без признаков углеводородов.

В скважине САГЗ-21 горизонт был испытан в интервалах 1276,1-1279,2 1281,4-1283,2 м. В сентябре 2023 г. после перфорации проявления и фонтанирования не наблюдалось, был получен приток жидкости без признаков углеводородов.

Горизонт Т-V. По горизонту испытание проведено в скважинах САГЗ-1, САГЗ-4, САГЗ-7, САГЗ-12, САГЗ-13, САГЗ-26 и в скважине САГЗ-6 совместно с горизонтом Т-VI.

В скважине САГЗ-1 горизонт был испытан в интервале 1273-1280 м фонтанным способом. Перфорация была произведена с созданием депрессии на пласты 3,4 МПа. Пластовое давление на глубине 1279 м по данным RCI составило 14,58 МПа. В результате испытания объекта из скважины был получен фонтанный приток нефти и газа. Для регулирования притока жидкости использовался штуцер диаметром 6 мм. Дебит нефти и



газа при 6 мм штуцере составил в среднем $2,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $698 \text{ м}^3/\text{сут}$ соответственно, газовый фактор в среднем составил $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Коэффициент продуктивности скважины составил $0,0026 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$. Давление насыщения по данным PVT – 13,31 МПа, т.е. при испытании скважины динамическое забойное давление, которое составило 3,6-3,7 МПа, было ниже давления насыщения. Обводненность продукции скважины составила 0 %.

В скважине САГЗ-4 горизонт был испытан в интервале 1276,4-1279,5 м фонтанным способом. В январе 2023 г. в результате испытания объекта из скважины был получен приток нефти и газа, с дебитами до $6,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $1,2 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$ соответственно. Газовый фактор составил $170,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

В феврале того же года в скважине САГЗ-4 перфорированы интервалы 1255-1259; 1266,5-1270,8 м. На выходе сильный газ без признаков нефти и воды, дебит до 69,6 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$.

В скважине САГЗ-7 горизонт был испытан в интервале 1266,5-1269 м. В результате испытания объекта из скважины получен приток нефти и газа, с дебитом $5,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти, газа 7,9 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$.

В скважине САГЗ-12 горизонт был испытан в интервалах 1228,5-1230,3 и 1235,3-1237,5 м фонтанным способом. В результате испытания объекта из скважины был получен фонтанный приток нефти и газа. Дебит нефти и газа при 5,5 мм штуцере составил $19,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $2,8 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$ соответственно, газовый фактор составил $142 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

В скважине САГЗ-13 горизонт был испытан в интервалах 1251,8-1253,4 м; 1255,8-1257,8 м; 1262,0-1264,8 м и 1266,4-1267,7 м механизированным способом. В результате испытания получен приток нефти и газа. Дебит нефти и газа составил $2,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $237,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ соответственно, газовый фактор составил $82,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

В скважине САГЗ-6 было выполнено испытание двух интервалов, один из которых 1344-1350 м относится к горизонту T-V, а второй 1356,5-1358,5 м относится к горизонту T-VI. Перфорация была произведена с созданием депрессии на пласты 4,8 МПа. Пластовое давление на глубине 1325,23 м по данным MFT составило 14,75 МПа. В результате испытания объекта из скважины был получен фонтанный приток газа. Для регулирования притока использовался штуцер диаметром от 3 до 5 мм. Дебит газа при 5 мм штуцере составил $17,703 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$. Обводненность продукции скважины составила 0 %.

В скважине САГЗ-26 перфорация интервалов 1311,7-1316; 1317,8-1321; 1322,3-1325,4 м была произведена в июле 2023 г. Освоение проводилось механическим способом, был спущен винтовой насос 32Е-1500 на глубину 1335 м. При освоении скважины дебит воды при 200 об/мин составлял $6 \text{ м}^3/\text{сут}$, без признаков углеводородов.



Горизонт Т-VI. По горизонту испытание проведено в скважинах САГЗ-4, САГЗ-7, САГЗ-13, САГЗ-16, САГЗ-25 и в скважине САГЗ-6, горизонт Т-VI был опробован совместно с горизонтом Т-V, в связи с чем, описание опробования приведено выше.

В скважине САГЗ-4 горизонт был испытан в двух объектах. Первый объект был испытан в интервалах 1298,9-1301,5 и 1304,5-1307,5 м методом свабиrowания. Перфорация была произведена с созданием депрессии на пласты 6,9 МПа. Пластовое давление на глубине 1298,5 м по данным RCI составляет 14,37 МПа. В результате испытания объекта из скважины был получен приток пластовой жидкости с выделением газа. Обводненность продукции составила 96-98 %. Дебит жидкости составил 4,75 м³/сут при динамическом уровне 1000 м. Коэффициент продуктивности скважины составил 0,004 м³/сут/МПа.

Второй объект был испытан в интервалах 1285-1286,5 и 1287,1-1291 м методом свабиrowания. Перфорация была произведена с созданием депрессии на пласты 6,9 МПа. Пластовое давление на глубине 1262 м по данным RCI составляет 14,14 МПа. В результате испытания объекта из скважины был получен приток пластовой жидкости с выделением газа. Обводненность продукции составила 45-49 %. Дебит нефти составил 7,2 м³/сут при динамическом уровне 1000 м. Коэффициент продуктивности скважины составил 0,0104 м³/сут/МПа.

В скважине САГЗ-7 опробование проводилось в интервале 1301,1-1303,9 м. Испытание проводилось при помощи погружного винтового насоса и за период с 09.09.2014 г. по 28.12.2014 г. из скважины получено 728,5 м³ нефти, 1,18 м³ воды и 237,5 тыс. м³ газа. Дебит нефти 10,6 м³/сут, газа 3812,0 м³/сут.

Скважина САГЗ-13 была перфорирована 17 марта 2014 года в интервале 1279-1286 м. Вызов притока был осуществлен методом свабиrowания. Освоение скважины проводилось в период с 18 по 21 марта 2014 года. За период освоения скважины динамический уровень жидкости в скважине был снижен с 105 до 1080 метров. Всего из скважины было извлечено 28,7 м³ воды, из них 16,9 м³ составляла техническая вода, использованная при заканчивании скважины. Приток воды из пласта составил 11,8 м³. Суточный дебит жидкости при динамическом уровне 960-980 метров, составил 4,5 м³/сут. При освоении скважины признаков нефти не обнаружено.

В скважине САГЗ-16 перфорация интервалов 1348,5-1350,9; 1352,7-1356,9; 1362,5-1363,5 м была произведена в ноябре 2023 г. Освоение проводилось механическим способом. По результатам на выходе 100 % вода, без признаков углеводородов.

В скважине САГЗ-25 в сентябре 2024 г. перфорированы интервалы 1301,7-1302,6; 1317,2-1318,4; 1319,7-1320,8; 1340,7-1341,9; 1350,4-1351,5 м. После перфорации



проявления и фонтанирования не наблюдалось, по результату получена пленка нефти.

Горизонт Т-VII. По горизонту испытание проведено в скважине САГЗ-6, САГЗ-19 и САГЗ-26.

В скважине САГЗ-6 горизонт был испытан в интервале 1375-1380 м фонтанным способом. Перфорация была произведена с созданием депрессии на пласты 4,8 МПа. Пластовое давление на глубине 1348,92 м по данным RCI составило 14,18 МПа. В результате испытания объекта из скважины был получен фонтанный приток газа с незначительным содержанием нефти и воды. Для регулирования притока жидкости использовался штуцер диаметром от 3 до 8 мм. Дебит нефти и газа при 8 мм штуцере составил 1,1 м³/сут и 52142 м³/сут соответственно, дебит воды - 1,3 м³/сут.

В скважине САГЗ-19 горизонт был испытан в интервалах 1370-1374; 1376-1378 м механическим способом. В марте 2024 г. в результате испытания объекта из скважины был получен приток нефти и газа, с дебитами до 5,4 м³/сут и 0,3 тыс.м³/сут соответственно. Обводненность продукции скважины составила до 14 %. Газовый фактор составил 61,4 м³/м³.

В скважине САГЗ-26 в июле 2024 г. перфорированы интервалы 1363,8-1366,8; 1369,2-1374,9 м. После перфорации проявлялась фонтаном из воды и газа с трубного пространства. Замеренный дебит газа составил до 2,3 тыс.м³/сут.



Таблица 3.1. 1-Результаты опробования скважин месторождения Сагиз Западный по состоянию на 01.01.2025 г.

№№	Скважина	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата опробования	Глубина манометра, м	Способ опробования	Способ вскрытия	Диаметр и глубина спуска НКТ, мм / м	Искусственный забой, м	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Диаметр штангера, мм Скорость насоса, об/мин*	Дебит нефти, м3/сут	Дебит газа, м3/сут	Дебит воды, м3/сут	Газфактор, м3/м3	Пластовая температура, °С	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	САГЗ-1	Т-IV	1243-1247 1248,5-1255	31.01.2012- 08.02.2012	-	Фонтанный	TCP "Predator" XP, 16 отв.пог./м	73,0 / 1235,0	1268,0	11,4		7,93-6,35	55,2	8124		147,1	40,9	При испытании скважины был получен фонтанный приток нефти. В ходе испытания газовый фактор скважины постепенно увеличивался и к концу периода испытания достиг 210 м³/м³. Из скважины был получен приток нефти без воды.
												6,35	34,2	5153		150,6		
												6,35	23,7	3973		168		
												6,35	32,3	5101		158,1		
											7,1	6,35	25,5	3475		125		
											7,0	6,35-7,14	43,5	64040		147,2		
											5,5	7,14	45,4	9316		205,3		
2	САГЗ-1	Т-III	1231-1235,5	02.05.2012- 18.06.2012	1219,7	Фонтанный	TCP "Predator" XP, 16 отв.пог./м	73,0 / 1221,0	1239,0	14,0	5,0	7,14-7,93	39,4	8256		209,4	40,4	Испытание скважины проводилось в период со 2.05.по 18.06.2012 г. При испытании скважины был получен фонтанный приток нефти без воды.
											3,1	7,14	7,4	3556		480,5		
											2,6	8,73	12,4	8113		556,5		
3	САГЗ-1	Т-V	1273-1280	20.12.2011- 27.01.2012	1279,0	Фонтанный	TCP "Predator" XP, 20 отв.пог./м	73,0 / 1247,8	1378,0	14,6	2,0	9,53	6,8	8175		1201,6	45,6	В период испытания было извлечено 171,78 м³ нефти и добыто 50,2 тыс.м³ газа. Средний дебит нефти за период испытания составил 2.88 м³/сут. Газовый фактор скважины составил от 170 до 270 м³/м³.
											3,8	6,4	2,8	698		246,2		
											3,7	6,4	3,1	742		242,8		
											3,8	6,4	2,7	735		272,1		
											3,6	6,4	2,9	682		237,3		
											3,6	6,4	3,0	542		181,3		
											3,6	6,4	3,0	519		171,3		
4	САГЗ-2	J-I	1225-1231	11.09.2014- 15.09.2014	1228,0	Механизированный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 789,5	1406,0	14,6*	3,6	6,4	3,0	518		170,3	-	Перфорация - 11.09.2014 г. с целью использования скважины как водозаборной. При свабировании скважины было добыто 11,4 м³ технической воды.
3,6	6,4	2,5	670		263,7													
11,1	80 об.			40,4														
11,1	100 об.			52,6														
5	САГЗ-3	Т-II	1213,4-1222,4	16.04.2012- 20.04.2012	1189,5	Фонтанный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1199,8	1458,0	13,5*	11,1	120 об.		62,3		38,2	Перфорация - 16.04.2012 г. За период испытания из скважины было добыто 376.8 м³ нефти и 44529.4 м³ газа. Газовый фактор скважины составил 118 м³/м³.	
											11,1	140 об.		73,7				
											10,3	7,1	101,8	9403				92,4
											10,2	7,1	91,0	9392				103,2
6	САГЗ-3	Т-I	1202,7-1204,5	30.01.2021- 05.02.2021	-	Механизированный	TCP "34 JL ULTRA JET", 16 отв./пог.м	73,0 / 917,7	1210,0	7,0*						29,6	36,4	За период испытания из скважины было извлечено 3,0 м³ нефти и 89 м³ газа.
7	САГЗ-4	Т-VI	1298,9-1301,5 1304,5-1307,5	02.07.2013- 03.07.2013	1298,5	Свабирование	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1290,0	1458,0	14,4	26	26	300-1200 1200		4,8		41,2	Перфорация - 2.07.2013 г. При освоении из скважины было добыто 9,1 м³ жидкости с выделением газа. Обводненность от 96 до 98 %.
8	САГЗ-4	Т-VI	1285-1286,5 1287,1-1291	09.07.2013- 11.07.2013	1289,3	Свабирование	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1275,0	1298,0	14,1	40	1200	7,2		6,1		40,9	Перфорация - 9.07.2013 г. При освоении из скважины было добыто 28,05 м³ жидкости с выделением газа. Обводненность от 45 до 49 %.
											25	1200	7,2		6,9			
9	САГЗ-4	Т-V	1276,4-1279,5	01.01.2023- 24.01.2023	-	Фонтанный	KazJet 114- 01, 16 отв./пог.м	73,0 / 1266,7	1282,0	12,0*		17,9	6,7	1159		173	37,0	Перфорация - 28.12.2022 г. При свабировании 12 м³ жидкости скважина начала фонтанировать. За период испытания добыто нефти 159,3 м³ нефти. 0,15 м³ воды и 28,283 тыс.м³ газа. Обводненность 0%.
												17,9	6,8	1159		171		
												17,9	6,8	1159		171		
												17,9	5,8	1295		224		
10	САГЗ-4	Т-V	1255,0-1259,0 1266,5-1270,8	17.02.2023- 18.02.2023	-	Фонтанный	KazJet 114- 01, 16 отв./пог.м	73,0 / 1245,4	1295,0	12,5*		17,9		21208			38,0	Перфорация - 15.02.2023 г. При извлечении 9,5 м³ воды свабом, скважина начала фонтанировать. Общий объем жидкости с фонтанированием 26 м³ воды. На выходе сильный газ без признаков нефти и воды.



Продолжение таблицы 3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
11	САГЗ-5	Т-IV	1324,4-1330,4	23.09.2013-26.09.2013	1310,4	Фонтанный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1311,3	1434,0	13,9	11,4	3,2	21,9	1739		80,0	41,8	Перфорация - 15.09.2013 г. За период испытания было добыто 100,8 м ³ нефти и 12983 м ³ газа. Газовый фактор колебался в пределах от 80 до 198 м ³ /м ³ . Обводненность 0 %.
											8,3	4,8	30,4	4456		147,0		
											5,3	6,3	35,8	7094		198,0		
12	САГЗ-5	Т-III	1283-1286 1288-1293 1294-1296	28.12.2013-09.01.2014	1261,7	Фонтанный	TCP "Predator" XP, 20 отв./пог.м	73,0 / 1269,8	1312,0	13,5		3-25 280об.	2,3	5379 1000	8,85 8,1		40,7	Перфорация - 28.12.2013 г с депрессией на пласт в 52 бар. Изначально из скважины был получен фонтанный приток жидкости и газа. Небольшое количество нефти в объеме 2,3 м ³ было добыто в начале освоения скважины. Однако к 30.12.2013 г. скважина самозадавилась водой.
13	САГЗ-5	Т-IV	1324,4-1330,4 Дострел 1331,2-1338,5	15.09.2021-05.10.2021	-	Механизированный	KazJet 114-01, 16 отв./пог.м	73,0 / 1331,8	1429,0	12,0*		150 об.	12,9	1594	3,0	123	37,0	Дострел-15.09.2021 г. - интервал 1331,2-1338,5 м. При перфорации и свабировании скважина не фонтанировала. Для вызова притока и исследования скважины применили винтовой насос марки 22Е1200.
												150 об.	12,3	1567	1,0	127		
												170 об.	8,5	735	2,0	87		
14	САГЗ-6	Т-VII	1375-1380	17.10.2013-21.10.2013	1348,9	Фонтанный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1362,0	1467,0	14,2	13,1	3,2	0	8819	0		41,2	Перфорация - 11.10. 2013 г. После перфорации получен фонтанный приток газа. При испытании скважины с созданием большой депрессии на пласт получен небольшой поток воды и конденсат.
											11,2	4,8	0	24643	0			
											8,3	6,4	0	42242	0			
											5,9	7,9	1,1	52142	1,3			
15	САГЗ-6	Т-V+VI	1344-1350 1356,5-1358,5	06.11.2013-09.11.2013	1325,3	Фонтанный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1335,0	1365,0	14,8	12,1	3,2		12855			41,2	Перфорация - 6.11.2013 г. За период испытания из скважины было добыто 41072 м ³ газа. Обводненность 0%.
											8,9	4,8		17703				
16	САГЗ-6	Т-IV	1315,3-1318,5	18.11.2013-25.11.2013	1290,4	Фонтанный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1300,0	1335,0	13,7	10,5	3,2	15,8	2737		173,1	40,4	Перфорация - 17.11.2013 г. За период испытания из скважины было добыто 157,4 м ³ нефти и 17916,3 м ³ газа. Обводненность 0 %. Газовый фактор варьировался в пределах от 113 до 173 м ³ /м ³ .
											8,0	4,8	24,3	3602,4		148,3		
											11,3	1,6	9,1	1499,8		164,1		
											7,6	4,8	25,8	2935,5		113,8		
17	САГЗ-6	Т-II	1246,6-1251,6	25.02.2014-27.02.2014	1227,3	Фонтанный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1230,0	1313,0	11,7	5,47	3,2	4,7	38670			39,2	19.02.2014 г - перфорация. За весь период освоения и испытания из скважины было добыто всего 165,3 тыс. м ³ газа и 17,8 м ³ нефти.
											3,57	3,2	5,8	33151				
											3,19	3,2	6,8	22148				
18	САГЗ-6	Т-IV	1305,0-1311,0	18.03.2014-20.03.2014	1281,4	Фонтанный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1230,0	1313,0	14,3	10,8	3,2	12,2	746		61,1	39,2	Перфорация - 7.03.2014 г. За период испытания из скважины было добыто всего 5,48 тыс.м ³ газа и 61,7 м ³ нефти.
											7	4,8	22,5	1939		86,1		
											4,5	6,35	27	2799		103,6		
19	САГЗ-6	Т-IV	1296,5-1300,0	20.06.2014-26.06.2014	1272,0	Механизированный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1275,0	1302,0	12,8	7,9	150 об	1,7	313		184,2	41,1	Перфорация - 10.06.2014 г. Всего за период испытания из скважины было добыто всего 16,1 м ³ нефти и 2,916 тыс.м ³ газа.
											7,4	160 об	2,7	477		173,5		
											7,7	170 об	3,1	503		160,2		
											7,9	190 об	3,1	587		189,6		
20	САГЗ-6	Т-III	1283,4-1285 1285,9-1289,6	22.07.2014-26.07.2014	1273,9	Механизированный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1267,0	1302,0	12,5	20,2	120 об	11,9	1903		160,4	41,1	Перфорация - 20.07.2014 г. Всего за период начального испытания из скважины было добыто всего 52,2 м ³ нефти и 5,722 тыс.м ³ газа. Обводненность 0%. ГФ составил 123 м ³ /м ³ .
											11,2	130 об	10,6	2189		206,2		
											13,1	140 об	9,7	2293		235,4		
21	САГЗ-7	Т-V	1266,5-1269	03.01.2014-01.03.2014	1275,3	Механизированный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1262,0	1281,0	13,9		140об	5,5	416	4,4	76,2	41,4	Перфорация - 30.12.2014 г. За период испытания из скважины было добыто 279 м ³ нефти, 51 м ³ воды и 333,186 тыс.м ³ газа. Обводненность до 15,37%.
												130об	10,4	11541	0	1109		
												120об	5,7	9059	0	1598		
22	САГЗ-7	Т-IV	1224,1-1226,7 1228,6-1231,2 1231,9-1234,7	21.04.2014-26.04.2014	1201,4	Фонтанный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1200,0	1409,1	14,1	11,4	3	14,4	2183		151,6	38,0	Перфорация - 19.04.2014 г. За период испытания из скважины было добыто 198,5 м ³ нефти и 65,9 тыс.м ³ газа. Обводненность 0%.
											9,1	4,8	32,4	5280		163		
											8,7	4,8	30,9	7033		227,6		
											8,1	4,8	28,5	9011		316,2		
											5,5	6	23,3	14272		612,5		
											3,7	8	25,1	18407		733,3		
23	САГЗ-7	Т-II	1181,0-1187,0	28.05.2014-03.06.2014	1170,0	Механизированный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1160,0	1205,0	13,4	4,97	120об	10,9	140,6		12,9	38,0	Перфорация - 26.05.2014 г. За период испытания из скважины было добыто 63,9 м ³ нефти, 3,3 м ³ воды и 2,364 тысяч м ³ газа. Обводненность до 5%. Газовый фактор по результатам анализа ДОТ составил 37,3 м ³ /м ³ .



Продолжение таблицы 3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
24	САГЗ-7	T-VI	1301,1-1303,9	09.09.2014-28.12.2014	1293,7	Механизированный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1283,0	1373,0	13,4		170о6	10,6	3812		359	38,0	Перфорация - 9.10. 2014 г. За период испытания из скважины было добыто 728,50 м ³ нефти, 1,18 м ³ воды и 237,536 тыс.м ³ газа. Обводненность до 0%.
												165о6	9,3	3998		428		
												155о6	11,1	4292,1		397		
25	САГЗ-8	T-II	1293,0-1296,0	27.01.2014-06.02.2014	1260,1	Фонтанный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1278,0	1355,0	13,9	13,1	3,2	9,5	682		71,8	39,0	Перфорация - 8.01.2014 г. Газовый фактор колебался в пределах от 72 до 103 до м ³ /м ³ . За период испытания из скважины было добыто 177,1 м ³ нефти и 17,58 тыс.м ³ газа. Средняя обводненность 6,4%.
											12,5	4,8	14,2	1040		73,2		
											10,1	6,35	33,3	3451		103,5		
											8,4	8	44,2	4529		102,5		
											10,9	4,8	24,4	2115		86,7		
26	САГЗ-8	T-II	1285-1288 1289-1290 1293-1296	14.08.2014-22.12.2014	1305,0	Маханизированный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1305,0	1355,0	13,9		100о6	9,0	900,0	0,7	101,0	39,0	Перфорация - 13.08.2014 г. За период испытания из скважины было добыто 890,62 м ³ нефти и 111,400 тыс.м ³ газа. Средняя обводненность 5,8 %. Газовый фактор 125 м ³ /м ³ .
27	САГЗ-9	T-IV	1269-1275	12.11.2013-21.11.2013	1246,3	Фонтанный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1254,6	1409,7	14,1	12,7	3,18	26,1	2556		98	41,3	Перфорация - 12.11.2013 г. Газовый фактор колебался в пределах от 96 до 99 до м ³ /м ³ . За период испытания из скважины было добыто 155,9 м ³ нефти и 12811,7 м ³ газа.
											11,1	4,76	45,8	4566		99,7		
											9,65	6,35	67	6434		96		
28	САГЗ-9	T-III	1239,2-1244,4 1245,4-1248	03.04.2014-11.04.20214	1216,3	Фонтанный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1254,6	1260,0	14,0	11,5	3,2	24	1744,5		72,6	41,0	Перфорация - 3.04.2014 г. Газовый фактор составил до 162 м ³ /м ³ . За период испытания из скважины было добыто 265,0 м ³ нефти и 15,8 м ³ газа.
											9,9	4,8	40	3076,3		77		
											8,7	6,35	49,7	4581,9		92,2		
											6,7	8	64,8	10506,6		162		
29	САГЗ-9	T-II	1215,3-1222	01.01.2021-03.01.2021	-	Фонтанный	"34 JL ULTRA JET", 16 отв./пог.м	73,0 / 1254,0	1235,0	13,5*								Перфорация - 23.12.2020 г. При перфорации не фонтанировала. После вызова притока отсвабировано 4,8 м ³ жидкости. 25.12.20 г. начала работать в фонтанном режиме. Всего извлечено нефти-73 м ³ , газа -8,2 тыс.м ³ .
30	САГЗ-9	T-I+II	1208,2-1211,2 1215,0-1222,0	23.03.2022-30.03.2022	-	Маханизированный	KazJet 114-01, 16 отв./пог.м	73,0 / 1225,1	1235,0	12,5*		350 о6.	42,0	892,0	0,0		38,0	Дострел-23.03.2022 г. - интервал 1208.2-1211.2 м в горизонте Т-I. При перфорации и свабировании скважина не фонтанировала. Для вызова притока скважины применили винтовой насос марки 22 E1200
												350 о6.	22,9	525,0	1,3			
												350 о6.	19,1	477,0	0,0			
31	САГЗ-10	T-II	1227,5-1234,5	06.03.2014-18.03.2014	1204,9	Фонтанный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1220,0	1366,6	13,7		3,6	25,3	3579		141,4	38,0	Перфорация - 6.03.2014 г. Газовый фактор колебался в пределах от 125 до 150 м ³ /м ³ . За период испытания из скважины было добыто 554,8 м ³ нефти и 71,1 тыс.м ³ газа.
											11,7	4,8	54,8	8231		150,2		
											10,9	6	89,5	12974		145		
											10,2	7,1	111,6	15985		122,1		
											9,61	8,3	127,5			125,4		
32	САГЗ-10	T-II	1227,5-1234,5 1244,6-1246,6	04.09.2014-21.12.2014	1234,1	Фонтанный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1225,0	1366,6	13,2		12,7	175,4	42471	0	242	40,9	Перфорация - 4.09.2014 г. Газовый фактор колебался в пределах от 180 до 245 м ³ /м ³ . За период испытания из скважины было добыто 7757 м ³ нефти и 1530,0 тыс.м ³ газа.
												7,9	90,7	18031	0	199		
												9,5	109,2	20567	0	188		
33	САГЗ-12	T-V	1228,5-1230,3 1235,3-1237,5	29.12.2013-03.01.2014	1204,8	фонтанный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1216,0	1495,0	13,9		4,8	17,7	977,3		55,1	41,3	Перфорация - 14.12.2013 г. За период испытания из скважины было добыто 84 м ³ нефти и 15049,2 м ³ газа.
												6	19,6	5386		274,6		
												7,1	16,6	3981,8		239,1		
34	САГЗ-12	T-IV	1208-1210,5 1218,2-1219,9	30.03.2014-02.04.2014	1203,0	Фонтанный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1200,0	1223,6	13,8	8,3	3,2		11372			38,3	Перфорация - 28.03.2014 г. При испытании скважины для контроля дебита были использованы следующие штуцера: 8/64", 12/64" и 16/64". За период испытания из скважины было добыто 52,56 тыс.м ³ газа.
											3,9	4,8		15002				
											2,3	6,3		15563				
35	САГЗ-12	T-IV+V	1218-1220 1221-1221,5 1228,5-1230 1235,3-1237,5	21.04.2014-30.04.2014	1241,7	Механизированный	TCP "Predator " XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1210,0	1495,0	13,9	1,4	220о6	10	1054	0,1	105,9	41,3	Перфорация - 14 .04.2014 г. За период испытания из скважины было добыто 87,6 м ³ нефти, 9,711 м ³ газа и 0,9 м ³ воды. Средний газовый фактор составил 111 м ³ /м ³ . Средняя обводненность 1,0 %.
											1,2	300о6	9,5	1215	0,1	128		
36	САГЗ-12	T-III	1189,2-1191,5	11.01.2021-12.01.2021	-	Свабирование, Фонтанирование	"34 JL ULTRA JET", 16 отв./пог.м	73,0 / 1187,0	1210,0	14,0*								Перфорация - 3.01.2021 г. При перфорации скважина не фонтанировала. Перевод скважины на нефть, вызов притока проводили методом свабировния. С 4 по 6.01.2021 г. отсвабировано 24,74 м ³ жидкости
37	САГЗ-13	T-VI	1279-1286	18.03.2014-21.03.2014	1264,7	Свабирование	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1255,0	1322,0	14,1	3,2				4,5		43,3	Перфорация - 17.03.2014 г. Методом свабирования всего из скважины было извлечено 28,7 м ³ воды, из них 16,9 м ³ составляла техническая вода, использованная при заканчивании. Приток воды из пласта составил 11,8 м ³ . Суточный дебит жидкости 4,5 м ³ /сут. При освоении скважины признаки нефти не обнаружены.



Продолжение таблицы 3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
38	САГЗ-13	Т-V	1251,8-1253,4 1255,8-1257,8 1262,0-1264,8 1266,4-1267,7	04.04.2014- 02.07.2014	1236,4	Механизированный	TCP "Predator" XP, 17 отв./пог.м	73,0 / 1235,0	1273,8	14,5		100о6	2,9		5,9		43,5	Перфорация - 23.03.2014 г. За период тестовой добычи из скважины было добыто 242,5 м ³ нефти, 41,5 тыс.м ³ газа и 72,6 м ³ воды. Средний газовый фактор составил 171 м ³ /м ³ . Обводненность скважины - 23,1 %.
												170о6	3,7	224	1,1	61		
												200о6	6,9	223	0	32		
39	САГЗ-15	Т-II	1287,6-1299,3	15.08.2023- 26.08.2023	1287,6	Фонтанный	KazJet 114- 01, 16 отв./пог.м	73,0 / 1272,0	1463,7	9,9		12,7	90,0	13208		146	37,2	Перфорация - 12.08.2023 г. При свабировании 22 м ³ жидкости скважина начала фонтонировать. По окончании испытания 27.08. 2023 г. скважина была закрыта на КВД.
												9,5	68,0	6432		95		
												15,9	102,0	16491		162		
												12,7	79,0	7616		97		
40	САГЗ-15	Т-II	1277,6-1278,8 1279,3-1281,7 1282,6-1284,7	16.05.2024- 24.05.2024	1258,0	Фонтанный	ЗПК 102 А- М 03, 16 отв./пог.м	73,0 / 1264,4	1286,0	9,9		9,5	16,7	13928	2,6	832	37,2	11.05.2024 г. установлен взрыв-пакер на глубине 1286 м. Перфорированы интервалы 1277,6-1278,8 м; 1279,3-1281,7 м; 1282,6-1284,7 м. При свабировании 23,2м ³ объема жидкости скважина начала фонтанировать.
												12,7	20,6	18036	0,2	876		
												15,9	21,9	18102	1,6	828		
41	САГЗ-16	Т-VI	1348,5-1350,9 1352,7-1356,9 1362,5-1363,5	05.11.2023- 19.11.2023	-	Механический	KazJet 114- 01, 16 отв./пог.м	73,0 / 1204,8	1456,2	12,0*					23,0		38,0	Перфорация - 5.11.2023 г. Интервалы- 1348,5-1350,9; 1352,7-1356,9; 1362,5 м. скважина не фонтанировала. Вызов притока винтовым насосом, извлечено 23 м ³ воды с удельным весом 1,12 г/см ³ . Признаки УВ не наблюдались.
42	САГЗ-18	Т-IV	1327,0-1330,0 1331,0-1334,0	08.01.2023- 12.01.2024	-	Фонтанный	KazJet 114- 01, 16 отв./пог.м	73,0 / 1316,2	1371,3	12,2*		8,7	2,6	65	0,4	25	38,0	Перфорация - 25.12.2023 г. При свабировании 24,3 м ³ жидкости скважина начала фонтанировать. За период испытания добыто нефти 68,5 м ³ нефти и 5,3 м ³ воды, 2,465 тыс. м ³ газа. Обводненность 0%.
												9,5	3,5	156	0,3	44		
												7,9	3,0	56	0,2	19		
												8,7	3,6	108	0,1	30		
												8,7	3,0	91	0,1	30		
43	САГЗ-18	Т-II	1258-1260 1263-1278	01.03.2024- 05.03.2024	1258,0	Фонтанный	KazJet 114- 01, 16 отв./пог.м	73,0 / 1268,0	1315,0	9,4		9,5	41,8	6099		146	36,5	Перфорация - 26.02.2024 г. При свабировании 12,7 м ³ жидкости скважина начала фонтанировать. За период испытания добыто нефти 106,5 м ³ нефти и 11,575 тыс. м ³ газа. Обводненность 0%.
												6,4	24,5	2400		98		
												7,9	27,6	3234		117		
												9,5	25,1	3042		121		
44	САГЗ-18	Т-II	1233,9-1236,3	01.07.2024- 03.07.2024	1258,0	Фонтанный	ЗПК 102 А- М 03, 16 отв./пог.м	73,0 / 1264,4	1250,0	9,4		9,5	9,8	5809	0,0	594	36,5	29.06.2024 г. Установлен взрыв-пакер на глубине 1250 м. Перфорирован интервал 1233,9-1236,3 м. При свабировании 19,2м ³ объема жидкости скважина начала фонтанировать.
												12,7	11,8	6766	0,0	574		
												15,9	11,5	6806	1,3	594		
45	САГЗ-19	Т-VII	1370-1374 1376-1378	17.03.2024 23.03.2024	-	Механический	KazJet 114- 01, 16 отв./пог.м	73,0 / 1163,3	1412,3	12,0*		150 о6.	5,4	330		61	38,0	Перфорация 15.03.2024 г. - интервалы 1370-1374; 1376-1378 м. За период испытания добыто нефти 54,1 м ³ нефти и 2,081 тыс.м ³ газа. Обводненность 0%.
												130 о6.	4,5	275		61		
												170 о6.	4,7	287		61		
												150 о6.	4,2	258		61		
46	САГЗ-19	Т-IV	1294-1299,3 1302,7-1305,4 1309,2-1312	11.06.2024- 16.06.2024	-	Фонтанный	ЗПК 102 А- М 03, 16 отв./пог.м	73,0 / 1281,9	1360,0	13,1		9,0	9,3	27100			36,0	7.06.2024 г. установлен взрыв-пакер на глубине 1360 м. Перфорированы интервалы 1294-1299,3; 1302,7-1305,4; 1309,2-1312 м. При свабировании 19м ³ жидкости скважина начала фонтанировать.
												9,0	7,8	28000				
												11,0	8,7	28100				
												8,0	4,1	11300				
												9,0	7,0	20800				
47	САГЗ-19	Т- II+III	1262,7-1264,5 1267,1-1270 1270,7-1271,6 1278,5-1286,5	10.10.2024- 12.10.2024	-	Механический	ЗПК 102 А- М 03, 16 отв./пог.м	73,0 / 850,7	1292,0	12,0		10,3	3,8	481		125	38,0	2.10. 2024 г. установлен взрыв-пакер на глубине 1292 м. Был перфорированы текущие интервалы. Скважина не фонтанировала. Для вызова притока скважины применили винтовой насос марки 43D124.
												11,9	3,7	509		138		
												13,5	3,5	522		149		
48	САГЗ-20	Т-IV	1345,0-1349,7	13.06.2022- 16.06.2022	-	Свабирование	KazJet 114- 01, 16 отв./пог.м	73,0 / 1335,0	1500,1	-							-	При испытании интервала извлечено 20,0 м ³ воды
49	САГЗ-20	Т-II	1318-1323	28.06.2022- 04.07.2022	-	Фонтанный	KazJet 114- 01, 16 отв./пог.м	73,0 / 1304,0	1335,0	13,6*		12,7	24,5	29037		1186	40,0*	При испытании скважины был получен фонтанный приток нефти без воды.
												12,7	22,8	19991		876		
												9,5	12,4	20196		1627		
50	САГЗ-21	Т-IV	1276,1-1279,2 1281,4-1283,2	19.09.2023- 22.09.2023	-	Свабирование	KazJet 114- 01, 16 отв./пог.м	73,0 / 1265,0	1339,1	12,0*							37,0	Перфорация 20.09.2023 г. в интервал 1276,1-1279,2; 1281,4-1283,2 м. Скважина не фонтанировала. Отсвабировано 30 м ³ жидкости без признаков УВ.
51	САГЗ-21	Т-III	1243,1-1244,1 1246,5-1252,1 1256,1-1259,2	25.09.2023- 27.09.2023	-	Свабирование	KazJet 114- 01, 16 отв./пог.м	73,0 / 1235,0	1339,1	12,0*							37,0	Перфорация 25.09.2023 г. в интервале 1276,1-1279,2; 1281,4-1283,2 м. Скважина не фонтанировала. Отсвабировано 30 м ³ жидкости без признаков УВ.



Продолжение таблицы 3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
52	САГЗ-21	Т-II+Т-III	1228,8-1240,8 1243,1-1244,1 1248,5-1252,1	28.09.2023- 07.10.2023	-	Свабирование	KazJet 114- 01, 16 отв./пог.м	73,0 / 1218,0	1339,1	12,0*							37,0	Дострел 28.09.2023 г. - интервал 1228,8-1240,8 м Отсвабировано 25 м ³ жидкости без признаков нефтеносности. Затрубные давление 0 атм. 02.10. 2023 г. Реперфорация интервала 1228,8-1240,8 м. при свабировании признаков нефти и газа не наблюдалось. 05.10. 2023 г. после свабирование проводили определение приемистости.. Скважина не принимает.
53	САГЗ-21	Т-II+Т-III	1228,8-1240,8 1243,1-1244,1 1246,5-1252,1	14.10.2024- 16.10.2024	-	Механизированный	KazJet 114- 01, 16 отв./пог.м	73,0 / 1177,4	1265,0	12,0*		300 об.	8,0	3168	1,7	394	37,0	14.10. 2024 г. - ЦПД с целью изоляции интервалов 1276,1- 1279,2 м. 1281,4-1283,2 м. После проведения цементировки и ОЗЦ забой на глубине 1265 м. 24.12.2023 г. провели ГРП. После ГРП применили винтовой насос марки 22Е1200.
54	САГЗ-23	Т-II	1336,6-1342,6	19.05.2022- 09.06.2022	-	Фонтанный	KazJet 114- 01, 16 отв./пог.м	73,0 / 1322,0	1487,1	13,6*		5,6	20,8	1206		58	40,0*	При испытании скважины был получен фонтанный приток нефти без воды.
55	САГЗ-23	Т-II	1311,5-1314,6 1317,9-1324,7	02.08.2022- 04.09.2022	-	Фонтанный	KazJet 114- 01, 16 отв./пог.м	73,0 / 1300,0	1487,1	13,6*		5,6	22,3	1374		62	40,0*	Перфорация - 13.05.2022 г., интервал - 1336,6-1342,6 м. После перфорации проявления и фонтанирования не наблюдалось. 28.07.2022 г. дострел интервал 1326,9-1336 м. 02.08.2022 г. дострел интервал 1317,9-1324,7 м, 1311,5-1314,6 м. После перфорации проявления и фонтанирования не наблюдалось. При свабировании 5,8 м ³ жидкости скважина начала фонтанировать. При испытании скважины был получен фонтанный приток нефти без воды.
56	САГЗ-25	Т-VI	1301,7-1302,6 1317,2-1318,4 1319,7-1320,8	01.09.2024- 16.09.2024	-	Механизированный	ЗПК 102 А- М 03, 16 отв./пог.м	73,0 / 1296,7	1390,4	13,0							36,0	Перфорация - 1.09.2024 г., после освоения проявления и фонтанирования не наблюдалось. Отсвабировано 35,6 м ³ жидкости, получена пленка нефти.
57	САГЗ-26	Т-VII	1363,8-1366,8 1369,2-1374,9	19.05.2023- 20.07.2023	-	Фонтанный	KazJet 114- 01, 16 отв./пог.м	73,0 / 1352,4	1379,2	13,5*		5,6		1452			38,7	Периодический был перелив и фонтан из газа и воды с трубного пространства. При испытании скважины был получен объем сухого газа без нефти.
58	САГЗ-26	Т-V	1311,7-1316,0 1317,8-1321,0 1322,5-1325,4	31.07.2023- 04.08.2023	-	Механизированный	KazJet 114- 01, 16 отв./пог.м	73,0 / 1335,0	1362,0	13,0*					6,0		37,0	Перфорация 21.07.2023 г., интервалы 1311,7-1316; 1317,8- 1321; 1322,3-1325,4 м. Освоение проводилось механическим способом, был спущен винтовой насос 32Е-1500 на глубину 1335 м. При освоении скважины дебит воды при 200 об/мин составлял 6 м ³ /сут., признаков УВ не обнаружено.



3.1.2. Результаты гидродинамических исследований скважин

По состоянию изученности на 01.01.2025 г. на месторождении Сагиз Западный проведено всего 60 гидродинамических исследований в 20 скважинах (ГДИС) методом установившихся отборов/уровней (МУО/МУУ).

Фонтанным способом (МУО) проведено всего 35 исследования в 16 скважинах, остальные режимные исследования проведены механизированным способом – при помощи винтовых насосов.

Продолжительность исследований на каждом режиме составляла от 5 часов до 48 часов, а в основной части – 24 часа. Исследования при фонтанном способе проводились на 3-4 штуцерах различного диаметра, а при механизированном – на 3-5 различных оборотах винтового насоса. По результатам исследований на каждом режиме замерялись дебиты скважин по нефти, воде, газу, а также забойные давления, по которым определены коэффициенты продуктивности скважин.

Методом регистрации КВД проведено всего 30 исследований в 15 скважинах. По результатам исследований определены пластовые давление и температура, а также фильтрационные свойства призабойной зоны скважин (ПЗС): проницаемость, проводимость, гидропроводность, пьезопроводность, скин-фактор и радиус информативности исследования.

Результаты всех проведенных гидродинамических исследований скважин МУО/МУУ и КВД на месторождении Сагиз Западный представлены в таблицах 3.1.2 и 3.1.3 соответственно.

По результатам проведенных ГДИС в начальный период построены графики зависимости изменения начальных пластовых давления и температуры от глубины, которые представлены на рисунках 3.1.1 и 3.1.2 соответственно. Как видно из представленных рисунков, зависимости характеризуются достаточной степенью достоверности: квадраты коэффициентов аппроксимации составляют 0,84-0,88 д.ед.

Согласно полученных результатов начальные градиенты давления и температуры по месторождению Сагиз Западный составляют 0,011 МПа/м и 0,033 °С/м.

В целом полученные результаты по горизонтам и по блокам изменяются в широких диапазонах, указывая на изменчивость коллекторов по блокам одного горизонта.

Для оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в процессе эксплуатации, необходимо и в дальнейшем проводить исследования методом восстановления давления для определения степени загрязненности призабойной зоны и принятия решений о проведении геолого-технических мероприятий.



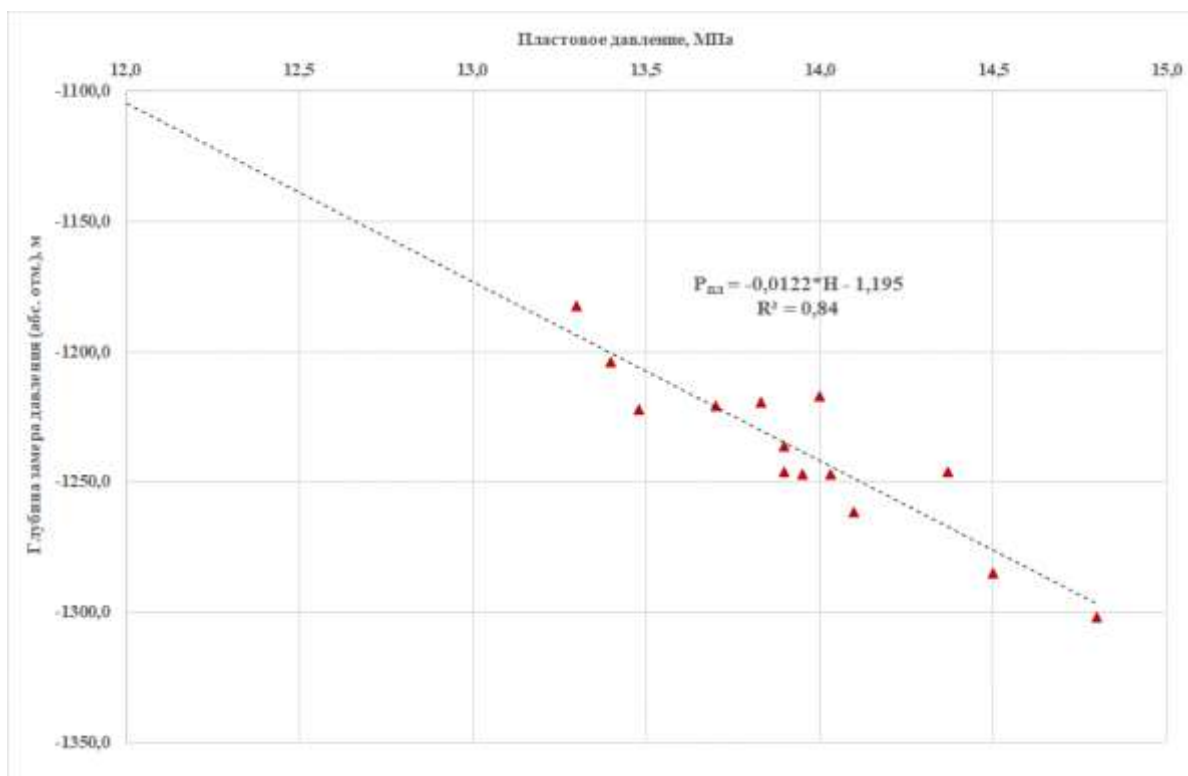


Рисунок 3.1. 1-Зависимость изменения начального пластового давления от глубины

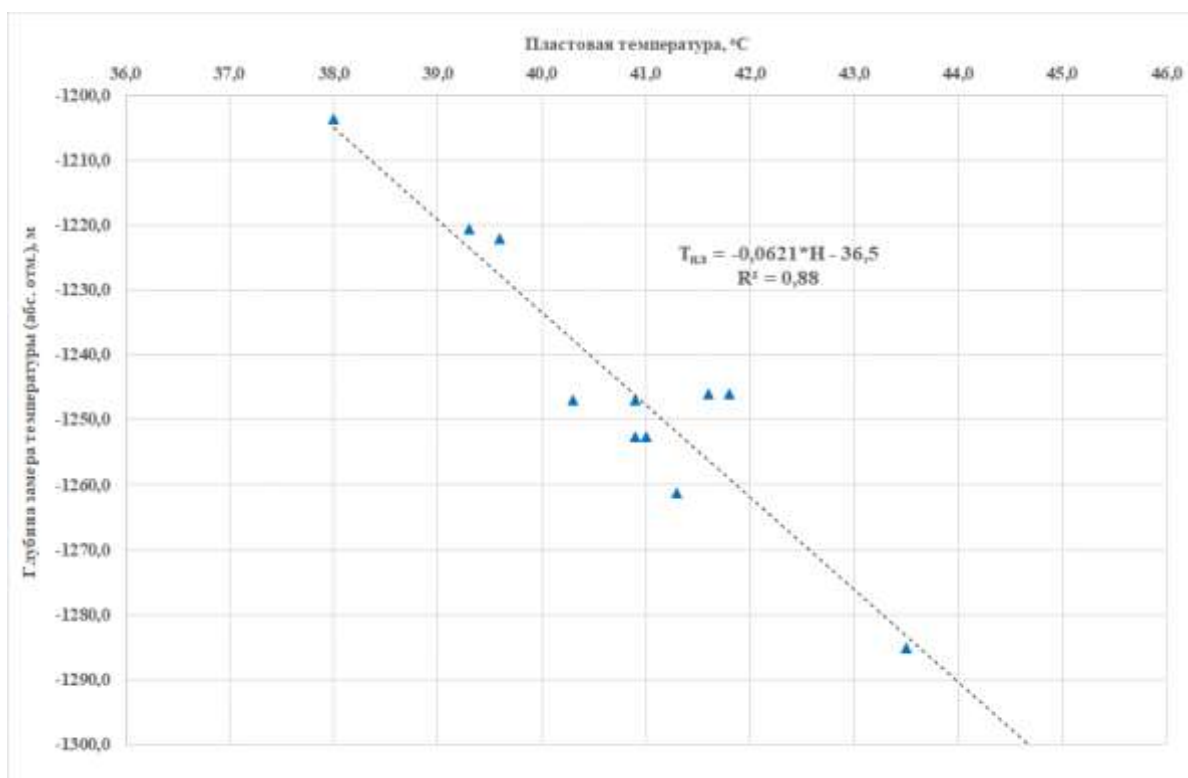


Рисунок 3.1. 2-Зависимость изменения начальной пластовой температуры от глубины



Таблица 3.1. 2-Результаты гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов и уровней месторождения Сагиз Западный

Сква- жина	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата исследований	Продолжи- тельность исследования, час.	Диа- метр шту- цера, мм	Обороты, об./мин	Динами- ческий уровень, м	Дебит			Давление, МПа		Депрес- сия, МПа	Темпе- ратура, °С	Коэффициент продуктивности по нефти, м³/(сут*МПа)
								нефти, м³/сут	воды, м³/сут	газа, тыс.м³/сут	плас- товое	забой- ное			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Горизонты J-I															
САГЗ-2	J-I	1225,0-1231,0	11.09.2014- 15.09.2014	-	-	80	-	-	40,4	-	14,6*	11,1*	3,5*	-	11,5*
				-	-	100	45	-	52,6	-					15,0*
				-	-	120	47	-	62,3	-					17,8*
				-	-	140	50	-	73,7	-					21,1*
Эксплуатационный объект I (Горизонты T-I+II)															
САГЗ-3	T-II	1213,4-1222,4	17.04.2012- 20.04.2012	5	18/64"	-	-	101,8	-	9,403	13,4	10,3	3,1	38,2	32,8
				24	18/64"	-	-	91,0	-	9,392		10,2	3,2		28,8
				24	22/64"	-	-	128,0	-	14,526		8,8	4,6		27,8
				24	26/64"	-	-	140,2	-	18,653		7,5	6,0		23,6
САГЗ-8	T-II	1293,0-1296,0	28.01.2014- 06.02.2014	36	8/64"	-	-	9,5	-	0,682	13,5	12,6	0,9	39,0	10,6
				36	12/64"	-	-	14,2	-	1,040		11,9	1,6		8,7
				39	16/64"	-	-	33,3	-	3,451		8,3	5,2		6,4
				23	20/64"	-	-	44,2	-	4,529		6,6	6,9		6,4
				6	12/64"	-	-	24,4	-	2,115		9,7	3,8		6,4
САГЗ-6	T-II	1246,6-1251,6	25.02.2014- 27.02.2014	-	8/64"	-	-	4,7	-	38,670	14,0	5,5	8,5	39,2	0,6
				-	8/64"	-	-	5,8	-	33,151		3,6	10,4		0,6
				-	8/64"	-	-	6,8	-	22,148		3,19	10,8		0,6
САГЗ-10	T-II	1227,5-1234,5	08.03.2014- 15.03.2014	24	9/64"	-	-	25,3	-	3,579	13,7	13,3	0,4	38,0	57,5
				27	12/64"	-	-	54,8	-	8,231		12,9	0,8		70,3
				24	15/64"	-	-	89,5	-	12,975		12,5	1,2		74,6
				27	18/64"	-	-	111,6	-	13,625		12,3	1,4		77,5
				24	21/64"	-	-	127,5	-	15,985		11,9	1,8		72,4
САГЗ-10	T-II	1227,5-1234,5 1244,6-1246,6	23.09.2014- 03.10.2014	-	12,7	-	-	175,4	-	42,471	13,2	-	-	40,9	-
				-	7,9	-	-	90,7	-	18,031					
				-	9,5	-	-	109,2	-	20,567					
САГЗ-8	T-II	1285,0-1288,0 1289,0-1290,0 1293,0-1296,0	21.12.2014	-	-	100	-	9,0	0,7	0,900	13,9	-	-	39,0	-
САГЗ-8	T-II	1285,0-1288,0 1289,0-1290,0 1293,0-1296,0	11.11.2015	24	-	60	-	3,7	-	0,049	13,2	3,0	10,2	36,0	0,4
			16.11.2015	24	-	70	-	9,6	-	0,137		-	-		-
			09.03.2016	24	-	100	-	21,2	-	1,377		-	-		-
			21.04.2016	24	-	120	-	16,1	2,2	2,104		-	-		-
			21.05.2016	24	-	130	-	16,8	4,3	2,171		-	-		-
САГЗ-3	T-II	1213,4-1222,4	25.03.2020- 04.06.2020	-	-	120	594	27,0	11,1	1,352	-	-	-	-	-
				-	-	120	327	27,2	9,9	0,898					
				-	-	300	489	16,5	11,0	1,238					
				-	-	200	177	15,7	13,4	0,830					
САГЗ-9	T-I+II	1208,2-1211,2 1215,0-1222,0	28.03.2022- 30.03.2022	-	-	350	-	42,0	-	0,892	13,4	-	-	38,0	-
				-	-	350	-	22,9	1,3	0,525					
				-	-	350	-	19,1	-	0,477					
САГЗ-23	T-II	1336,6-1342,6	19.05.2022- 09.06.2022	24	14/64"	-	-	20,8	-	1,206	13,6*	-	-	40,0*	-
				24	14/64"	-	-	22,3	-	1,374					
				24	14/64"	-	-	23,0	-	1,352					
				24	12/64"	-	-	19,4	-	3,676					
				24	12/64"	-	-	17,3	-	3,612					
				24	12/64"	-	-	17,9	-	5,725					

Продолжение таблицы 3.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
САГЗ-23	Т-II	1311,5-1314,6 1317,9-1324,7	02.08.2022- 04.09.2022	24	20/64"	-	-	24,2	3,0	1,948	13,6*	-	-	40,0*	-
				24	20/64"	-	-	24,8	2,0	3,358					
				24	20/64"	-	-	14,7	-	0,335					
				24	16/64"	-	-	6,0	-	-					
				24	16/64"	-	-	5,9	-	-					
				24	24/64"	-	-	122,0	13,0	10,116					
				24	24/64"	-	-	107,0	13,0	12,343					
				24	24/64"	-	-	94,2	9,0	10,976					
САГЗ-10	Т-II	1227,5-1234,5 1244,6-1246,6	13.04.2023- 18.04.2023	24	58/64"	-	-	12,8	0,4	0,837	6,8	5,1	1,7	36,8	7,4
				24	60/64"	-	-	11,9	0,6	1,218		5,1	1,7		7,0
				24	53/64"	-	-	11,6	-	1,594		5,1	1,7		6,9
САГЗ-15	Т-II	1287,6-1299,3	23.08.2023- 26.08.2023	-	32/64"	-	-	90,0	-	13,208	9,9	5,0	4,9	37,2	18,5
				-	24/64"	-	-	68,0	-	6,432		5,7	4,1		16,5
				-	40/64"	-	-	102,0	-	16,491		3,7	6,1		16,7
				-	32/64"	-	-	79,0	-	7,616		4,5	5,3		14,8
САГЗ-18	Т-II	1258,0-1260,0 1263,0-1278,0	01.03.2024- 05.03.2024	-	24/64"	-	-	41,8	-	6,099	9,4	4,4	5,0	36,5	8,3
				-	16/64"	-	-	24,5	-	2,400		5,1	4,3		5,8
				-	20/64"	-	-	27,6	-	3,234		3,1	6,3		4,4
				-	24/64"	-	-	25,1	-	3,042		3,9	5,5		4,6
САГЗ-15	Т-II	1277,6-1278,8 1279,3-1281,7 1282,6-1284,7	16.05.2024- 24.05.2024	-	24/64"	-	-	16,7	2,6	13,928	10,0	-	-	37,2	-
				-	32/64"	-	-	20,6	0,2	18,036		-	-		-
				-	40/64"	-	-	21,9	1,6	18,102		-	-		-
САГЗ-18	Т-II	1233,9-1236,3	01.07.2024- 03.07.2024	-	24/64"	-	-	9,8	0,0	5,809	9,5	-	-	36,5	-
				-	32/64"	-	-	11,8	0,0	6,766		-	-		-
				-	40/64"	-	-	11,5	1,3	6,806		-	-		-
САГЗ-20	Т-II	1318,0-1323,0	28.06.2022 - 04.07.2022	24	32/64"	-	-	24,5	-	29,037	10,5	-	-	40,0*	-
				24	32/64"	-	-	22,8	-	19,991					
				24	24/64"	-	-	12,4	-	20,196					
САГЗ-20	Т-II	1318,0-1323,0	12.07.2022- 18.07.2022	31	35/64"	-	-	32,1	-	17,725	10,5	5,3	5,1	36,2	6,3
				24	30/64"	-	-	24,8	-	14,254		5,9	4,6		5,4
				24	27/64"	-	-	24,9	-	12,724		6,3	4,2		5,9
				24	35/64"	-	-	29,6	-	16,812		5,2	5,2		5,7
САГЗ-21	Т-II	1228,8-1240,8 1243,1-1244,1 1246,5-1252,1	01.01.2024- 16.01.2024	-	-	300	358	8,0	1,7	3,168	12,0*	-	-	37,0	-
					-	300	347	6,5	1,3	3,288					
					-	300	354	6,4	1,0	1,871					
Эксплуатационный объект II (Горизонт Т-III)															
САГЗ-1	Т-III	1231,0-1235,5	03.05.2012- 23.05.2012	24	18/64"	-	-	7,4	-	3,556	13,9	3,1	10,8	40,4	0,7
				24	22/64"	-	-	12,4	-	8,113		2,6	11,3		1,1
				24	24/64"	-	-	6,8	-	8,175		2,0	11,9		0,6
				24	18/64"	-	-	7,0	-	6,725		3,4	10,5		0,7
				24	18/64"	-	-	6,3	-	7,950		3,5	10,4		0,6
				24	18/64"	-	-	5,3	-	8,896		3,5	10,4		0,5
				24	18/64"	-	-	4,6	-	9,044		3,5	10,4		0,4
				24	18/64"	-	-	4,4	-	10,230		3,7	10,2		0,4
				24	18/64"	-	-	4,6	-	13,595		3,6	10,3		0,4
				24	18/64"	-	-	4,3	-	14,187		3,5	10,4		0,4
				24	18/64"	-	-	4,0	-	15,063		3,5	10,4		0,4
				24	18/64"	-	-	3,6	-	15,465		3,6	10,4		0,3
				24	18/64"	-	-	3,4	-	15,481		3,6	10,4		0,3
САГЗ-5	Т-III	1283,0-1286,0 1288,0-1293,0 1294,0-1296,0	28.12.2013- 02.01.2014	23	64/64"	-	-	2,3	8,85	5,379	14,0	-	-	40,7	-
				24	20/64"	-	-	-	4,17	3,405					
				24	20/64"	-	-	-	-	-					
				24	20/64"	-	-	-	-	-					
				24	20/64"	-	-	-	-	-					
				24	20/64"	-	-	-	-	-					

Примечание: * - расчетные данные

Продолжение таблицы 3.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
САГЗ-5	Т-III	1283,0-1286,0 1288,0-1293,0 1294,0-1296,0	04.01.2014- 09.01.2014	5	-	100	228	-	12,1	-	14,0	11,9	2,2	40,7	-
				24	-	120	607	-	15,1	-		6,4	7,6		
				24	-	200	743	-	10,7	0,243		4,6	9,4		
				24	-	260	943	-	11,3	0,809		1,8	12,2		
				24	-	280	950	0,3	8,1	1,006		1,6	12,4		
				24	-	280	981	-	8,1	1,001		1,2	12,8		
САГЗ-7	Т-III	1181,0-1187,0	05.01.2014	-	-	120	-	10,9	-	0,391	13,3	2,8	10,5	38,0	1,0
			06.01.2014	-	-	130	-	10,2	-	0,376		2,4	10,9		0,9
			06.03.2014	-	-	140	-	10,6	-	0,392		2,0	11,3		0,9
САГЗ-9	Т-III	1239,2-1244,4 1245,4-1248,0	04.04.2014- 08.04.2014	24	8/64"	-	-	24,0	-	1,745	13,4	12,1	1,4	41,0	17,8
				24	12/64"	-	-	40,0	-	3,076		10,4	3,0		13,3
				24	16/64"	-	-	49,7	-	4,582		9,4	4,0		12,3
				24	20/64"	-	-	64,8	-	10,507		6,6	6,8		9,6
САГЗ-6	Т-III	1283,4-1285,0 1285,9-1289,6	26.07.2014	-	-	120	480	11,9	-	1,903	14,2	2,0	12,2	41,1	1,0
			27.08.2014	-	-	130	813	10,6	-	2,189		1,1	13,1		0,8
			28.08.2014	-	-	140	787	9,7	-	2,293		1,3	12,9		0,8
			09.09.2014	-	-	-	-	5,6	-	1,988		7,9	6,3		0,9
			14.09.2014	-	-	-	-	2,8	-	-		9,7	4,5		0,6
САГЗ-9	Т-III	1239,2-1244,4 1245,4-1250,5	17.02.2020- 29.04.2020	-	-	150	75,0	13,1	8,2	1,629	13,4	-	-	-	-
				-	-	150	200,0	16,5	1,4	0,708					
				-	-	150	255,0	12,3	8,3	0,554					
				-	-	150	322,0	15,9	3,9	0,651					
САГЗ-12	Т-III	1189,2-1191,5	11.01.2021- 12.01.2021	24	-	-	-	-	-	-	14,0*	-	-	41,0	-
				24	-	-	-	-	-	-					
САГЗ-19	Т-II+III	1262,7-1264,5 1267,1-1270,0 1270,7-1271,6 1278,5-1286,5	10.10.2024- 12.10.2024	-	260	-	-	3,8	4,3	0,481	12,2*	-	-	38,0	-
				-	300	-	-	3,7	3,5	0,509		-	-		-
				-	340	-	-	3,5	3,7	0,522		-	-		-
Эксплуатационный объект III (Горизонт Т-IV)															
САГЗ-1	Т-IV	1243,0-1247,0 1248,5-1255,0	31.01.2012- 02.08.2012	-	16/64"	-	-	55,2	-	8,124	11,4	-	-	40,9	-
				-	16/64"	-	-	34,2	-	5,153		-	-		-
				-	16/64"	-	-	23,7	-	3,973		-	-		-
				-	16/64"	-	-	32,3	-	5,101		-	-		-
				-	16/64"	-	-	25,5	-	3,475		7,1	4,3		6,0
				-	18/64"	-	-	43,5	-	6,404		7,0	4,4		9,8
				-	18/64"	-	-	45,4	-	9,316		5,5	5,9		7,7
				-	20/64"	-	-	39,4	-	8,256		5,0	6,4		6,2
САГЗ-5	Т-IV	1324,4-1330,4	24.09.2013- 26.09.2013	12	8/64"	-	-	21,9	-	1,739	13,9	11,4	2,5	41,8	8,7
				30	12/64"	-	-	30,4	-	4,456		8,3	5,6		5,5
				30	16/64"	-	-	35,8	-	7,094		5,3	8,6		4,2
САГЗ-9	Т-IV	1269,0-1275,0	16.11.2013- 18.11.2013	23	8/64"	-	-	26,1	-	2,556	14,1	12,7	1,4	41,3	18,3
				28	12/64"	-	-	45,8	-	4,566		11,1	3,0		15,5
				27	16/64"	-	-	67,0	-	6,434		9,7	4,4		15,1
САГЗ-6	Т-IV	1315,3-1318,5	18.11.2013- 25.11.2013	26	8/64"	-	-	15,8	-	2,737	13,9	10,5	3,4	40,4	4,6
				30	12/64"	-	-	24,3	-	3,602		8,0	6,0		4,1
				26	4/64"	-	-	9,1	-	1,500		11,3	2,6		3,4
				48	12/64"	-	-	25,8	-	2,936		7,6	6,3		4,1
САГЗ-6	Т-IV	1305,0-1311,0	18.03.2014- 20.03.2014	24	8/64"	-	-	12,2	-	0,746	13,4	10,3	3,1	39,2	4,0
				24	12/64"	-	-	22,5	-	1,939		7,9	5,5		4,1
				24	16/64"	-	-	27,0	-	2,799		6,2	7,2		3,7
САГЗ-12	Т-IV	1208,0-1210,5 1218,2-1219,9	31.03.2014- 02.04.2014	-	8/64"	-	-	-	-	11,372	13,8	8,3	5,5	38,3	-
				-	12/64"	-	-	-	-	15,002		4,0	9,9		-
				-	16/64"	-	-	-	-	15,563		2,3	11,5		-

Примечание: * - расчетные данные

Продолжение таблицы 3.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
САГЗ-7	Т-IV	1224,1-1226,7 1228,6-1231,2	21.04.2014- 26.04.2014	12	8/64"	-	-	14,4	-	2,183	14,0	11,5	2,6	38,0	5,6
				15	12/64"	-	-	32,4	-	5,280		9,10	4,9		6,6
				10	12/64"	-	-	30,9	-	7,033		8,69	5,3		5,8
				12	12/64"	-	-	28,5	-	9,011		8,1	5,9		4,8
				18	16/64"	-	-	23,3	-	14,272		5,5	8,6		2,7
				24	20/64"	-	-	25,1	-	18,407		3,7	10,3		2,4
САГЗ-12	Т-IV+V	1218,0-1220,0 1221,0-1221,5 1228,5-1230,0 1235,3-1237,5	26.04.2014- 30.04.2014	-	-	220	-	10,0	0,1	1,054	11,2	1,3	9,9	41,0	1,0
					-	300	-	9,5	0,1	1,215		1,2	10,1		0,9
САГЗ-6	Т-IV	1296,5-1300,0	22.06.2014- 26.06.2014	-	-	150	1064	1,7	-	0,313	12,8	7,9	2,2	41,1	0,8
				-	-	160	1079	2,7	-	0,400		7,1	3,0		0,9
				-	-	160	1069	2,7	-	0,477		7,4	2,7		1,0
				-	-	170	1047	3,1	-	0,503		7,7	2,4		1,3
				-	-	190	1049	3,1	-	0,587		7,9	2,2		1,4
				-	-	-	-	-	-	-		-	-		-
САГЗ-1	Т-IV	1243,0-1247,0 1248,5-1255,0	28.08.2015- 02.10.2015	24	6,4	-	-	27,6	-	3,303	-	-	-	-	-
				24	5,6	-	-	16,7	-	1,799					
				24	4,8	-	-	10,7	-	1,227					
САГЗ-6	Т-IV	1305,0-1311,0 1315,3-1318,5	11.03.2020- 06.06.2020	-	-	140	321	14,0	0,5	0,983	13,4	-	-	-	-
				-	-	140	216	10,1	2,0	0,686					
				-	-	140	143	13,4	-	0,749					
				-	-	160	198	12,8	0,4	0,829					
САГЗ-1	Т-IV	1243,0-1247,0 1248,5-1255,0	26.04.2020- 18.06.2020	-	-	150	153	34,4	0,1	0,894	-	-	-	-	-
				-	-	250	252	32,1	-	0,931					
				-	-	300	134	34,35	-	0,721					
				-	-	300	326	25,3	0,5	1,189					
САГЗ-5	Т-IV	1324,4-1330,4 Дострел 1331,2-1338,5	03.10.2021- 05.10.2021	-	-	150	888	12,9	3,0	1,594	12,0*	-	-	37,0	-
				-	-	150	893	12,3	1,0	1,567					
				-	-	170	1049	8,5	2,0	0,735					
САГЗ-18	Т-IV	1327,0-1330,0 1331,0-1334,0	08.01.2024- 12.01.2024	-	22/64"	-	-	2,6	0,4	0,065	12,2*	-	-	38,0	-
				-	24/64"	-	-	3,5	0,3	0,125					
				-	20/64"	-	-	3,0	0,2	0,056					
				-	22/64"	-	-	3,6	0,1	0,108					
				-	22/64"	-	-	3,0	0,1	0,091					
САГЗ-19	Т-IV	1294,0-1299,0 1302,7-1305,4 1309,2-1312,3	07.06.2024- 16.06.2024	26	9	-	-	7,8	-	28,000	13,1	4,2	8,9	36,5	0,9
				24	11	-	-	8,7	-	28,100		3,2	9,9		0,9
				25	8	-	-	4,1	-	11,300		4,6	8,6		0,5
				23	9	-	-	7,0	-	20,800		3,6	9,5		0,7
Эксплуатационный объект IV (Горизонт Т-V)															
САГЗ-1	Т-V	1273,0-1280,0	20.12.2012- 27.01.2013	24	16/64"	-	-	2,8	-	0,698	14,6	3,8	10,8	45,6	0,3
				24	16/64"	-	-	3,1	-	0,742		3,7	10,9		0,3
				24	16/64"	-	-	2,7	-	0,735		3,8	10,8		0,2
				24	16/64"	-	-	2,9	-	0,682		3,6	10,9		0,3
				24	16/64"	-	-	3,0	-	0,542		3,6	11,0		0,3
				24	16/64"	-	-	3,0	-	0,519		3,6	11,0		0,3
				24	16/64"	-	-	3,0	-	0,518		3,6	11,0		0,3
				24	16/64"	-	-	2,5	-	0,670		3,2	11,4		0,2
САГЗ-12	Т-V	1228,5-1230,3 1235,3-1237,5	30.12.2013- 02.01.2014	24	12/64"	-	-	17,7	-	0,977	13,8	-	-	41,3	-
				24	16/64"	-	-	19,6	-	5,386					
				24	20/64"	-	-	16,6	-	3,982					
САГЗ-13	Т-V	1251,8-1253,4 1255,8-1257,8 1262,0-1264,8 1266,4-1267,7	04.04.2014- 01.07.2014	-	-	100	-	2,9	5,9	-	14,5	-	-	43,5	-
					-	170	-	3,7	1,1	0,224					
					-	200	-	6,9	0,0	0,223					

Примечание: * - расчетные данные

Продолжение таблицы 3.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
CAГЗ-7	T-V	1266,5-1269,0	30.01.2015	-	-	140	-	5,5	-	0,416	13,9	-	-	41,4	-	
			06.02.2015	-	-	130	-	10,4	-	11,541						
			12.02.2015	-	-	120	-	5,7	-	9,059						
CAГЗ-4	T-V	1276,4-1279,5	01.01.2023- 04.01.2023	-	45/64"	-	-	6,7	-	1,159	12,0*	-	-	37,0	-	
				-	45/64"	-	-	6,8	-	1,159						
				-	45/64"	-	-	6,8	-	1,159						
				-	45/64"	-	-	5,8	-	1,295						
CAГЗ-4	T-V	1255,0-1259,0 1266,5-1270,8	17.02.2023- 18.02.2023	-	45/64"	-	-	-	-	21,208	12,5*	-	-	38,0	-	
				-	45/64"	-	-	-	-	69,559						
CAГЗ-26	T-V	1311,7-1316,0 1317,8-1321,0 1322,3-1325,4	31.07.2023- 04.08.2023	24	-	200	-	-	-	-	13,0*	-	-	37,0	-	
				24	-	200	-	-	-	-						-
				24	-	200	-	-	-	-						-
				24	-	200	-	-	-	-						-
				15	-	200	-	-	-	-						-
Эксплуатационный объект V (Горизонт T-VI)																
CAГЗ-4	T-VI	1298,9-1301,5 1304,5-1307,5	03.07.2013	19	-	-	200-1000	-	4,8	-	14,4	2,6	11,8	41,2	-	
					-	-	1000									
CAГЗ-4	T-VI	1285,0-1286,5 1287,1-1291,0	10.07.2013- 11.07.2013	-	-	-	1000	7,2	6,1	-	14,0	4,0	10,0	40,9	0,7	
				-	-	-	900	7,2	6,9	-		2,5	11,5		0,6	
CAГЗ-6	T-V+VI	1344,0-1350,0 1356,5-1358,5	06.11.2013- 08.11.2013	-	-	-	-	-	-	-	14,8	-	-	41,2	-	
				16	8/64"	-	-	-	-	12,855		12,1	2,7			
				33	12/64"	-	-	-	-	17,703		8,9	5,9			
CAГЗ-13	T-VI	1279,0-1286,0	18.03.2014- 21.03.2014	-	-	-	950	-	4,5	-	14,1	3,2	10,9	43,3	-	
CAГЗ-7	T-VI	1301,1-1303,9	15.11.2014	-	-	170	-	10,6	-	3,812	13,4	-	-	38,0	-	
			23.11.2014	-	-	165	-	9,3	-	3,998						
			23.12.2014	-	-	155	-	11,1	-	4,292						
CAГЗ-16	T-VI	1348,5-1350,9 1352,7-1356,9 1362,5-1363,5	05.11.2022- 19.11.2022	-	-	-	-	-	-	-	12,0*	-	-	38,0	-	
Горизонт T-VII																
CAГЗ-6	T-VII	1375,0-1380,0	17.10.2013- 21.10.2013	23	8/64"	-	-	-	-	8,819	14,2	13,1	1,1	41,2	-	
				24	12/64"	-	-	-	-	24,643		11,2	3,0		-	
				24	16/64"	-	-	-	-	42,242		8,3	5,9		-	
				24	20/64"	-	-	1,1	1,3	52,142		5,9	8,3		0,1	
CAГЗ-26	T-VII	1363,8-1366,8 1369,2-1374,9	19.05.2023- 20.07.2023	8	14/64"	-	-	-	-	1,452	13,5*	-	-	38,7	-	
				8	18/64"	-	-	-	-	1,920						
				8	22/64"	-	-	-	-	2,343						
CAГЗ-19	T-VII	1370,0-1374,0 1376,0-1378,0	16.04.2024- 24.04.2024	-	-	150	-	4,2	-	0,258	9,9	1,1	8,8	36,9	0,5	
				-	-	170	-	5,4	-	0,330		1,0	8,8		0,6	
				-	-	130	-	4,5	-	0,275		1,1	8,8		0,5	
				-	-	170	-	4,7	-	0,287		1,1	8,8		0,5	
				-	-	150	-	4,2	-	0,258		1,1	8,8		0,5	

Примечание: * - расчетные данные

Таблица 3.1. 3-Результаты гидродинамических исследований скважин методом регистрации кривой восстановления давления месторождения Сагиз Западный

Скважина	Дата исследования	Горизонт	Интервал перфорации, м	Глубина спуска манометра, м	Пластовое		Коэффициенты				Скин-фактор, б/р	Радиус исследования, м
					давление, МПа	температура, °С	проводимости, мД*м	гидропроницаемости, Д*м/Па*с	проницаемости, мД	пъезопроводности, м ² /с		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
САГЗ-1	02.05.2012	T-III	1231,0-1235,5	1219,7	13,9	45,7	61,6	72,5	10,3	0,0142	-2,8	287,0
САГЗ-3	16.04.2012-23.04.2012	T-II	1213,4-1222,4	1189,5	13,4	38,0	309,0	363,5	33,7	0,0465	-1,2	81,7
САГЗ-4	09.07.2013	T-VI	1285,0-1286,5 1287,1-1291,0	1262,0	14,0	40,9	1,9	2,3	0,2	0,0003	-2,8	-
САГЗ-4	02.07.2013	T-VI	1298,9-1301,5 1304,5-1307,5	1275,0	14,4	41,6	1,0	1,1	0,2	0,0002	-0,3	16,1
САГЗ-5	14.01.2014	T-III	1283,0-1286,0 1288,0-1293,0 1294,0-1296,0	1283,0	14,0	40,3	2,9	3,5	0,3	0,0005	-3,8	32,0
САГЗ-5	15.09.2013-23.12.2013	T-IV	1324,4-1330,4	1310,4	13,9	41,8	32,3	38,0	3,2	0,0045	-3,4	-
САГЗ-6	06.11.2013-11.11.2013	T-V+VI	1344,0-1350,0 1356,5-1358,5	1325,0	14,8	41,2	3,7	4,3	0,3	0,0005	-2,3	12,3
САГЗ-6	25.02.2014-27.02.2014	T-II	1246,6-1251,6	1227,3	14,0	40,0	5,7	6,7	0,8	0,0011	1,5	-
САГЗ-6	16.11.2013-18.02.2014	T-IV	1315,3-1318,5	1290,4	13,9	41,1	38,0	44,7	12,7	0,0175	-2,0	-
САГЗ-6	17.10.2013	T-VII	1375,0-1380,0	1349,4	14,2	41,6	335,0	394,1	60,9	0,0840	-3,2	-
САГЗ-6	01.08.2014	T-III	1283,4-1285,0 1285,9-1289,6	1273,9	14,2	40,5	29,6	34,8	3,3	0,0045	2,1	89,8
САГЗ-6	29.03.2014-05.04.2014	T-IV	1305,0-1311,0	1281,7	13,4	41,0	27,7	32,6	2,8	0,0038	-2,1	-
САГЗ-7	27.04.2014-05.05.2014	T-IV	1224,1-1226,7 1228,6-1231,2 1231,9-1234,7	1204,4	14,0	40,0	198,0	232,9	24,7	0,0341	-2,3	39,3
САГЗ-7	28.05.2014-07.08.2014	T-II	1181,0-1187,0	1170,0	13,3	40,7	20,2	23,8	2,9	0,0040	-4,7	84,0
САГЗ-8	28.01.2014	T-II	1293,0-1296,0	1260,1	13,5	39,6	107,0	125,9	13,3	0,0183	1,4	199,0
САГЗ-9	04.03.2014-07.03.2014	T-III	1239,2-1244,4 1245,4-1248,0	1216,3	13,4	41,0	159,0	187,1	17,4	0,0240	2,4	-
САГЗ-9	01.01.2015-03.04.2015	T-III	1239,2-1244,4 1245,4-1248,0	1253,3	14,0	41,0	56,0	65,9	4,0	0,0055	14,3	-
САГЗ-9	13.11.2013-27.03.2014	T-IV	1269,0-1275,0	1246,3	14,1	41,3	187,0	220,0	10,4	0,0143	1,7	21,5
САГЗ-10	05.07.2015	T-II	1227,5-1234,5 1244,6-1246,6	1237,3	13,2	40,9	1340,0	1576,5	89,1	0,1229	10,9	183,0
САГЗ-10	04.09.2014-05.01.2015	T-II	1227,5-1234,5 1244,6-1246,6	1237,3	13,7	41,0	1580,0	1858,8	113,0	0,1558	6,2	109,0
САГЗ-10	26.02.2014-25.04.2014	T-II	1227,5-1234,5	1205,4	13,7	39,3	1780,0	2094,1	89,1	0,1229	5,3	154,0
САГЗ-10	13.04.2023-18.04.2023	T-II	1227,5-1234,5 1244,6-1246,6	1227,0	6,8	36,8	83,7	98,5	9,3	0,0128	-1,6	132,0
САГЗ-12	07.06.2014-28.06.2014	T-IV+V	1218,0-1220,0 1221,0-1221,5 1228,5-1230,0 1235,3-1237,5	1241,7	11,2	39,3	4,4	5,1	0,7	0,0009	-3,9	-

Продолжение таблицы 3.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
САГЗ-12	29.12.2013- 26.03.2014	T-V	1228,5-1230,3 1235,3-1237,5	1204,8	13,8	38,3	83,3	98,0	16,7	0,0230	-4,0	-
САГЗ-13	25.04.2014- 17.07.2014	T-V	1251,8-1253,4 1255,8-1257,8 1262,0-1264,8 1266,4-1267,7	1271,5	14,5	43,5	1,4	1,7	0,1	0,0001	0,6	-
САГЗ-15	23.08.2023- 27.08.2023	T-II	1287,6-1299,3	1287,6	9,9	37,2	281,0	330,6	24,0	0,0331	8,5	98,7
САГЗ-18	01.03.2024- 05.03.2024	T-II	1258,0-1260,0 1263,0-1278,0	1258,0	9,4	36,5	99,3	116,8	8,5	0,0117	8,2	59,0
САГЗ-19	16.04.2024- 24.04.2024	T-VII	1370,0-1374,0 1376,0-1378,0	1258,0	9,9	36,9	2,4	2,9	0,4	0,0006	-7,7	54,0
САГЗ-19	07.06.2024- 16.06.2024	T-IV	1294,0-1299,0 1302,7-1305,4 1309,2-1312,3	1281,9	13,1	36,5	90,2	106,1	8,2	0,0113	-2,2	93,0
САГЗ-20	12.07.2022- 19.07.2022	T-II	1318,0-1323,0	1236,3	10,5	36,2	144,0	169,4	36,0	0,0496	-2,8	235,0

3.1.3. Характеристика энергетического состояния эксплуатационных объектов

Энергетическое состояние скважин и пластов на месторождении Сагиз Западный контролируется проведением гидродинамических исследований (МУО/МУУ и КВД), замерами давлений спуском манометра, а также замерами статических и динамических уровней в затрубном пространстве скважин.

Необходимо отметить, что весь фонд скважин, кроме скважины САГЗ-15, эксплуатируется механизированным способом добычи и энергетическое состояние скважин и пластов, в основном, контролируется замерами статических и динамических уровней, которые далее пересчитываются на давления. Расчетные давления, подчеркнем, носят оценочный характер и, конечно, несопоставимы с прямыми замерами давлений манометром, но, ввиду механизированного фонда скважин, приходится пользоваться расчетными данными, которые в целом позволяют характеризовать энергетическое состояние скважин и пластов хотя бы косвенно.

В таблице 3.1.4 представлены начальные, а также средние текущие пластовые и забойные давления, определенные по результатам проводимых на месторождении исследованиям скважин и пластов, а в таблице 3.1.5 динамика энергетического состояния скважин и пластов в период 2021-2024 гг. Как видно из таблицы, давления насыщения нефти газом, определенные по результатам исследования глубинных проб нефти Т-II и Т-IV продуктивных горизонтов, близки к начальным пластовым давлениям, что характеризует нефти рассматриваемых продуктивных горизонтов высокой насыщенностью газом, а по результатам исследования глубинных проб нефти Т-III горизонта, определенное давление насыщения нефти составило в среднем 9,6 МПа, при его изменениях по пробам в пределах 8,3-11,2 МПа. По Т-V продуктивному горизонту, ввиду отсутствия исследований глубинных проб нефти, давление насыщения нефти газом принято на уровне 12,9 МПа, т.е. ниже уровня начального пластового давления на 11,0 %, по аналогии с Т-IV продуктивным горизонтом, а по Т-VI горизонту – по аналогии с горизонтом Т-VII, по которому исследованное по одной пробе давление насыщения составило 10,7 МПа, т.е. на 30,1 % меньше пластового.

Ниже рассмотрим энергетическое состояние эксплуатационных объектов.

Эксплуатационный объект I (горизонты Т-I+II).

По рассматриваемому эксплуатационному объекту начальное пластовое давление, приведенное к плоскости среднего водонефтяного контакта (ВНК) по горизонтам, составляет 13,8 МПа, а по данным прямых замеров давления и расчетных (по статическим уровням) текущее пластовое давление составляет в среднем 10,9 МПа, что ниже



определенного по результатам исследования глубинных проб нефти среднего давления насыщения нефти газом на 16,2 %. Текущее забойное давление, также определенные по прямым замерам и расчетным (по динамическим уровням) по скважинам в среднем составляет 5,2 МПа, что ниже давления насыщения нефти газом на 60 %. Средняя текущая депрессия на пласты составляет 5,7 МПа.

Как было отмечено в предыдущем разделе, вероятно, этим и объясняется ухудшение продуктивных и фильтрационных характеристик скважин и пластов по рассматриваемому горизонту.

Эксплуатационный объект II (горизонт Т-III).

По рассматриваемому эксплуатационному объекту начальное пластовое давление, приведенное к плоскости среднего ВНК, составляет 14,1 МПа, а по данным прямых замеров давления и расчетных (по статическим уровням) текущее пластовое давление составляет в среднем 10,5 МПа, что выше определенного по результатам исследования глубинных проб нефти среднего давления насыщения нефти газом на 9,4 %. Текущее забойное давление, также определенные по прямым замерам и расчетным (по динамическим уровням) по скважинам в среднем составляет 5,9 МПа, что ниже давления насыщения нефти газом на 38,5 %. Средняя текущая депрессия на пласты составляет 4,6 МПа.

По рассматриваемому объекту по результатам проводимых исследований наблюдается некоторое улучшение продуктивных и фильтрационных характеристик, что, вероятно, связано с текущим пластовым давлением, превышающем давление насыщения нефти газом, хотя среднее забойное давление по скважинам остается ниже давления насыщения.

Эксплуатационный объект III (горизонт Т-IV).

По рассматриваемому эксплуатационному объекту начальное пластовое давление, приведенное к плоскости среднего ВНК, составляет 14,4 МПа, а по данным прямых замеров давления и расчетных (по статическим уровням) текущее пластовое давление составляет в среднем 12,7 МПа, что, практически, на уровне определенного по результатам исследования глубинных проб нефти среднего давления насыщения нефти газом. Текущее забойное давление, определенные по расчетным (по динамическим уровням) данным в среднем составляет 6,3 МПа, что ниже давления насыщения нефти газом на 51,2 %. Средняя текущая депрессия на пласты составляет 6,4 МПа.

Эксплуатационный объект IV (горизонт Т-V).

По рассматриваемому эксплуатационному объекту начальное пластовое давление, приведенное к плоскости среднего ВНК, составляет 14,5 МПа, а по данным прямых



замеров давления и расчетных (по статическим уровням) текущее пластовое давление составляет в среднем 12,8 МПа, что, практически, на уровне принятого давления насыщения нефти газом. Текущее забойное давление, также определенные по прямым замерам и расчетным (по динамическим уровням) по скважинам в среднем составляет 4,2 МПа, что ниже давления насыщения нефти газом на 67,4 %. Средняя текущая депрессия на пласты составляет 8,6 МПа.

Эксплуатационный объект V (горизонт T-VI).

Рассматриваемый эксплуатационный объект на дату составления настоящего проектного документа не эксплуатируется и текущие пластовые давления не замерялись.

Продуктивный горизонт T-VII.

Рассматриваемый эксплуатационный объект на дату составления настоящего проектного документа не эксплуатируется и по результатам ГДИ в скважине САГЗ-19, пластовое давление составило 9,9 МПа, а при отборе глубинной пробы, замеренное пластовое давление составило 11,3 МПа, при этом расчетное начальное пластовое давление составляет по горизонту 15,3 МПа. При проведении режимных исследований в скважине при помощи винтового насоса (обороты вала насоса 130-170 об/мин) создавалась депрессия на пласты в пределах 8,8-8,9 МПа, при этом средний коэффициент продуктивности составил 0,52 м³/(сут*МПа). Полученные по результатам ГДИ методом регистрации КВД продуктивные и фильтрационные характеристики ПЗС оказались очень низкими, хотя характеризуется отрицательным скин-фактором.

Скорее всего, пластовое давление в скважине при таких ухудшенных коллекторских свойствах, не было восстановлено до начального.



Таблица 3.1. 4-Сопоставление начального и текущего энергетического состояния скважин и пластов по месторождению Сагиз Западный

Продуктивный горизонт	Эксплуатационный объект	Средняя отметка ВНК (абс. отм.), м	Начальное пластовое давление, МПа	Давление насыщения нефти газом, МПа	Текущее среднее пластовое давление (по ГДИС), МПа			Текущее среднее забойное давление, МПа		
					по ГДИС	расчетные по уровням	среднее	по ГДИС	расчетные по уровням	среднее
T-I	I	-1229,7	13,8*	13,0	9,7	12,1	10,9	4,6	5,8	5,2
T-II										
T-III	II	-1251,4	14,1*	9,6	9,9	11,0	10,5	5,2	6,5	5,9
T-IV	III	-1278,1	14,4*	12,9	13,4	12,0	12,7	-	6,3	6,3
T-V	IV	-1283,0	14,5*	12,9**	13,1	12,5	12,8	3,9	4,4	4,2
T-VI	V	-1294,7	14,6*	10,7**	-	-	-	-	-	-
T-VII	-	-1350,6	15,3*	10,7	11,3	-	-	1,1	-	1,1

Примечание: * - приведенное к средней отметке водонефтяного контакта

** - принятые давления насыщения, ввиду отсутствия изученности глубинных проб нефти

Таблица 3.1. 5-Динамика энергетического состояния скважин и пластов по месторождению Сагиз Западный

Объект	2021 год			2022 год			2023 год			2024 год		
	Р _{пл} , МПа	Р _з , МПа	К _{пр} , м ³ /(сут*МПа)	Р _{пл} , МПа	Р _з , МПа	К _{пр} , м ³ /(сут*МПа)	Р _{пл} , МПа	Р _з , МПа	К _{пр} , м ³ /(сут*МПа)	Р _{пл} , МПа	Р _з , МПа	К _{пр} , м ³ /(сут*МПа)
I	-	7,4	21,47	13,4	8,1	-	10,1	4,6	7,08	10,9	5,2	17,17
II	13,1	5,5	3,89	10,5	5,7	5,83	9,9	4,7	16,63	10,5	5,9	6,26
III	12,0	8,4	5,49	-	9,2	-	-	7,5	-	12,7	6,3	5,49
IV	-	8,8	0,62	-	9,3	-	-	4,3	-	12,8	4,2	0,66
V	-	-	0,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-



3.1.4. Анализ проводимых режимных исследований скважин и пластов, определение рационального давления (режима работы скважин) эксплуатации скважин

Как ранее отмечалось, основные продуктивные горизонты, в которых сосредоточены большая часть запасов нефти, характеризуются близостью начального пластового давления и давления насыщения нефти газом, что при эксплуатации их с использованием энергии пласта, предопределяет естественное и неизбежное снижение давлений ниже давления насыщения нефти газом, приводящее к росту газового фактора и падению дебита по нефти.

При увеличении депрессии (снижении забойного давления ниже давления насыщения нефти газом) на пласты, с одной стороны увеличивается дебит нефти, а с другой – приводит к разгазированию пластовой нефти и ухудшению ее свойств: увеличению газового фактора, плотности и вязкости и т.д. Однако существует рациональное давление, при котором коэффициент продуктивности (дебит по нефти) может несколько увеличиваться или оставаться стабильным при незначительном росте газового фактора.

Учитывая вышеизложенное, в настоящем подразделе проведена попытка определения рационального режима эксплуатации скважин, основанные на результатах проводимых недропользователем исследовательских работ (таблица 3.1.6).

На рисунках 3.1.3-3.1.46 представлены индикаторные диаграммы и зависимости изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления.

Эксплуатационный объект I (горизонты Т-I+II).

По рассматриваемому эксплуатационному объекту полноценные исследования при различных режимах с построением индикаторных диаграмм проведены на скважинах САГЗ-3, САГЗ-6, САГЗ-8 и САГЗ-10 в начальный период и за последние 5 лет разработки – на скважинах САГЗ-10 САГЗ-15, САГЗ-18 и САГЗ-20.

Как видно из индикаторной диаграммы **по скважине САГЗ-3**, забойные давления при исследованиях оставались ниже давления насыщения нефти газом (13,0 МПа), а кривая на последних режимах характеризуется выпуклостью к оси дебитов и не подчиняется закону фильтрации, т.е. увеличение депрессии на пласты не приводит к дальнейшему увеличению дебита нефти или тенденция увеличения дебита заметно уменьшается. Вместе с тем, построенная зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления показывает, что увеличение депрессии на пласты приводит к увеличению газового фактора и уменьшению коэффициента продуктивности по нефти. Учитывая свойства пластовой нефти,



определенные по результатам исследования глубинных проб, оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 8,8-9,0 МПа.

По скважине САГЗ-8, забойные давления при исследованиях оставались ниже давления насыщения нефти газом (13,0 МПа), а индикаторная кривая характеризуется прямолинейностью и подчиняется закону фильтрации. Построенная зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления показывает, что увеличение депрессии на пласты приводит сначала к увеличению и на последних 2-х режимах стабилизации газового фактора, а также уменьшению в начале коэффициента продуктивности по нефти и на последних 3-х режимах – его стабилизации. Учитывая свойства пластовой нефти, определенные по результатам исследования глубинных проб, оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 6,6-9,7 МПа.

По скважине САГЗ-6, забойные давления при исследованиях оставались ниже давления насыщения нефти газом (13,0 МПа), а индикаторная кривая характеризуется выпуклостью к оси депрессии, т.е. незначительное дальнейшее увеличение депрессии на пласты более 10,0 МПа приводит к резкому увеличению дебита нефти, что, вероятно, объясняется подключением в работу дополнительных пропластков и влиянием газа. Построенная зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления показывает, что увеличение депрессии на пласты приводит к уменьшению газового фактора, а коэффициент продуктивности на первых 2-х режимах остается стабильным и на последнем режиме несколько увеличивается. Таким образом, учитывая свойства нефти в пластовых условиях, оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 3,2-5,5 МПа.

По скважине САГЗ-10, забойные давления при первых 2- исследованиях оставались выше давления насыщения нефти газом (13,0 МПа), а на остальных – ниже. Индикаторная диаграмма характеризуется прямолинейностью и подчиняется закону фильтрации. Построенная зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления показывает, что увеличение депрессии на пласты на первых 3-х режимах приводит сначала к незначительному увеличению газового фактора и на последних 2-х режимах – к заметному уменьшению. Коэффициент продуктивности скважины на первых 4-х режимах увеличивается с увеличением депрессии, а на последнем режиме заметно уменьшается. Таким образом, учитывая свойства нефти в пластовых условиях, оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 12,0-12,3 МПа.



В апреле 2023 г. в скважине вновь проведены режимные исследования, при этом пластовое давление составило 6,8 МПа, что ниже давления насыщения нефти газом (13,0 МПа). Построенная индикаторная диаграмма характеризуется выпуклостью к оси депрессии, т.е. незначительное дальнейшее увеличение депрессии на пласты приводит к незначительному, но увеличению дебита нефти. Построенная зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления показывает, что увеличение депрессии на пласты приводит к уменьшению газового фактора и увеличению коэффициента продуктивности по нефти. Оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 5,07-5,09 МПа.

По скважине САГЗ-15 исследования проведены в августе 2023 г., при этом пластовое давление составила 9,9 МПа, что выше давления насыщения нефти газом (9,7 МПа), а забойные давления – оставались ниже. Индикаторная кривая характеризуется прямолинейностью и подчиняется закону фильтрации. Оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 4,98 МПа.

По скважине САГЗ-18 исследования проведены в марте 2024 г., при этом пластовое давление составила 9,4 МПа, что ниже давления насыщения нефти газом (13,0 МПа). На первом режиме, когда депрессия на пласты составила 5,0 МПа, максимальных значений достигли дебит по нефти 41,8 м³/сут и газовый фактор 146 м³/м³, а также коэффициент продуктивности – 8,3 м³/(сут*МПа). Далее на других режимах работы скважины, при уменьшении и увеличении депрессии на пласты, дебит скважины по нефти оставался практически на одном уровне либо увеличивался незначительно. Построенная зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления показывает, что увеличение депрессии на пласты приводит к снижению продуктивности и увеличению газового фактора. Оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 4,4-5,1 МПа.

По скважине САГЗ-20 исследования проведены в июле 2022 г., при этом пластовое давление составила 10,5 МПа, что выше давления насыщения нефти газом (9,7 МПа), а забойные давления – оставались ниже. Индикаторная кривая характеризуется прямолинейностью и подчиняется закону фильтрации. Оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 6,26 МПа.

Эксплуатационный объект II (горизонт Т-III).

По рассматриваемому эксплуатационному объекту полноценные исследования при различных режимах с построением индикаторных диаграмм проведены на скважинах САГЗ-1, САГЗ-9 и САГЗ-6 в начальный период.



Как видно из индикаторной диаграммы **по скважине САГЗ-1**, забойные давления при исследованиях оставались ниже давления насыщения нефти газом (9,7 МПа). Индикаторная кривая показывает, что депрессия на пласты оставалась практически стабильной, а дебит по нефти увеличивался, что сопровождалось ростом газового, т.е. наблюдается яркое проявление режима растворенного газа. Построенная зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления показывает, что увеличение депрессии на пласты приводит к уменьшению газового фактора и увеличению коэффициента продуктивности по нефти. Оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 2,6-3,1 МПа.

По скважине САГЗ-6, забойные давления при исследованиях на первых 4-х режимах оставались ниже давления насыщения нефти газом (9,7 МПа), а на последнем – выше. Индикаторная кривая характеризуется на начальном этапе характеризуется прямолинейностью и на последних 2-х режимах происходит изгиб к оси депрессии, т.е. дальнейшее незначительное увеличение депрессии на пласты приводит заметному увеличению дебита нефти, вероятно, за счет подключения дополнительных пропластков и влияния газа. Построенная зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления показывает, что увеличение депрессии на пласты на первых 3-х режимах приводит к увеличению коэффициента продуктивности по нефти и уменьшению газового фактора, а на последних 2-х режимах происходит уменьшение коэффициента продуктивности и рост газового фактора. Оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 2,0 МПа.

По скважине САГЗ-9, забойные давления при исследованиях на первых 2-х режимах оставались выше давления насыщения нефти газом (9,7 МПа), а на последующих – ниже. Индикаторная кривая характеризуется на начальном этапе характеризуется прямолинейностью и на последних режимах происходит изгиб к оси дебита, т.е. дальнейшее увеличение депрессии на пласты не приводит пропорциональному увеличению дебита нефти. Построенная зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления показывает, что увеличение депрессии на пласты приводит к уменьшению коэффициента продуктивности по нефти и росту газового фактора. Оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 9,4-12,1 МПа.

Эксплуатационный объект III (горизонт Т-IV).

По рассматриваемому эксплуатационному объекту полноценные исследования при различных режимах с построением индикаторных диаграмм проведены на скважинах



САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-9 и САГЗ-12 в начальный период, и скважине САГЗ-19 – в июне 2024 г.

По скважине САГЗ-1 при исследованиях пластовое давление было ниже давления насыщения нефти газом (12,9 МПа). Индикаторная кривая не прямолинейная и не подчиняется закону фильтрации: на первых 2-х режимах происходит увеличение дебита при увеличении депрессии на пласты, а на последних режимах - уменьшение. Построенная зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления показывает, что увеличение депрессии на пласты сопровождается ростом газового фактора и уменьшением коэффициента продуктивности на последних 2-х режимах. Оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 7,0 МПа.

По скважине САГЗ-5 при исследованиях пластовое давление было выше давления насыщения нефти газом (12,9 МПа), а забойные давления – ниже. Индикаторная кривая характеризуется выпуклостью к оси дебита, т.е. увеличение депрессии на пласты не приводит к пропорциональному увеличению дебита. Построенная зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления показывает, что увеличение депрессии на пласты сопровождается ростом газового фактора и уменьшением коэффициента продуктивности. Оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 10,5-11,5 МПа.

По скважине САГЗ-6 при исследованиях в ноябре 2013 г. пластовое давление было выше давления насыщения нефти газом (12,9 МПа), а забойные давления – ниже. Индикаторная кривая характеризуется прямолинейностью и подчиняется закону фильтрации. Построенная зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления показывает, что увеличение депрессии на пласты на 2-м режиме сопровождается незначительным ростом газового фактора и заметным увеличением коэффициента продуктивности, а на 3-м режиме происходит уменьшение коэффициента продуктивности и уменьшение газового фактора. Оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 10,5 МПа.

По скважине САГЗ-6 при исследованиях в марте 2014 г. пластовое давление было выше давления насыщения нефти газом (12,9 МПа), а забойные давления – ниже. Индикаторная кривая характеризуется прямолинейностью и подчиняется закону фильтрации. Построенная зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления показывает, что увеличение депрессии на пласты на 2-м режиме сопровождается ростом газового фактора и некоторым увеличением коэффициента продуктивности, а на 3-м режиме происходит заметное уменьшение



коэффициента продуктивности и дальнейшее увеличение газового фактора. Оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 7,9 МПа.

По скважине САГЗ-6 при исследованиях в июне 2014 г. пластовое давление было на уровне давления насыщения нефти газом (12,9 МПа), а забойные давления – ниже. Индикаторная кривая не прямолинейная и не подчиняется закону фильтрации: на первых 2-х режимах при увеличении депрессии на пласты дебит нефти увеличивается, а при дальнейшем уменьшении депрессии на пласты происходит некоторое увеличение дебита, что, вероятно, связано с влиянием газа. Построенная зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления показывает, что увеличение депрессии на пласты сопровождается уменьшением коэффициента продуктивности и газового фактора. Оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 7,7-8,0 МПа.

По скважине САГЗ-7 при исследованиях пластовое давление было выше давления насыщения нефти газом (12,9 МПа), а забойные давления – ниже. Индикаторная кривая не прямолинейная и не подчиняется закону фильтрации, т.е. при увеличении депрессии на пласты на 2-м режиме происходит увеличение дебита нефти, а при дальнейшем увеличении депрессии – уменьшение дебита. Построенная зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления показывает, что увеличение депрессии на пласты на 2-м режиме сопровождается стабильностью газового фактора и некоторым увеличением коэффициента продуктивности, а на последующих режимах происходит заметное уменьшение коэффициента продуктивности и дальнейшее увеличение газового фактора. Оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 8,7-9,1 МПа.

По скважине САГЗ-9 при исследованиях пластовое давление было выше давления насыщения нефти газом (12,9 МПа), а забойное давление на первом режиме выше и на последующих – ниже. Индикаторная кривая прямолинейная. Построенная зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления показывает, что увеличение депрессии на пласты сопровождается уменьшением коэффициента продуктивности, а газовый фактор остается практически стабильным. Оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 9,7-11,1 МПа.

По скважине САГЗ-12 при исследованиях пластовое давление было ниже давления насыщения нефти газом (12,9 МПа). Индикаторная кривая характеризуется некоторой выпуклостью к оси депрессии, т.е. незначительное увеличение депрессии приводит к увеличению дебита нефти. Построенная зависимость изменения коэффициента



продуктивности и газового фактора от забойного давления показывает, что увеличение депрессии на пласты сопровождается уменьшением коэффициента продуктивности и ростом газового фактора. Оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 1,28-1,32 МПа.

По скважине САГЗ-19 при исследованиях в июне 2024 г. пластовое давление было практически на уровне принятого давления насыщения нефти газом (13,0 МПа), а забойные давления – ниже на всех режимах. Индикаторная кривая не прямолинейная и не подчиняется закону фильтрации: при незначительном увеличении депрессии на пласты наблюдается некоторое увеличение дебита нефти. Построенная зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления показывает, что увеличение депрессии на пласты сопровождается ростом газового фактора и увеличением коэффициента продуктивности. Оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 4,57 МПа.

Эксплуатационный объект IV (горизонт Т-V).

По рассматриваемому эксплуатационному объекту полноценные исследования при различных режимах с построением индикаторных диаграмм проведены на скважинах САГЗ-1 и САГЗ-7.

По скважине САГЗ-1 при исследованиях пластовое давление было выше принятого давления насыщения нефти газом (13,0 МПа), а забойные давления – ниже на всех режимах. Индикаторная кривая не прямолинейная и не подчиняется закону фильтрации: при незначительном увеличении депрессии на пласты наблюдается некоторое увеличение дебита нефти. Оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 3,5-3,7 МПа.

По скважине САГЗ-7, забойные давления при исследованиях оставались ниже давления насыщения нефти газом (9,7 МПа). Индикаторная кривая характеризуется выпуклостью к оси дебита, т.е. увеличение депрессии на пласты не приводит к дальнейшему увеличению дебита нефти. Построенная зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления показывает, что увеличение депрессии на пласты приводит к уменьшению коэффициента продуктивности по нефти и некоторому едва заметному росту газового фактора. Оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 2,4-2,8 МПа.

Продуктивный горизонт Т-VII.

По рассматриваемому горизонту полноценные исследования при различных режимах с построением индикаторных диаграмм проведены на скважине САГЗ-19 в апреле 2024 г.



По скважине САГЗ-19 при исследованиях пластовое давление 9,9 МПа было ниже принятого давления насыщения нефти газом (10,7 МПа), а забойные давления – ниже на всех режимах. Индикаторная кривая не прямолинейная и не подчиняется закону фильтрации: при незначительном увеличении депрессии на пласты наблюдается некоторое увеличение дебита нефти. Построенная зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления показывает, что увеличение депрессии на пласты сопровождается незначительным увеличением коэффициента продуктивности, при этом газовый фактор остается стабильным. Оптимальное забойное давление на скважине на период исследования составляет 1,0 МПа.

В таблице 3.1.6 представлены рациональные параметры эксплуатации добывающих скважин, т.е. минимальное забойное давление, при котором коэффициент продуктивности по нефти и газовый фактор остаются стабильными, которые основаны на результатах проводимых за последние 5 лет разработки месторождения Сагиз Западный гидродинамических исследований (таблица 3.1.2) и замеров статических и динамических уровней в скважинах.

Таким образом, для **I-го эксплуатационного объекта** минимальное (рациональное) забойное давление в добывающих скважинах может изменяться от 4,4 МПа (САГЗ-18, по результатам ГДИС) до 9,8 МПа (САГЗ-7, расчетное по уровням).

Для **III-го эксплуатационного объекта** минимальное (рациональное) забойное давление в добывающих скважинах может изменяться от 3,4 МПа (САГЗ-12, расчетное по уровням) до 7,2 МПа (САГЗ-1, расчетное по уровням).

Для **IV-го эксплуатационного объекта** минимальное (рациональное) забойное давление в добывающих скважинах может изменяться от 4,6 МПа (САГЗ-19, по результатам ГДИС) до 5,4 МПа (САГЗ-12, расчетное по уровням).



Таблица 3.1. 6-Рекомендуемый рациональный режим работы добывающих скважин, при котором коэффициент продуктивности по нефти (дебит скважин по нефти) и газовый фактор остаются стабильными

Горизонт	Эксплуатационный объект	Скважина	Давление насыщения, МПа	Газосодержание, м ³ /т	Рациональные (оптимальные) параметры					
					по ГДИС за последние 5 лет			по уровням за последние 5 лет		
					минимальное забойное давление, МПа	коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	газовый фактор, м ³ /м ³	минимальное забойное давление, МПа	дебит нефти, т/сут	газовый фактор, м ³ /т
T-I+II	I	САГЗ-3	11,9	119,4	-	-	-	5,9-6,1	8,1-8,4	116-120
T-II		САГЗ-7			-	-	-	9,80	4,1	244
T-II		САГЗ-8			-	-	-	4,80	6,4	123
T-II		САГЗ-9			-	-	-	6,0-6,8	7,5-8,9	115-127
T-II		САГЗ-10			5,07-5,09	6,98-7,37	65,0-102,0	5,7-6,8	16,0-17,8	56-66
T-II		САГЗ-18			4,4-5,1	5,6-8,3	98,0-146,0	-	-	-
T-II		САГЗ-21			-	-	-	6,7-8,0	6,3-8,5	60-103
T-II		САГЗ-23			-	-	-	7,0-8,3	21,9-22,6	50-60
T-II		САГЗ-15			4,98	18,47	147	-	14,0-14,6	70
T-IV	III	САГЗ-1	12,9*	121,3	-	-	-	7,0-7,2	15,1-16,9	62,6-64,7
T-IV		САГЗ-5			-	-	-	6,5-7,1	5,0-5,1	118-207
T-IV		САГЗ-6			-	-	-	5,0-5,7	4,2-4,8	137-142
T-IV		САГЗ-7			-	-	-	3,5-4,3	2,5-4,3	182-244
T-IV		САГЗ-19			4,57	0,48	2756	-	-	-
T-V	IV	САГЗ-4	12,9	121,3*	-	-	-	-	-	-
T-V		САГЗ-12			-	-	-	3,4-5,4	9,6-9,7	90-106
T-VI	V	САГЗ-4	10,7*	121,3*	-	-	-	-	-	-
T-VII	-	САГЗ-19	10,7	66,2	1,03	0,61	61	-	-	-



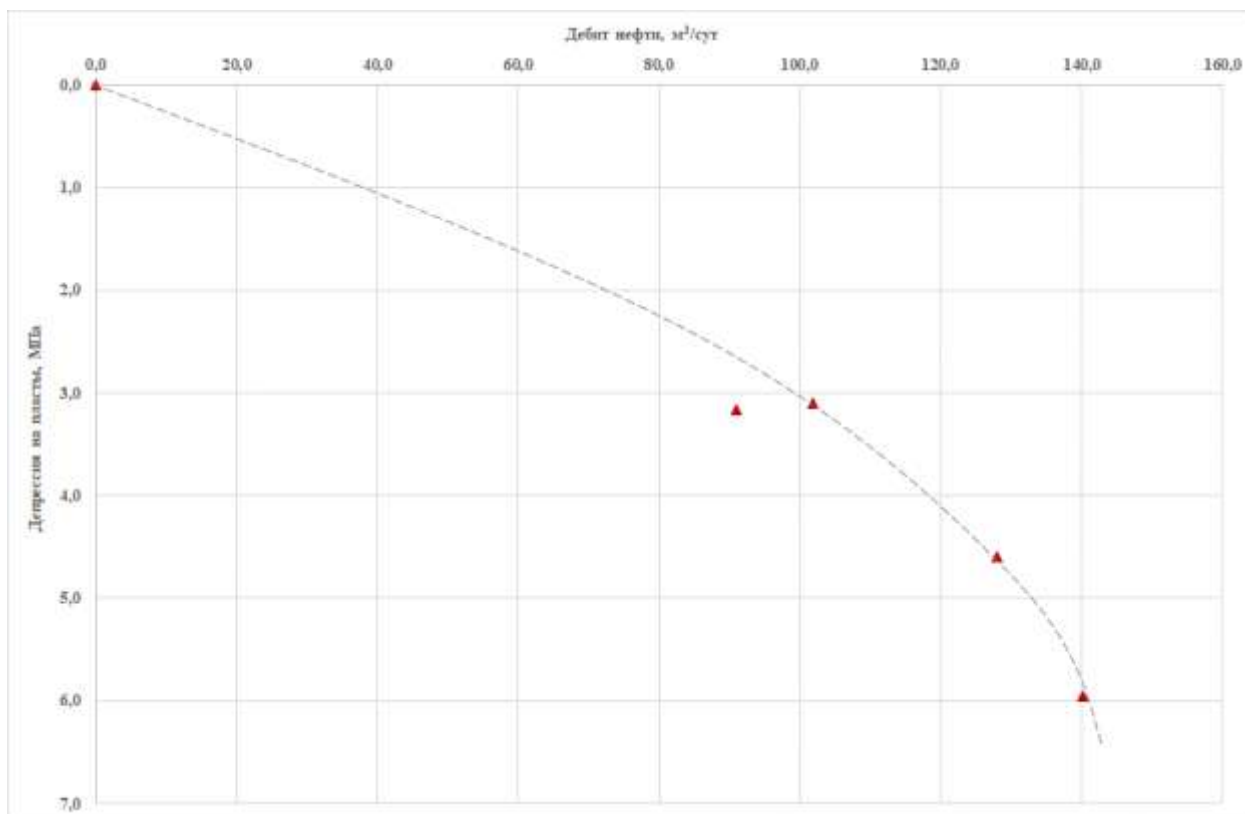


Рисунок 3.1. 3-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-3. Апрель 2012 г. Горизонты II

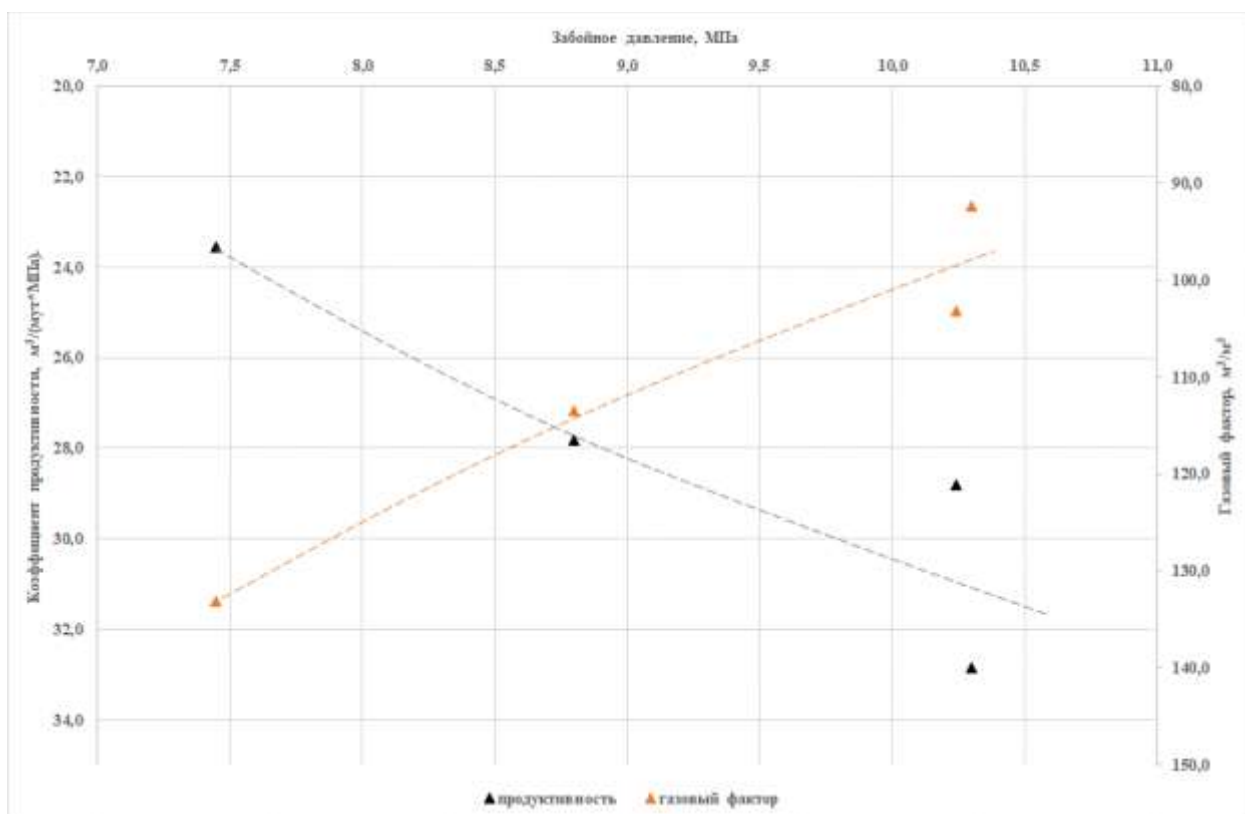


Рисунок 3.1. 4-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-3. Апрель 2012 г. Горизонты II



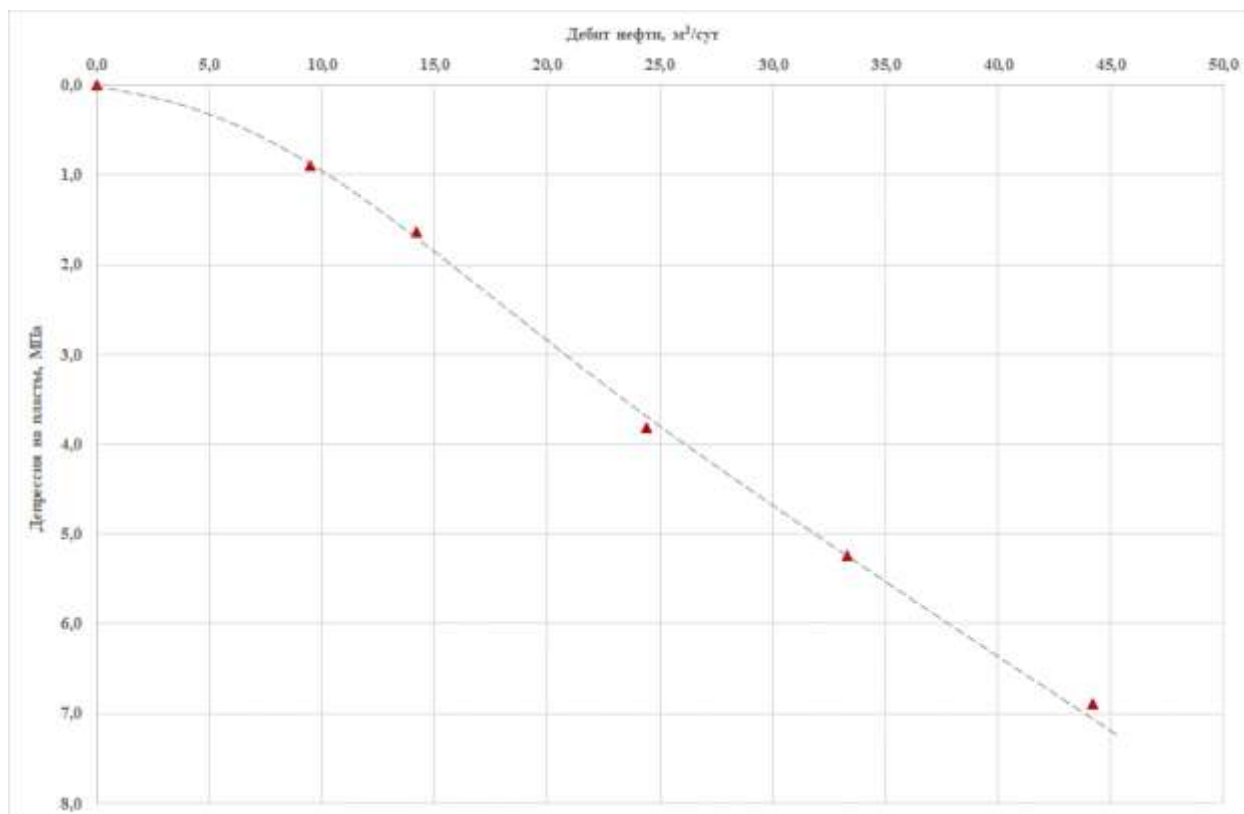


Рисунок 3.1. 5-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-8. Февраль 2014 г. Горизонт II

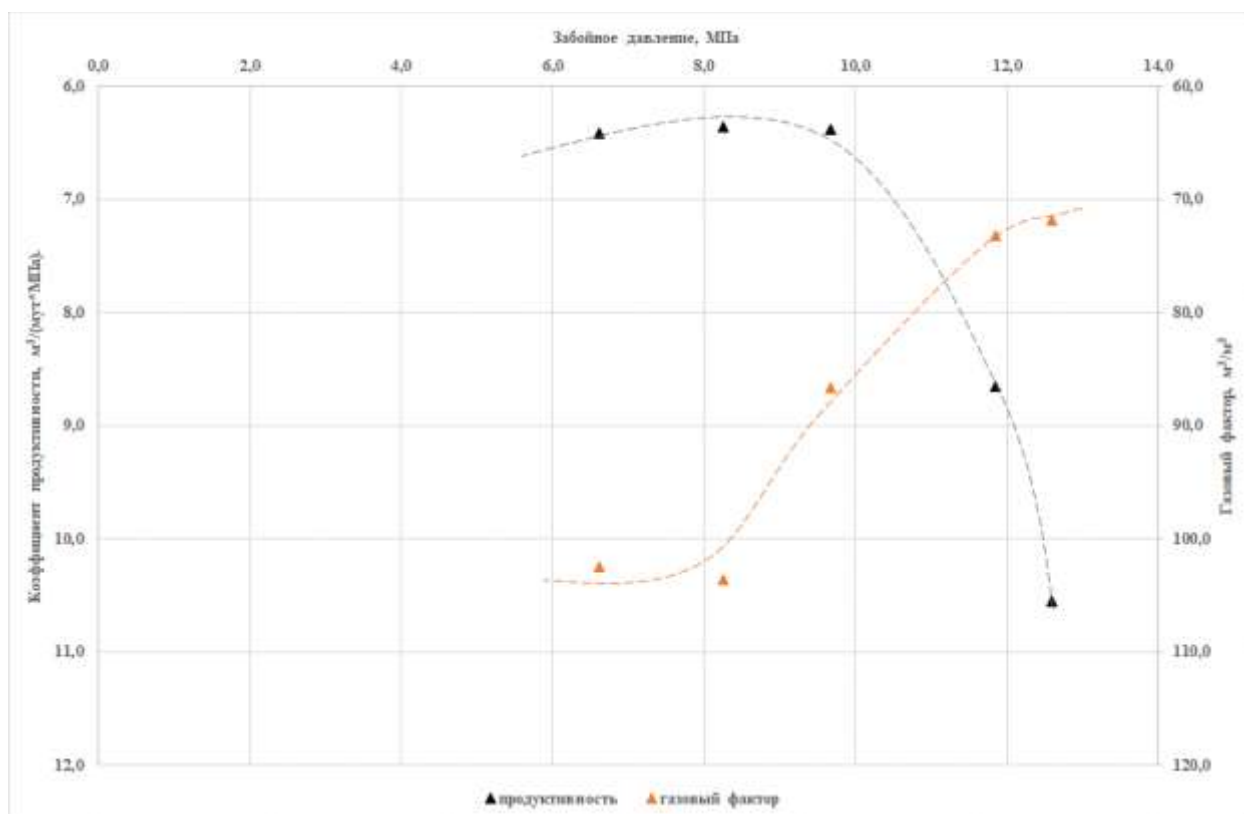


Рисунок 3.1. 6-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-8. Февраль 2014 г. Горизонт II



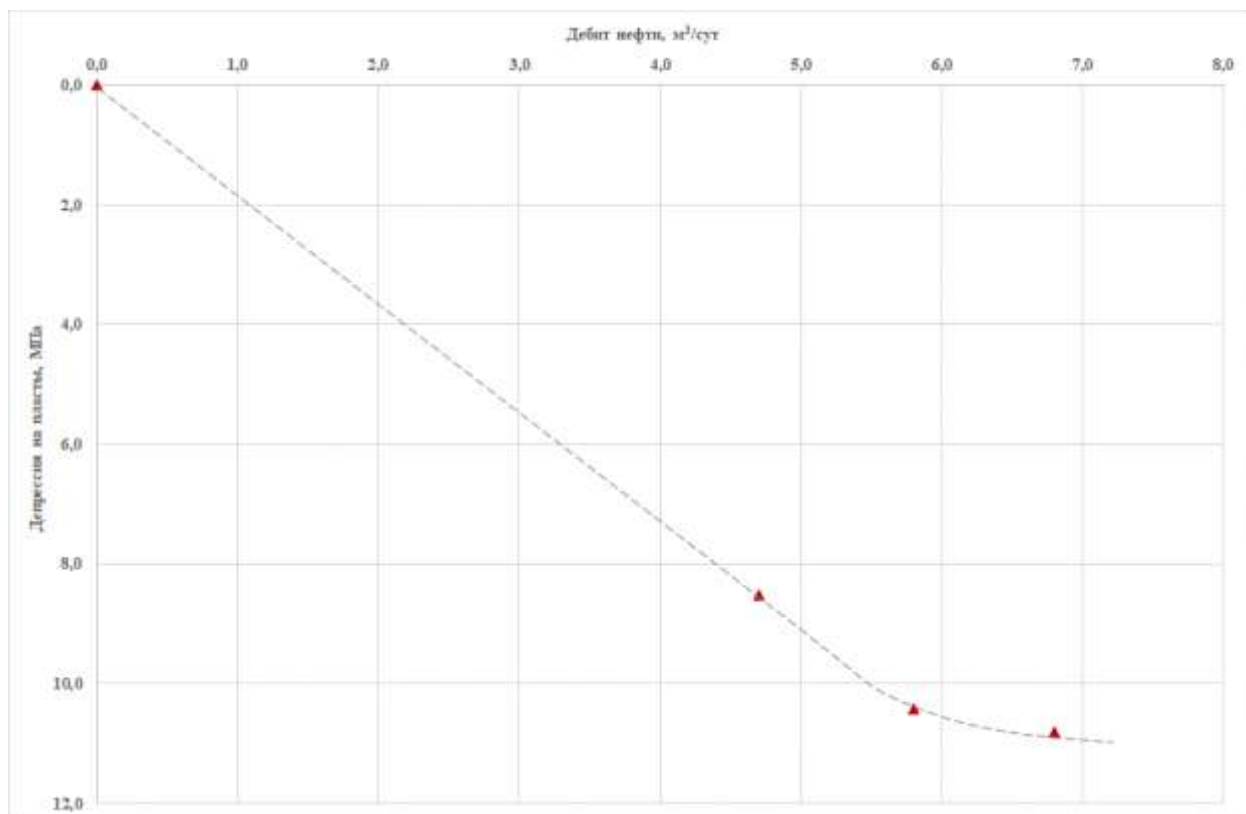


Рисунок 3.1. 7-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-6. Февраль 2014 г. Горизонт II

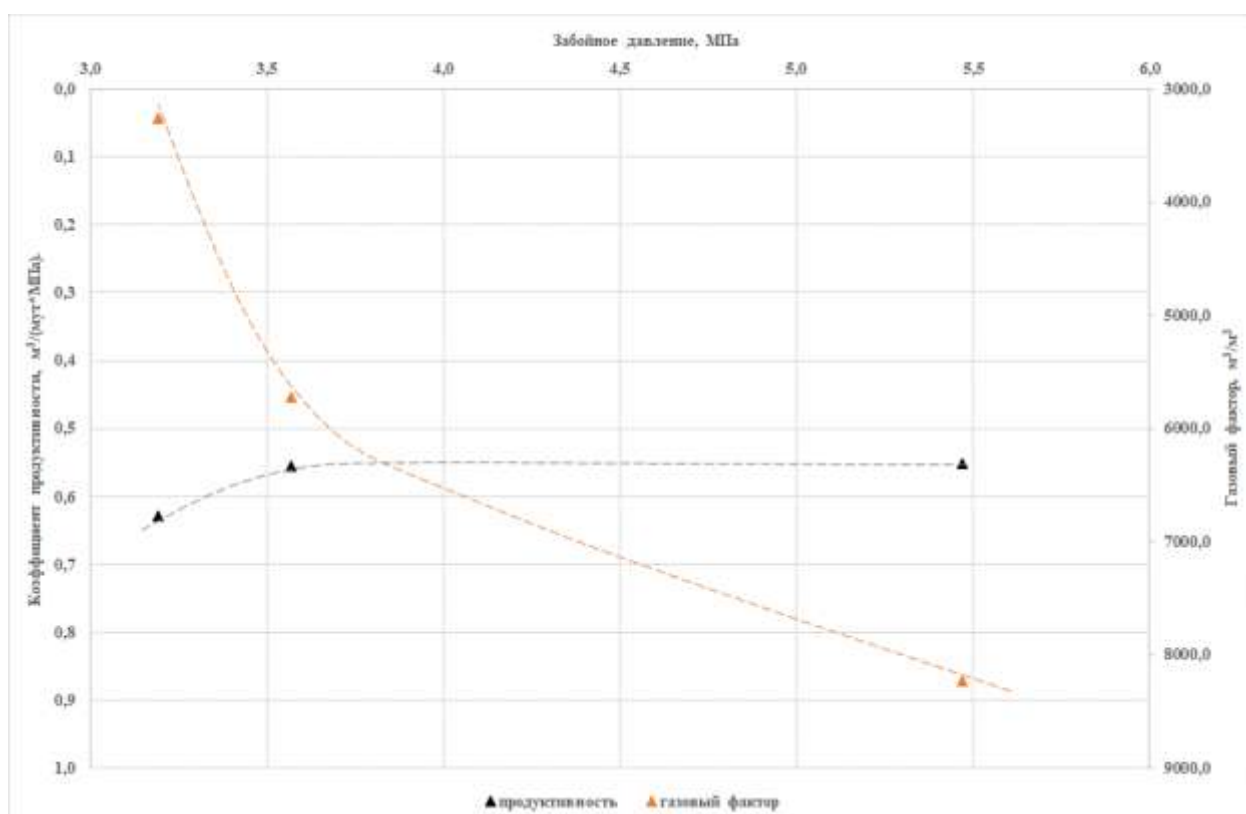


Рисунок 3.1. 8-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-6. Февраль 2014 г. Горизонт II



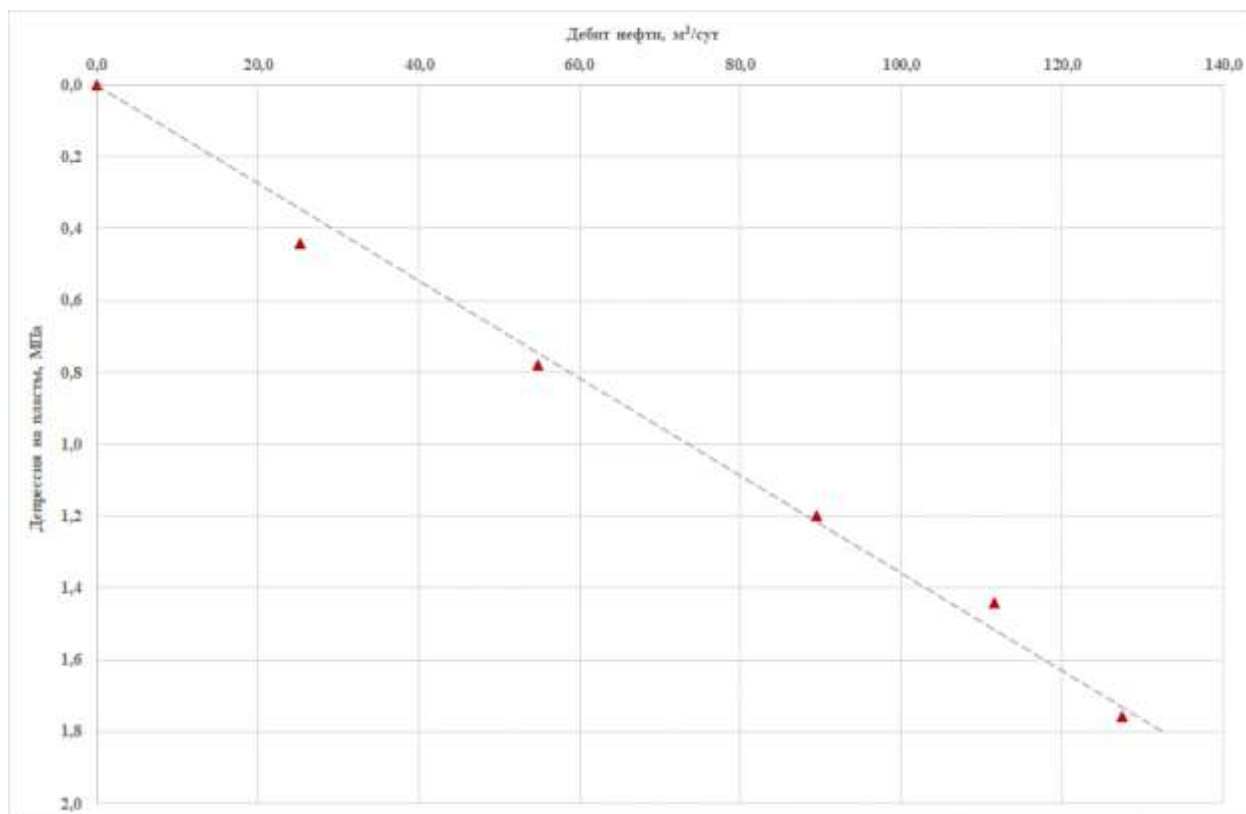


Рисунок 3.1. 9-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-10. Март 2014 г. Горизонт II

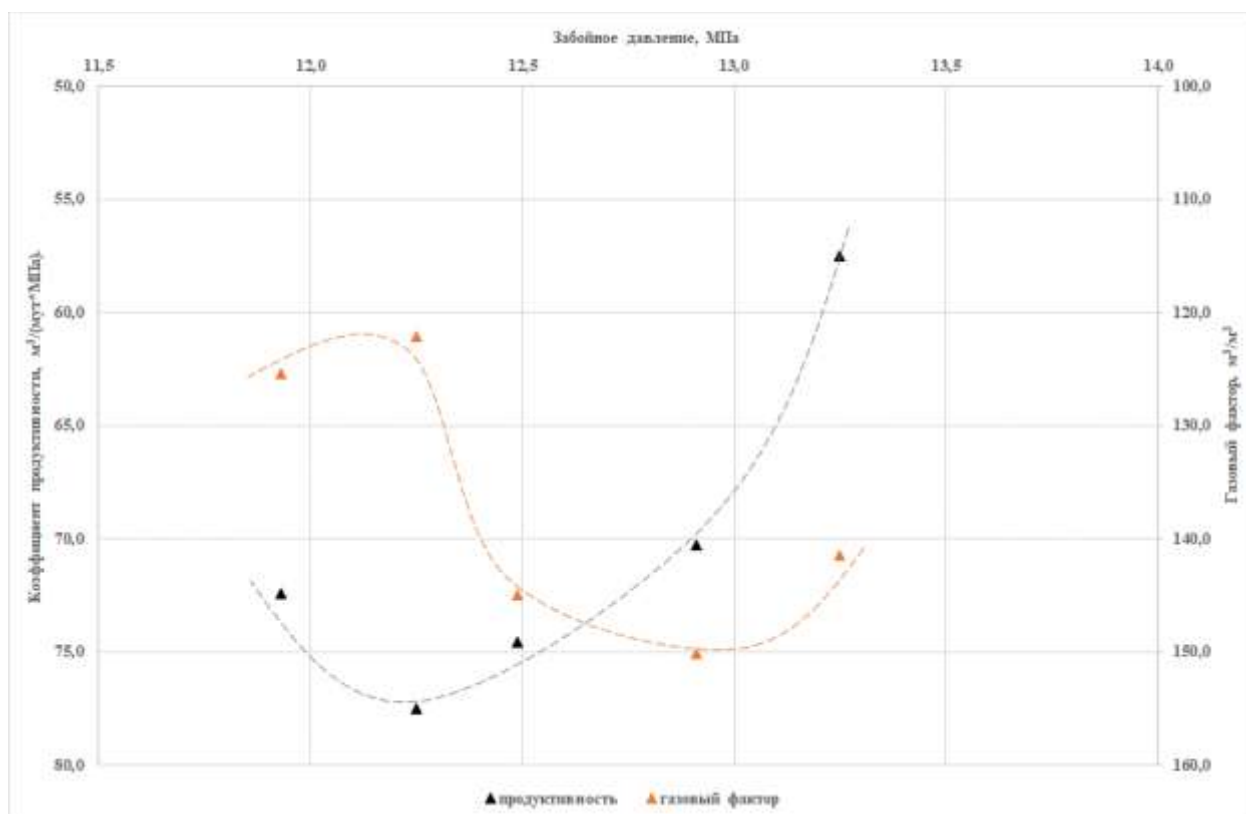


Рисунок 3.1. 10-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-10. Март 2014 г. Горизонт II



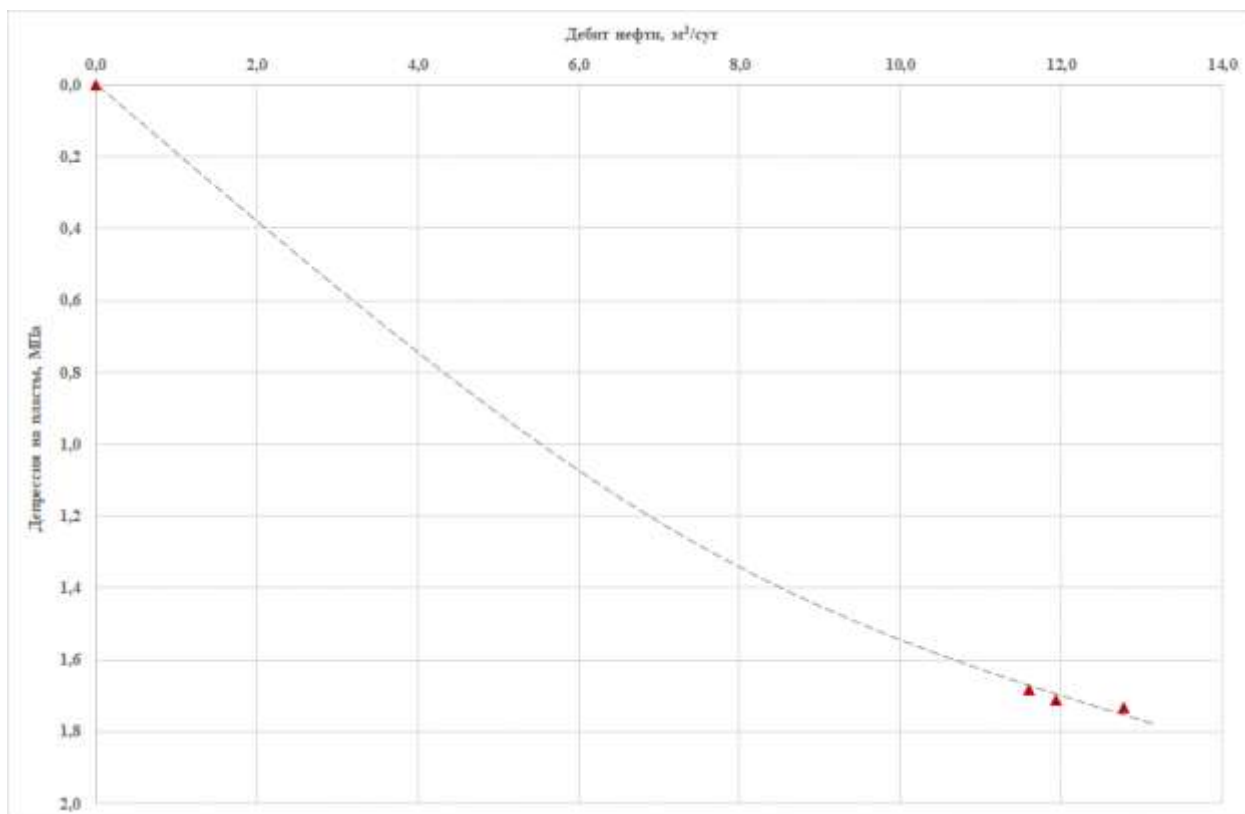


Рисунок 3.1. 11-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-10. Апрель 2023 г. Горизонт II

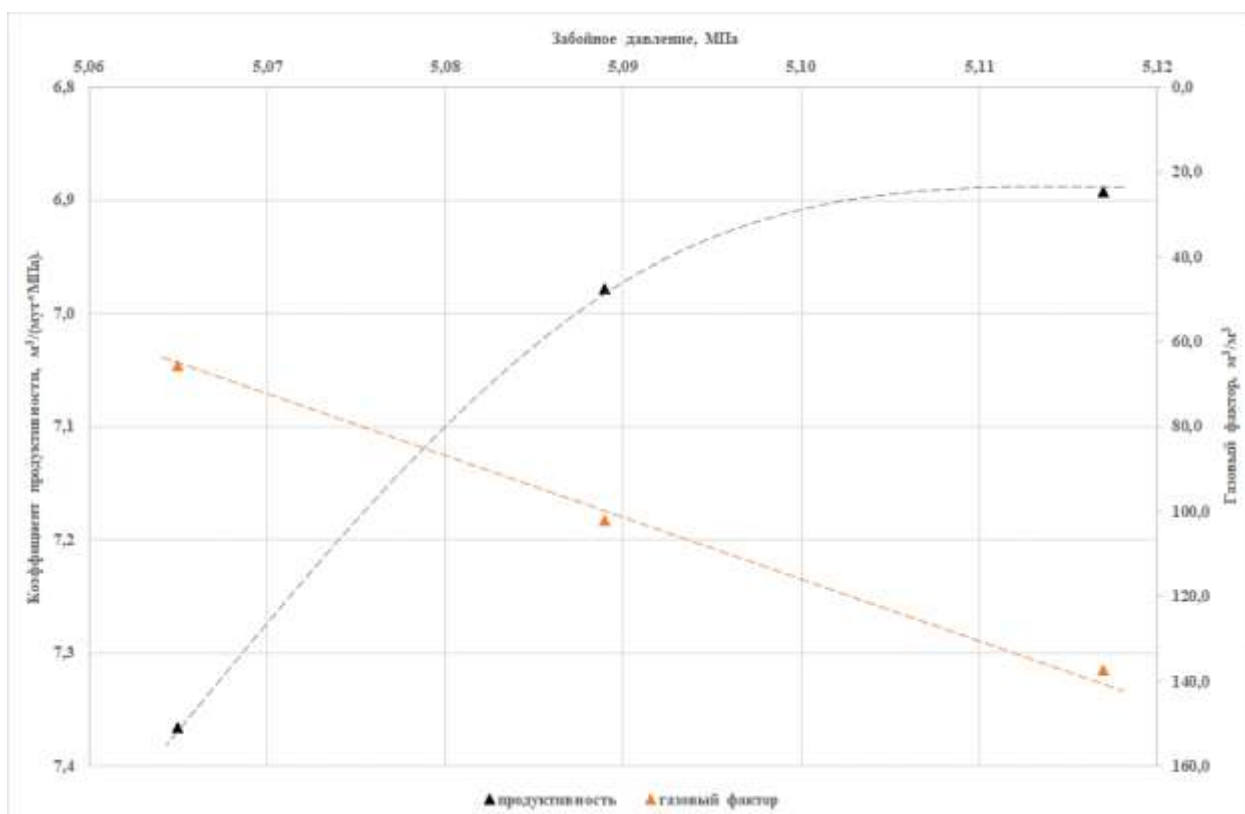


Рисунок 3.1. 12-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-10. Апрель 2023 г. Горизонт II



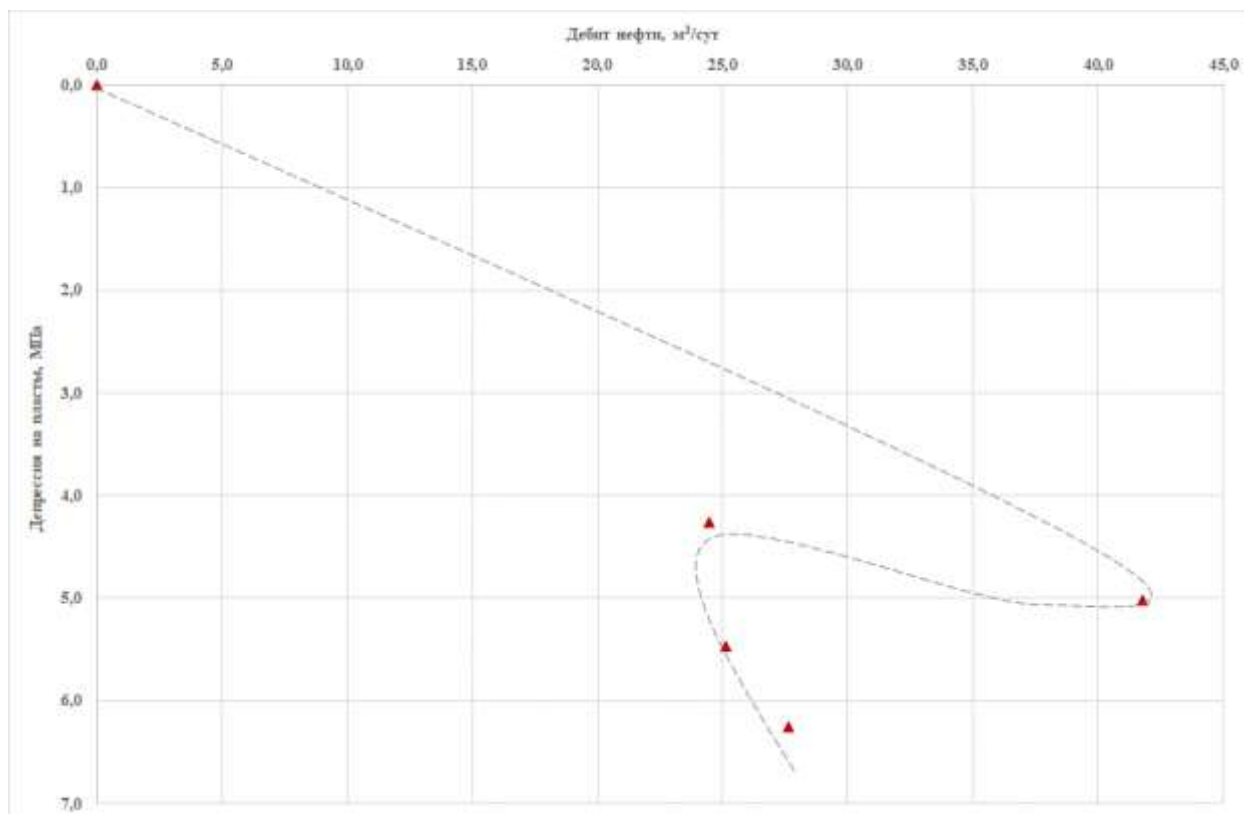


Рисунок 3.1. 13-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-18. Март 2024 г. Горизонты II

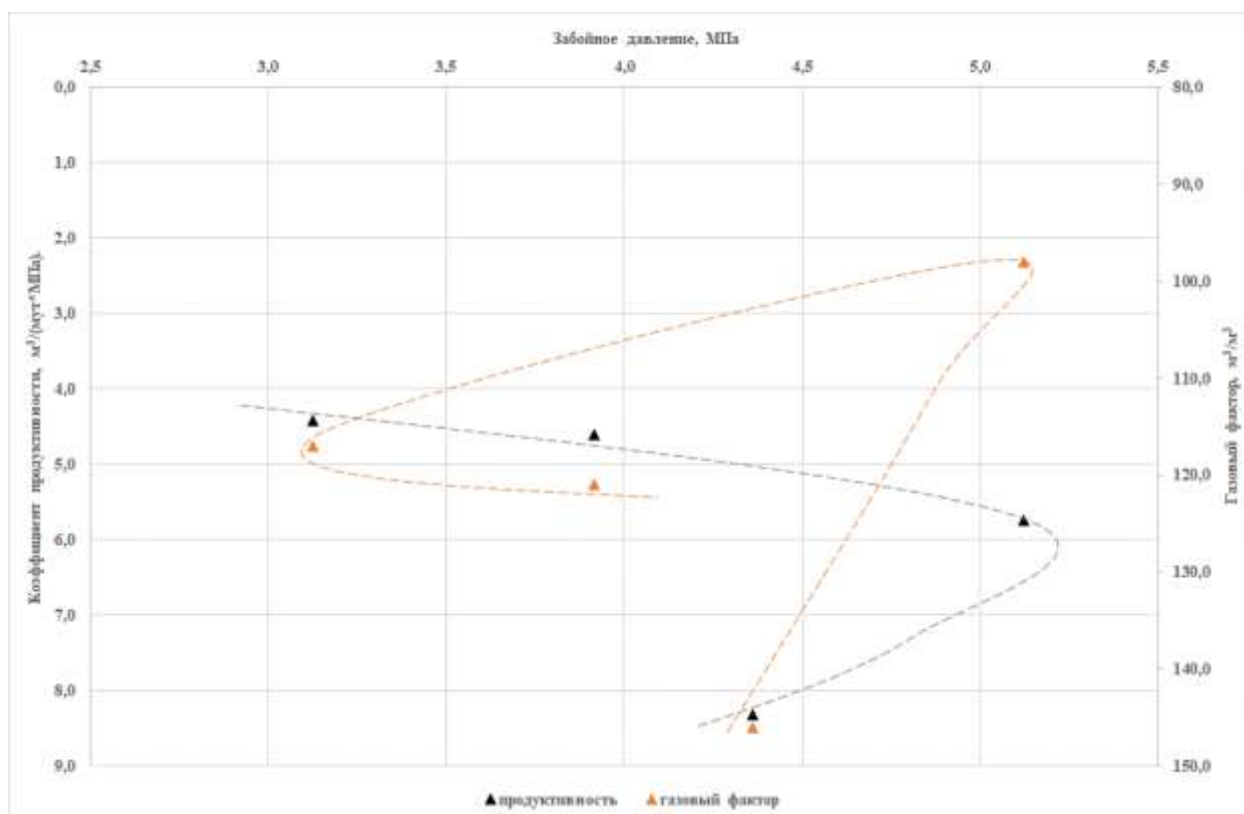


Рисунок 3.1. 14-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-18. Март 2024 г. Горизонты II



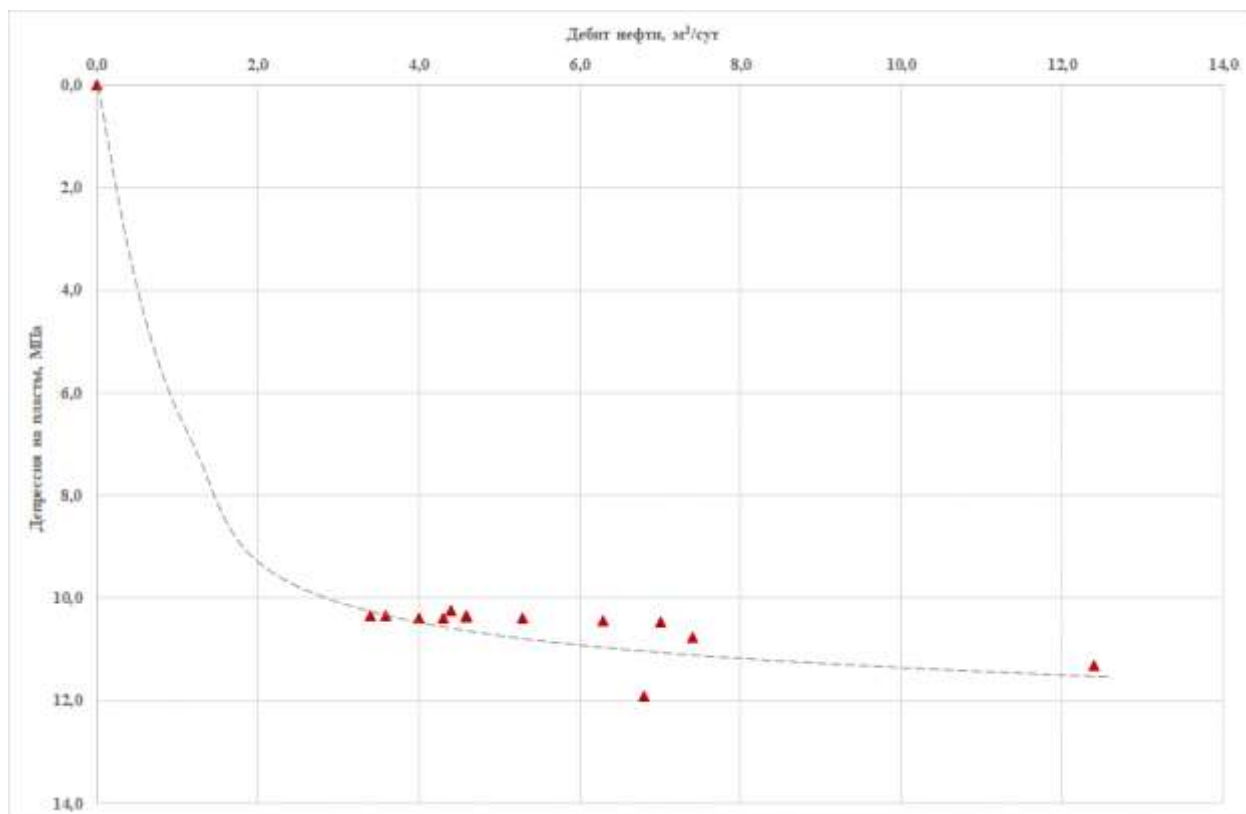


Рисунок 3.1. 15-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-1. Май 2012 г. Горизонт III

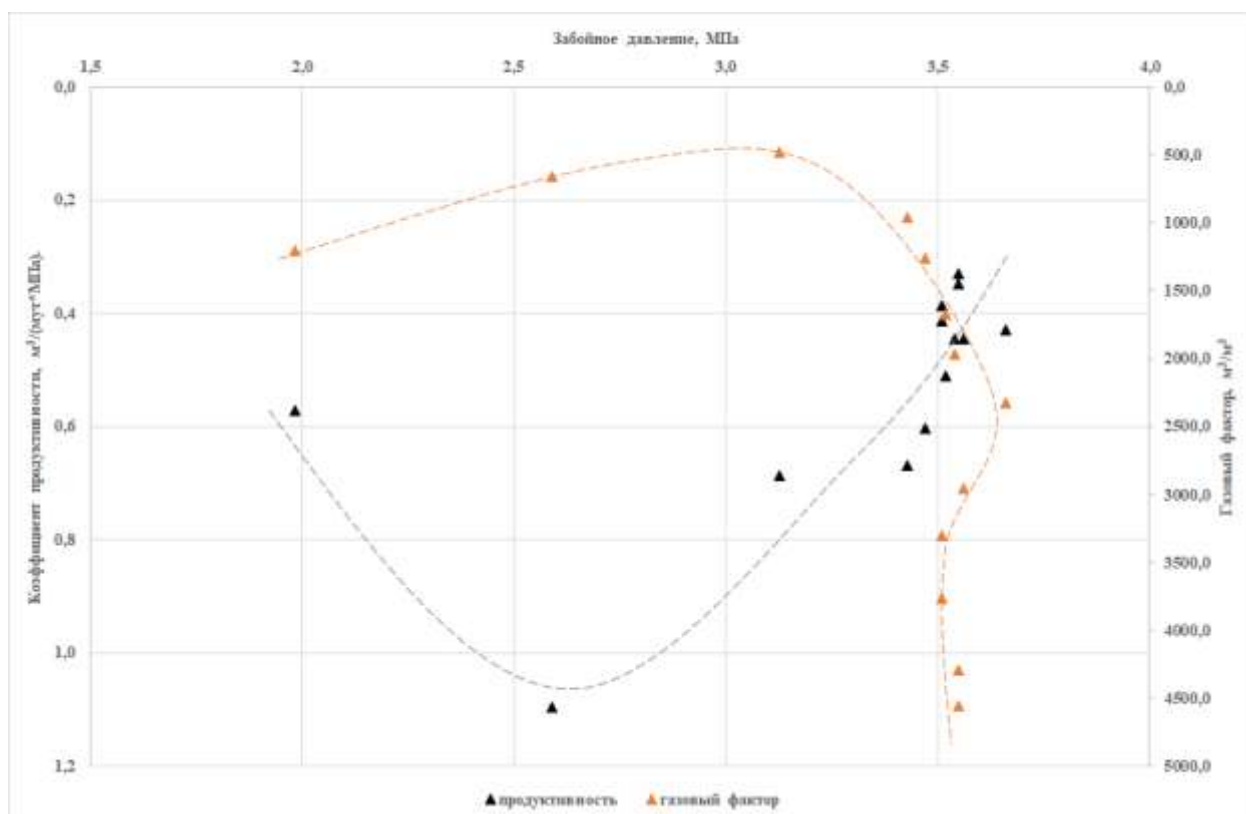


Рисунок 3.1. 16-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-1. Май 2012 г. Горизонт III



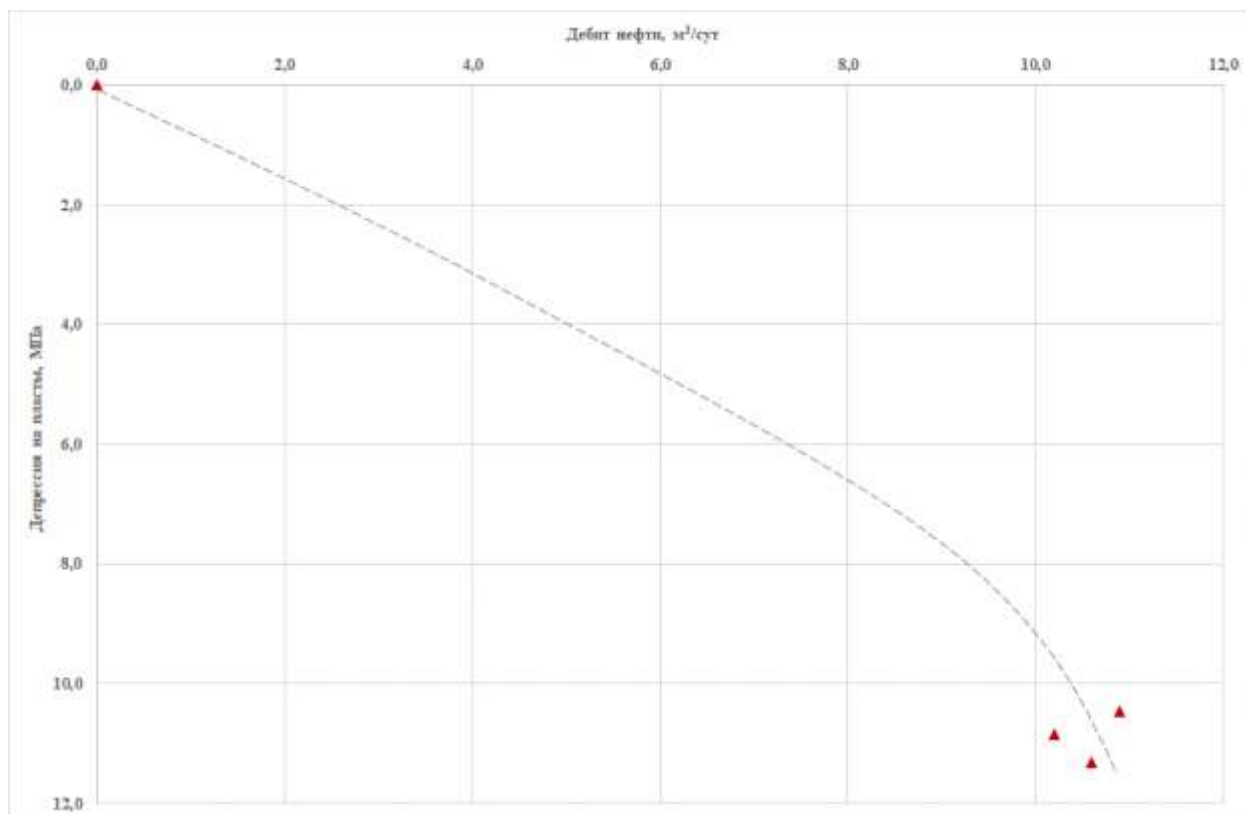


Рисунок 3.1. 17-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-7. Январь-март 2014 г. Горизонт V

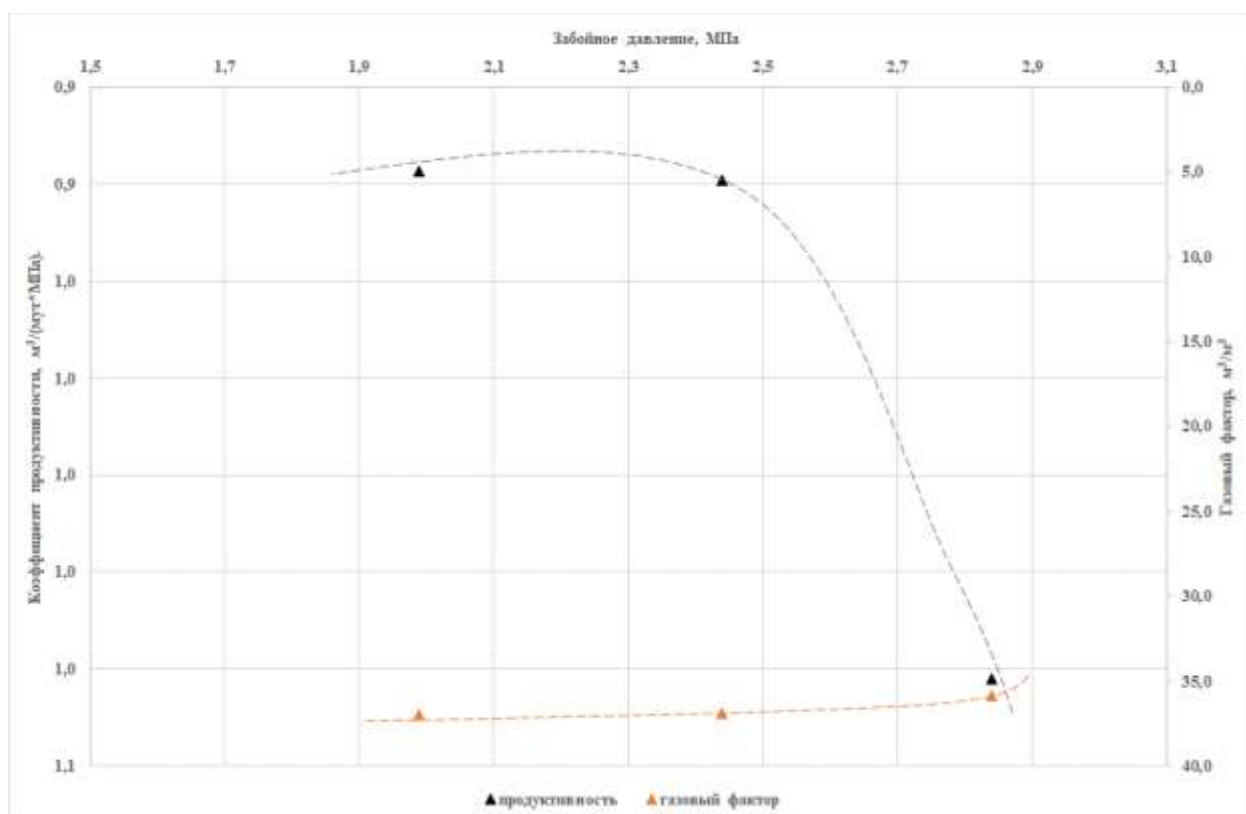


Рисунок 3.1. 18-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-7. Январь-март 2014 г. Горизонт V



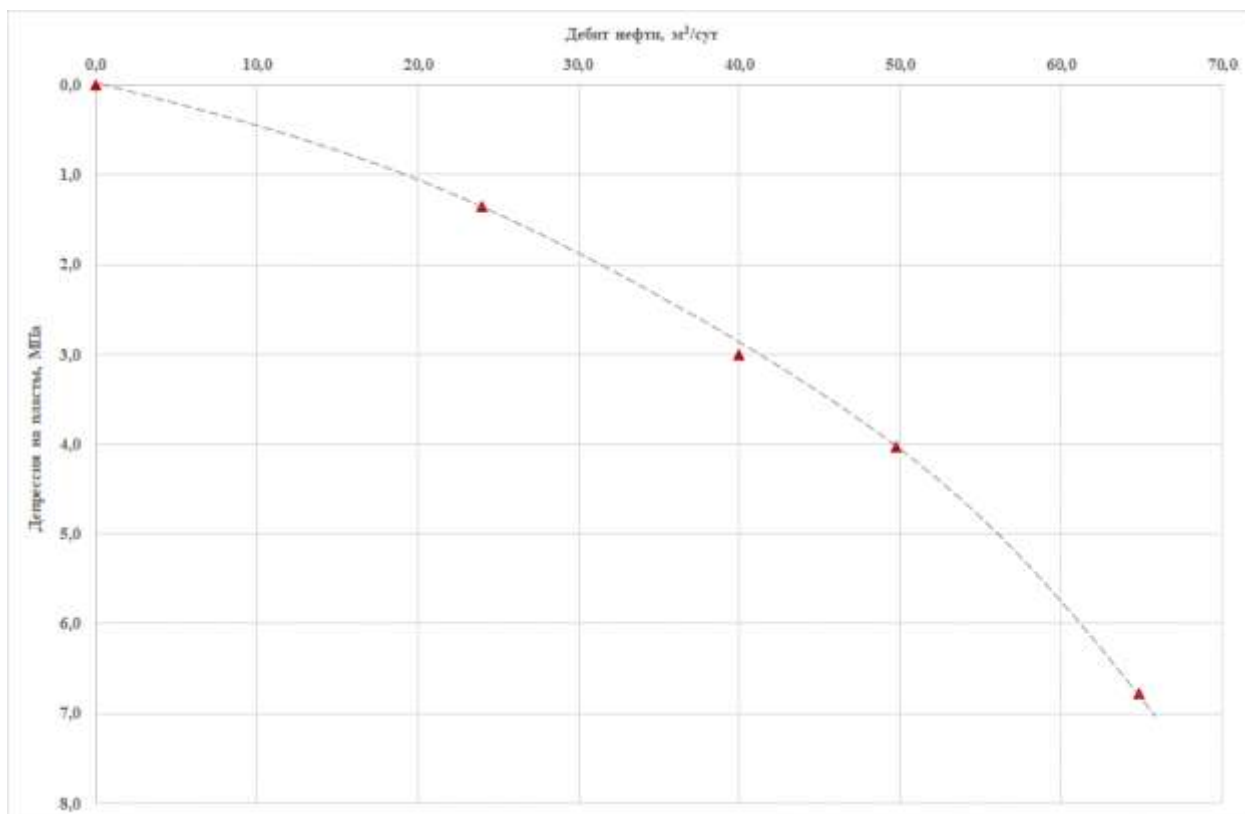


Рисунок 3.1. 19-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-9. Апрель 2014 г. Горизонт III

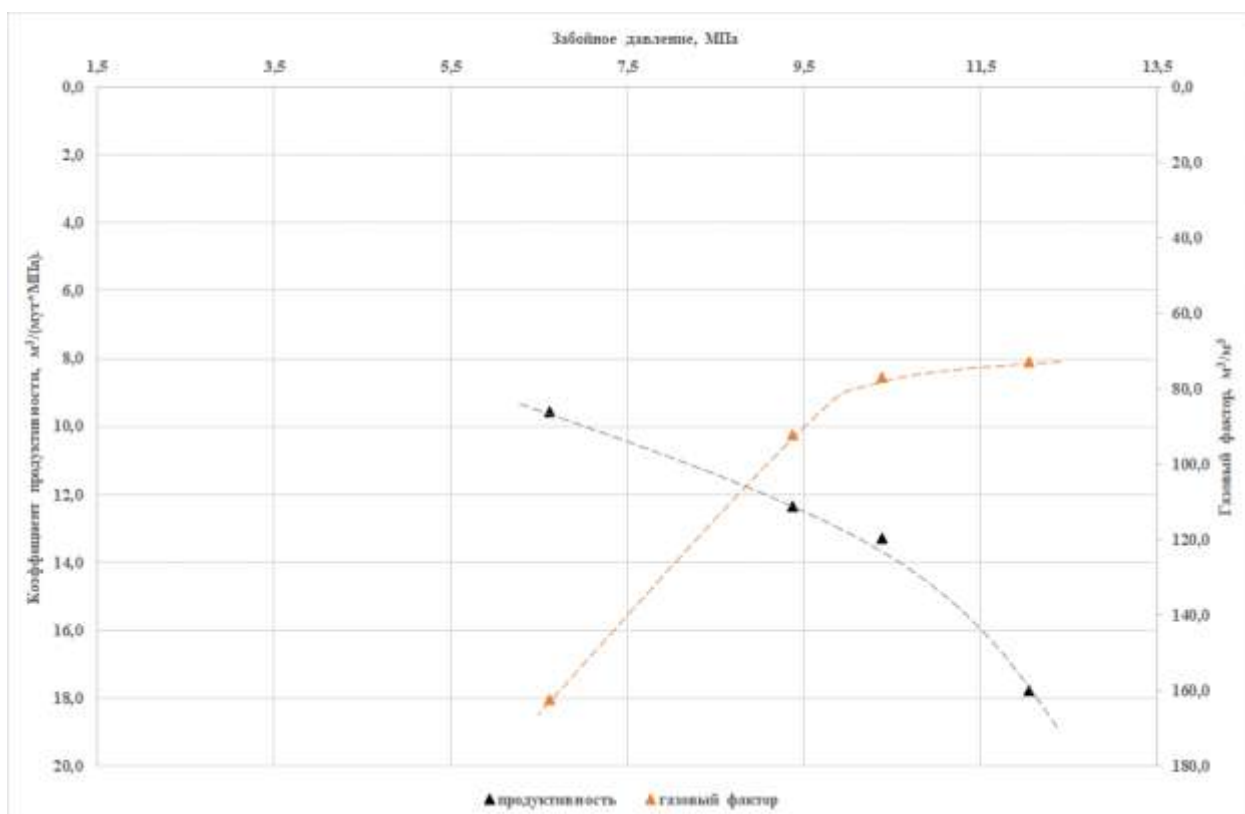


Рисунок 3.1. 20-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-9. Апрель 2014 г. Горизонт III



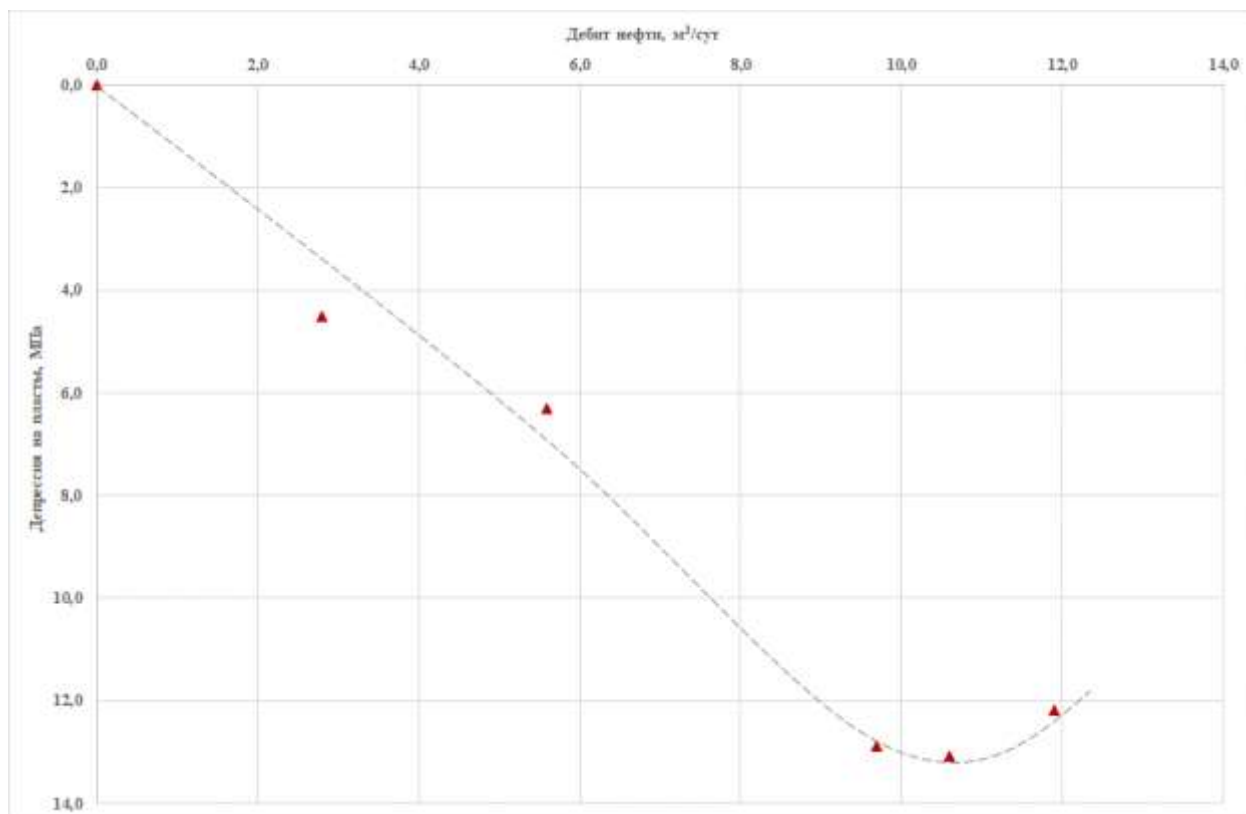


Рисунок 3.1. 21-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-6. Июль-сентябрь 2014 г. Горизонт III

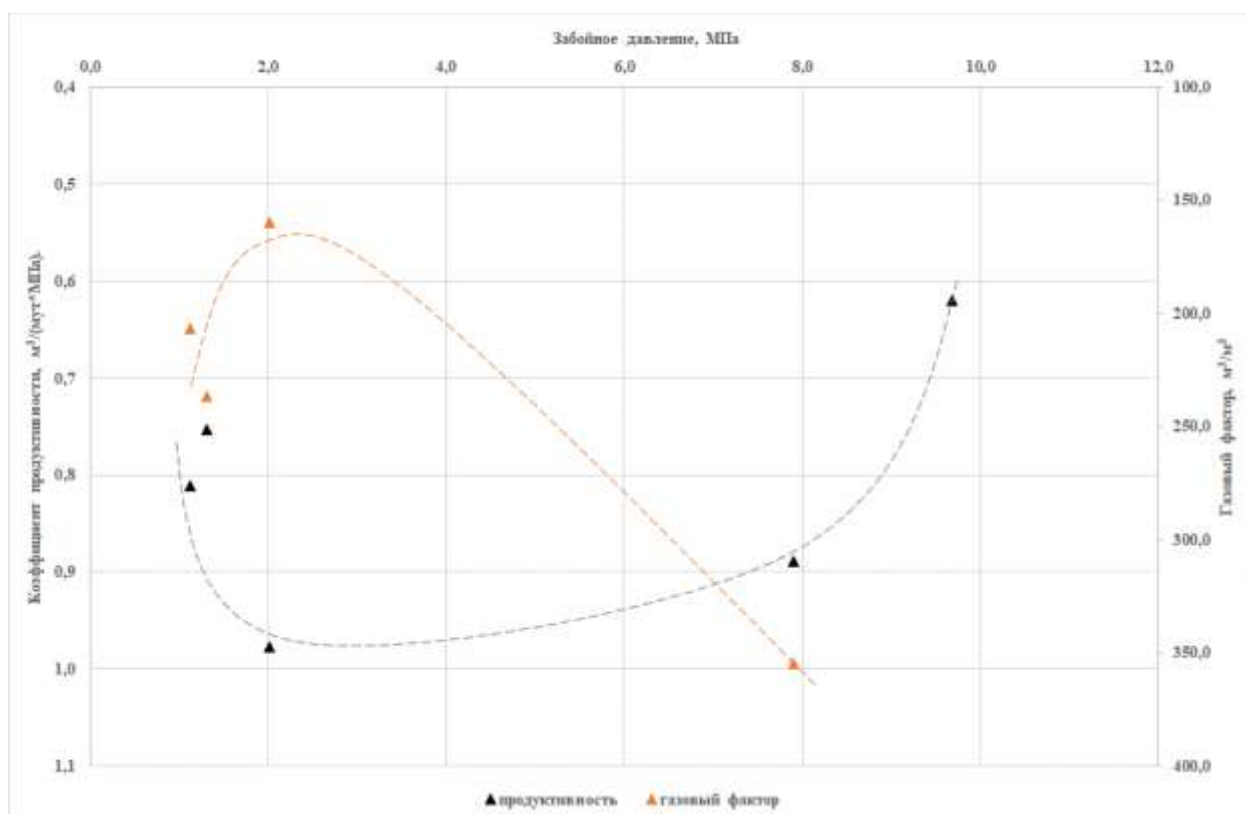


Рисунок 3.1. 22-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-6. Июль-сентябрь 2014 г. Горизонт III



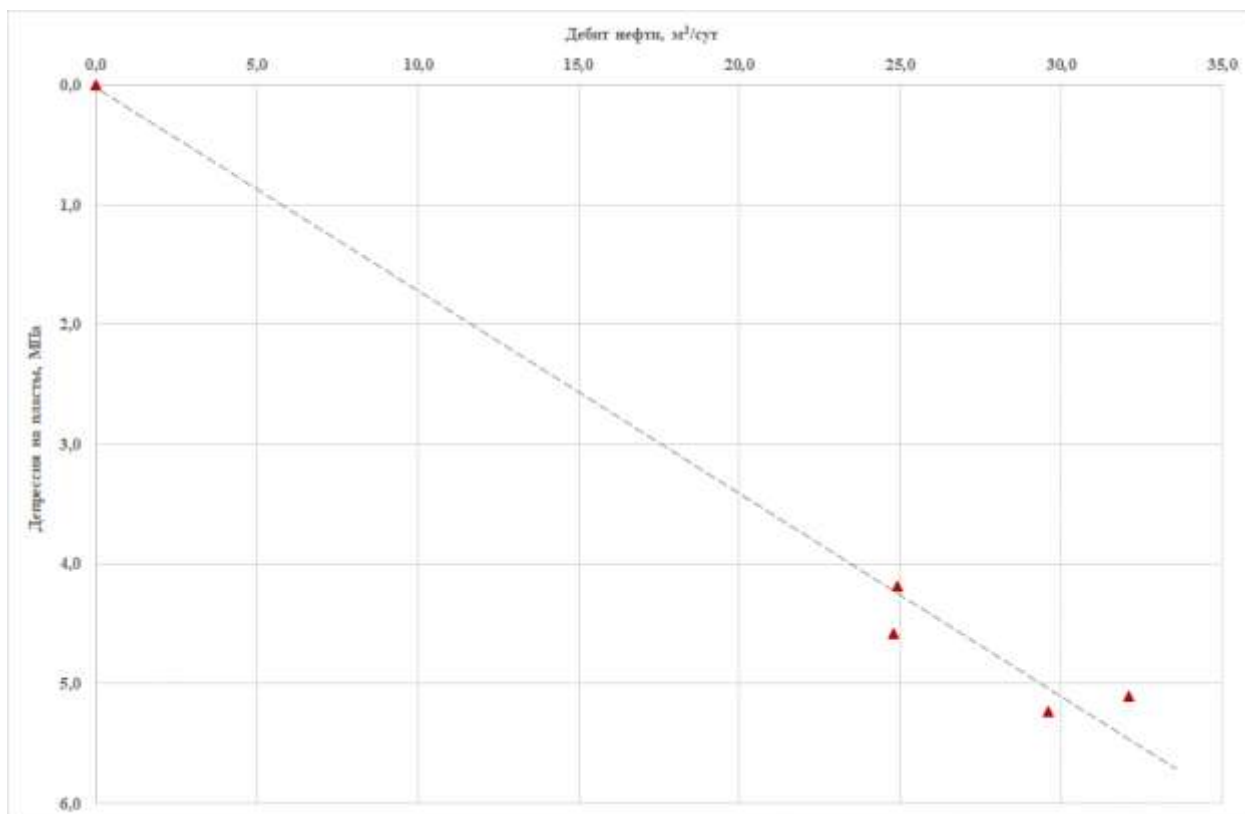


Рисунок 3.1. 23-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-20. Июль 2022 г. Горизонт II

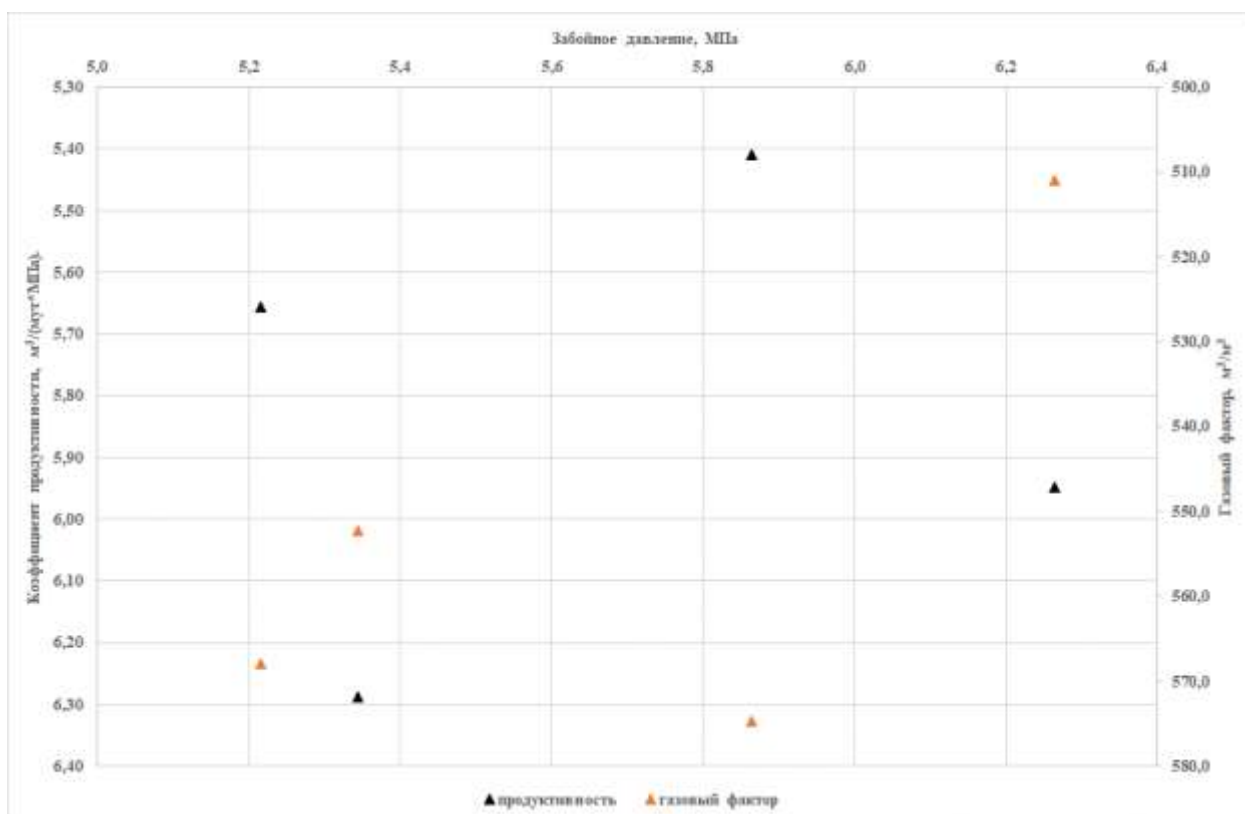


Рисунок 3.1. 24-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-20. Июль 2022 г. Горизонт II



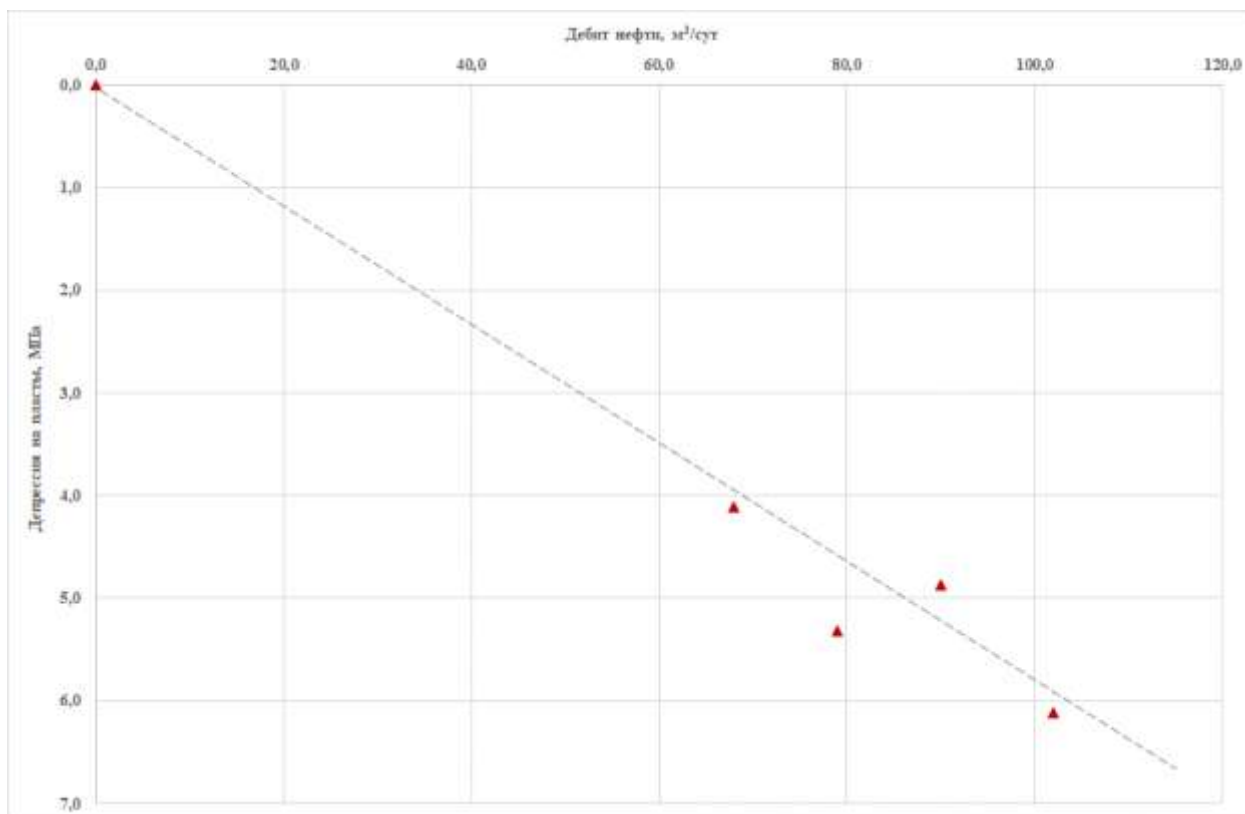


Рисунок 3.1. 25-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-15. Август 2023 г. Горизонт II

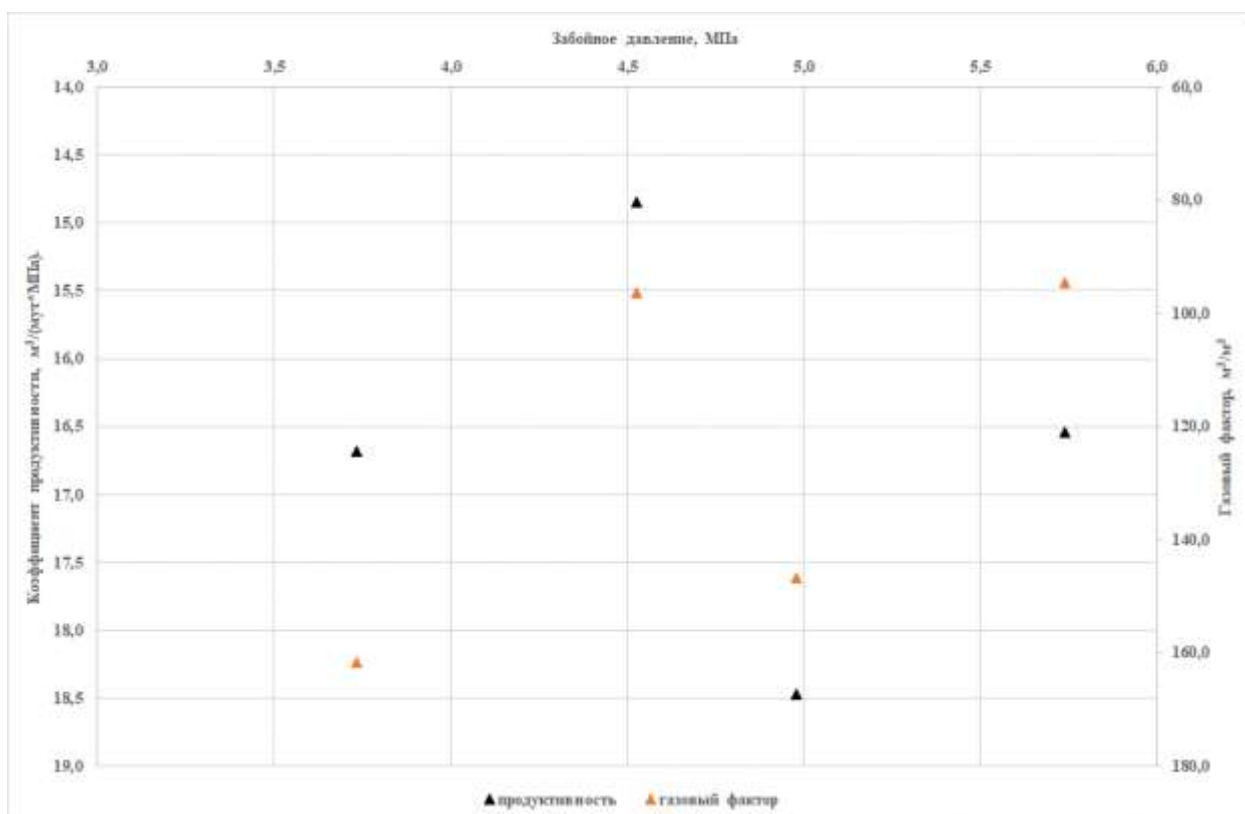


Рисунок 3.1. 26-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-15. Август 2023 г. Горизонт II



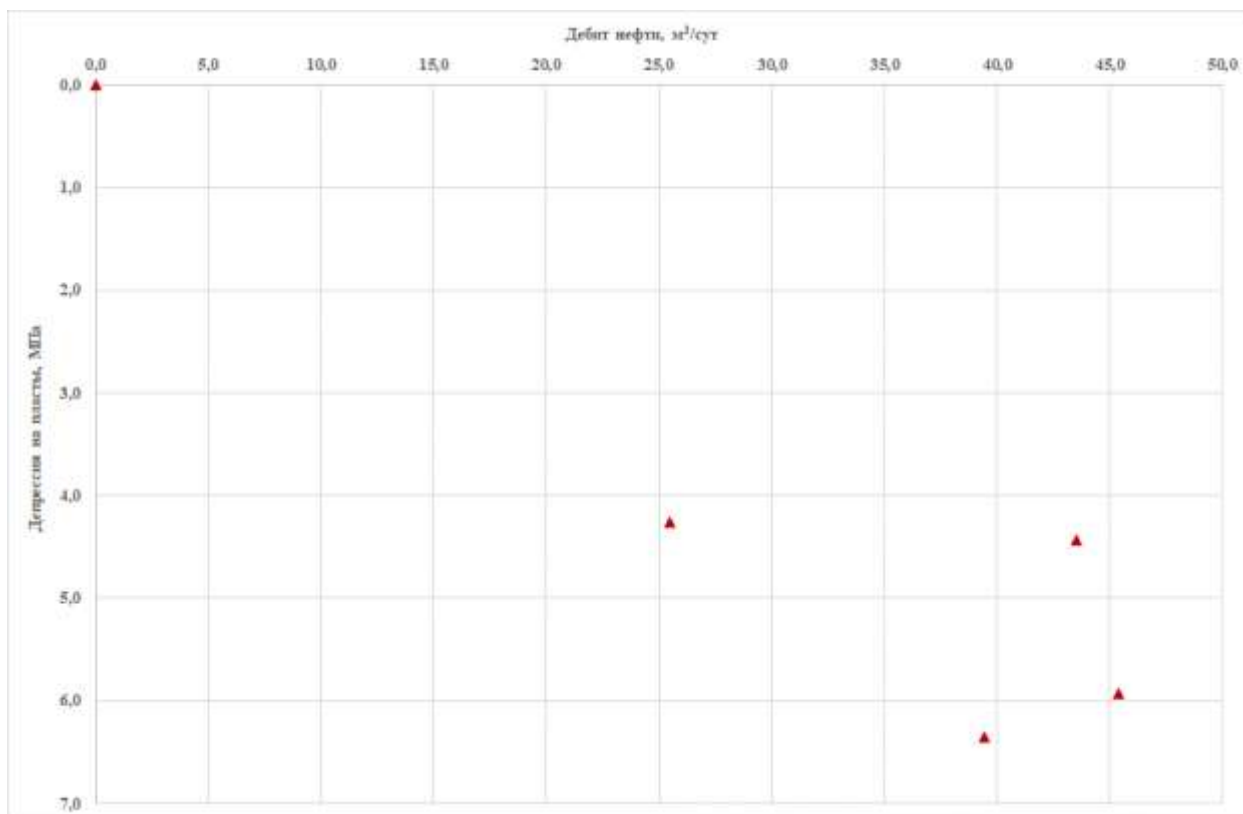


Рисунок 3.1. 27-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-1. Август 2012 г. Горизонт IV

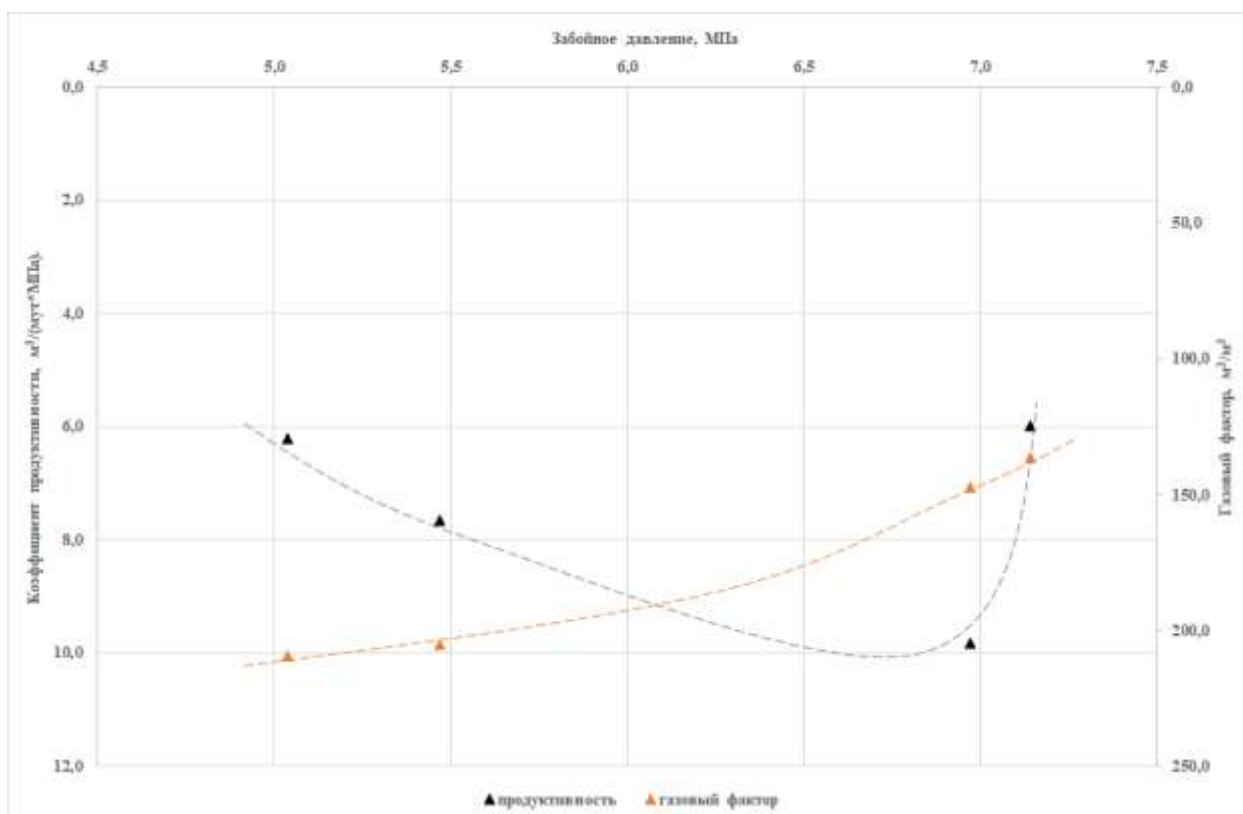


Рисунок 3.1. 28-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-1. Август 2012 г. Горизонт IV



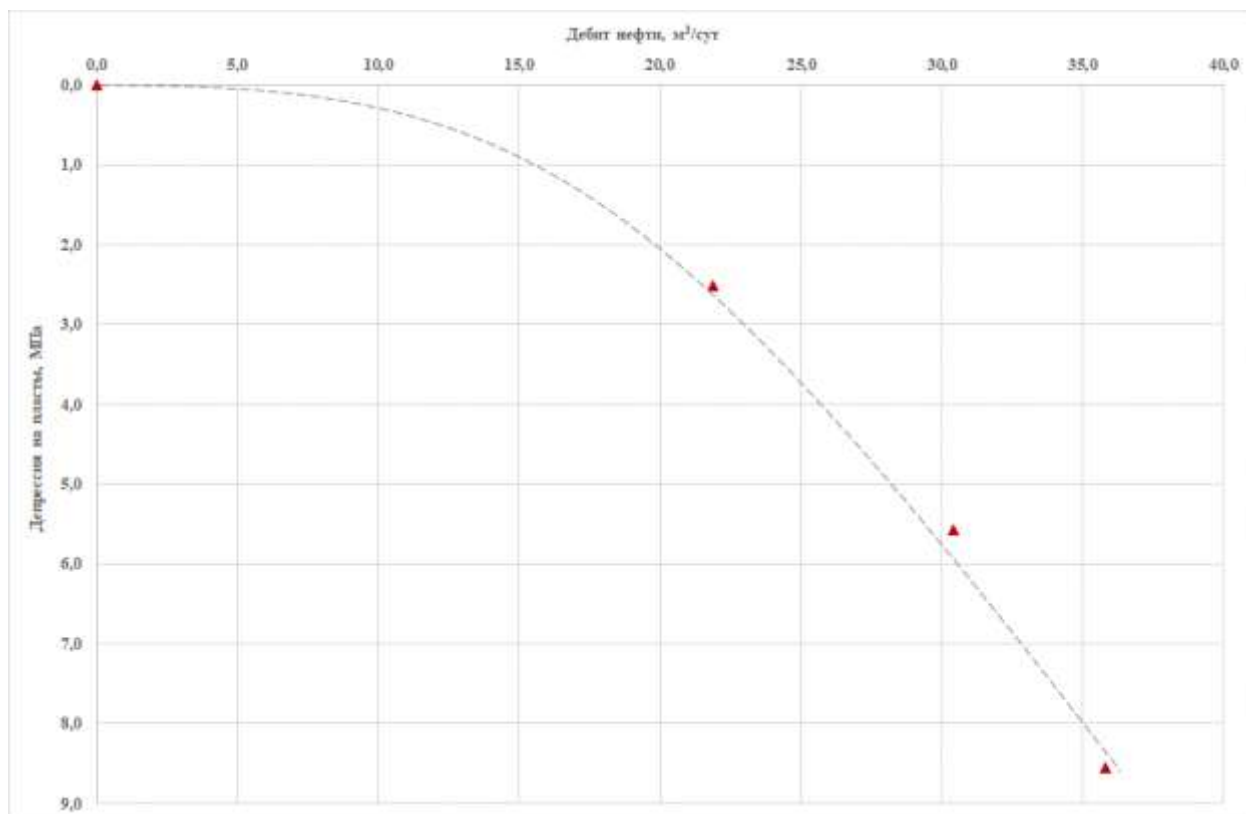


Рисунок 3.1. 29-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-5. Сентябрь 2013 г. Горизонт IV

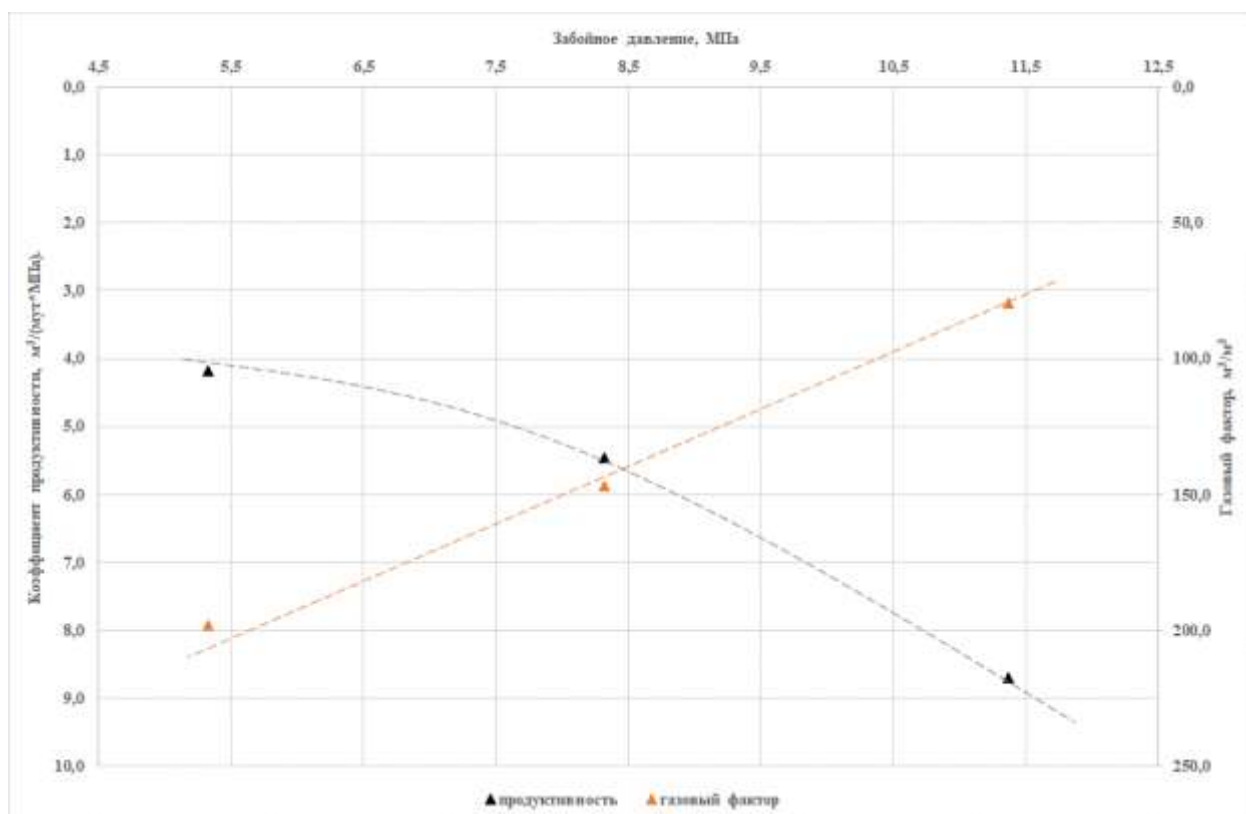


Рисунок 3.1. 30-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-5. Сентябрь 2013 г. Горизонт IV



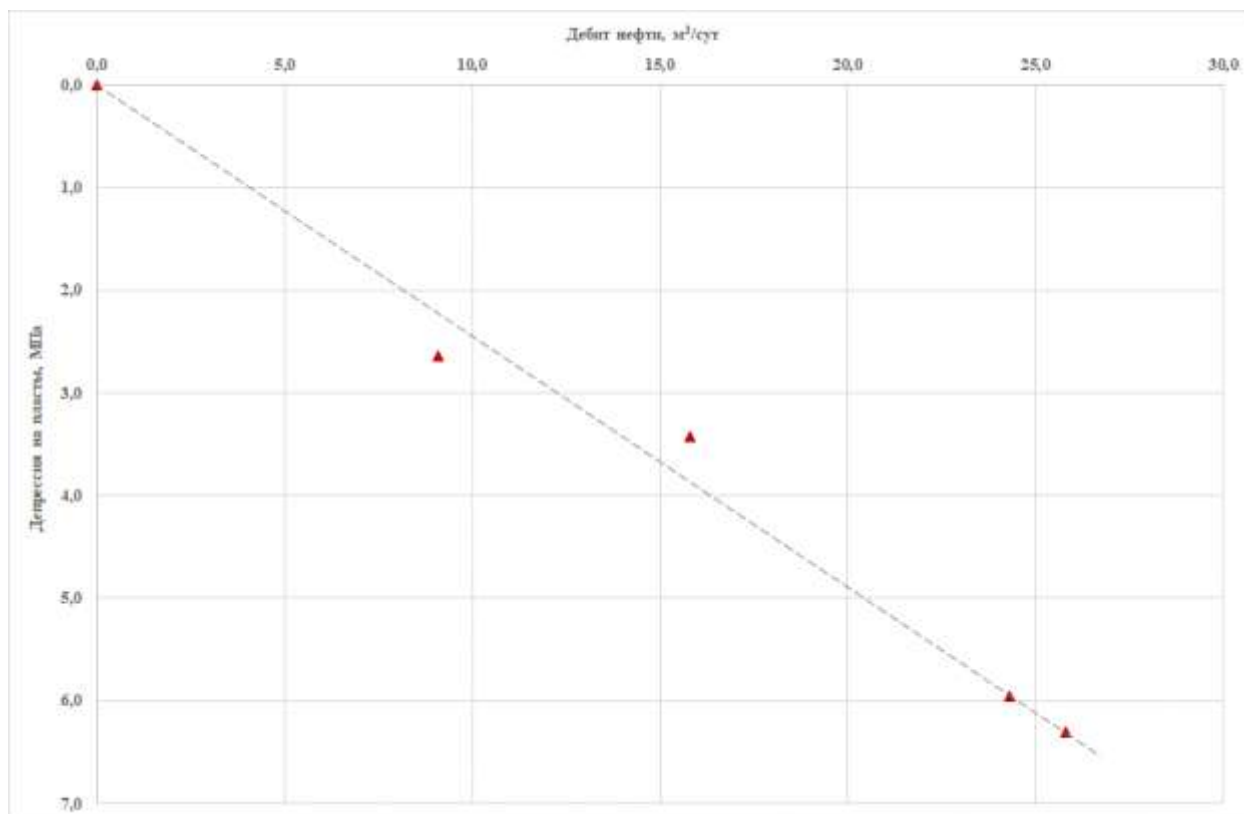


Рисунок 3.1. 31-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-6. Ноябрь 2013 г. Горизонт IV

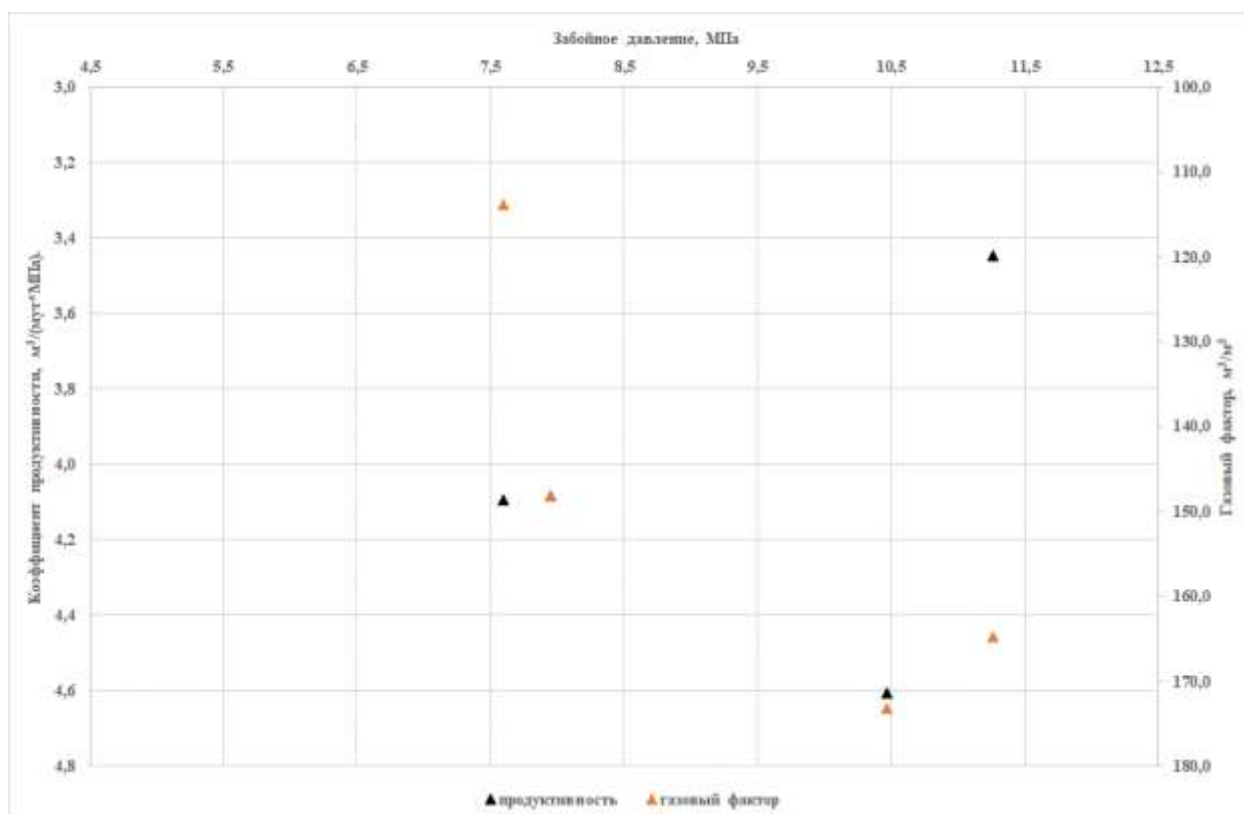


Рисунок 3.1. 32-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-6. Ноябрь 2013 г. Горизонт IV



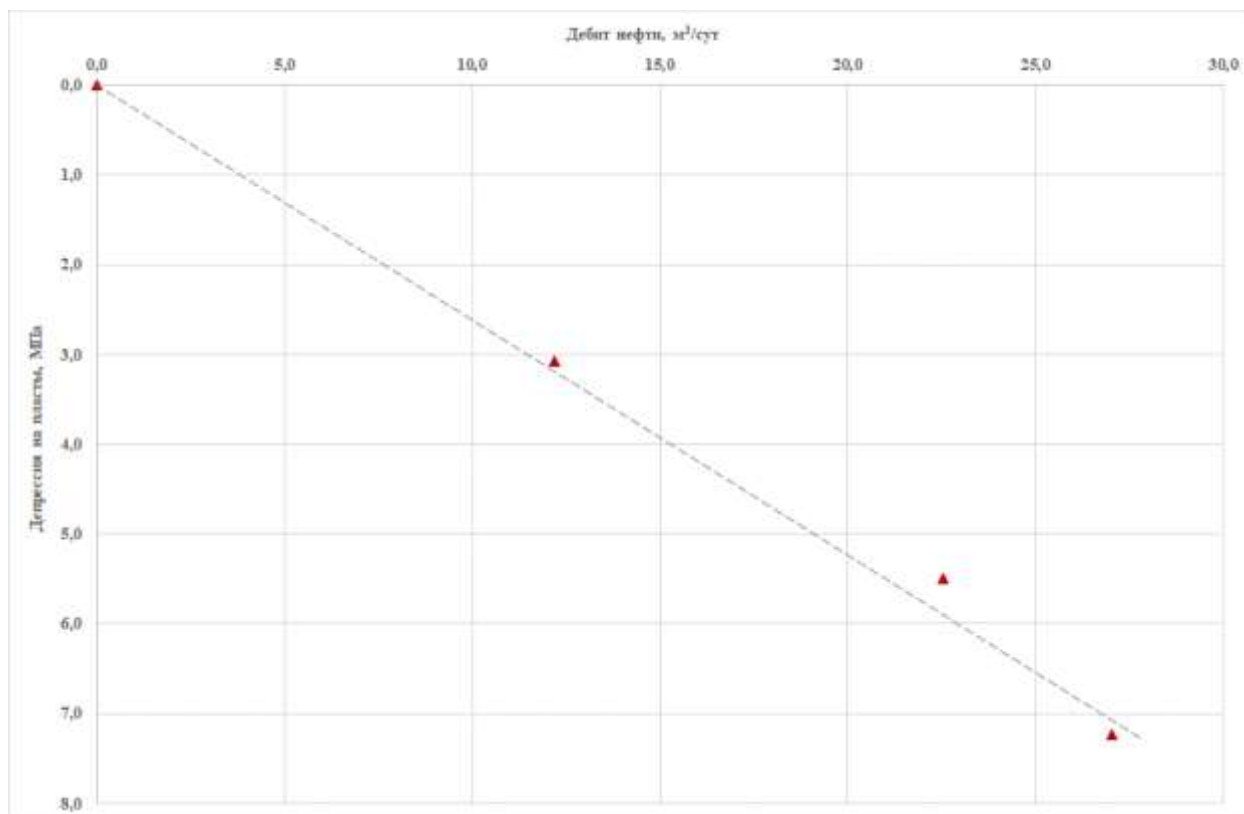


Рисунок 3.1. 33-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-6. Март 2014 г. Горизонт IV

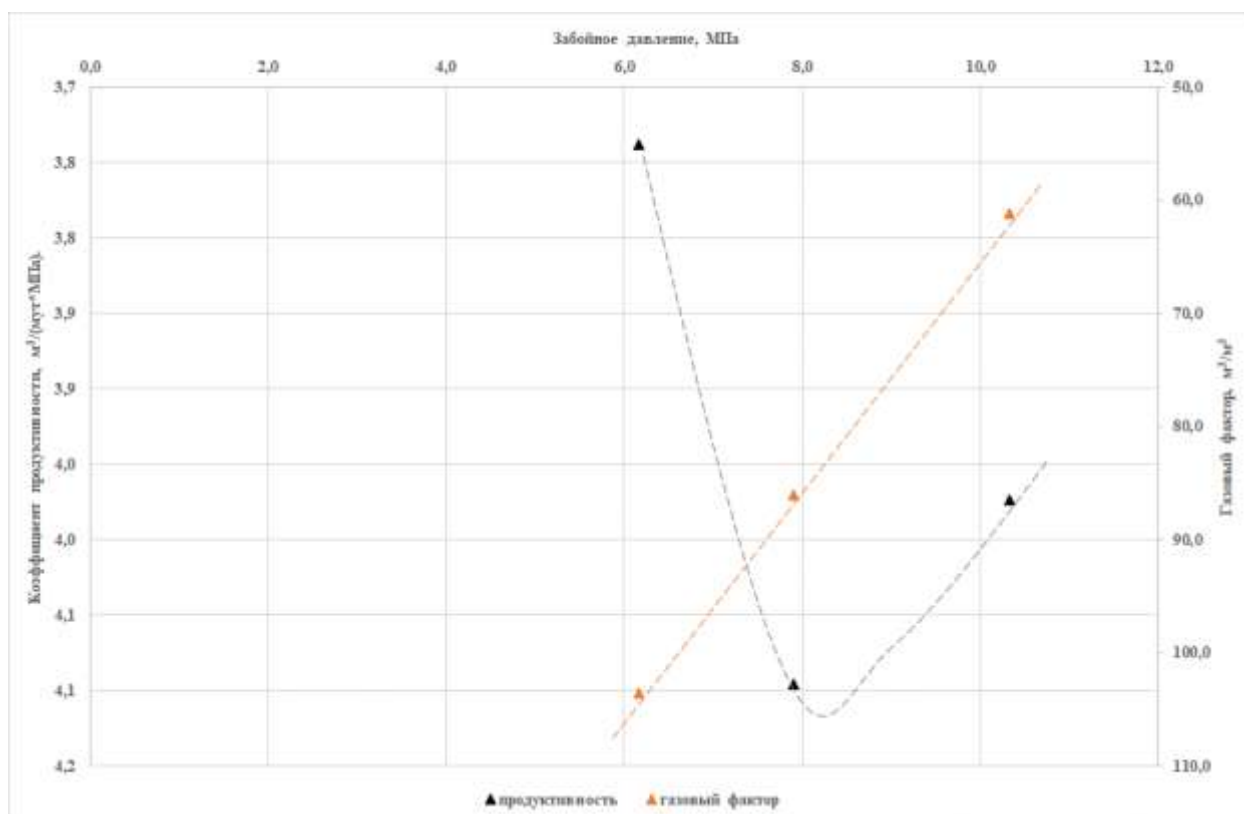


Рисунок 3.1. 34-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-6. Март 2014 г. Горизонт IV



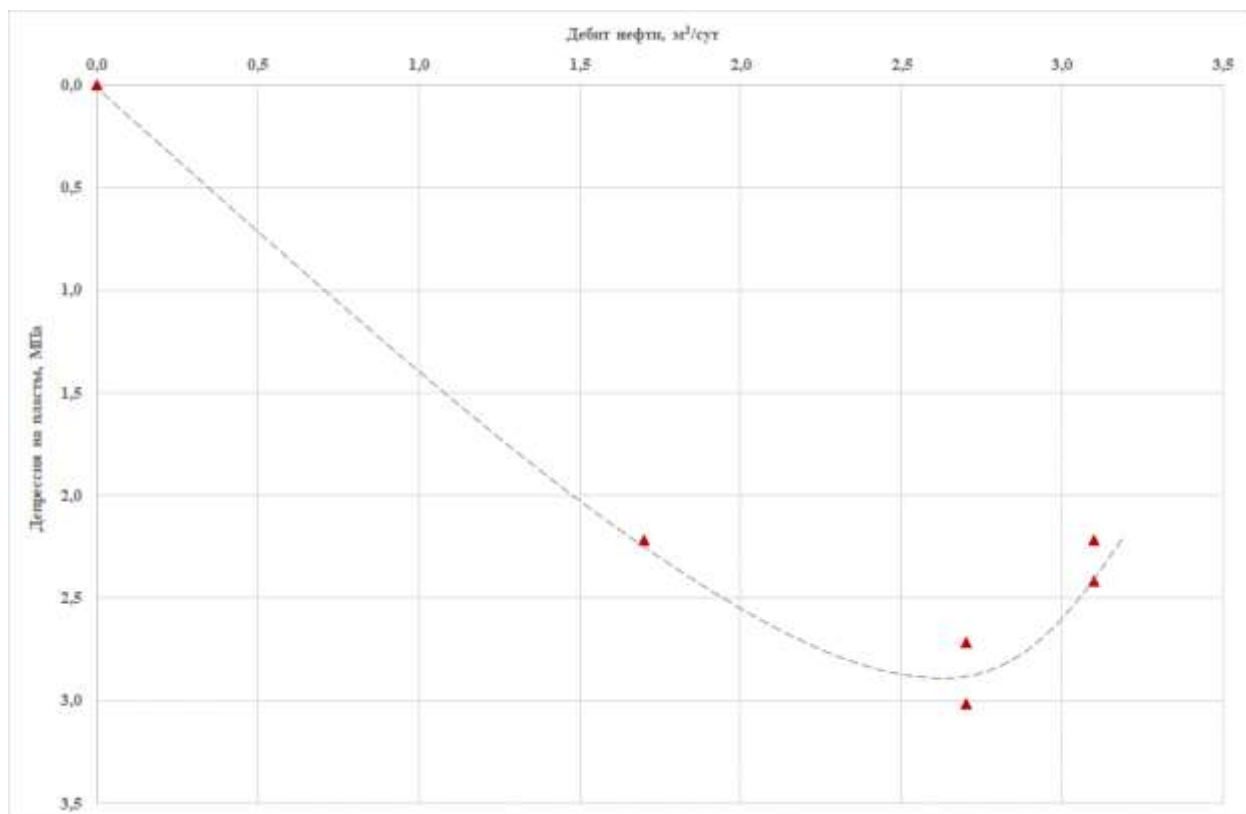


Рисунок 3.1. 35-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-6. Июнь 2014 г. Горизонт IV

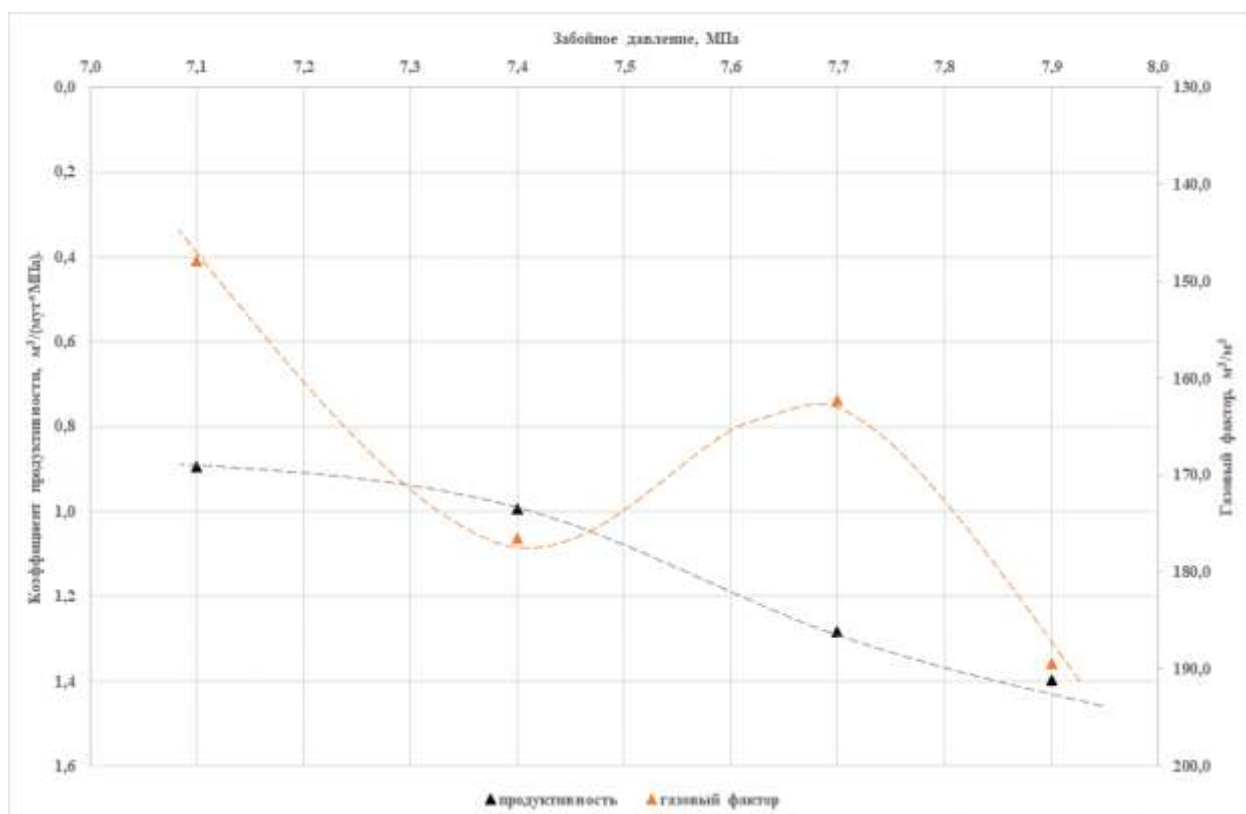


Рисунок 3.1. 36-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-6. Июнь 2014 г. Горизонт IV



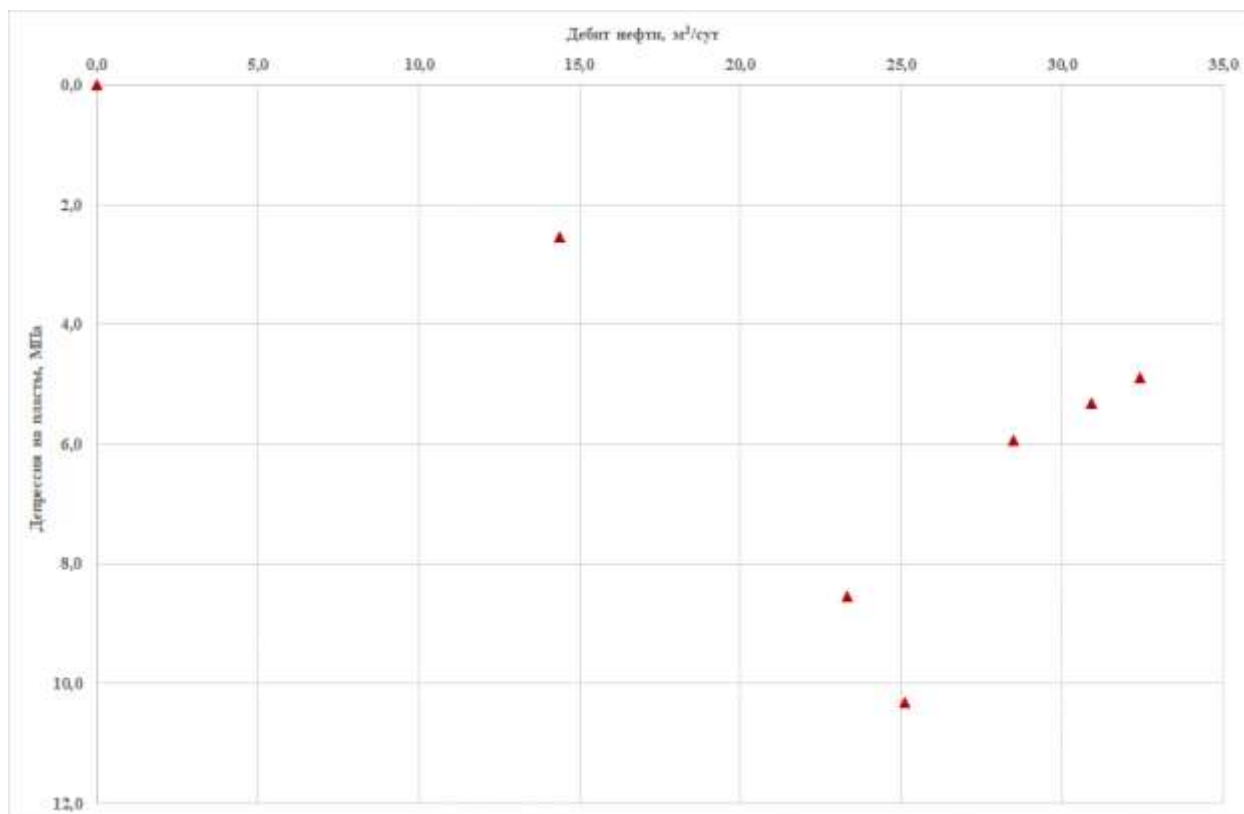


Рисунок 3.1. 37-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-7. Апрель 2014 г. Горизонт IV

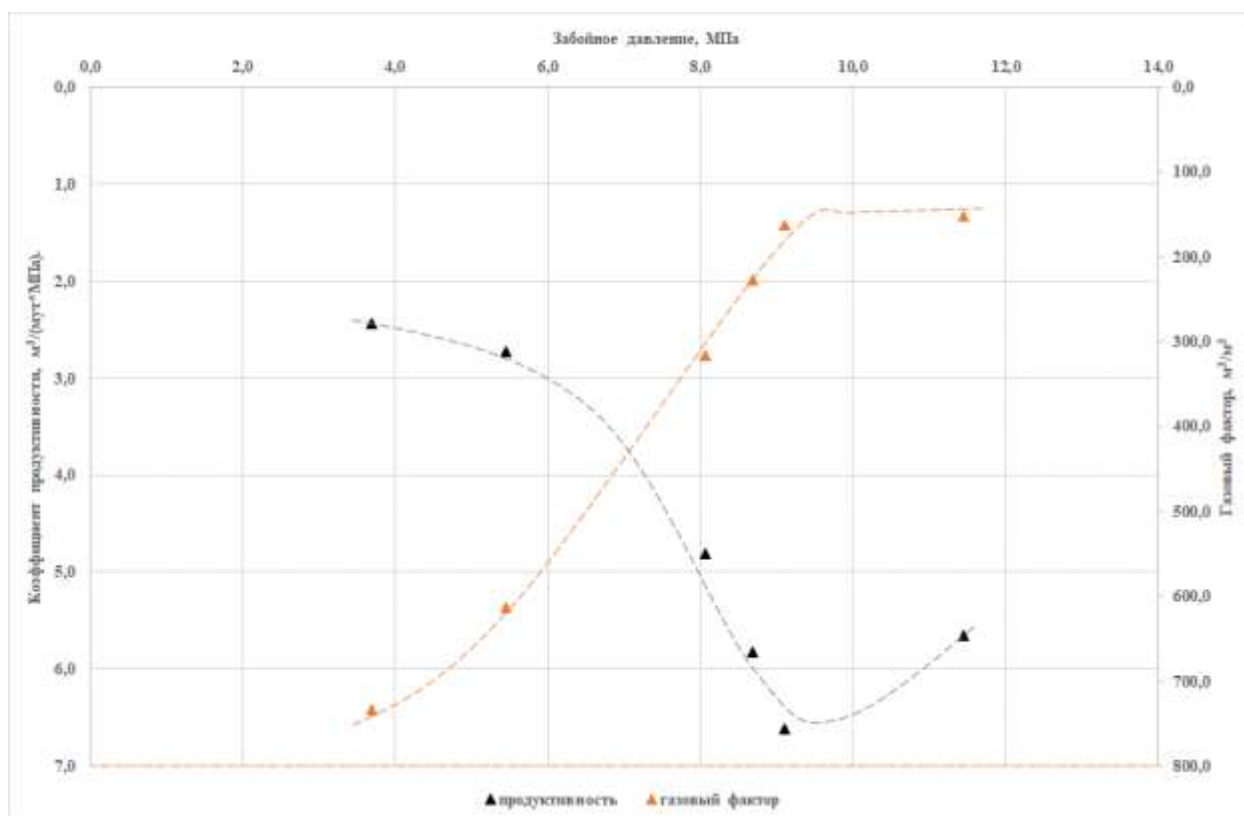


Рисунок 3.1. 38-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-7. Апрель 2014 г. Горизонт IV



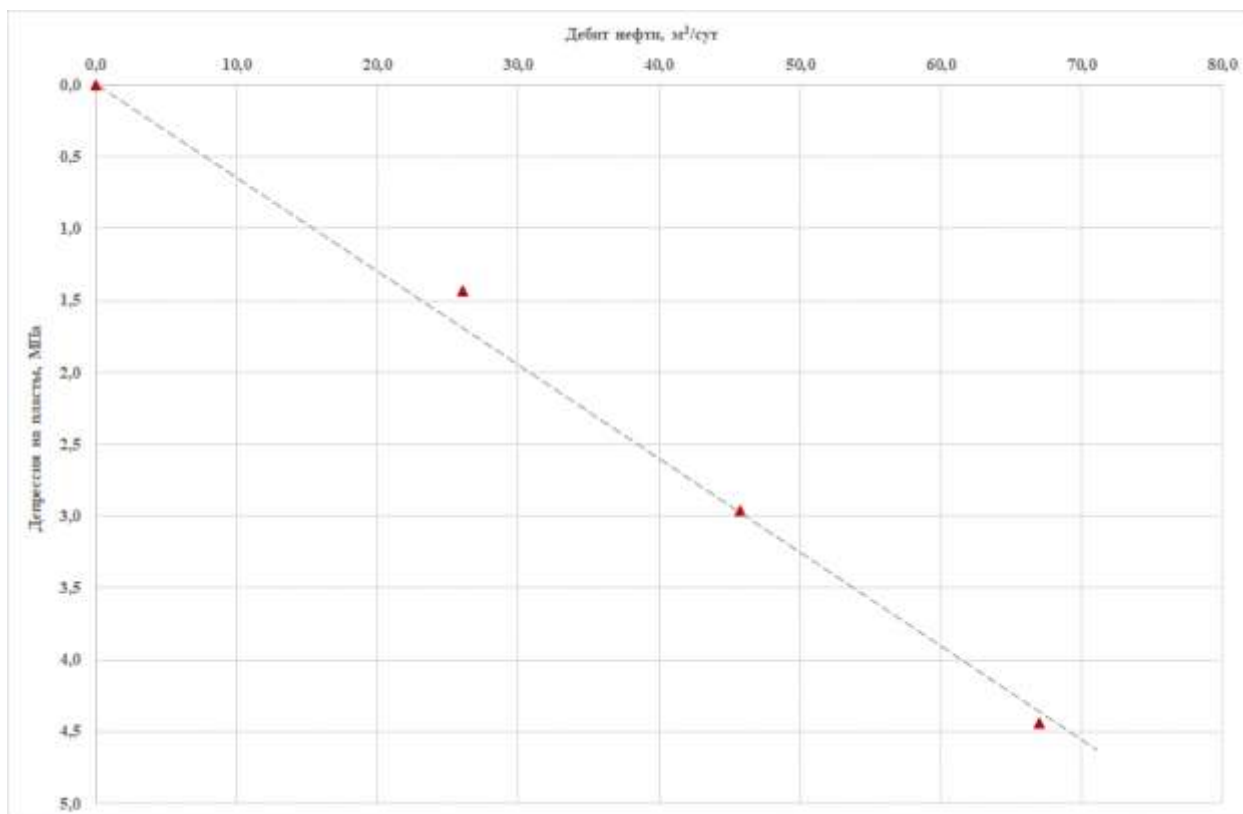


Рисунок 3.1. 39-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-9. Ноябрь 2013 г. Горизонт IV

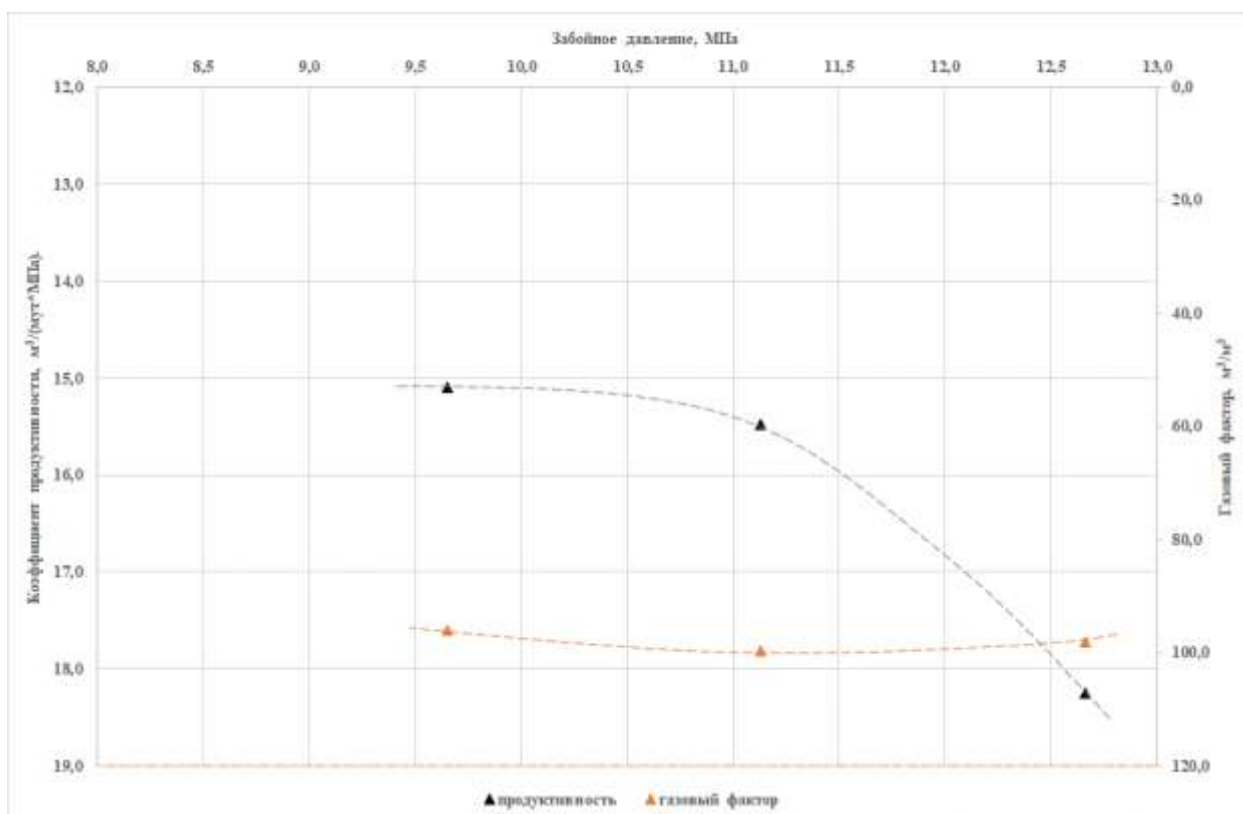


Рисунок 3.1. 40-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-9. Ноябрь 2013 г. Горизонт IV



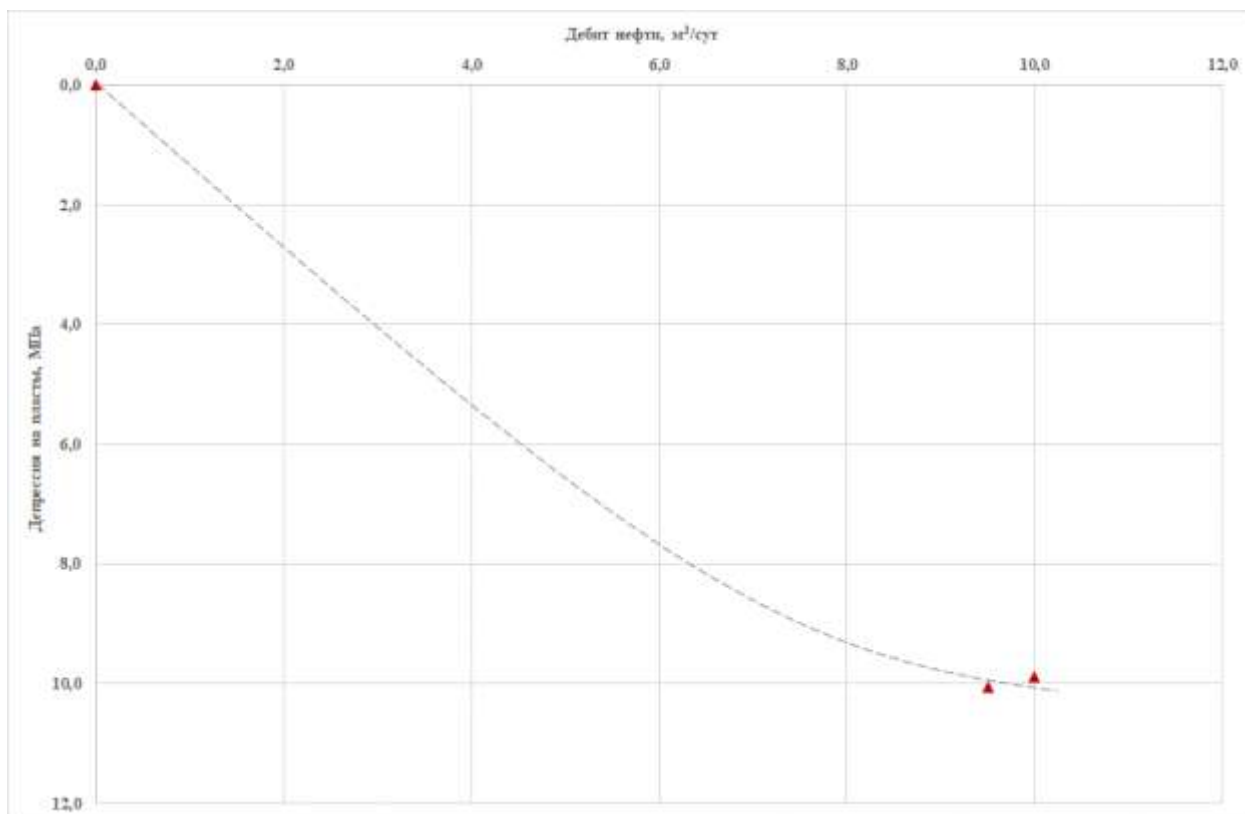


Рисунок 3.1. 41-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-12. Апрель 2014 г. Горизонт IV

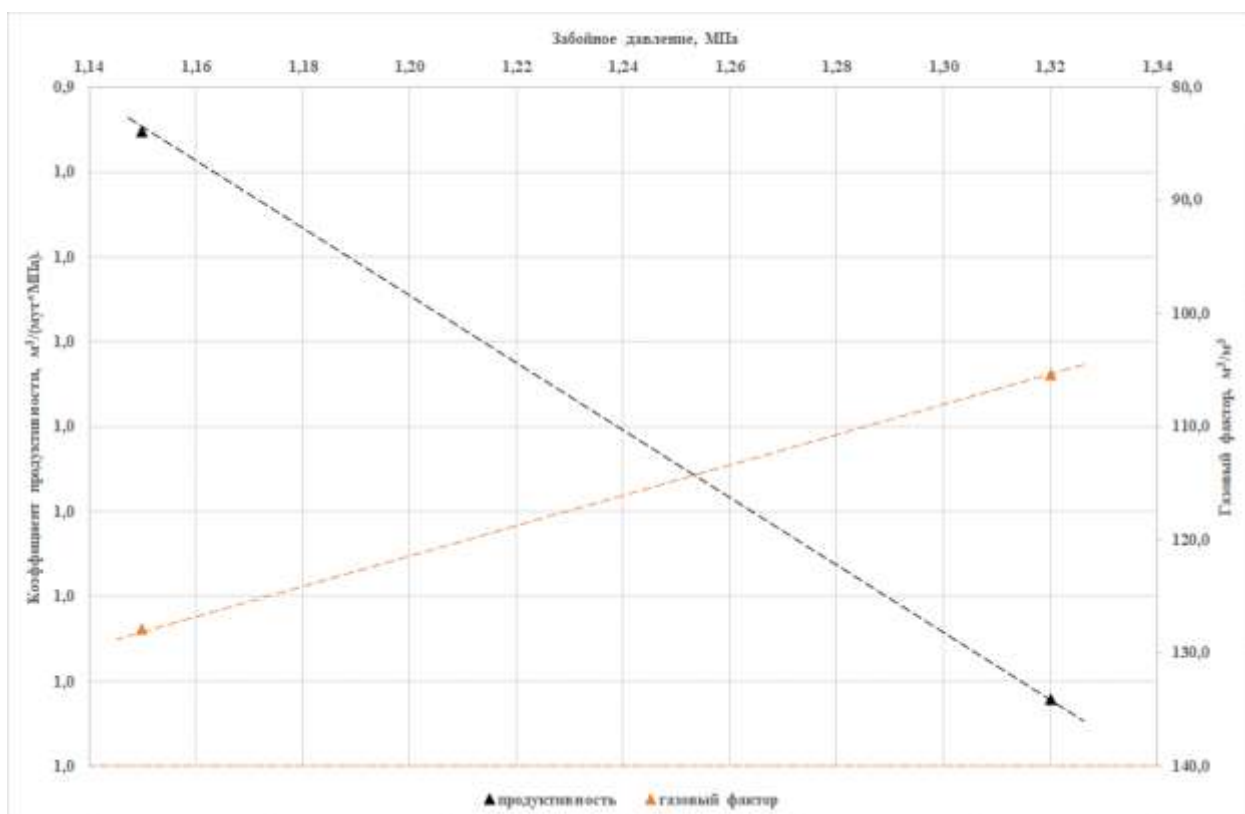


Рисунок 3.1. 42-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-12. Апрель 2014 г. Горизонт IV



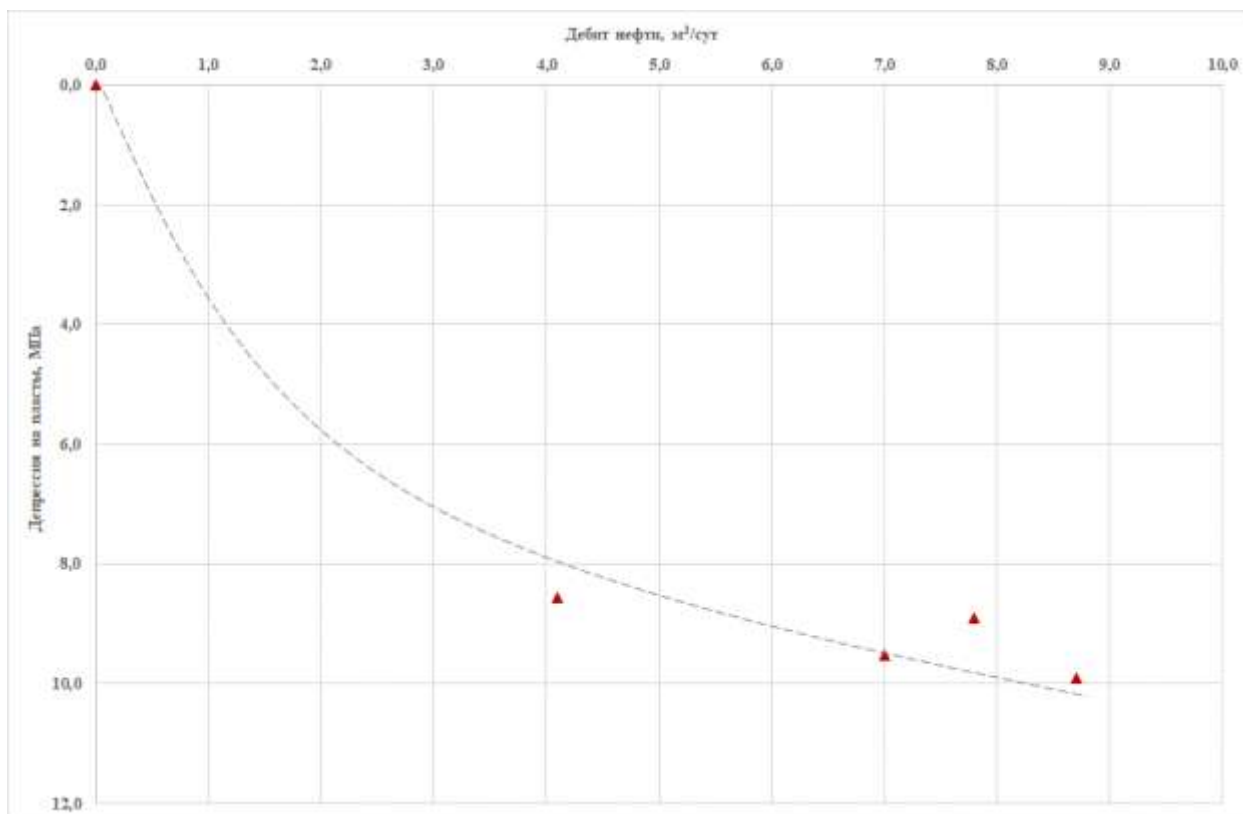


Рисунок 3.1. 45-Индикаторная диаграмма по скважине САГЗ-19. Июнь 2024 г. Горизонт IV

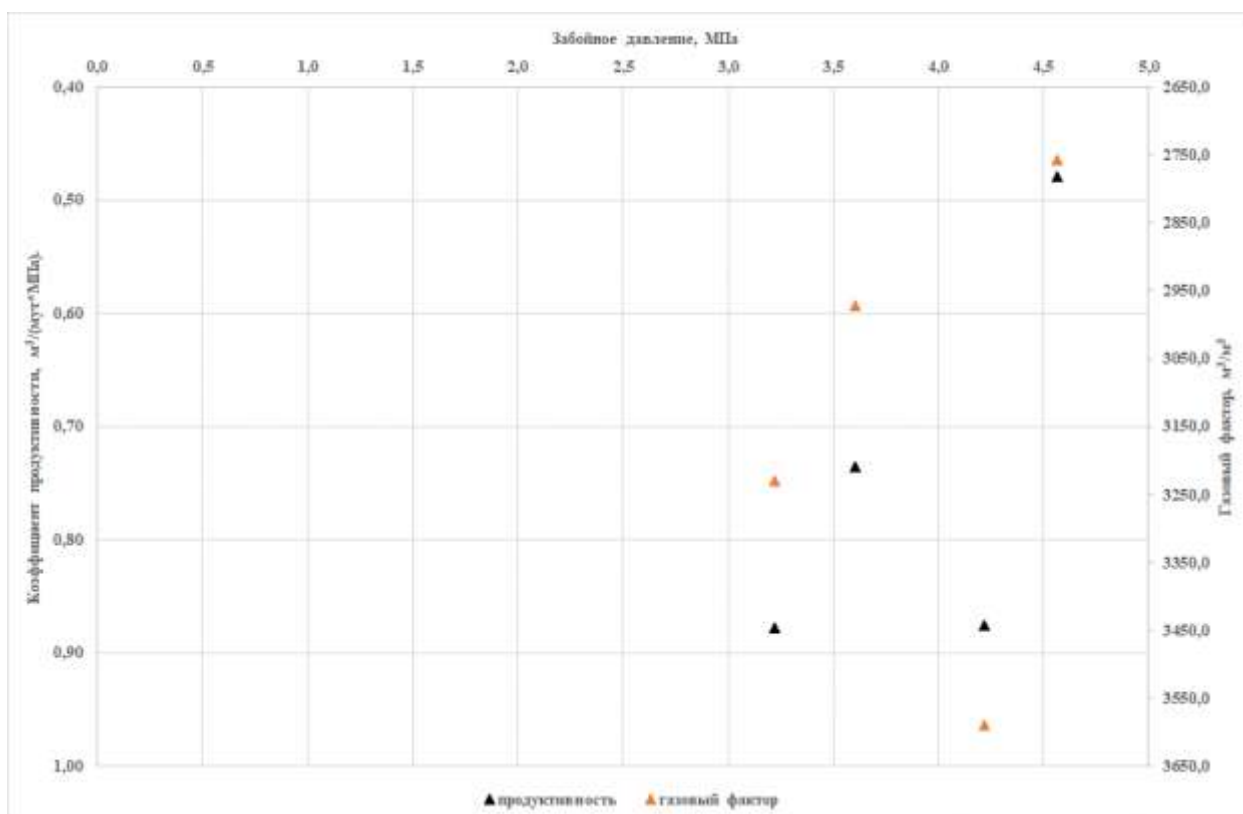


Рисунок 3.1. 46-Зависимость изменения коэффициента продуктивности и газового фактора от забойного давления по скважине САГЗ-19. Июнь 2024 г. Горизонт IV



3.2. Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

3.2.1. Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки

По состоянию изученности на 01.01.2025 г. на месторождении Сагиз Западный пробуренный фонд составляет всего 24 скважины.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 12 ед., из которых: в действующем фонде числятся 9 ед. и в бездействии – 3 ед.

Скважина САГЗ-15 эксплуатируется фонтанным способом, остальные – механизированным (ВШНУ).

Фонд нагнетательных скважин представлен единственной скважиной САГЗ-20, которая находится в эксплуатации.

В консервации находятся 7 скважин, в испытании объектов – 2 скважины.

Ликвидировано по геологическим причинам 2 скважины.

После согласования основного проектного документа на промышленную разработку месторождения (22) дополнительно пробурено 10 скважин: из которых 7 эксплуатационные и 3 – оценочные: в 2022 году пробурены эксплуатационные скважины САГЗ-20 и САГЗ-23, в 2023 году эксплуатационные скважины САГЗ-15, САГЗ-16, САГЗ-17, САГЗ-21, САГЗ-26 и оценочная скважина САГЗ-18, в 2024 году пробурены оценочные скважины САГЗ-19 и САГЗ-25.

Территориально месторождение находится в солончаковой местности в связи с чем конструкция скважин представлена двумя типами: вертикальной и наклонно-направленной. Так, скважины САГЗ-1, САГЗ-2, САГЗ-3, САГЗ-7, САГЗ-9, САГЗ-10, САГЗ-12, САГЗ-13, САГЗ-14, САГЗ-17, САГЗ-21, САГЗ-25 и САГЗ-26 характеризуются вертикальным профилем, а скважины САГЗ-4, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-8, САГЗ-11, САГЗ-15, САГЗ-16, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-20 и САГЗ-23 – наклонно-направленным.

В таблице 3.2.1 представлена характеристика фонда скважин по месторождению Сагиз Западный по состоянию изученности на 01.01.2025 г.

В таблице 3.2.2 представлена информация по датам окончания бурения, вводу скважин в эксплуатацию, конструкции скважин и накопленной добыче нефти.



Таблица 3.2. 1–Структура фонда скважин месторождения Сагиз Западный по состоянию на 01.01.2025 г.

№№ п/п	Наименование	Объекты разработки					ВСЕГО
		I	II	III	IV	V	
1	Общий пробуренный фонд скважин	12	1	5	5	1	24
2	Эксплуатационный добывающий фонд	7	-	4	1	-	12
3	Действующий добывающий фонд	6	-	2	1	-	9
	- в блоке I	1	-	2	-	-	4
	- ВШНУ	1 (САГЗ-9)	-	2 (САГЗ-1, САГЗ-6)	-	-	3
	- фонтан	1 (САГЗ-15)	-	-	-	-	1
	- в блоке II	2	-	-	-	-	2
	- ВШНУ	3 (САГЗ-3, САГЗ-8, САГЗ-23)	-	-	-	-	2
	- в блоке III	-	-	-	-	-	-
	- в блоке IV	1	-	-	1	-	2
	- ВШНУ	1 (САГЗ-10)	-	-	1 (САГЗ-12)	-	2
	- в блоке VI	-	-	-	-	-	-
	- ВШНУ	-	-	-	-	-	-
4	Бездействующий добывающий фонд	1 (САГЗ-21)	-	2 (САГЗ-5, САГЗ-7)	-	-	3
5	Эксплуатационный нагнетательный фонд	1	-	-	-	-	1
6	Действующий нагнетательный фонд	1 (САГЗ-20)	-	-	-	-	1
7	Фонд скважин в консервации	2 (САГЗ-2, САГЗ-18)	-	1 (САГЗ-17)	3 (САГЗ-4, САГЗ-13, САГЗ-26)	1 (САГЗ-16)	7
8	Фонд скважин в испытании	-	1 (САГЗ-19)	-	1 (САГЗ-25)	-	2
9	Ликвидированные	2 (САГЗ-11, САГЗ-14)	-	-	-	-	2



Таблица 3.2. 2–Информация по датам окончания бурения, вводу скважин в эксплуатацию, конструкции скважин и накопленной добыче нефти

Скважина	Конструкция скважины	Текущий объект эксплуатации (горизонт)	Дата окончания бурения	Дата ввода	Накопленная добыча нефти со всех объектов, тыс.т
САГЗ-1	верт	III (T-IV)	01.09.11	01.12.2011	40,5
САГЗ-2	верт	I (T-I)	27.12.11	-	-
САГЗ-3	верт	I (T-II+T-I)	23.02.12	01.04.2012	27,6
САГЗ-4	нн	IV (T-V)	18.06.13	01.07.2013	2,5
САГЗ-5	нн	III (T-IV)	03.09.13	01.09.2013	9,0
САГЗ-6	нн	III (T-IV)	30.09.13	01.10.2013	16,9
САГЗ-14	верт		18.10.13	-	-
САГЗ-9	верт	I (T-II)	06.11.13	01.12.2013	24,5
САГЗ-12	верт	IV (T-V)	05.12.13	01.12.2013	13,1
САГЗ-8	нн	I (T-II)	25.12.13	01.01.2014	15,2
САГЗ-11	нн		19.01.14	-	-
САГЗ-10	верт	I (T-II)	14.02.14	01.03.2014	36,3
САГЗ-13	верт	IV (T-V)	12.03.14	01.04.2014	0,19
САГЗ-7	верт	III (T-IV)	02.04.14	01.04.2014	10,0
САГЗ-23	нн	I (T-II)	29.04.22	01.05.2022	20,9
САГЗ-20	нн	I (T-II)	02.07.22	01.06.2022	1,2
САГЗ-26	верт	IV (T-V)	02.07.23	-	-
САГЗ-15	нн	I (T-II)	31.07.23	01.08.2023	9,5
САГЗ-21	верт	I (T-II)	07.09.23	01.01.2024	0,9
САГЗ-16	нн	V (T-VI)	06.10.23	-	-
САГЗ-18	нн	I (T-II)	12.11.23	01.01.2024	2,1
САГЗ-17	верт	III (T-IV)	18.12.23	-	-
САГЗ-19	нн	II (T-III)	09.02.24	01.04.2024	0,6
САГЗ-25	верт	V (T-VI)	18.03.24	-	-
Всего добыто нефти, тыс.т					230,9

I-й эксплуатационный объект (горизонты T-I + II).

По состоянию изученности на 01.01.2025 г. на рассматриваемом объекте эксплуатационный фонд добывающих скважин представлен скважинами САГЗ-3, САГЗ-8, САГЗ-9, САГЗ-10, САГЗ-15 и САГЗ-23, которые числятся в действующем фонде и эксплуатируются механизированным способом добычи (ВШНУ), скважина САГЗ-21 находится в бездействии. В нагнетательном фонде числится скважина САГЗ-20. В консервации САГЗ-2 и САГЗ-18, ликвидированы две скважины САГЗ-11 и САГЗ-14.

При вводе в эксплуатацию **скважины САГЗ-3** начальный дебит безводной нефти составил 78,3 т/сут. Начальный газовый фактор – 57,3 м³/т. Первые признаки воды появились через 28 месяцев эксплуатации и обводненность составила 9,5 %, в последующем, обводненность увеличилась до 53,5 %. В январе 2021 г приобщен горизонт T-I и на текущий момент эксплуатируются T-I и T-II согласно проектному документу на разработку.

За декабрь 2024 г. дебит нефти составил 7,3 т/сут, обводненность 44,6 %, а газовый фактор – 105,8 м³/т.



При вводе в эксплуатацию **скважины САГЗ-8** начальный дебит безводной нефти составил 17,0 т/сут. Начальный газовый фактор – 92,1 м³/т. Через месяц обводненность увеличилась и составила 10,5 %.

За декабрь 2024 г. дебит нефти составил 1,4 т/сут, обводненность 78,6 %, а газовый фактор – 322,0 м³/т.

Скважина САГЗ-9 в декабре 2020 г. возвращена с Т-III на Т-II горизонт с первоначальным дебитом нефти 13,0 т/сут и обводненностью – 21,2 %. Начальный газовый фактор – 33,5 м³/т.

За декабрь 2024 г. дебит составляет 3,9 т/сут безводной нефти, а газовый фактор увеличился до 252,5 м³/т.

При вводе в эксплуатацию **скважины САГЗ-10** начальный дебит безводной нефти составил 70,9 т/сут. Начальный газовый фактор – 159,2 м³/т. За все время эксплуатации дебит нефти характеризуется в целом как безводная.

В процессе эксплуатации дебит постепенно снижался и за декабрь 2024 г. дебит составил 10,1 т/сут безводной нефти, а газовый фактор – 121,8 м³/т.

При вводе в эксплуатацию **скважины САГЗ-15** начальный дебит нефти составил 45,9 т/сут, обводненность – 3,3%. Начальный газовый фактор – 25,1 м³/т.

За декабрь 2024 г. дебит нефти составил 8,4 т/сут, обводненность 5,7 %, а газовый фактор – 149,4 м³/т.

При вводе в эксплуатацию **скважины САГЗ-21** начальный дебит нефти составил 7,7 т/сут, а обводненность – 19,7 %. Начальный газовый фактор – 57,3 м³/т.

По состоянию изученности на 01.01.2025 г. скважина в бездействии. До ухода в бездействие дебит нефти постепенно снижался за счет увеличения обводненности и составил 1,2 т/сут, обводненность – 30,9 %, а газовый фактор – 231,3 м³/т.

При вводе в эксплуатацию **скважины САГЗ-23** начальный дебит безводной нефти составил 18,6 т/сут. Начальный газовый фактор – 45,5 м³/т. Через три месяца эксплуатации появилась вода и обводненность составила 44,5 %.

За декабрь 2024 г. дебит нефти составил 22,3 т/сут, обводненность 48,7 %, а газовый фактор – 73,6 м³/т.

В целом по рассматриваемому эксплуатационному объекту в динамике наблюдается увеличение среднего дебита нефти с 6,9 т/сут на 01.01.2021 г. до 8,4 т/сут на 01.01.2025 г. Текущая средняя обводненность составляет 37,0 %, газовый фактор на уровне 116,1 м³/т. Коэффициенты использования по объекту составляют 0,86 д.ед., эксплуатации 0,94 д.ед.

II-й эксплуатационный объект (горизонт Т-III).



По состоянию изученности на 01.01.2025 г. на рассматриваемом объекте эксплуатационный фонд скважин отсутствует. В испытании находится скважина САГЗ-19.

С 2014 г. объект разрабатывался скважиной **САГЗ-9**. При вводе в эксплуатацию **скважины САГЗ-9** начальный дебит безводной нефти составил 37,8 т/сут. Начальный газовый фактор – 213,7 м³/т.

В декабре 2020 г. скважина была возвращена на Т-II горизонт. Накопленная добыча нефти на Т-III горизонт составила 12,7 тыс.т.

III-й эксплуатационный объект (горизонт Т-IV).

По состоянию изученности на 01.01.2025 г. на рассматриваемом объекте эксплуатационный фонд добывающих скважин представлен скважинами САГЗ-1, САГЗ-6, САГЗ-7 и САГЗ-5 (в бездействии). Все скважины оборудованы ВШНУ. В консервации САГЗ-17.

При вводе в эксплуатацию **скважины САГЗ-1** начальный дебит безводной нефти составил 45,5 т/сут. Начальный газовый фактор – 418,5 м³/т.

За декабрь 2024 г. дебит нефти составил 13,7 т/сут, обводненность 0 %, а газовый фактор – 102,5 м³/т.

При вводе в эксплуатацию **скважины САГЗ-6** начальный дебит безводной нефти составил 8,1 т/сут. Начальный газовый фактор – 172,4 м³/т.

За декабрь 2024 г. дебит нефти составил 11,5 т/сут, обводненность 4,5 %, а газовый фактор – 137,1 м³/т.

При вводе в эксплуатацию **скважины САГЗ-7** начальный дебит безводной нефти составил 23,2 т/сут. Начальный газовый фактор – 392,5 м³/т. С ноября 2024 г. скважина находится в бездействии.

До ухода в бездействие дебит нефти составил 0,5 т/сут, обводненность 51,3 %, а газовый фактор – 529,5 м³/т.

При вводе в эксплуатацию **скважины САГЗ-5** начальный дебит безводной нефти составил 21,7 т/сут. Начальный газовый фактор – 182,7 м³/т. С мая 2024 г. скважина находится в бездействии.

До ухода в бездействие дебит нефти составил 3,6 т/сут, обводненность 26,7 %, а газовый фактор – 155,2 м³/т.

В целом по рассматриваемому эксплуатационному объекту в динамике наблюдается снижение среднего дебита нефти с 11,0 т/сут на 01.01.2021 г. до 8,3 т/сут на 02.01.2025 г. Текущая средняя обводненность составляет 18,2 %, газовый фактор на уровне 111,5 м³/т. Коэффициенты использования по объекту составляют 0,50 д.ед., эксплуатации 0,76 д.ед.



IV-й эксплуатационный объект (горизонт Т-V).

По состоянию изученности на 01.01.2025 г. на рассматриваемом объекте эксплуатационный фонд добывающих скважин представлен скважиной САГЗ-12. Все скважины оборудованной ВШНУ. В консервации три скважины САГЗ-4, САГЗ-13 и САГЗ-26.

В январе 2023 г *скважина САГЗ-4* возвращена с Т-VI на Т-V горизонт начальный дебит безводной нефти составил 5,4 т/сут. Начальный газовый фактор – 213,1 м³/т. С марта 2024 г скважина введена в консервацию по причине высокого газового фактора (прорыв газа).

При вводе в эксплуатацию *скважины САГЗ-12* начальный дебит безводной нефти составил 14,8 т/сут. Начальный газовый фактор – 244,7 м³/т.

По состоянию изученности на 02.01.2025 г. дебит нефти составил 8,7 т/сут, обводненность 20,3 %, а газовый фактор – 97,1 м³/т.

Скважина САГЗ-13 была испытана после бурения в апреле-июне 2014 г. В связи с получением незначительного дебита нефти (в среднем 2 т/сут) и значительной удаленности скважины от основного промысла, скважина была введена в консервацию.

В целом по рассматриваемому эксплуатационному объекту в динамике наблюдается снижение среднего дебита нефти с 7,8 т/сут на 01.01.2023 г. до 5,7 т/сут на 01.01.2025 г. Текущая средняя обводненность составляет 16,4 %, газовый фактор на уровне 100,0 м³/т. Коэффициенты использования по объекту составляют 1,00 д.ед., эксплуатации 0,75 д.ед.

V-й эксплуатационный объект (горизонт Т-VI).

По состоянию изученности на 01.01.2025 г. на рассматриваемом объекте эксплуатационный фонд отсутствует.

Динамика изменения коэффициентов эксплуатации и использования фонда скважин как по эксплуатационным объектам, так и в целом по месторождению представлена в таблице 3.2.3.

Таблица 3.2. 3–Коэффициенты эксплуатации и использования фонда скважин в динамике

Объект	Коэффициент эксплуатации, д.ед.				Коэффициент использования, д.ед.			
	2021	2022	2023	2024	2021	2022	2023	2024
I	0,90	0,88	0,90	0,92	0,86	0,89	0,94	0,83
II	0,89	0,67	0,76	0,95	0,89	0,67	0,91	1,00
III	0,67	0,67	0,91	0,76	0,86	0,54	0,91	0,50
IV	-	-	0,82	0,75	-	-	0,82	1,00
V	-	-	-	-	-	-	-	-
В целом:	0,82	0,74	0,85	0,86	0,87	0,79	0,92	0,75



Распределение добывающего фонда скважин по различным диапазонам дебитов нефти и жидкости по эксплуатационным объектам и в целом по месторождению представлены в таблицах 3.2.4 и 3.2.5 соответственно, а в таблице 3.2.6 – в динамике отдельно по скважинам.

Как видно из представленных таблиц, в целом по месторождению средние дебиты скважины по нефти и жидкости в целом по месторождению составляют 8,5 т/сут и 11,6 т/сут соответственно. Наибольшим дебитом по нефти характеризуется II-й эксплуатационный объект (14,4 т/сут), а наименьшим – IV объект (5,7 т/сут).

В динамике средних дебитов за последние годы в целом по месторождению наблюдается стабильность: дебиты нефти изменяются в пределах 7,7-10,2 т/сут, а жидкости – в пределах 11,1-13,6 т/сут.

По состоянию на 01.01.2025 г. из 10 действующих скважин, 50 % эксплуатируются дебитами по нефти и жидкости в пределах 5-10 т/сут, 30 % фонда – дебитами в пределах 10-20 т/сут, и одна скважина – более 20 т/сут.

По состоянию на 01.07.2024 г. средний дебит по нефти скважин вертикальной конструкции составляет 7,7 т/сут, при изменениях по скважинам в пределах 2,7-14,7 т/сут, а наклонно-направленной составляет в среднем 9,7 т/сут, при изменениях в диапазоне 1,6-20,8 т/сут. Средняя текущая обводненность вертикальных скважин составляет 23,4 %, при изменениях по скважинах в пределах 1,6-55,5 %, а наклонно-направленным составляет в среднем 34,9 %, при изменениях – 4,7-67,9 %.

Таблица 3.2. 4–Распределение действующего добывающего фонда скважин по дебитам нефти и жидкости по объектам

Объект	Действу. фонд добыв. скважин, ед.	Средний дебит, т/сут		Диапазон изменения дебитов нефти и жидкости, т/сут									
				< 5		5-10		10 – 20		20 – 30		30-40	
		н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж
I	6	8,4	13,4	2	1	2	2	1	2	1	-	-	1
II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
III	2	8,3	10,2	-	-	1	1	1	1	-	-	-	-
IV	1	5,7	6,8	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-
V	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
В целом:	9	8,5	11,6	2	1	3	3	3	4	1	-	-	1

Таблица 3.2. 5–Распределение действующего добывающего фонда скважин по дебитам нефти и жидкости по годам

годы	Действ. фонд скважин, ед.	Средний дебит, т/сут		Диапазон изменения дебитов нефти и жидкости, т/сут									
				< 5		5-10		10 – 20		20 – 30		30-40	
		н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж
2021	7	7,7	11,1	4	2	2	3	2	2	-	1	-	-
2022	11	10,2	13,6	4	3	4	3	2	3	1	2	1	1
2023	11	9,2	12,0	3	2	3	2	2	3	2	1	-	2
2024	9	8,5	11,6	2	1	3	2	3	5	1	-	-	1



Таблица 3.2. 6—Динамика изменения характеристик эксплуатации по скважинам

Дата	Скважины											
	САГЗ-1 (верт.)				САГЗ-10 (верт.)				САГЗ-12 (верт.)			
	Q _н , т/сут	Q _ж , т/сут	b, %	Г _ф , м ³ /т	Q _н , т/сут	Q _ж , т/сут	b, %	Г _ф , м ³ /т	Q _н , т/сут	Q _ж , т/сут	b, %	Г _ф , м ³ /т
01.01.2021	18,4	20,5	10,1	60,1	0,5	0,5	0,0	2727,0	6,9	9,0	23,0	76,4
01.01.2022	20,9	21,1	0,8	53,4	3,1	3,1	0,0	856,4	2,6	4,5	42,4	117,1
01.01.2023	17,5	18,3	4,8	60,1	45,9	46,0	0,3	32,7	6,4	7,8	17,4	60,5
01.01.2024	14,1	14,8	4,4	69,7	18,0	18,2	1,0	62,6	8,0	8,7	7,6	90,3
02.01.2025	14,7	14,9	1,9	71,1	11,4	11,5	1,6	99,7	5,8	7,2	16,1	116,4

Продолжение таблицы 3.2.6

Дата	Скважины											
	САГЗ-15 (накл.-напр.)				САГЗ-20 (накл.-напр.)				САГЗ-21 (верт.)			
	Q _н , т/сут	Q _ж , т/сут	b, %	Г _ф , м ³ /т	Q _н , т/сут	Q _ж , т/сут	b, %	Г _ф , м ³ /т	Q _н , т/сут	Q _ж , т/сут	b, %	Г _ф , м ³ /т
01.01.2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
01.01.2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
01.01.2023	-	-	-	-	10,8	12,5	13,9	80,8	-	-	-	-
01.01.2024	32,0	32,2	0,7	34,9	-	-	90,6	9287,6	-	-	-	-
02.01.2025	14,6	15,7	4,7	87,3	-	-	-	-	5,1	6,7	28,9	270,9

Продолжение таблицы 3.2.6

Дата	Скважины											
	САГЗ-3 (верт.)				САГЗ-5 (накл.-напр.)				САГЗ-23 (накл.-напр.)			
	Q _н , т/сут	Q _ж , т/сут	b, %	Г _ф , м ³ /т	Q _н , т/сут	Q _ж , т/сут	b, %	Г _ф , м ³ /т	Q _н , т/сут	Q _ж , т/сут	b, %	Г _ф , м ³ /т
01.01.2021	13,6	21,5	37,0	75,4	5,5	7,2	23,0	60,6	-	-	-	-
01.01.2022	6,9	13,8	50,1	81,7	4,2	5,6	25,0	78,5	-	-	-	-
01.01.2023	5,8	11,2	47,7	95,8	1,0	3,2	69,6	55,0	26,5	32,1	17,3	37,1
01.01.2024	4,9	8,9	45,0	105,3	4,8	5,9	19,2	126,9	26,4	40,0	34,1	41,6
02.01.2025	7,1	15,9	55,3	128,5	4,1	5,4	24,3	169,2	20,8	39,9	47,7	63,2

Продолжение таблицы 3.2.6

Дата	Скважины											
	САГЗ-7 (верт.)				САГЗ-8 (накл.-напр.)				САГЗ-6 (накл.-напр.)			
	Q _н , т/сут	Q _ж , т/сут	b, %	Г _ф , м ³ /т	Q _н , т/сут	Q _ж , т/сут	b, %	Г _ф , м ³ /т	Q _н , т/сут	Q _ж , т/сут	b, %	Г _ф , м ³ /т
01.01.2021	4,9	9,6	49,4	67,5	6,9	13,1	47,4	86,5	9,4	11,6	18,6	77,9
01.01.2022	4,5	9,2	51,7	119,3	7,4	13,6	45,7	80,4	4,6	7,8	41,6	167,0
01.01.2023	4,0	7,7	48,7	266,6	5,7	13,8	58,3	107,7	1,5	1,5	0,5	468,6
01.01.2024	3,8	7,4	49,6	299,0	5,4	10,3	47,7	137,9	6,1	8,5	28,0	171,1
02.01.2025	2,7	6,3	55,5	356,0	1,6	5,3	67,9	476,5	7,3	9,9	29,7	183,8

Продолжение таблицы 3.2.6

Дата	Скважины			
	САГЗ-9 (верт.)			
	Q _н , т/сут	Q _ж , т/сут	b, %	Г _ф , м ³ /т
01.01.2021	9,0	14,5	37,7	90,8
01.01.2022	9,2	9,6	4,3	136,7
01.01.2023	6,5	7,8	16,2	142,7
01.01.2024	6,7	10,1	33,9	115,0
02.01.2025	6,8	7,2	4,7	151,9



3.2.2. Характеристика отборов нефти, газа и жидкости

По состоянию на 01.01.2025 г. на месторождении Сагиз Западный в эксплуатации находятся эксплуатационные объекты: I, II, III и IV. Эксплуатация объектов II, III и IV ведется на естественном режиме истощения пластовой энергии, а I-й объект эксплуатируется с поддержанием пластового давления (ППД), путем нагнетания попутно добываемой воды через нагнетательную скважину САГЗ-20 (блок IV горизонт Т-II).

По состоянию изученности на 01.01.2025 г. из продуктивных горизонтов месторождения Сагиз Западный отобрано **всего 230,9 тыс.т нефти**, в том числе: за счет опробования оценочных скважин САГЗ-18 (2,122 тыс.т) и САГЗ-19 (0,634 тыс.т), в том числе отбора нефти из Т-VII горизонта (0,181 тыс.т); отобрано **всего 288,7 тыс.т жидкости**, в том числе: за счет опробования оценочных скважин САГЗ-18 (2,128 тыс.т) и САГЗ-19 (0,783 тыс.т); отобрано **всего 34,7 млн.м³ растворенного газа**, в том числе: за счет опробования оценочных скважин САГЗ-18 (0,403 млн.м³) и САГЗ-19 (0,080 млн.м³).

В таблице 3.2.7 представлена динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению Сагиз Западный (рисунок 3.2.1), а в таблицах 3.2.8-3.2.12 – по эксплуатационным объектам (рисунки 3.2.2-3.2.6).

На графических приложениях 20-24 представлены карты текущих и накопленных отборов жидкости и закачек соответственно.

Ниже рассмотрим фактические показатели разработки по месторождению Сагиз Западный и отдельно по эксплуатационным объектам.

Месторождение Сагиз Западный.

В 2021 г. добыча нефти составила 14,6 тыс.т, жидкости 20,9 тыс.т и растворенного газа – 1,3 млн.м³. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 18,9 %, а коэффициент извлечения нефти 0,043 д.ед, при обводненности продукции 30,2 %. Средний газовый фактор составил 90,3 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 7,7 т/сут и 11,1 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составил 8 ед., коэффициент использования фонда скважин 0,88 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,87 д.ед.

В 2022 г. добыча нефти выросла относительно 2021 г. и составила 37,1 тыс.т, жидкости 47,5 тыс.т и растворенного газа – 2,7 млн.м³. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 24,8 %, коэффициент извлечения нефти 0,056 д.ед, при обводненности продукции 21,8 %. Средний газовый фактор составил 73,4 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости выросли относительно 2021 г. за счет ввода двух скважин из бурения и составили 10,2 т/сут и 13,6 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года увеличился за счет бурения двух



скважин и вывода из консервации трех скважин, и составил 11 ед. Коэффициент использования фонда скважин 0,92 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,79 д.ед.

В 2023 г. добыча нефти выросла относительно 2022 г. и составила 39,1 тыс.т, жидкости 52,1 тыс.т и растворенного газа – 3,3 млн.м³. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 31,0 %, коэффициент извлечения нефти 0,070 д.ед, при обводненности продукции 25,0 %. Средний газовый фактор составил 84,9 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости незначительно снизились относительно 2022 г. и составили 8,4 т/сут и 11,6 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года увеличился за счет ввода из бурения двух скважины и составил 11 ед., фактически же пробурено в 2023 г. 6 скважин. Коэффициент использования фонда скважин 0,92 д.ед., и коэффициент эксплуатации – 0,92 д.ед. Как отмечалось выше в 2023 г. начато реализация системы ППД на I объекте, путем перевода САГЗ-20 под нагнетание. Приемистость составила 38,7 м³/сут, всего закачано 1,55 тыс.м³ воды.

В 2024 г. по месторождению с учетом опробования в скважинах САГЗ-18 и 19, добыча нефти составила 35,4 тыс.т, жидкости 48,8 тыс.т и растворенного газа – 3,7 млн.м³. Без учета опробования в скважинах САГЗ-18 и САГЗ-19 добыто нефти 32,7 тыс.т, жидкости 45,8 тыс.т и растворенного газа – 3,2 млн.м³.

Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 36,7 %, коэффициент извлечения нефти 0,083 д.ед, при текущей обводненности продукции 27,3 %. Средний газовый фактор составил 98,6 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости остались относительно на уровне 2023 г. и составили 8,5 т/сут и 11,9 т/сут соответственно. Эксплуатационный фонд добывающих скважин остается на уровне прежних лет - 12 ед., а действующий фонд – 9 ед. Коэффициент использования фонда скважин 0,75 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,86 д.ед. В пласты закачано 2,657 тыс.м³ воды, всего за два года реализации системы ППД – 4,205 тыс.м³ воды.

За анализируемый период средний газовый фактор по месторождению остается стабильным на уровне 90,3-98,6 м³/т, а динамика добычи жидкости примерно на уровне предыдущих лет.

Максимальная добыча нефти по месторождению была достигнута в 2023 г. и составила 39,1 т/сут, при действующем фонде добывающих и нагнетательных скважин составлял 11 ед. и 1 ед. соответственно. Среднегодовая обводненность в рассматриваемый год составила 25,0 %, а среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости 8,4 т/сут и 11,6 т/сут соответственно.



По состоянию изученности на 01.01.2025 г. за счет ввода новых скважин в эксплуатацию дополнительно добыто 3,7 тыс.т нефти.

Эксплуатационный объект I. Геологические запасы нефти объекта составляют 42,7 % от запасов месторождения.

По состоянию на 01.01.2025 г. всего с начала эксплуатации I объекта добыто 127,0 тыс.т нефти, 170,1 тыс.т жидкости и 18,4 млн.м³ нефтяного газа. Текущий КИН составляет 0,183 доли ед., выработка от утвержденных извлекаемых запасов месторождения – 71,4 %.

В 2021 г. добыча нефти составила 6,9 тыс.т, жидкости 11,5 тыс.т и растворенного газа – 0,7 млн.м³. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 16,2 %, коэффициент извлечения нефти 0,042 д.ед., при обводненности продукции 40,6 %. Средний газовый фактор составил 107,8 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 6,9 т/сут и 11,7 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составил 5 ед., коэффициент использования фонда скважин 1,00 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,86 д.ед.

В 2022 г. введены из бурения 2 скважины со средним дебитом по нефти 21,1 т/сут за счет чего увеличилась добыча нефти относительно 2021 г., составив 26,1 тыс.т, жидкости – 34,4 тыс.т, растворенного газа – 1,6 млн.м³. Добыча нефти из новых скважин составила 6,5 тыс.т. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 24,6 %, коэффициент извлечения нефти 0,064 д.ед, при обводненности продукции 25,9 %. Средний газовый фактор составил 70,7 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости также выросли относительно 2021 г. и составили 9,8 т/сут и 14,1 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составил 7 ед., коэффициент использования фонда скважин 1,00 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,89 д.ед.

В 2023 г. добыча нефти немного превысила показатели 2022 г. составив 26,9 тыс.т, жидкости – 37,1 тыс.т, растворенного газа – 1,8 млн.м³. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 33,4 %, коэффициент извлечения нефти 0,086 д.ед, при обводненности продукции 27,6 %. Средний газовый фактор составил 68,0 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 11,7 т/сут и 16,1 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составил 6 ед., коэффициент использования фонда скважин 0,86 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,94 д.ед. С мая 2023 года начата реализация системы ППД с переводом скважины САГЗ-20 под нагнетание, закачано в пласты 1,6 тыс.м³.

В 2024 г. по объекту, с учетом опробования оценочных скважин САГЗ-18 и 19, добыто нефти составила 24,0 тыс.т, жидкости 34,9 тыс.т и растворенного газа – 2,5 млн.м³.



Без учета опробования в скважинах САГЗ-18 и САГЗ-19 добыто нефти 22,1 тыс.т, жидкости 32,9 тыс.т и растворенного газа – 2,1 млн.м³.

Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти по объекту составила 41,2 %, коэффициент извлечения нефти 0,106 д.ед, при текущей обводненности продукции 31,0 %. Средний газовый фактор составил 102,1 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости снизились относительно предыдущих лет и составили 8,9 т/сут и 12,9 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составил 6 ед. Коэффициент использования фонда скважин 0,86 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,94 д.ед. В пласты закачано 2,7 тыс.м³ воды, всего за два года реализации системы ППД – 4,2 тыс.м³ воды.

Эксплуатационный объект II. Геологические запасы нефти объекта составляют 15,2 % от запасов месторождения.

По состоянию на 01.01.2025 г. всего с начала эксплуатации II объекта добыто 13,9 тыс.т нефти, 16,6 тыс.т жидкости и 3,0 млн.м³ нефтяного газа. Текущий КИН составляет 0,033 доли ед., выработка от утвержденных извлекаемых запасов месторождения – 13,8%.

В 2021 г. добыча нефти составила 0,495 тыс.т, жидкости - 0,872 тыс.т и растворенного газа – 0,061 млн.м³. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 13,7 %, коэффициент извлечения нефти 0,033 д.ед, при обводненности продукции 42,4 %. Средний газовый фактор составил 117,1 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 2,6 т/сут и 4,5 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составил 1 ед.

В 2022 и 2023 гг. добыча на эксплуатационном объекте не производилась, т.к. скважина САГЗ-12 ранее была переведена на горизонт Ю-V.

В 2024 г. по объекту, с учетом опробования в оценочной скважине САГЗ-19, на эксплуатационном объекте добыто нефти 0,1 тыс.т, жидкости – 0,2 тыс.т и растворенного газа – 0,01 млн.м³.

Эксплуатационный объект III. Геологические запасы нефти объекта составляют 27,5 % от запасов месторождения.

По состоянию на 01.01.2025 г. всего с начала эксплуатации III объекта добыто 73,9 тыс.т нефти, 83,3 тыс.т жидкости и 9,8 млн.м³ нефтяного газа. Текущий КИН составляет 0,096 доли ед., выработка от утвержденных извлекаемых запасов месторождения – 45,8 %.

В 2021 г. добыча нефти составила 7,2 тыс.т, жидкости - 8,4 тыс.т и растворенного газа – 0,5 млн.м³. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 29,3 %, коэффициент извлечения нефти 0,062 д.ед, при обводненности продукции 10,9 %. Средний газовый фактор составил 68,1 м³/т. Среднегодовые дебиты



скважин по нефти и жидкости составили 11,0 т/сут и 12,4 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составил 2 ед. Коэффициент использования фонда скважин 0,67 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,86 д.ед.

В 2022 г. добыча нефти относительно на уровне 2021 г. и составила 7,7 тыс.т, жидкости - 9,4 тыс.т и растворенного газа – 0,8 млн.м³. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 34,1 %, коэффициент извлечения нефти 0,072 д.ед, при обводненности продукции 5,5 %. Средний газовый фактор составил 63,0 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 15,2 т/сут и 16,5 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составил 2 ед., при этом в марте выбыла в бездействие скважина САГЗ-5 и введена САГЗ-6. Коэффициент использования фонда скважин 0,67 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,54 д.ед.

В 2023 г. добыча нефти увеличилась, относительно 2022 г., за счет ввода из бездействия скважины САГЗ-5 и возврата САГЗ-7 из I объекта, и составила 9,3 тыс.т, жидкости 11,9 тыс.т и растворенного газа – 1,2 млн.м³. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 39,9 %, коэффициент извлечения нефти 0,084 д.ед, при обводненности продукции 21,5 %. Средний газовый фактор составил 130,1 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 7,4 т/сут и 9,5 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин увеличился за счет вывода из бездействия скважины САГЗ-5 и возврата САГЗ-7 из II объекта, и составил 4 ед., Коэффициент использования фонда скважин 1,00 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,91 д.ед.

В 2024 г. по объекту, с учетом опробования в оценочных скважинах САГЗ-18 и 19, добыто нефти составила 9,5 тыс.т, жидкости 11,6 тыс.т и растворенного газа – 1,1 млн.м³. Без учета опробования в оценочных скважинах САГЗ-18 и 19 добыто нефти 9,0 тыс.т, жидкости 11,0 тыс.т и растворенного газа – 1,0 млн.м³.

Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти на эксплуатационном объекте составила 45,8 %, коэффициент извлечения нефти 0,096 д.ед, при обводненности продукции 17,8 %. Средний газовый фактор составил 117,7 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости превысили показатели 2023 г. и составили 8,5 т/сут и 10,3 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин составил 2 ед., Коэффициент использования фонда скважин 0,50 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,76 д.ед.

Эксплуатационный объект IV. Геологические запасы нефти объекта составляют 10,5 % от запасов месторождения.



По состоянию на 01.01.2025 г. всего с начала эксплуатации IV объекта добыто 13,0 тыс.т нефти, 14,8 тыс.т жидкости и 2,1 млн.м³ нефтяного газа. Текущий КИН составляет 0,045 доли ед., выработка от утвержденных извлекаемых запасов месторождения – 29,8 %.

В 2021 г. добыча нефти составила 0,071 тыс.т, жидкости - 0,112 тыс.т и растворенного газа – 0,006 млн.м³. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 15,8 %, коэффициент извлечения нефти 0,024 д.ед, при обводненности продукции 36,5 %. Средний газовый фактор составил 80,2 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 2,3 т/сут и 3,6 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составил 1 ед. Коэффициент использования фонда скважин 1,00 д.ед., и коэффициент эксплуатации – 1,00 д.ед.

В 2022 г. добыча нефти составила 1,6 тыс.т, жидкости - 1,9 тыс.т и растворенного газа – 0,094 млн.м³. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 19,4 %, коэффициент извлечения нефти 0,029 д.ед, при обводненности продукции 17,4 %. Средний газовый фактор составил 60,5 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 6,4 т/сут и 7,8 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составил 1 ед. Коэффициент использования фонда скважин 1,00 д.ед., и коэффициент эксплуатации – 0,67 д.ед.

В 2023 г. добыча нефти составила 2,9 тыс.т, жидкости 3,2 тыс.т и растворенного газа – 0,3 млн.м³. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 26,1 %, коэффициент извлечения нефти 0,039 д.ед, при обводненности продукции 7,3 %. Средний газовый фактор составил 95,9 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 7,8 т/сут и 8,5 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин к концу года составил 1 ед., САГЗ-4 выведена в бездействие по причине высокого газового фактора. Коэффициент использования фонда скважин 1,00 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,82 д.ед.

В 2024 г. по объекту добыча нефти составила 1,6 тыс.т, жидкости 2,0 тыс.т и растворенного газа – 0,2 млн.м³.

Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти составила 29,8 %, коэффициент извлечения нефти 0,045 д.ед, при обводненности продукции 17,8 %. Средний газовый фактор составил 100,0 м³/т. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости составили 5,9 т/сут и 7,2 т/сут соответственно. Действующий фонд добывающих скважин составил 1 ед., Коэффициент использования фонда скважин 1,00 д.ед., а коэффициент эксплуатации – 0,75 д.ед.



Эксплуатационный объект V. Геологические запасы нефти объекта составляют всего 2,2 % от запасов месторождения.

По состоянию на 01.01.2024 г. всего с начала эксплуатации рассматриваемого объекта добыто 3,2 тыс.т нефти, 3,6 тыс.т жидкости и 1,1 млн.м³ нефтяного газа. Текущий КИН составляет 0,052 доли ед., выработка от утвержденных извлекаемых запасов месторождения – 28,4 %.

Рассматриваемый объект был введен в мае 2022 г., вводом скважины САГЗ-4 в эксплуатацию.

Добыча нефти в 2022 г. составила 1,7 тыс.т., жидкости 1,8 тыс.т, газа – 0,26 млн.м³, при действующем фонде 1 ед. Среднегодовая обводненность продукции – 2,0 %. Средние дебиты нефти и жидкости одной добывающей скважины составили 13,7 и 14,7 т/сут, газовый фактор 149,3 м³/т.

На момент анализа скважина САГЗ-4 находится в бездействии.



Таблица 3.2. 7-Динамика основных показателей разработки месторождения Сагиз Западный

Показатели	2021	2022	2023	2024
Добыча нефти, тыс.т	14,6	37,1	39,1	35,4
в т.ч.: из переходящих скважин	14,6	30,6	34,7	31,8
из новых скважин	1,4	6,5	4,4	3,7
Накопленная добыча нефти, тыс.т	119,3	156,4	195,5	230,9
Добыча жидкости, тыс.т	20,9	47,5	52,1	48,8
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	140,3	187,8	239,9	288,7
Обводненность среднегодовая (по весу), %	30,2	21,8	25,0	27,3
в т.ч.: переходящих скв.	-	16,7	27,3	28,8
новых скв.	-	-	0,7	10,8
Темп отбора от НИЗ нефти, %	2,3	5,9	6,2	5,6
Темп отбора от ТИЗ нефти, %	2,9	7,8	9,0	8,9
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	1,3	2,7	3,3	3,7
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	25,0	27,7	31,0	34,7
Закачка воды, тыс.м ³	-	-	1,548	2,657
Закачка газа, тыс.м ³	-	-	-	-
Накопл. закачка воды, тыс.м ³	-	-	1,548	4,205
Накопл. закачка газа, тыс.м ³	-	-	-	-
Компенсация отборов текущая, %	-	-	3,0	5,5
Компенсация отборов накопленная, %	-	-	0,6	1,5
Ввод добывающих скважин, шт.	-	5	1	3
в т.ч.: из бурения	-	2	1	3
из другого объекта	-	-	-	-
из консервации	-	3	-	-
Выбытие добывающих скважин, шт.	-	-	-	-
в т.ч.: под закачку	-	-	-	-
Фонд добывающих скважин, всего, шт.	9	12	12	12
в т.ч.: действующих, шт.	8	11	11	9
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	-	-	1	1
в т.ч.: из бурения	-	-	-	-
переводом из добывающего фонда	-	-	1	-
Выбытие нагнетательных скважин, шт.	-	-	-	-
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	-	-	1	1
в т.ч.: действующих	-	-	1	1
Среднегодовой дебит нефти, т/сут	7,7	10,2	8,4	8,5
Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	11,1	13,6	11,6	11,6
Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут	-	21,1	32,0	7,8
Средняя приемистость, м ³ /сут	-	-	38,7	44,3
Средняя приемистость газа (ВГВ), м ³ /сут	-	-	-	-
Коэффициент использования добывающих скв.,	0,88	0,92	0,92	0,75
Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли	0,87	0,79	0,92	0,86
Текущий КИН, %	4,3	5,6	7,0	8,3
Средний газовый фактор, м ³ /т	90,3	73,4	84,9	98,6
Выработка запасов нефти, %	18,9	24,8	31,0	36,7
Уд. остат. запасы нефти на добыв. скв., тыс.т/скв.	56,7	39,5	36,2	33,2



Таблица 3.2. 8-Динамика основных показателей разработки I-го эксплуатационного объекта

Показатели	2021	2022	2023	2024
Добыча нефти, тыс.т	6,9	26,1	26,9	24,0
в т.ч.: из переходящих скважин	6,9	19,6	22,4	21,1
из новых скважин	-	6,5	4,4	2,9
Накопленная добыча нефти, тыс.т	49,7	75,8	102,7	126,7
Добыча жидкости, тыс.т	11,5	34,4	37,1	34,9
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	63,8	98,1	135,2	170,1
Обводненность среднегодовая (по весу), %	40,6	25,9	27,6	31,0
в т.ч.: переходящих скв.	40,6	-	31,3	33,2
новых скв.	-	16,7	0,7	9,2
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	3,9	14,7	8,7	7,8
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	5,4	25,7	13,1	13,3
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	2,2	8,5	1,8	2,5
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	2,7	11,2	16,0	18,4
Закачка воды, тыс.м ³	-	-	1,548	2,657
Закачка газа, тыс.м ³	-	-	-	-
Накопл. закачка воды, тыс.м ³	-	-	1,548	4,205
Накопл. закачка газа, тыс.м ³	-	-	-	-
Компенсация отборов текущая, %	-	-	4,7	9,4
Компенсация отборов накопленная, %	-	-	1,2	2,6
Ввод добывающих скважин, шт.	-	3	1	2
в т.ч.: из бурения	-	2	1	2
из другого объекта	-	-	-	-
из консервации	-	1	-	-
Выбытие добывающих скважин, шт.	-	-	2	-
в т.ч.: под закачку	-	-	-	-
Фонд добывающих скважин, всего, шт.	5	7	7	7
в т.ч.: действующих, шт.	5	7	6	6
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	-	-	1	-
в т.ч.: из бурения	-	-	-	-
переводом из добывающего фонда	-	-	1	-
Выбытие нагнетательных скважин, шт.	-	-	-	-
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	-	-	1	1
в т.ч.: действующих	-	-	1	1
Среднегодовой дебит нефти, т/сут	6,9	9,8	11,7	8,9
Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	11,7	14,1	16,1	12,9
Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут	-	21,1	32,0	8,9
Средняя приемистость, м ³ /сут	-	-	38,7	44,3
Средняя приемистость газа (ВГВ), м ³ /сут	-	-	-	-
Среднее пластовое давление, МПа	-	13,4	10,1	10,9
Среднее забойное давление, МПа	5,5	5,7	4,6	5,2
Среднее давление нагнетания, МПа	-	-	9,0	9,0
Коэффициент использования добывающих скв., доли ед.	1,00	1,00	0,86	0,86
Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли ед.	0,86	0,89	0,94	0,94
Коэффициент использования нагнетательных скв., доли	-	-	1,00	0,80
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., доли ед.	-	-	0,132	0,94
Плотность сетки скважин, 10 ⁴ м ² /га	14,0	10,0	11,6	10,0
Текущий КИН, %	4,2	6,4	8,6	10,6
Средний газовый фактор, м ³ /т	107,8	70,7	68,0	102,1
Выработка запасов нефти, %	16,2	24,6	33,4	41,2
Уд. остат. запасы нефти на добыв. скв., тыс.т/скв.	51,6	33,1	29,3	25,9



Таблица 3.2. 9-Динамика основных показателей разработки II-го эксплуатационного объекта

Показатели	2021	2022	2023	2024
Добыча нефти, тыс.т	0,5	-	-	0,1
в т.ч.: из переходящих скважин	0,5	-	-	-
из новых скважин	-	-	-	0,1
Накопленная добыча нефти, тыс.т	13,9	13,8	13,8	13,9
Добыча жидкости, тыс.т	0,9	-	-	0,2
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	16,4	16,4	16,4	16,6
Обводненность среднегодовая (по весу), %	42,4	-	-	50,7
Темп отбора от НИЗ запасов нефти, %	0,5	-	-	0,1
Темп отбора от ТИЗ нефти, %	0,6	-	-	0,1
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,1	-	-	0,01
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	3,0	3,0	3,0	3,0
Ввод добывающих скважин, шт.	-	-	-	-
в т.ч.: из бурения	-	-	-	-
из другого объекта	-	-	-	-
из консервации	-	-	-	-
Выбытие добывающих скважин, шт.	-	-	-	-
в т.ч.: под закачку	-	-	-	-
Фонд добывающих скважин, всего, шт.	1	-	-	-
в т.ч.: действующих, шт.	1	-	-	-
Среднегодовой дебит нефти, т/сут	2,6	-	-	2,8
Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	4,5	-	-	5,6
Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут	-	-	-	2,8
Среднее пластовое давление, МПа	13,1	-	-	-
Среднее забойное давление, МПа	5,5	-	-	-
Коэффициент использования добывающих скв., доли ед.	-	-	-	-
Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли ед.	-	-	-	-
Плотность сетки скважин, 10 ⁴ м ² /га	62,8	-	-	-
Текущий КИН, %	3,3	3,3	3,3	3,3
Средний газовый фактор, м ³ /т	117,1	-	-	-
Выработка запасов нефти, %	13,7	13,7	13,7	13,8
Уд. остат. запасы нефти на добыв. скв., тыс.т/скв.	87,1	-	-	-



Таблица 3.2. 10-Динамика основных показателей разработки III-го эксплуатационного объекта

Показатели	2021	2022	2023	2024
Добыча нефти, тыс.т	7,2	7,7	9,3	9,5
в т.ч.: из переходящих скважин	7,2	7,7	9,3	9,0
из новых скважин	-	-	-	0,5
Накопленная добыча нефти, тыс.т	47,4	55,1	64,4	73,9
Добыча жидкости, тыс.т	8,4	9,4	11,9	11,6
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	50,5	59,9	71,7	83,3
Обводненность среднегодовая (по весу), %	10,9	5,5	21,5	17,8
в т.ч.: переходящих скв.	-	-	-	-
новых скв.	-	-	-	12,1
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	4,4	4,8	5,8	5,9
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	6,3	7,3	9,6	10,9
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,5	0,8	1,2	1,1
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	6,6	7,5	8,7	9,8
Ввод добывающих скважин, шт.	-	1	-	-
в т.ч.: из бурения	-	-	-	-
из другого объекта	-	-	-	-
из консервации	-	1	-	-
Выбытие добывающих скважин, шт.	-	-	-	-
в т.ч.: под закачку	-	-	-	-
Фонд добывающих скважин, всего, шт.	3	3	4	4
в т.ч.: действующих, шт.	2	2	4	2
Среднегодовой дебит нефти, т/сут	11	15,2	7,4	8,5
Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	12,4	16,5	9,5	10,3
Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут	-	-	-	6,9
Среднее пластовое давление, МПа	12	-	-	12,7
Среднее забойное давление, МПа	8,4	9,2	7,5	6,3
Коэффициент использования добывающих скв.	0,67	0,67	1,00	0,50
Коэффициент эксплуатации добывающих скв.	0,86	0,54	0,91	0,76
Плотность сетки скважин, 104 м ² /га	26,4	26,4	19,8	19,8
Текущий КИН, %	6,2	7,2	8,4	9,6
Средний газовый фактор, м ³ /т	68,1	63	130,1	111,7
Выработка запасов нефти, %	29,3	34,1	39,9	45,8
Уд. остат. запасы нефти на добыв. скв., тыс.т/скв.	38,1	35,5	24,3	21,9



Таблица 3.2. 11-Динамика основных показателей разработки IV-го эксплуатационного объекта

Показатели	2021	2022	2023	2024
Добыча нефти, тыс.т	0,1	1,6	2,9	1,6
в т.ч.: из переходящих скважин	0,1	1,6	2,9	1,5
из новых скважин	-	-	-	0,2
Накопленная добыча нефти, тыс.т	6,9	8,5	11,4	13,0
Добыча жидкости, тыс.т	0,1	1,9	3,2	2,0
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	7,8	9,7	12,8	14,8
Обводненность среднегодовая (по весу), %	36,5	17,4	7,3	17,8
в т.ч.: переходящих скв.	-	-	7,3	-
новых скв.	-	-	-	-
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	0,2	3,6	6,7	3,8
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	0,2	4,4	9,1	5,3
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,006	0,094	0,3	0,2
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	1,58	1,7	2,0	2,1
Ввод добывающих скважин, шт.	-	1	-	-
в т.ч.: из бурения	-	1	-	-
из другого объекта	-	-	-	-
из консервации	-	-	-	-
Выбытие добывающих скважин, шт.	-	-	-	-
в т.ч.: под закачку	-	-	-	-
Фонд добывающих скважин, всего, шт.	1	1	1	1
в т.ч.: действующих, шт.	1	1	1	1
Среднегодовой дебит нефти, т/сут	-	-	7,8	5,9
Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	-	-	8,5	7,2
Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут	-	-	-	-
Среднее пластовое давление, МПа	-	-	-	12,8
Среднее забойное давление, МПа	8,8	9,3	4,3	4,2
Коэффициент использования добывающих скв.	1	1	1	1
Коэффициент эксплуатации добывающих скв.	1	0,67	0,82	0,75
Плотность сетки скважин, 104 м2/га	-	-	68	34
Текущий КИН, %	2,4	2,9	3,9	4,5
Средний газовый фактор, м3/т	80,2	60,5	95,9	103,2
Выработка запасов нефти, %	15,8	19,4	26,1	29,8
Уд. остат. запасы нефти на добыв. скв., тыс.т/скв.	36,8	35,3	32,3	30,7



Таблица 3.2. 12-Динамика основных показателей разработки V-го эксплуатационного объекта

Показатели	2021	2022	2023	2024
Добыча нефти, тыс.т	-	1,7	-	-
в т.ч.: из переходящих скважин	-	1,7	-	-
из новых скважин	-	-	-	-
Накопленная добыча нефти, тыс.т	1,4	3,2	3,2	3,2
Добыча жидкости, тыс.т	-	1,8	-	-
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1,9	3,6	3,6	3,6
Обводненность среднегодовая (по весу), %	-	2,2	-	-
в т.ч.: переходящих скв.	-	2,2	-	-
новых скв.	-	-	-	-
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	-	15,2	-	-
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	-	21,4	-	-
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	0,26	-	-
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,9	1,1	1,1	1,1
Ввод добывающих скважин, шт.	-	1	-	-
в т.ч.: из бурения	-	-	-	-
из другого объекта	-	-	-	-
из консервации	-	1	-	-
Выбытие добывающих скважин, шт.	-	-	-	-
в т.ч.: под закачку	-	-	-	-
Фонд добывающих скважин, всего, шт.	-	1	1	-
в т.ч.: действующих, шт.	-	1	-	-
Среднегодовой дебит нефти, т/сут	-	13,7	-	-
Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	-	14,7	-	-
Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут	-	-	-	-
Среднее пластовое давление, МПа	-	-	-	-
Среднее забойное давление, МПа	-	-	-	-
Коэффициент использования добывающих скв., доли ед.	-	1,00	-	-
Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли ед.	-	0,78	-	-
Плотность сетки скважин, 10 ⁴ м ² /га	-	27,8	27,8	-
Текущий КИН, %	2,3	5,2	5,2	5,2
Средний газовый фактор, м ³ /т	-	149,3	-	-
Выработка запасов нефти, %	12,6	28,7	28,7	28,7
Уд. остат. запасы нефти на добыв. скв., тыс.т/скв.	-	8,0	-	-



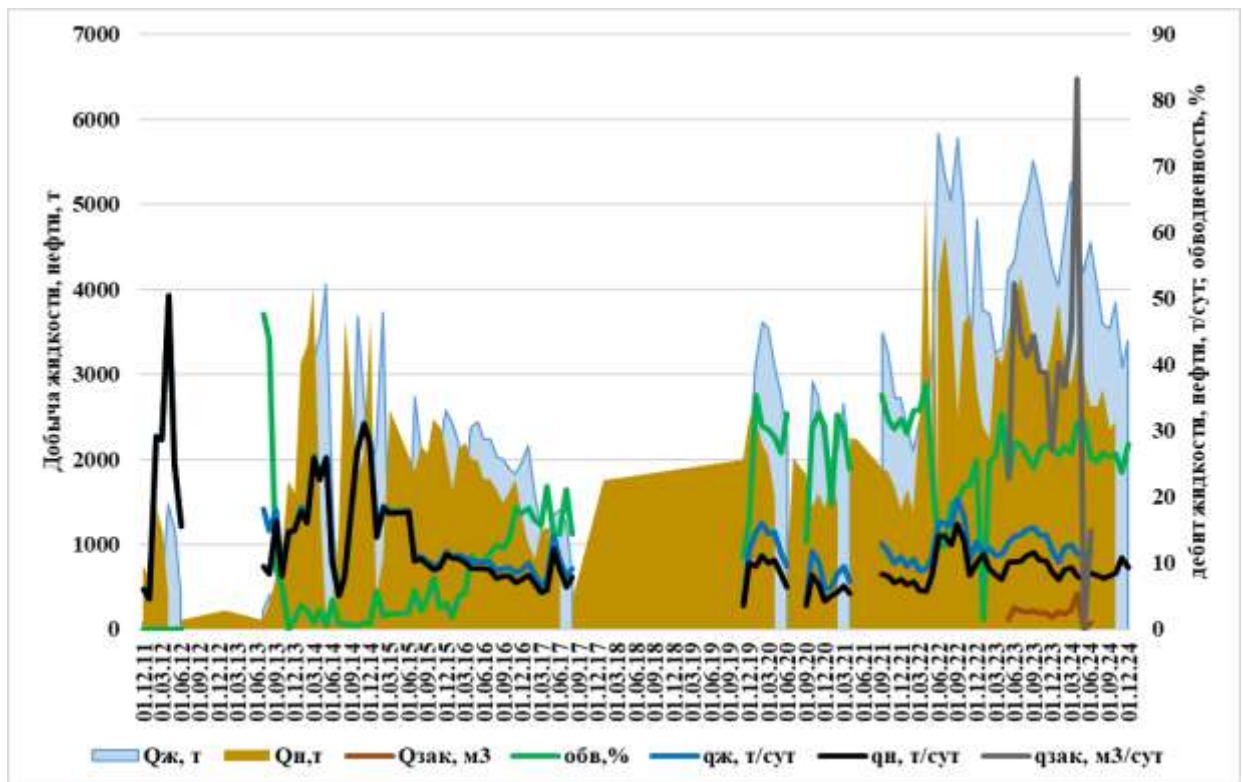


Рисунок 3.2. 1-Динамика основных показателей разработки по месторождению Сагиз Западный

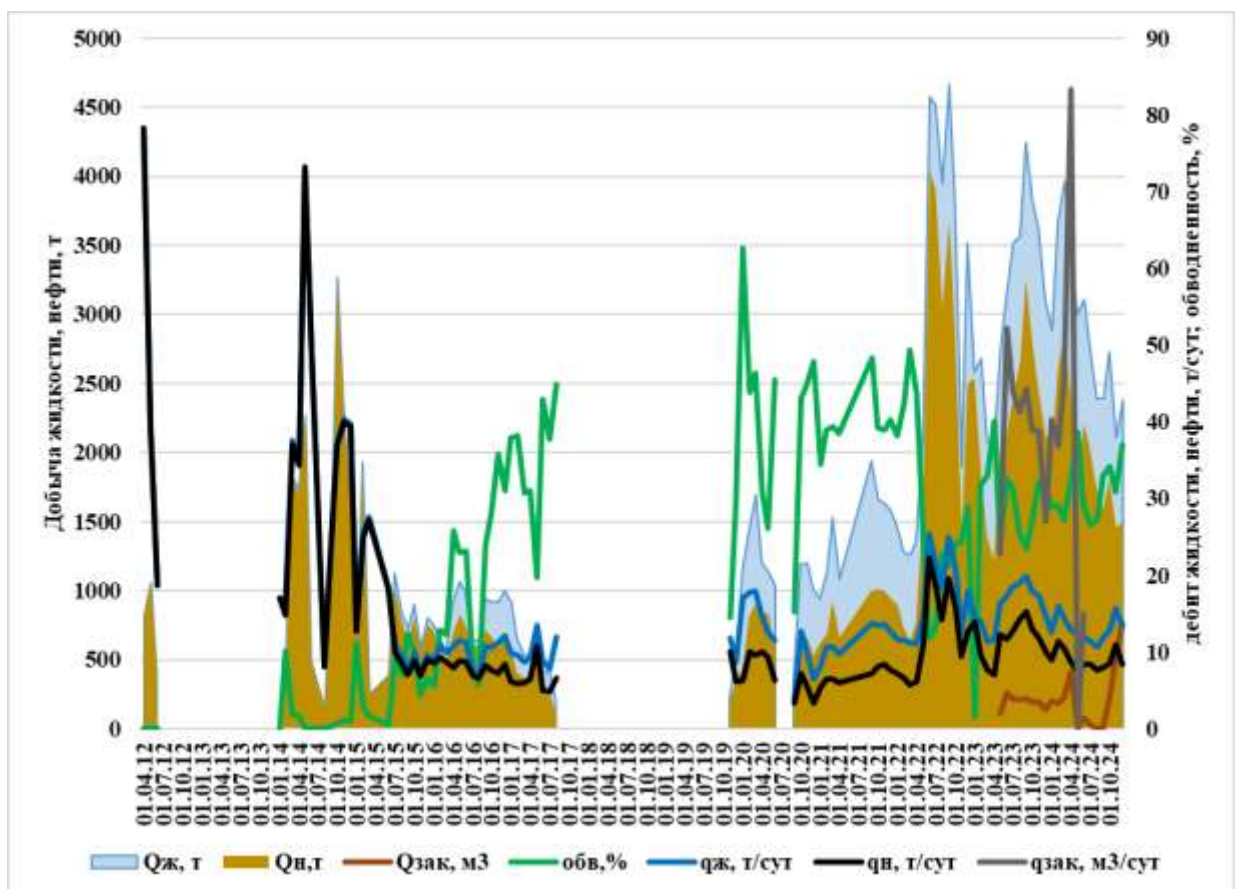


Рисунок 3.2. 2-Динамика основных показателей разработки по I-му эксплуатационному объекту



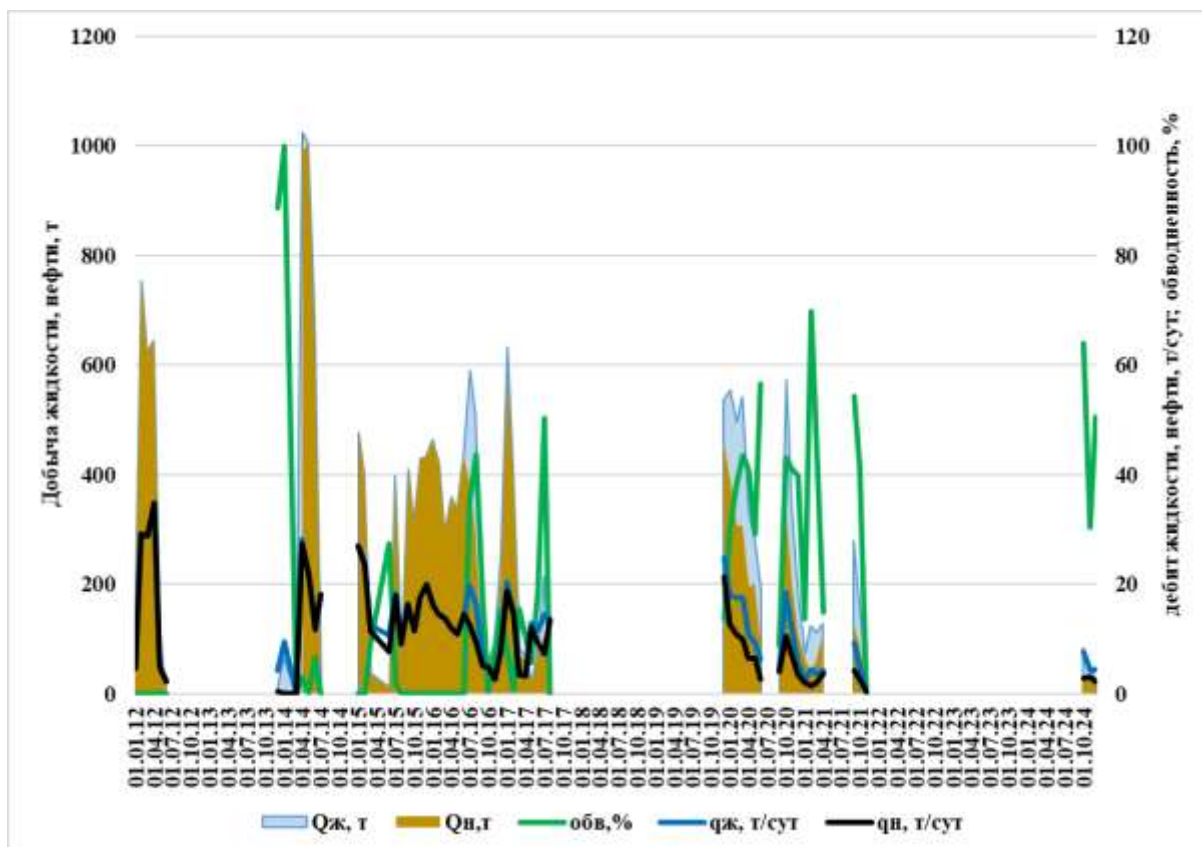


Рисунок 3.2. 3-Динамика основных показателей разработки по II-му эксплуатационному объекту

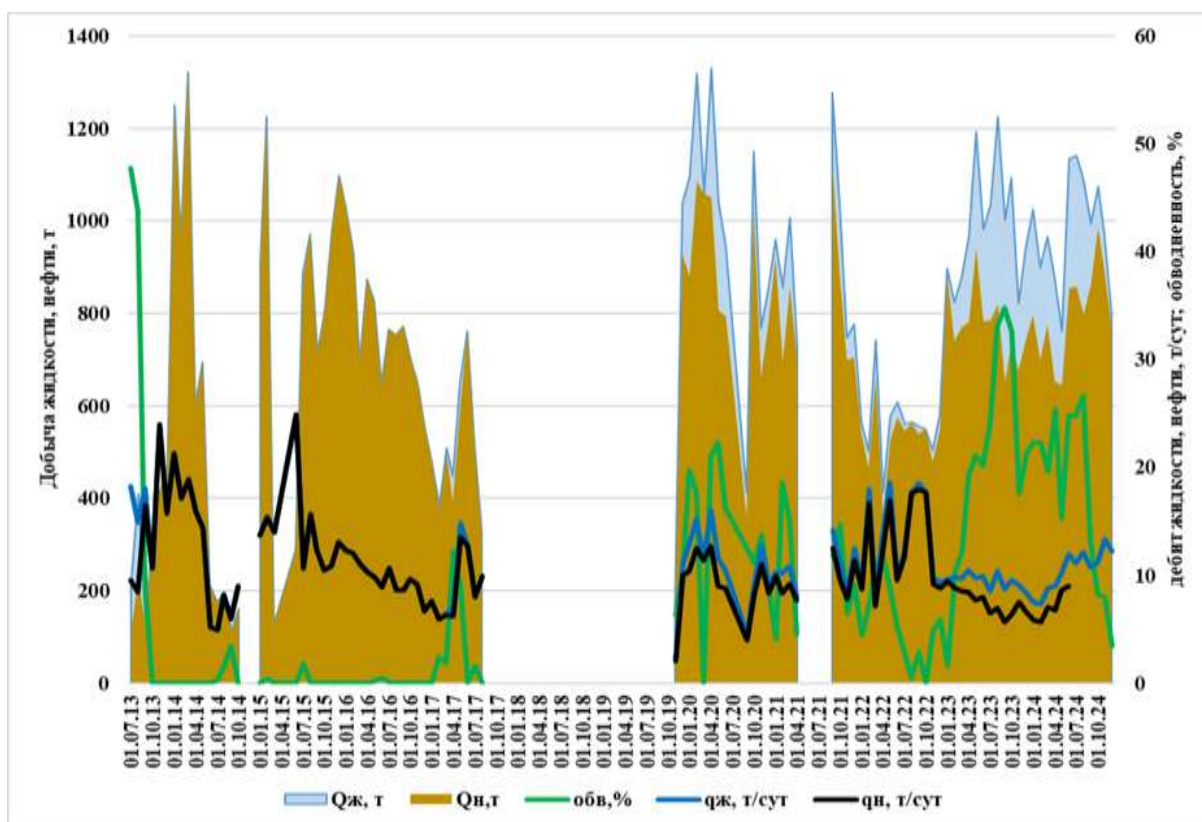


Рисунок 3.2. 4-Динамика основных показателей разработки по III-му эксплуатационному объекту



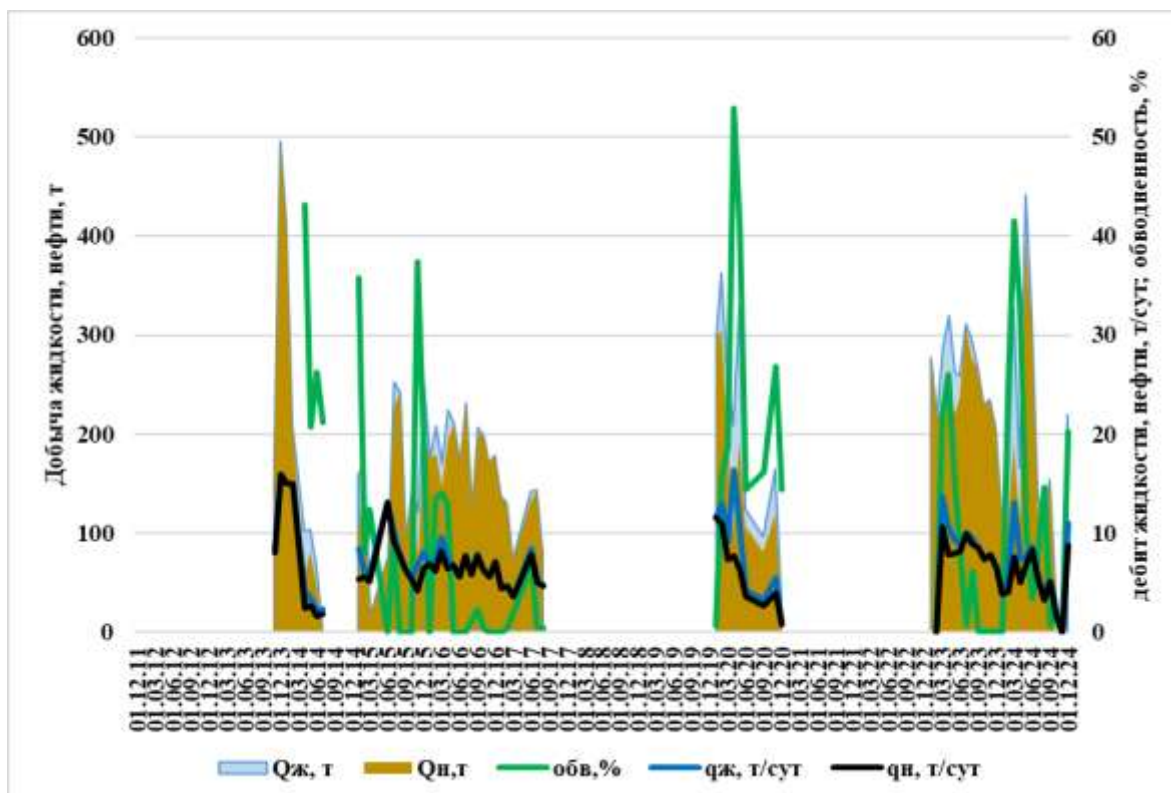


Рисунок 3.2. 5-Динамика основных показателей разработки по IV-му эксплуатационному объекту

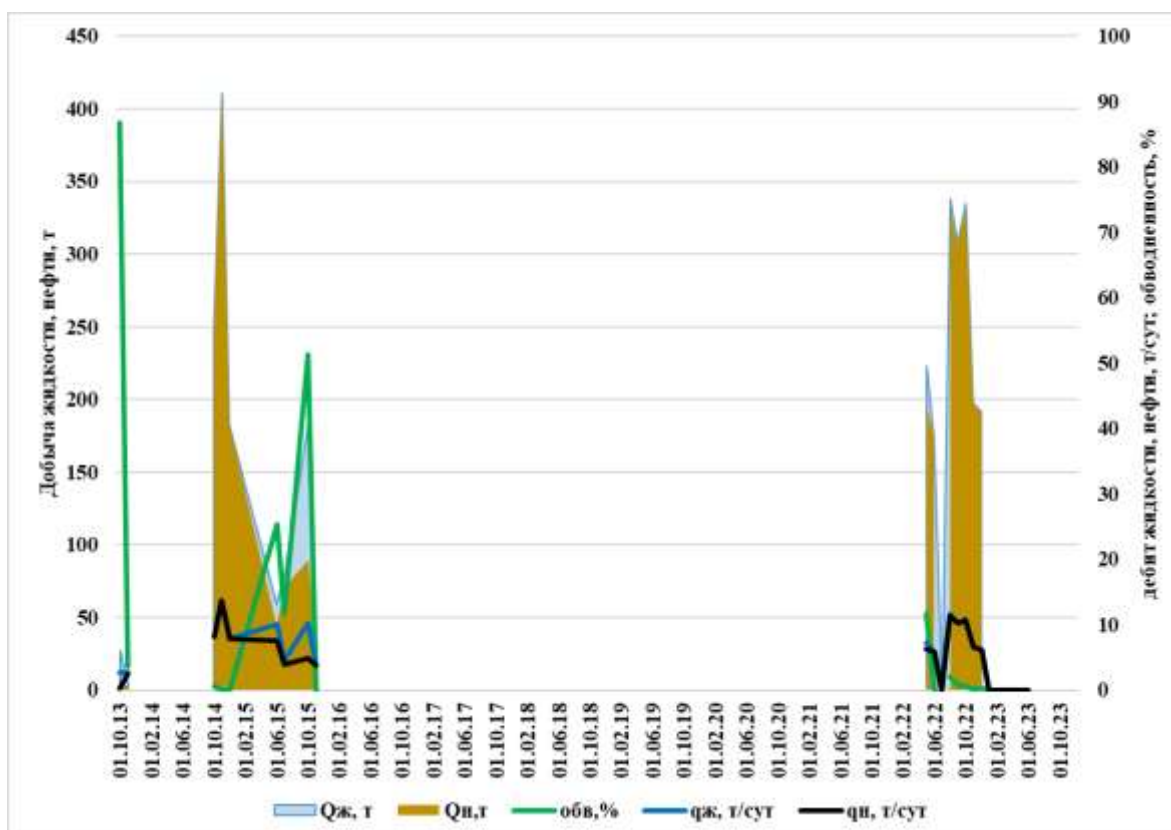


Рисунок 3.2. 6-Динамика основных показателей разработки по V-му эксплуатационному объекту



3.2.3. Анализ эффективности реализуемой системы разработки

В настоящее время основным проектным документом на разработку месторождения является «Проект разработки месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.01.2021 г.)» (22), согласно которого к реализации рекомендован 3 вариант разработки. Проектные показатели разработки, выполненные в рамках вышеназванного проектного документа, были согласованы ЦКРР МЭ Республики Казахстан на 3 (три) года – до «31» декабря 2023 г.

Ввиду завершения согласованных проектных показателей разработки подготовлен проектный документ «Анализ разработки месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.07.2023 г.)» (24), который согласован ЦКРР при Министерстве энергетики Республики Казахстан с уточненными проектными технико-экономическими показателями разработки 2024 г.

В рамках работы «Анализ разработки месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.07.2024 г.)» (34), который согласован ЦКРР при Министерстве энергетики Республики Казахстан, были уточнены проектные технико-экономические показатели разработки на 2025 г.

В таблице 3.2.13 представлено сопоставление проектных и фактических показателей разработки как в целом по месторождению Сагиз Западный. Для эксплуатационных объектов сравнение проектных и фактических разработки приведено в таблицах 3.2.14-3.2.17.

Необходимо отметить, что проектные показатели за 2021-2023 гг. приняты по основному проектному документу (22), а за 2024 г. – по Анализу разработки (2023 г.) (24).

В 2021 г. фактический уровень добычи нефти более чем в 2 раза меньше проектного, что связано меньшим действующим фондом скважин 8 ед. против проектного – 10 ед., а также низкими дебитами по нефти по сравнению с проектным и меньшим коэффициентом эксплуатации скважин.

В 2022 г. фактическая годовая добыча нефти превышает проектную на 3,7 тыс.т (или +11,1 %), при этом действующий фонд добывающих скважин остается меньше проектного на 4 ед. Средний дебит скважин по нефти в рассматриваемый год больше проектного почти на 30 %, хотя коэффициент эксплуатации остается ниже проектного.

В 2023 г. фактический уровень добычи нефти практически на уровне проектного, при этом действующий фонд добывающих скважин остается стабильным по сравнению с предыдущим годом в количестве 11 ед., но меньше проектного уже на 5 ед. Среднегодовой дебит скважин по нефти уменьшается до 8,4 т/сут по сравнению с прошлым годом но остается чуть больше проектного, а коэффициент эксплуатации



увеличивается по сравнению с прошлым годом до 0,92 д.ед., но меньше проектного – 0,95 д.ед.

В 2023 г. фонд нагнетательных скважин соответствует проектному и составляет 1 ед., фактически с мая 2023 г. ведется лишь закачка воды, при этом годовой уровень закачки воды намного отстает от проектного уровня. Среднегодовая приемистость скважины по воде меньше проектной почти в 1,6 раза.

В 2021-2023 гг. обводненность добываемой продукции остается ниже проектных значений. Газовый фактор также изменяется в пределах 73,4-90,3 м³/т при проектных значениях – 97,2-111,5 м³/т. Накопленная добыча нефти на конец 2023 г. составляет 195,5 тыс.т, что меньше проектной на 14,5 тыс.т (или -6,9 %), а степень выработанности от начальных извлекаемых запасов нефти достигает 31,0 % при текущей обводненности 25,0 %, против проектных значений 33,3 % и 38,2 % соответственно.

В 2024 г. добыча нефти составляет 35,4 тыс.т, что будет меньше проектного на 12,9 тыс.т (или -26,7 %), а накопленная добыча нефти будет ниже проектного на 27,4 тыс.т (или -10,6 %).

Фонд добывающих скважин составляет 12 ед., против проектного – 16 ед., а фонд нагнетательных скважин – остается на уровне проектного. Обводненность продукции по итогам года составляет 27,3 %, что выше проектного значения на 3,1 %, а среднегодовой дебит скважин по нефти ниже проектного и составляет 8,5 т/сут. Средний газовый фактор составил 98,6 м³/т, по проекту – 96,0 м³/т.



Таблица 3.2. 13-Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению Сагиз Западный

Показатели	2021*		2022*		2023*		2024**	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти, тыс.т	31,7	14,6	33,4	37,1	39,9	39,1	48,3	35,4
в т.ч.: из переходящих скважин	17,1	14,6	12,4	30,6	32,9	34,7	45,5	31,8
из новых скважин	14,6	-	21,0	6,5	7,0	4,4	2,8	3,7
Накопленная добыча нефти, тыс.т	136,7	119,3	170,1	156,4	210,0	195,5	246,6	230,9
Добыча жидкости, тыс.т	48,9	20,9	52,7	47,5	64,6	52,1	63,7	48,8
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	169,3	140,3	222	187,8	286,6	239,9	304,3	288,7
Обводненность среднегодовая (по весу), %	35,1	30,2	36,6	21,8	38,2	25,0	24,2	27,3
в т.ч.: переходящих скв.	35,1	-	36,6	22,7	38,2	27,3	-	28,8
новых скв.	34,1	-	34,1	16,7	34,1	0,7	-	10,8
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	5,0	2,3	5,3	5,9	6,3	6,2	7,7	5,6
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	6,4	2,9	7,3	7,8	9,5	9,0	12,6	8,9
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	3,1	1,3	3,7	2,7	3,941	3,3	4,6	3,7
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	26,8	25	30,5	27,7	36,0	31	40,6	34,7
Закачка воды годовая, тыс.м ³	-	-	16,5	-	21,1	1,5	27,1	2,7
Закачка газа годовая, тыс.м ³	-	-	0,659	-	0,843	-	1,082	-
Закачка воды накопленная, тыс.м ³	-	-	16,5	-	37,5	1,5	64,6	4,2
Закачка газа накопленная, тыс.м ³	-	-	0,659	-	1,502	-	1,550	-
Компенсация отборов текущая, %	-	-	31,3	-	32,7	3,9	42,5	5,5
Компенсация отборов накопленная, %	-	-	12,2	-	21,8	0,6	36,3	1,5
Ввод добывающих скважин, шт.	2	-	4	5	4	1	-	3
в т.ч.: из бурения	2	-	3	2	4	1	-	3
из другого объекта	-	-	-	-	-	-	-	-
из консервации	-	-	-	3	-	-	-	-
Выбытие добывающих скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-
в т.ч.: под закачку	-	-	-	-	-	1	-	-
Фонд добывающих скважин, всего, шт.	13	9	16	12	17	12	16	12
в т.ч.: действующих, шт.	10	8	15	11	16	11	14	9
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	-	-	-	-	-	1	-	-
в т.ч.: из бурения	-	-	-	-	-	-	-	-
переводом из добывающего фонда	-	-	-	-	-	1	-	-
Выбытие нагнетательных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	-	-	1	-	1	1	1	1
в т.ч.: действующих	-	-	1	-	1	1	1	1
Среднегодовой дебит нефти, т/сут	9,4	7,7	7,8	10,2	7,2	8,4	9,7	8,5
Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	14,5	11,1	12,3	13,6	11,7	11,6	12,8	11,6
Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут	-	-	-	20,2	-	19,6	-	7,8
Средняя приемистость, м ³ /сут	-	-	88,1	-	60,9	38,7	78,0	44,3
Средняя приемистость газа (ВГВ), м ³ /сут	-	-	3522,6	-	2436,8	-	3118,4	-
Коэффициент использования добывающих скв., доли ед.	0,77	0,88	0,94	0,92	0,94	0,92	0,88	0,75
Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли ед.	0,95	0,87	0,95	0,79	0,95	0,92	0,95	0,86
Коэффициент использования нагнетательных скв., доли ед.	-	-	-	-	-	1	1	1
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., доли ед.	-	-	-	-	-	0,13	-	0,17
Текущий КИН, %	4,9	4,3	6,1	5,6	7,5	7,0	8,8	8,3
Средний газовый фактор, м ³ /т	97,2	90,3	111,5	73,4	98,8	84,9	96,0	98,6
Выработка запасов нефти, %	21,7	18,9	27,0	24,8	33,3	31,0	39,2	36,7
Удельные остаточные бал. запасы нефти на 1 скв. добыв. фонда, тыс.т/скв.	37,9	56,7	28,7	39,5	24,7	36,2	24,0	33,2

* ПР-2021

** АР-2023



Таблица 3.2. 14-Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по I-му эксплуатационному объекту

Показатели	2021*		2022*		2023*		2024**	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти, тыс.т	17,8	6,9	17,7	26,1	17,7	26,9	25,6	24,0
в т.ч.: из переходящих скважин	8,9	6,9	15,5	19,6	17,7	22,4	25,6	21,1
из новых скважин	8,8	-	2,2	6,5	-	4,4	-	2,9
Накопленная добыча нефти, тыс.т	60,7	49,7	78,4	75,8	96,1	102,7	128,7	126,7
Добыча жидкости, тыс.т	29,4	11,5	30,2	34,4	31,3	37,1	38,1	34,9
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	81,9	63,8	112,1	98,1	143,4	135,2	175,1	170,1
Обводненность среднегодовая (по весу), %	39,5	40,6	41,4	25,9	43,5	27,6	32,8	31,0
в т.ч.: переходящих скв.	39,5	40,6	41,4	-	43,5	31,3	32,8	33,2
новых скв.	3,1	-	34,1	16,7	-	0,7	-	9,2
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	5,8	2,2	5,7	8,5	5,7	8,7	8,3	7,8
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	7,2	2,7	7,7	11,2	8,4	13,1	14,3	13,3
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	2	0,7	2	1,6	1,6	1,8	2,5	2,5
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	13,9	12,6	15,8	14,2	17,5	16,0	19,4	18,4
Закачка воды годовая, тыс.м ³	-	-	16,5	-	21,1	1,548	27,1	2,657
Закачка газа годовая, тыс.м ³	-	-	0,659	-	0,843	-	1,082	-
Закачка воды накопленная, тыс.м ³	-	-	16,5	-	37,5	1,548	64,6	4,205
Закачка газа накопленная, тыс.м ³	-	-	0,659	-	1,502	-	1,550	-
Компенсация отборов текущая, %	-	-	54,6	-	67,4	4,7	71,1	9,4
Компенсация отборов накопленная, %	-	-	12,2	-	21,8	1,2	60,7	2,6
Ввод добывающих скважин, шт.	2	-	1	3	1	1	-	2
в т.ч.: из бурения	2	-	1	2	-	1	-	2
из другого объекта	-	-	-	-	-	-	-	-
из консервации	-	-	-	1	-	-	-	-
Выбытие добывающих скважин, шт.	-	-	-	-	-	2	1	-
в т.ч.: под закачку	-	-	-	-	-	-	1	-
Фонд добывающих скважин, всего, шт.	7	5	7	7	6	7	6	7
в т.ч.: действующих, шт.	6	5	7	7	6	6	6	6
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	-	-	-	-	-	1	-	-
в т.ч.: из бурения	-	-	-	-	-	-	-	-
переводом из добывающего фонда	-	-	-	-	-	1	-	-
Выбытие нагнетательных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	-	-	1	-	1	1	1	1
в т.ч.: действующих	-	-	1	-	1	1	1	1
Среднегодовой дебит нефти, т/сут	8,9	6,9	7,9	9,8	7,3	11,7	11,3	8,9
Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	14,7	11,7	13,5	14,1	12,9	16,1	16,8	12,9
Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут	-	-	-	21,1	-	32,0	-	8,9
Средняя приемистость, м ³ /сут	-	-	88,1	-	60,9	38,7	78,0	36,8
Средняя приемистость газа (ВГВ), м ³ /сут	-	-	3522,6	-	2436,8	-	3118,4	-
Среднее пластовое давление, МПа	-	-	-	13,4	-	10,1	-	10,9
Среднее забойное давление, МПа	-	5,5	-	5,7	-	4,6	-	5,2
Среднее давление нагнетания, МПа	-	-	-	-	-	9	-	9
Коэффициент использования добывающих скв., доли ед.	0,86	1	1	1	1	0,86	1	0,83
Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли ед.	0,95	0,86	0,95	0,89	0,95	0,94	0,95	0,94
Коэффициент использования нагнетательных скв., доли ед.	-	-	-	-	-	1	1	1
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., доли ед.	-	-	-	-	-	0,132	1	0,165
Плотность сетки добывающих и нагн. скважин, 10 ⁴ м ² /га	10	14	8,7	10	10	11,6	10	10
Текущий КИН, %	8,7	4,2	6,6	6,4	8,1	8,6	10,8	10,6
Средний газовый фактор, м3/т	109,9	107,8	113,6	70,7	91,2	74,5	96,1	104,5
Выработка запасов нефти, %	34,2	16,2	25,5	24,6	31,2	33,3	41,8	41,2
Удельные остаточные бал. запасы нефти на 1 скв. добыв. фонда, тыс.т/скв.	16,7	51,6	32,8	33,2	35,3	29,3	29,9	25,9

* ПР-2021

** АР-2023



Таблица 3.2. 15-Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по II-му эксплуатационному объекту

Показатели	2021*		2022*		2023*		2024**	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти, тыс.т	3	0,5	3,7	-	5,1	-	2,6	0,1
в т.ч.: из переходящих скважин	3	0,5	1,9	-	5,1	-	-	-
из новых скважин	3	-	1,9	-	-	-	-	0,1
Накопленная добыча нефти, тыс.т	16,3	13,8	20,0	13,8	25,1	13,8	21,0	13,9
Добыча жидкости, тыс.т	5,2	0,9	6,9	-	9,8	-	3,3	0,2
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	20,8	16,4	27,7	16,4	37,5	16,4	27,3	16,6
Обводненность среднегодовая (по весу), %	42,7	42,4	46,4	-	48,0	-	20,2	50,7
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	3,0	0,5	3,7	-	5,1	-	2,6	0,1
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	3,5	0,6	4,6	-	6,7	-	3,3	0,1
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,4	0,1	0,5	-	0,6	-	0,3	0,01
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	3,3	3,0	3,8	3,0	4,4	3,0	3,6	3,0
Ввод добывающих скважин, шт.	-	-	1	-	-	-	-	-
в т.ч.: из бурения	-	-	-	-	-	-	-	-
из другого объекта	-	-	-	-	-	-	-	-
из консервации	-	-	-	-	-	-	-	-
Выбытие добывающих скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-
в т.ч.: под закачку	-	-	-	-	-	-	-	-
Фонд добывающих скважин, всего, шт.	1	1	2	-	2,0	-	2	-
в т.ч.: действующих, шт.	1	1	2	-	2,0	-	2	-
Среднегодовой дебит нефти, т/сут	8,6	2,6	7,7	-	7,4	-	7,5	2,8
Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	15	4,5	14,4	-	14,2	-	9,4	5,6
Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут	-	-	-	-	-	-	-	2,8
Среднее пластовое давление, МПа	-	13,1	-	-	-	-	-	-
Среднее забойное давление, МПа	-	5,5	-	-	-	-	-	-
Коэффициент использования добывающих скв., доли ед.	1	-	1	-	1	-	1	-
Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли ед.	0,95	-	0,95	-	0,95	-	0,95	-
Плотность сетки добывающих и нагн. скважин, 10 ⁴ м ² /га	62,8	62,8	31,4	-	31,4	-	31,4	-
Текущий КИН, %	3,8	3,3	4,7	3,3	5,9	3,3	4,9	3,3
Средний газовый фактор, м3/т	129,9	117,1	127	-	115,7	-	96,2	-
Выработка запасов нефти, %	16,1	13,7	19,8	13,7	24,9	13,7	20,8	13,8
Удельные остаточные бал. запасы нефти на 1 скв. добыв. фонда, тыс.т/скв.	84,7	87,1	40,5	-	37,9	-	40,0	-

* ПР-2021
** АР-2023



Таблица 3.2. 16-Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по III-му эксплуатационному объекту

Показатели	2021*		2022*		2023*		2024**	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти, тыс.т	10,9	7,2	10,7	7,7	12,7	9,3	15,8	9,5
в т.ч.: из переходящих скважин	10,9	7,2	9,1	7,7	8,0	9,3	-	9,0
из новых скважин	-	-	1,6	-	4,7	-	-	0,5
Накопленная добыча нефти, тыс.т	51,5	47,4	62,2	55,1	74,9	64,4	81,6	73,9
Добыча жидкости, тыс.т	14,3	8,4	14,1	9,4	17,8	11,9	17,2	11,6
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	57	50,5	71,1	59,9	88,9	71,7	84,3	83,3
Обводненность среднегодовая (по весу), %	23,8	10,9	24,1	5,5	28,8	21,5	8,1	17,8
в т.ч.: переходящих скв.	23,8	-	24,1	-	28,8	-	-	18,1
новых скв.	-	-	27,5	-	27,5	-	-	12,1
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	6,7	4,4	6,6	4,8	7,9	5,8	9,8	5,9
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	9,9	6,3	10,8	7,3	14,7	9,6	19,8	10,9
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,7	0,5	1,1	0,8	1,2	1,2	1,5	1,1
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	7,2	6,6	8,3	7,5	8,2	8,7	9,7	9,8
Ввод добывающих скважин, шт.	-	-	1	1	1	-	-	-
в т.ч.: из бурения	-	-	1	-	1	-	-	-
из другого объекта	-	-	-	-	-	-	-	-
из консервации	-	-	-	1	-	-	-	-
Выбытие добывающих скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	1	-
в т.ч.: под закачку	-	-	-	-	-	-	-	-
Фонд добывающих скважин, всего, шт.	3	3	4	3	5	4	4	4
в т.ч.: действующих, шт.	3	2	4	2	5	4	4	2
Среднегодовой дебит нефти, т/сут	10,5	11	9,3	15,2	7,4	7,4	10,5	8,5
Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	13,8	12,4	12,3	16,5	10,4	9,5	9,6	10,3
Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут	-	-	-	-	-	-	-	6,9
Среднее пластовое давление, МПа	-	12	-	-	-	-	-	12,7
Среднее забойное давление, МПа	-	8,4	-	9,2	-	7,5	-	6,3
Коэффициент использования добывающих скв., доли ед.	1	0,67	1	0,67	1	1,00	1	0,5
Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли ед.	0,95	0,86	0,95	0,54	0,95	0,91	0,95	0,76
Плотность сетки добывающих и нагн. скважин, 10 ⁴ м ² /га	26,4	26,4	19,8	26,4	15,8	19,8	19,8	19,8
Текущий КИН, %	6,7	6,2	8,1	7,2	9,8	8,4	10,6	9,6
Средний газовый фактор, м3/т	68,3	68,1	102,1	63	97	130,1	96,1	111,7
Выработка запасов нефти, %	31,9	29,3	38,5	34,1	46,4	39,9	50,5	45,8
Удельные остаточные бал. запасы нефти на 1 скв. добыч. фонда, тыс.т/скв.	36,7	38,1	24,8	35,5	17,3	24,3	20,0	21,9

* ПР-2021

** АР-2023



Таблица 3.2. 17-Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по IV-му эксплуатационному объекту

Показатели	2021*		2022*		2023*		2024**	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти, тыс.т	-	0,071	1,3	1,6	4,4	2,9	4,3	1,8
в т.ч. из переходящих скважин	-	0,1	0,2	1,6	4,4	2,9	-	1,6
из новых скважин	-	-	1,1	-	-	-	-	0,2
Накопленная добыча нефти, тыс.т	6,8	6,9	8,1	8,5	12,6	11,4	12,2	13,2
Добыча жидкости, всего, тыс.т	-	0,112	1,5	1,9	5,7	3,2	5,1	2,2
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	7,7	7,8	9,2	9,7	14,9	12,8	14,4	15,0
Обводненность среднегодовая (по весу), %	-	36,5	13,3	17,4	22,8	7,3	15,7	16,4
в т.ч.: переходящих скв.	-	-	13,0	-	22,3	7,3	-	17,8
новых скв.	-	-	35,0	-	-	-	-	0
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	-	0,2	3,0	3,6	10,1	6,7	9,8	4,2
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	-	0,2	3,6	4,4	14,1	9,1	13,6	6,0
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	0,0	0,2	0,1	0,5	0,3	0,4	0,2
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	1,6	1,6	1,7	1,7	2,2	2,0	2,1	2,1
Ввод добывающих скважин, шт.	-	-	1	1	-	-	-	-
в т.ч.: из бурения	-	-	1	1	-	-	-	-
из другого объекта	-	-	-	-	-	-	-	-
из консервации	-	-	-	-	-	-	-	-
Выбытие добывающих скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-
в т.ч.: под закачку	-	-	-	-	-	-	-	-
Фонд добывающих скважин, всего, шт.	1	1	2	1	2	1	3	1
в т.ч.: действующих, шт.	-	1		1	2	1	2	1
Среднегодовой дебит нефти, т/сут	-	-	3	-	6,4	7,8	8,1	5,7
Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	-	-	3,5	-	8,2	8,5	9,7	6,8
Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут	-	-	-	-	-	-	-	4,1
Среднее пластовое давление, МПа	-	-	-	-	-	-	-	12,8
Среднее забойное давление, МПа	-	8,8	-	9,3	-	4,3	-	4,2
Коэффициент использования добывающих скв., доли ед.	-	1	-	1	1	1	0,67	1
Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли ед.	0,95	1	0,95	0,67	0,95	0,82	0,95	0,75
Плотность сетки добывающих и нагн. скважин, 10 ⁴ м ² /га	68	-	34	-	34	68	22,7	34
Текущий КИН, %	2,3	2,4	2,8	2,9	4,3	3,9	4,2	4,5
Средний газовый фактор, м3/т		80,2	116,2	60,5	115	95,9	96	100
Выработка запасов нефти, %	15,6	15,8	18,5	19,4	28,8	26,1	27,9	30,2
Удельные остаточные бал. запасы нефти на 1 скв. добыв. фонда, тыс.т/скв.	36,9	36,8	17,8	35,3	15,6	32,3	10,5	30,5

* ПР-2021

** АР-2023



3.2.4. Анализ выработки запасов нефти из пластов

Для анализа состояния разработки и эффективного регулирования процесса разработки большое значение имеет наличие информации о характере и степени выработки продуктивных пластов.

Как было отмечено ранее согласно действующему проектному документу на месторождении выделено пять объектов разработки, разбитые на блоки.

В таблице 3.2.18 представлена выработка запасов нефти по эксплуатационным объектам, в разрезе блоков, и в целом по месторождению Сагиз Западный, а в таблице 3.2.19 оценка вовлеченных в разработку запасов нефти в целом по месторождению и по эксплуатационным объектам, и потенциального коэффициента извлечения нефти.

В целом по месторождению Сагиз Западный степень выработанности от утвержденных извлекаемых запасов нефти составляет 36,7 %, при текущей обводненности добываемой продукции 27,3 % по состоянию изученности на 01.01.2025 г. Наибольшая выработка запасов нефти достигла по II, IV и VI блокам, при этом текущая обводненность по этим блокам варьирует в пределах 17,8-56,9 %.

В блоке I+Iб месторождения сосредоточены 36,7 % извлекаемых запасов нефти, по которому выработка достигла 43,3 %, при текущей обводненности всего 8,8 %.

Текущая нефтеотдача по месторождению достигла 8,3 %, при утвержденной 22,6 %.

В целом по I-му эксплуатационному объекту степень выработанности от утвержденных извлекаемых запасов нефти составляет 41,2 %, при текущей обводненности добываемой продукции 31,0 % по состоянию изученности на 01.01.2025 г. В блоках II и IV сосредоточены 64,7 % извлекаемых запасов нефти всего объекта, по которым выработка достигла 53,4 % и 47,8 % соответственно, при этом текущая обводненность составляет по блокам 49,5 % и 1,5 % соответственно. В блоке VI выработка запасов достигла 68,2 %, при этом извлекаемые запасы нефти составляют всего 6,1 тыс.т.

Текущая нефтеотдача по объекту достигла 10,6 %, при утвержденной 25,8 %.

В целом по II-му эксплуатационному объекту степень выработанности от утвержденных извлекаемых запасов нефти составляет 13,8 %. В блоке I+Iб сосредоточены 63,4 % извлекаемых запасов нефти всего объекта, по которому выработка составляет 20,8 %.

Текущая нефтеотдача по объекту достигла 3,3 %, при утвержденной 23,8 %.

В целом по III-му эксплуатационному объекту степень выработанности от утвержденных извлекаемых запасов нефти составляет 45,8 %, при текущей обводненности добываемой продукции 17,8 % по состоянию изученности на 01.01.2025 г. В блоке I



сосредоточены 71,5 % извлекаемых запасов нефти всего объекта, по которому выработка достигла 59,2 %, при этом текущая обводненность составляет 11,1 %. В блоке VI при выработке запасов нефти 29,3 %, текущая обводненность высокая и составляет 56,9 %.

Текущая нефтеотдача по объекту достигла 9,6 %, при утвержденной 21,1 %.

В целом по IV-му эксплуатационному объекту степень выработанности от утвержденных извлекаемых запасов нефти составляет 29,8 %, при текущей обводненности добываемой продукции 17,8 % по состоянию изученности на 01.01.2025 г. В блоках IV и Vб сосредоточены 68,3 % извлекаемых запасов нефти всего объекта, по которым выработка запасов нефти достигла 85,0 % и 1,3 % соответственно. В блоках Ia и VI степень выработки запасов нефти 1,7 % и 5,1 % соответственно.

Текущая нефтеотдача по объекту достигла 4,5 %, при утвержденной 15,0 %.

В целом по V-му эксплуатационному объекту степень выработанности от утвержденных извлекаемых запасов нефти составляет 28,4 % и на текущий момент рассматриваемый объект не эксплуатируется. Продуктивными являются V и VI блоки, которые содержат незначительные извлекаемые запасы нефти – всего 11,2 тыс.т.

По VI -му эксплуатационному объекту степень выработанности от утвержденных извлекаемых запасов нефти составляет всего 3,9 %, на текущую дату объект не эксплуатируется. Продуктивным является Ia блок, извлекаемые запасы нефти на котором составляют 4,6 тыс.т.

Текущая нефтеотдача 0,3 %, при утвержденном значении - 8,8 %.



Таблица 3.2. 18-Состояние выработанности извлекаемых запасов нефти по эксплуатационным объектам в разрезе блоков, и в целом по месторождению Сагиз Западный

Параметры	Блоки									Всего
	I	Ia	I+I6	II	IV	V	V6	VI	I6 ₁	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I-й эксплуатационный объект										
Геологические запасы нефти, тыс. т	-	375	169	361	263	-	-	24	-	1192
Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	-	51	52	121	78	-	-	6	-	308
Накопленная добыча нефти, тыс. т	-	2,0	18,6	64,7	37,4	-	-	4,1	-	126,7
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	-	2,0	20,8	103,0	37,8	-	-	6,5	-	170,1
Степень выработанности от НИЗ, %	-	3,9	35,9	53,4	47,8	-	-	68,2	-	41,2
Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	-	48,8	33,2	56,3	40,9	-	-	1,9	-	181,1
Утвержденный КИН, д.ед.	-	0,135	0,306	0,335	0,298	-	-	0,253	-	0,258
Текущий КИН, д.ед.	-	0,005	0,110	0,179	0,142	-	-	0,172	-	0,106
II-й эксплуатационный объект										
Геологические запасы нефти, тыс. т	-	155	255	-	15	-	-	-	-	425
Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	-	33	64	-	4	-	-	-	-	101
Накопленная добыча нефти, тыс. т	-	0,1	13,3	-	0,5	-	-	-	-	13,9
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	-	1,2	25,4	-	2,9	-	-	-	-	29,5
Степень выработанности от НИЗ, %	-	0,2	20,8	-	13,6	-	-	-	-	13,8
Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	-	33,2	50,7	-	3,2	-	-	-	-	87,1
Утвержденный КИН, д.ед.	-	0,215	0,251	-	0,244	-	-	-	-	0,238
Текущий КИН, д.ед.	-	0,001	0,052	-	0,033	-	-	-	-	0,033
III-й эксплуатационный объект										
Геологические запасы нефти, тыс. т	-	231	444	-	37	-	-	55	-	767
Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	-	30	115	-	0,3	-	-	16	-	161,5
Накопленная добыча нефти, тыс. т	-	0,5	68,3	-	0,3	-	-	4,7	-	73,9
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	-	0,6	73,5	-	0,4	-	-	8,7	-	83,3
Степень выработанности от НИЗ, %	-	1,8	59,2	-	99,9	-	-	29,3	-	45,8
Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	-	29,1	47,1	-	0,0	-	-	11,4	-	87,6
Утвержденный КИН, д.ед.	-	0,247	0,260	-	0,009	-	-	0,293	-	0,211
Текущий КИН, д.ед.	-	0,002	0,154	-	0,009	-	-	0,086	-	0,096
IV-й эксплуатационный объект										
Геологические запасы нефти, тыс. т	43	-	-	-	56	54	94	45	-	292
Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	8	-	-	-	14	0,1	15	5	-	43,7
Накопленная добыча нефти, тыс. т	0,1	-	-	-	12,3	0,1	0,2	0,3	-	13,0
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	0,1	-	-	-	13,9	0,1	0,3	0,3	-	14,8
Степень выработанности от НИЗ, %	1,7	-	-	-	85,0	100,3	1,3	5,1	-	29,8
Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	8,2	-	-	-	2,2	0,0	15,2	5,1	-	30,7
Утвержденный КИН, д.ед.	0,195	-	-	-	0,258	0,002	0,164	0,119	-	0,150
Текущий КИН, д.ед.	0,003	-	-	-	0,220	0,002	0,002	0,006	-	0,045



Продолжение таблицы 3.2.18

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
V-й эксплуатационный объект										
Геологические запасы нефти, тыс. т	-	-	-	-	-	28	-	33	-	61
Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	-	-	-	-	-	7	-	4	-	11
Накопленная добыча нефти, тыс. т	-	-	-	-	-	2,3	-	0,8	0,003	3,2
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	-	-	-	-	-	2,8	-	0,8	0,004	3,6
Степень выработанности от НИЗ, %	-	-	-	-	-	32,0	-	21,6	-	28,4
Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	-	-	-	-	-	4,9	-	3,0	-	8,0
Утвержденный КИН, д.ед.	-	-	-	-	-	0,260	-	0,118	-	0,183
Текущий КИН, д.ед.	-	-	-	-	-	0,083	-	0,025	-	0,052
VI-й эксплуатационный объект										
Геологические запасы нефти, тыс. т	-	52	-	-	-	-	-	-	-	52
Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	-	5	-	-	-	-	-	-	-	5
Накопленная добыча нефти, тыс. т	-	0,2	-	-	-	-	-	-	0,004	0,2
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	-	0,2	-	-	-	-	-	-	0,028	0,2
Степень выработанности от НИЗ, %	-	3,9	-	-	-	-	-	-	-	3,9
Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	-	4,4	-	-	-	-	-	-	-	4,4
Утвержденный КИН, д.ед.	-	0,088	-	-	-	-	-	-	-	0,088
Текущий КИН, д.ед.	-	0,003	-	-	-	-	-	-	-	0,003
Месторождение Сагиз Западный										
Геологические запасы нефти, тыс. т	43	813	868	361	371	82	94	109	-	2 789
Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	8	118	231	121	96,8	7,4	15	20,1	-	630
Накопленная добыча нефти, тыс. т	0,1	2,8	100,2	64,7	50,5	2,5	0,2	10,0	0,007	230,9
Степень выработанности от НИЗ, %	1,7	2,3	43,3	53,4	52,2	33,2	1,3	49,6	-	36,7
Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	8,2	115,6	131,0	56,3	46,2	4,9	15,2	10,1	-	398,9
Коэффициент извлечения нефти, д.ед.										
Утвержденный	0,195	0,146	0,266	0,335	0,261	0,090	0,164	0,184	-	0,226
Текущий	0,003	0,003	0,115	0,179	0,136	0,030	0,002	0,091	-	0,083



Таблица 3.2. 19-Вовлеченные в активную разработку извлекаемые запасы нефти и оценка потенциального коэффициента извлечения нефти по эксплуатационным объектам и месторождению

Параметры	Эксплуатационные объекты					VI	Всего по месторождению
	I	II	III	IV	V		
Геологические, тыс. тонн	1192	425	767	292	61	52	2 789
Извлекаемые, тыс. тонн	308	101	162	44	11	5	630
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	126,7	13,9	73,9	13,0	3,2	0,2	231
Отбор от НИЗ, %	41,2	13,8	45,8	29,8	28,4	0,2	36,6
Обводненность, %	37,0	5,3	18,2	16,4	-	-	27,3
Остаточные извлекаемые	181,1	87,1	87,6	30,7	8,0	4,4	399
Вовлеченные	171,6	23,2	104,3	22,1	5,7		327
<i>Назаров С.Н.-Сипачев Н.В.</i>	128	15	68	20			231
<i>Максимов М.И.</i>	205	24	106	33			367
<i>Сазонов Б.Ф.</i>	262	38	177	30	9		516
<i>Камбаров Г.С.</i>	134	19	85	15	4		257
<i>Пирвердян А.М.</i>	129	20	86	13	4		252
КИН, доли ед.							
Утвержденный	0,258	0,238	0,211	0,150	0,183	0,088	0,226
Текущий	0,106	0,033	0,096	0,045	0,052	0,003	0,083
Потенциальный при вовлеченных запасах	0,144	0,055	0,136	0,076	0,094		0,117



3.3. Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

3.3.1. Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки

В основу расчетных геолого-физических моделей продуктивных горизонтов, принятых для расчета прогнозных технологических показателей разработки легли материалы, полученные по месторождению Сагиз Западный на дату составления настоящего отчета.

Согласно расчетной модели, каждый продуктивный горизонт (залежь) представлен набором пластов-коллекторов, выделенных по результатам переинтерпретации материалов ГИС, которые, в свою очередь, характеризуются прерывистостью по латерали и расчлененностью по разрезу. Причем каждый обособленный пласт-коллектор характеризуется фильтрационно-емкостными (толщина, коэффициенты пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и т.д.), продуктивными (коэффициент продуктивности) и термобарическими (пластовые давление и температура) свойствами, которые отличаются между собой от скважины к скважине. В конечном итоге, каждый продуктивный горизонт представляется в виде латерально- и послойно неоднородной по коллекторским свойствам модели.

Изменение коллекторских свойств по латерали и вертикали количественно характеризуются квадратами коэффициента вариации, соответственно зональной (V_z^2) и послойной (V_n^2) неоднородностями, которые в последствии, с учетом выбранной системы размещения добывающих и нагнетательных скважин преобразуются в общую расчетную неоднородность (V_p^2).

Коэффициенты зональной (V_z^2) неоднородности определены по удельным коэффициентам продуктивности, а послойной (V_n^2) неоднородности – по коэффициентам продуктивности, полученные при гидродинамических исследованиях скважин и представлены в таблицах 3.3.1-3.3.2.

Прерывистость пластов-коллекторов характеризуют построенные геолого-статистические разрезы (ГСР). ГСР характеризует расчлененность по разрезу и распространение коллекторов по латерали. Для построения ГСР использовалась база данных по результатам интерпретации материалов геофизических исследований скважин (РИГИС). При построении ГСР, выбор общего количества слоев по вертикали каждого рассматриваемого продуктивного горизонта исходил из общей его толщины и минимальной общей толщины отдельно взятого пласта-коллектора.

Итак, каждый продуктивный горизонт был разбит по вертикали таким образом, чтобы каждый слой имел толщину не более 0,2 м. В качестве примера, на рисунке 3.3.1



представлены результаты построения ГСР по продуктивным горизонтам Т-II и Т-IV, которые характеризуются наибольшими запасами нефти.

Площадь продуктивной части каждой залежи занятая неколлектором определялась с использованием ГСР, путем осреднения величины доли неколлектора каждого обособленного слоя (W_i) в пределах каждой рассматриваемой залежи.

Для определения параметра d – линейного размера зоны (шага хаотической изменчивости коллекторских свойств пластов-коллекторов) требуется достаточно много пар значений (пар соседних скважин), расстояние между которыми различное. Исходя из небольшого количества скважин на месторождении Сагиз Западный, параметр принят равным $d = 0,35$ км. Отметим, что данный параметр по многим крупным месторождениям, где пробурено большое количество скважин, изменяется в пределах 0,35-0,40 км и не сильно влияет на коэффициент охвата сеткой скважин.

Коэффициенты вытеснения нефти водой определены на основании специальных исследований керна, отобранных из скважин САГЗ-19 и САГЗ-26 (глава 2, раздел 2.4). Так, коэффициенты вытеснения нефти водой для:

- Т-III продуктивного горизонта изменяются в пределах 0,559-0,688 д.ед., составляя в среднем 0,624 д.ед., при этом средняя остаточная нефтенасыщенность составляет 0,318 д.ед.;

- Т-IV продуктивного горизонта составляет 0,628 д.ед., при этом остаточная нефтенасыщенность составляет 0,285 д.ед.;

- Т-V продуктивного горизонта изменяются в пределах 0,641-0,702 д.ед., составляя в среднем 0,662 д.ед., при этом средняя остаточная нефтенасыщенность составляет 0,262 д.ед.

Определенные коэффициенты вытеснения находятся в пределах значений, определенные по многочисленным исследованиям для терригенных коллекторов порового типа.



Таблица 3.3. 1-Расчет коэффициента зональной неоднородности

Скважина	Горизонт	Объект	Вскрытая перфорацией толщина, м	Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	Удельный коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	Зональная неоднородность (V_z^2), д.ед.
САГЗ-3	Т-II	I	9,0	28,25	3,14	1,316
САГЗ-6	Т-II		5,0	0,60	0,12	
САГЗ-8	Т-II		3,0	7,70	2,57	
САГЗ-10	Т-II		7,0	70,45	10,06	
САГЗ-15	Т-II		12,0	16,63	1,39	
САГЗ-18	Т-II		17,0	5,78	0,34	
САГЗ-20	Т-II		5,0	5,83	1,17	
САГЗ-1	Т-III	II	4,0	0,52	0,13	0,935
САГЗ-7	Т-III		6,0	0,93	0,16	
САГЗ-9	Т-III		8,0	12,25	1,53	
САГЗ-6	Т-III		6,0	0,82	0,14	
САГЗ-1	Т-IV	III	10,5	7,43	0,71	0,283
САГЗ-5	Т-IV		6,0	6,13	1,02	
САГЗ-6	Т-IV		3,0	4,05	1,35	
САГЗ-7	Т-IV		5,0	4,65	0,93	
САГЗ-9	Т-IV		6,0	16,30	2,72	
САГЗ-12	Т-V	IV	6,0	0,95	0,16	0,245
САГЗ-1	Т-V		7,0	0,28	0,04	
САГЗ-19	Т-V		11,0	0,75	0,07	
САГЗ-19	Т-V		6,0	0,52	0,09	

Таблица 3.3. 2-Расчет коэффициента послойной неоднородности

Скважина	Горизонт	Объект	Середина интервала перфорации, м	Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	Зональная неоднородность (V_n^2), д.ед.
САГЗ-3	Т-II	I	1217,90	32,80	1,143
САГЗ-10	Т-II		1231,00	57,50	
САГЗ-10	Т-II		1236,05	7,40	
САГЗ-6	Т-II		1249,10	0,60	
САГЗ-18	Т-II		1268,00	8,30	
САГЗ-10	Т-II		1290,50	0,40	
САГЗ-15	Т-II		1293,45	18,50	
САГЗ-8	Т-II		1294,50	10,60	
САГЗ-20	Т-II		1320,50	5,83	
САГЗ-7	Т-III	II	1184,00	0,93	1,318
САГЗ-1	Т-III		1233,25	0,52	
САГЗ-9	Т-III		1243,60	13,25	
САГЗ-6	Т-III		1286,50	0,82	
САГЗ-7	Т-IV	III	1227,65	4,65	0,671
САГЗ-1	Т-IV		1249,00	7,43	
САГЗ-9	Т-IV		1272,00	16,30	
САГЗ-6	Т-IV		1298,25	1,08	
САГЗ-6	Т-IV		1308,00	3,93	
САГЗ-6	Т-IV		1316,90	4,05	
САГЗ-5	Т-IV		1327,40	6,13	
САГЗ-12	Т-V	IV	1227,75	0,95	0,127
САГЗ-1	Т-V		1276,50	0,28	
САГЗ-19	Т-V		1288,00	0,75	
САГЗ-4	Т-VI		1303,15	0,65	
САГЗ-19	Т-VII		1374,00	0,52	



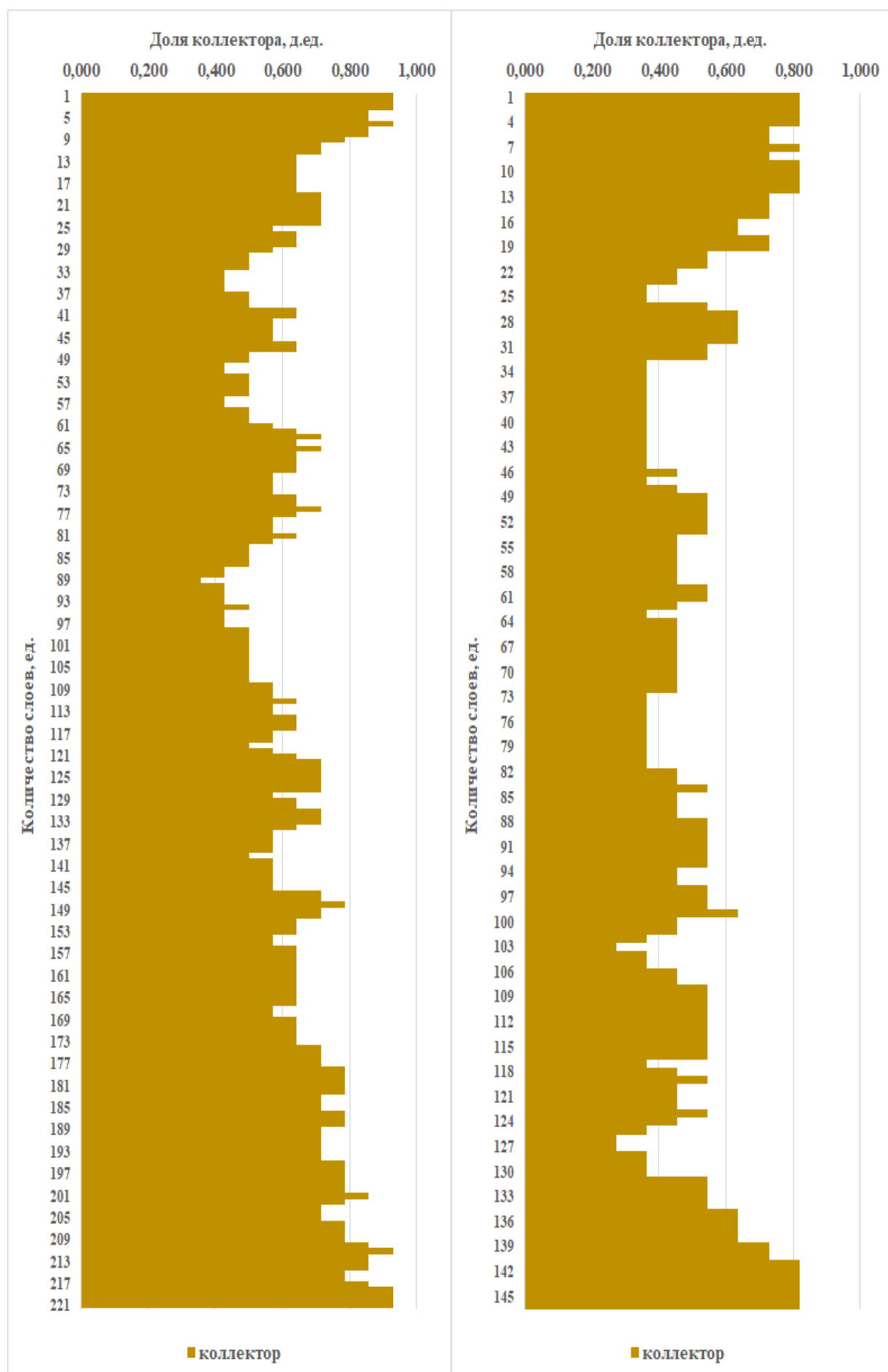


Рисунок 3.3. 1-Геолого-статистические разрезы (ГСР) по горизонтам Т-II (слева) и Т-IV (справа)



3.3.2. Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

Адаптация (идентификация) параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки эксплуатационных объектов, с учетом уравнения добычи, которая представлена ниже:

$$q_0 = q^{(t)} * [1 - \left(\frac{Q_{(t)}}{Q_0}\right)]$$

где $q^{(t)}$ – годовой отбор нефти, тыс.т;

q_0 – амплитудный дебит объекта, тыс.т;

$Q_{(t)}$ – суммарные отборы нефти на середину года, тыс.т;

Q_0 – фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т.

После идентификации параметров по вышеизложенному уравнению добычи, получается адаптированная расчетная модель объекта, отражающая действующую систему разработки и применяемую технологию эксплуатации скважин. В дальнейшем на базе полученной модели проводится прогноз процесса, соответствующего запроектированной системе разработки.

В вышеприведенном уравнении добычи нефти, в качестве извлекаемых использованы запасы, которые были приняты в рамках отчета по пересчету запасов (33) и утверждены ГКЗ Республики Казахстан. Фактические годовые и накопленные показатели добычи нефти, жидкости и газа, закачки воды, а также состояние фонда добывающих и нагнетательных скважин, использованные по эксплуатационным объектам для адаптации геолого-физических моделей представлены в вышеприведенных разделах 3.1-3.2.



3.4. Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1. Обоснование выделения эксплуатационных объектов

По результатам сейсморазведочных работ МОГТ-3Д, бурения и интерпретации материалов геофизических исследований скважин, на месторождении Сагиз Западный установлены семь продуктивных горизонтов, приуроченные к триасовым отложениям: горизонты Т-I и Т-II приурочены к верхнетриасовым; горизонты Т-III и Т-IV отнесены к среднетриасовым и горизонты Т-V, Т-VI и Т-VII – нижнетриасовым отложениям.

Месторождение Сагиз Западный характеризуется блоковым, сложным геологическим строением и состоит из 14 самостоятельных блоков: в установленных продуктивных горизонтах выявлено 33 залежей, из которых: 4 – газовые; 5 – нефтегазовые и 24 – нефтяные.

Коллектора по типу терригенные, по пустотному пространству – поровые.

Отметим, что после утверждения предыдущего подсчета запасов УВС (18) на месторождении дополнительно пробурены 10 скважин (САГЗ-15, САГЗ-16, САГЗ-17, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-20, САГЗ-21, САГЗ-23, САГЗ-25 и САГЗ-26), которые уточнили и подтвердили сложное геологическое строение, а также на основании интерпретации материалов ГИС и результатов опробования дополнительно установлены 10 залежей (из них: 9 – нефтяные и 1 – газовая).

Напомним, что запроектированное в рамках как основного проектного документа на промышленную разработку месторождения (22), так и анализа разработки (24) бурение проектных скважин реализовано в полном объеме, при этом текущая степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти достигла 36,6 %, а текущая нефтеотдача составила 8,3 %, при обводненности добываемой продукции 27,3 %.

В рамках согласованного ЦКРР МЭ Республики Казахстан (протокол № 14/4 от «25» июня 2021 г.) проектного документа на промышленную разработку месторождения Сагиз Западный (22), было обосновано выделение пяти основных эксплуатационных объектов:

- **I объект** – горизонты Т-I (район скважины САГЗ-3) + Т-II;
- **II объект** – горизонт Т-III;
- **III объект** – горизонт Т-IV;
- **IV объект** – горизонт Т-V;
- **V объект** – горизонт Т-VI.

Отметим, что ранее запасы нефти и газа по продуктивному горизонту Т-VII были посчитаны по предварительно оцененной категории С₂, ввиду чего рассматриваемый



горизонт не выделялся в качестве самостоятельного объекта, а рассматривался в качестве объекта доразведки. В рамках отчета по последнему пересчету (33), запасы нефти и газа блока Ia продуктивного горизонта Т-VII оценены по категории С₁, получением промышленного притока в оценочной скважине САГЗ-19.

По состоянию на 01.01.2025 г. каждый эксплуатационный объект разрабатывался самостоятельной сеткой скважин и лишь скважина САГЗ-3 эксплуатируется на оба Т-I+II продуктивных горизонта I-го эксплуатационного объекта, как и было предусмотрено проектными документами.

Учитывая вышеизложенное, в рамках настоящего дополнения к проектному документу рекомендуется выделить объекты эксплуатации оставить, как и было предусмотрено действующими проектными документами, но с дополнительным выделением в качестве самостоятельного объекта – продуктивного горизонта Т-VII, а также включением в I объект запасов горизонта Т-I в районе скважины САГЗ-9 (блок I+I6).

Как правило, в промышленную разработку могут быть введены залежи (или часть залежей), запасы УВС которых оценены по промышленной категории. В разрезе продуктивных горизонтов месторождения Сагиз Западный выделяются 22 блока (залежей), запасы нефти которых оценены в рамках настоящего отчета по промышленной категории (таблица 3.4.1).

Таблица 3.4. 1-Начальные геологические запасы нефти промышленной категории по блокам (залежам), горизонтам и эксплуатационным объектам

Продуктивные горизонты	Эксплуатационный объект	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т								В целом по горизонтам
		I	Ia	I+I6	II	IV	V	V6	VI	
Т-I	I			16	27					43
Т-II			375	153	334	263			24	1 149
Т-III	II		155	255		15				425
Т-IV	III		231	444		37			55	767
Т-V	IV	43				56	54	94	45	292
Т-VI	V						28		33	61
Т-VII	VI		52							52
В целом по блокам:		43	813	868	361	371	82	94	157	2 789

Таблица 3.4. 2-Суммарная добыча нефти по блокам, горизонтам и эксплуатационным объектам

Продуктивные горизонты	Эксплуатационный объект	Суммарная добыча нефти, тыс.т								В целом по горизонтам
		I	Ia	I+I6	II	IV	V	V6	VI	
Т-I	I				0,02					0,0
Т-II			2,0	18,6	64,6	37,4			4,1	126,7
Т-III	II		0,1	13,3		0,5				13,9
Т-IV	III		0,5	68,3		0,3			4,7	73,9
Т-V	IV	0,1				12,3	0,1	0,2	0,3	13,0
Т-VI	V						2,3		0,8	3,2
Т-VII	VI		0,2							0,2
В целом по блокам:		0,1	2,8	100,2	64,7	50,5	2,5	0,2	10,0	230,9



Необходимо отметить, что некоторые продуктивные горизонты, на которые не предусматривается бурение проектных скважин и, в свою очередь, которые характеризуются незначительными запасами нефти, а дальнейшая эксплуатация их предусмотрена возвратным фондом скважин, можно было бы выделить в качестве возвратных объектов эксплуатации. Однако для объективного восприятия, не нарушая ранее обоснованные и утвержденные проектные решения, рекомендовано на месторождении Сагиз Западный выделить шесть объектов эксплуатации:

- **I объект** – горизонты T-I (район скважин САГЗ-3 и САГЗ-9) + T-II;
- **II объект** – горизонт T-III;
- **III объект** – горизонт T-IV;
- **IV объект** – горизонт T-V;
- **V объект** – горизонт T-VI;
- **VI объект** – горизонт T-VII.

Основная доля (почти 96 %) начальных геологических запасов нефти промышленной категории приходится на I-IV объекты эксплуатации, при этом на I-й объект приходится 42,7 % запасов нефти всего месторождения (рисунок 3.4.1). В разрезе блоков месторождения, почти 60 % вновь посчитанных начальных геологических запасов нефти промышленной категории приходится на Ia и I+Iб блоки, на II и IV блоки – около 26 % запасов (рисунок 3.4.2).

Как видно из таблицы 3.4.2, на I-й и III-й эксплуатационные объекты приходится соответственно 54,9 % и 32,0 % всей накопленной добычи месторождения Сагиз Западный, а на II-й и IV-й объекты – почти по 6,0 %.

Текущее состояние разработки и степень выработанности запасов нефти по эксплуатационным объектам и блокам (залежам) были учтены при формировании геолого-технических мероприятий (ГТМ) для прогнозирования проектных показателей разработки.

В таблице 3.4.3 представлены исходные геолого-геофизические характеристики продуктивных горизонтов и в целом по эксплуатационному объекту.



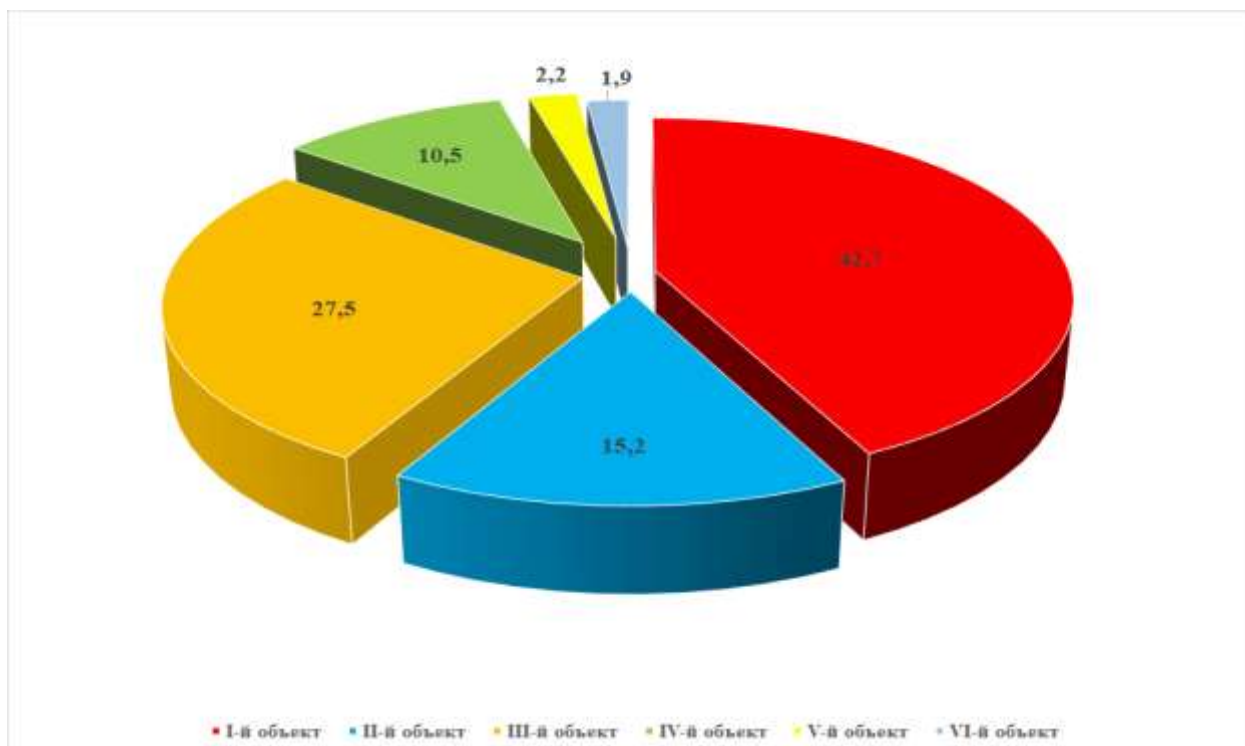


Рисунок 3.4. 1-Распределение вновь посчитанных начальных геологических запасов нефти по объектам

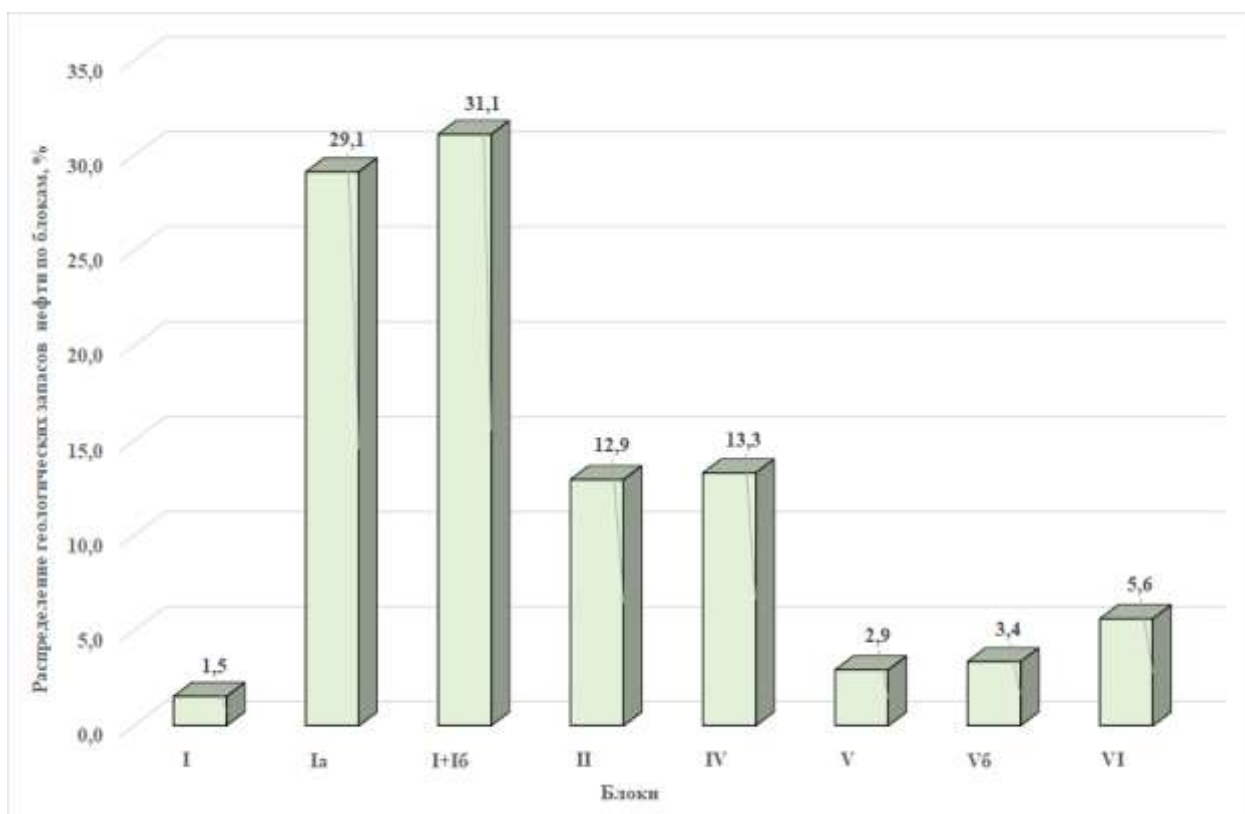


Рисунок 3.4. 2-Распределение вновь посчитанных начальных геологических запасов нефти по блокам



Таблица 3.4. 3-Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

№№ п/п	Параметры	Горизонт Т-I	Горизонт Т-II	Горизонт Т-III	Горизонт Т-IV	Горизонт Т-V	Горизонт Т-VI	Горизонт Т-VII
		Объект I		Объект II	Объект III	Объект IV	Объект V	Объект VI
1	Тип залежи	Пластово-сводовые, тектонически экранированные						
2	Площадь нефтеносности (категория В+С ₁), тыс.м ²	174	1342	806	946	870	306	225
3	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	2,8	8,9	6,2	9,8	4,5	2,9	2,7
4	Пористость, д.ед.	0,22	0,24	0,24	0,23	0,23	0,23	0,22
5	Нефтенасыщенность, д.ед.	0,59	0,64	0,58	0,59	0,53	0,44	0,52
6	Проницаемость, мД	-	44,6	11,9	9,1	5,2	0,3	-
7	Начальная пластовая температура, °С	40	40	41	43	43	44	-
8	Начальное пластовое давление, МПа	13,8	13,8	14,1	14,4	14,5	14,6	15,3
9	Давление насыщения нефти газом, МПа	13,0	13,0	9,6*	12,9	12,9*	12,9*	-
10	Плотность сепарированной нефти, г/см ³	0,819*	0,819	0,816	0,812	0,800	0,809	0,874
11	Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,722*	0,722	0,722*	0,718	0,718*	0,718*	0,775
12	Вязкость пластовой нефти, мПа*с	0,81*	0,81	0,81*	0,87	0,87*	0,87*	1,49
13	Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,282*	1,282	1,282*	1,251	1,251*	1,251*	1,147
14	Газосодержание нефти, м ³ /т	119,4	119,4	119,4*	121,3	121,3*	121,3*	66,2
15	Содержание серы в нефти, %	0,09*	0,09	0,05	0,05	0,08	0,09	0,45
16	Содержание парафина в нефти, %	5,30*	5,30	4,24	5,31	4,07	2,88	6,50
17	Плотность воды, г/см ³	1,191	1,164	1,164*	1,164*	1,180	1,174	-
18	Начальные геологические запасы нефти (категория В+С ₁)	43,2	1149,0	425,0	767,0	292,0	61,0	52,0
19	Начальные геологические запасы нефти (категория С ₂)	58,0	-	-	-	72,0	302,0	26,0

Примечание: * - приняты по аналогии с близко залегающим по глубине горизонтом



3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Учитывая текущую стадию разработки и степень выработанности извлекаемых запасов нефти, для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной нефтеотдачи, в рамках настоящего отчета рассмотрены три варианта дальнейшей разработки месторождения Сагиз Западный, которые предусматривают реализацию геолого-технических мероприятий (ГТМ) по воздействию на призабойную зону скважин (ПЗС), движению фонда скважин из одних объектов и категорий на другие, а также отличаются между собой количеством бурения проектных скважин.

Необходимо отметить, что в рамках анализа разработки (34), согласованного ЦКРР МЭ Республики Казахстан (протокол № 57/19 от «21-22» ноября 2024 г.), в 2024 г. недропользователем предусматривалось бурение двух проектных оценочных скважин САГЗ-22 и САГЗ-24 для доразведки месторождения и перевода запасов нефти и газа категории C_2 в промышленные.

По состоянию изученности на 01.01.2025 г. вышеотмеченные проектные оценочные скважины не пробурены и, согласно проектным местоположениям этих скважин вскрываются продуктивные горизонты и блоки (залежи), запасы нефти и газа которых, в рамках утвержденного ГКЗ Республики Казахстан отчета по пересчету запасов (33), оценены по промышленной категории, ввиду чего отпадает необходимость доразведки и перевода запасов бурением этих оценочных скважин.

Учитывая вышеизложенное, проектные оценочные скважины САГЗ-22 и САГЗ-24, в рамках настоящего отчета, рассматриваются к вводу из бурения в качестве проектных эксплуатационных скважин.

Во всех рассмотренных ниже вариантах разработки организация закачки воды для поддержания пластового давления предусматривается только на I-м (блок II) и III-м (блок I+Iб) эксплуатационных объектах, в которых, в свою очередь, сосредоточены около 70 % начальных геологических запасов месторождения, а остальные объекты предлагается эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии: упругом режиме и режиме растворенного газа, как и предусматривалось ранее согласованными ЦКРР МЭ Республики Казахстан проектными документами.

Учитывая блоковое, сложное строение продуктивных горизонтов, их геометрию и размеры, а также незначительные геологические/извлекаемые запасы нефти, организация закачки воды для поддержания пластового давления на остальных эксплуатационных объектах будет нерентабельным, в связи с необходимостью организации закачки воды



практически на каждую залежь (блок) продуктивных горизонтов, что понесут большие капитальные и эксплуатационные затраты.

Как показал выполненный анализ энергетического состояния в предыдущих разделах 3.1-3.2, среднее пластовое давление по I-му эксплуатационному объекту снижено относительно давления насыщения нефти газом на 16 %, а по II-V объектам – находятся на уровне давления насыщения нефти газом. По всем эксплуатационным объектам наблюдается снижение средних текущих пластовых давлений относительно начальных.

Вместе с тем, добывающие скважины на всех объектах эксплуатируются с текущими забойными давлениями ниже давления насыщения нефти газом на 39-68 %.

Основные продуктивные горизонты, в которых сосредоточены большая часть запасов нефти, характеризуются близостью начального пластового давления и давления насыщения нефти газом, что при эксплуатации их с использованием энергии пласта, предопределяет естественное и неизбежное снижение давлений ниже давления насыщения нефти газом, приводящее к росту газового фактора и падению дебита по нефти. Однако существует рациональное (оптимальное) давление, при котором коэффициент продуктивности (дебит по нефти) может несколько увеличиваться или оставаться стабильным при незначительном росте газового фактора.

В предыдущих разделах 3.1-3.2 выполнен подробный анализ и определены рациональные (оптимальные) забойные давления по эксплуатационным объектам и скважинам, к которым рекомендуется придерживаться при дальнейшей разработке месторождения и эксплуатации добывающих скважин.

Таким образом, дальнейшая эксплуатация скважин на объектах будет вестись при забойных давлениях ниже давления насыщения нефти газом, также и пластовые давления будут неизбежно снижаться ниже давления насыщения нефти газом.

Подчеркнем, что газ газовых залежей, а также газовые шапки газонефтяных залежей не будут вовлекаться недропользователем в разработку в ближайшее время, ввиду чего в рамках настоящей работы прогнозные показатели их разработки не рассчитывались.

Ниже приводится подробное описание вариантов разработки.

Вариант разработки 1. В рамках рассматриваемого варианта, разработку I-го (блок II) и III-го (блок I+Iб) эксплуатационных объектов предусматривается вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды, а остальные эксплуатационные объекты – на режиме истощения пластового давления: упругом режиме и режиме растворенного газа.

В целом по месторождению Сагиз Западный предусматриваются следующие



мероприятия по регулированию процесса разработки: продолжение эксплуатации действующих скважин; дополнительный ввод из бурения двух проектных эксплуатационных вертикальных добывающих скважин (САГЗ-22 и САГЗ-24); ввод в эксплуатацию из бездействия пяти скважин (САГЗ-3, САГЗ-5, САГЗ-7, САГЗ-8 и САГЗ-21); ввод в эксплуатацию из консервации четырех скважин (САГЗ-4, САГЗ-13, САГЗ-17 и САГЗ-18); переводы скважин из одних объектов на другие всего 19 скважино-операций в десяти скважинах (САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-12, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22 и САГЗ-24); перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд для закачки воды в пласты (САГЗ-8 и САГЗ-17); перевод нагнетательной скважины в добывающий фонд (САГЗ-20).

Ниже приведем описание рекомендуемых мероприятий по регулированию процесса разработки отдельно по эксплуатационным объектам.

I-й эксплуатационный объект (горизонты Т-I + Т-II).

Рассматриваемый эксплуатационный объект состоит из пяти блоков (Ia, I+Iб, II, IV и VI), запасы нефти которых оценены по промышленной категории.

Закачка воды для поддержания пластового давления предусматривается лишь в блоке II, а остальные блоки рекомендуется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *продолжение эксплуатации действующих скважин САГЗ-9, САГЗ-10, САГЗ-15, САГЗ-19 (переводится в эксплуатационный фонд) и САГЗ-23;*
- *дополнительный ввод из бурения проектной эксплуатационной вертикальной добывающей скважины САГЗ-22;*
- *ввод в эксплуатацию из бездействия скважин САГЗ-3, САГЗ-8 и САГЗ-21;*
- *ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-18;*
- *возврат скважины САГЗ-7 из других объектов;*
- *перевод скважин САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19 и САГЗ-22 на другие объекты;*
- *перевод добывающей скважины САГЗ-8 в нагнетательный фонд;*
- *перевод нагнетательной скважины САГЗ-20 в добывающий фонд.*

II-й эксплуатационный объект (горизонт Т-III).

Рассматриваемый эксплуатационный объект состоит из трех блоков (Ia, I+Iб и IV), запасы нефти которых оценены по промышленной категории.

В настоящее время рассматриваемый объект не эксплуатируется.

Эксплуатационный объект рекомендуется эксплуатировать на режиме истощения



пластовой энергии.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *возвраты и переводы скважин САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-12, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19 и САГЗ-22 из других объектов;*
- *перевод добывающей скважины САГЗ-22 на другие объекты.*

III-й эксплуатационный объект (горизонт Т-IV).

Рассматриваемый эксплуатационный объект состоит из четырех блоков (Ia, I+Iб, IV и VI), запасы нефти которых оценены по промышленной категории.

Закачка воды для поддержания пластового давления предусматривается лишь в блоке I+Iб, а остальные блоки рекомендуется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *продолжение эксплуатации действующих скважин САГЗ-1 и САГЗ-6;*
- *ввод в эксплуатацию из бездействия скважин САГЗ-5 и САГЗ-7;*
- *возвраты и переводы скважин САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22 и САГЗ-24 из других объектов;*
- *перевод скважин САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19 и САГЗ-22 на другие объекты;*
- *перевод из консервации скважины САГЗ-17 в нагнетательный фонд.*

IV-й эксплуатационный объект (горизонт Т-V).

Рассматриваемый эксплуатационный объект состоит из пяти блоков (I, IV, V, Vб и VI), запасы нефти которых оценены по промышленной категории.

Эксплуатационный объект рекомендуется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *продолжение эксплуатации действующей скважины САГЗ-12;*
- *ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-13;*
- *возвраты и переводы скважин САГЗ-1, САГЗ-7 и САГЗ-24 из других объектов;*
- *перевод скважин САГЗ-7, САГЗ-12 и САГЗ-24 на другие объекты.*

V-й эксплуатационный объект (горизонт Т-VI).

Рассматриваемый эксплуатационный объект состоит из двух блоков (V и VI), запасы нефти которых оценены по промышленной категории.



В настоящее время рассматриваемый объект не эксплуатируется.

Эксплуатационный объект рекомендуется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *дополнительный ввод из бурения проектной эксплуатационной вертикальной добывающей скважины САГЗ-24;*
- *ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-4;*
- *возвраты и переводы скважины САГЗ-7 из других объектов;*
- *перевод скважин САГЗ-7 и САГЗ-24 на другие объекты.*

VI-й эксплуатационный объект (горизонт Т-VII).

Рассматриваемый эксплуатационный объект состоит из одного блока (Ia), запасы нефти которого оценены по промышленной категории.

В настоящее время рассматриваемый объект не эксплуатируется.

Эксплуатационный объект рекомендуется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *возвраты и переводы скважин САГЗ-19 и САГЗ-22 из других объектов;*
- *перевод скважины САГЗ-19 на другие объекты.*

Вариант разработки 2 (рекомендуемый). *Рассматриваемый вариант разработки идентичен предыдущему варианту 1 по реализации мероприятий по регулированию процесса разработки, и предусматривает дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения одной эксплуатационной добывающей скважины САГЗ-27 с наклонно-направленным стволом, а также зарезку бокового ствола из существующей добывающей скважины САГЗ-26 БС на III-й эксплуатационный объект, а также связанные с этими скважинами переводы и возвраты с одних объектов на другие.*

В рамках рассматриваемого варианта также, как и в предыдущем варианте, разработку I-го (блок II) и III-го (блок I+Iб) эксплуатационных объектов предусматривается вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды, а остальные эксплуатационные объекты – на режиме истощения пластового давления: упругом режиме и режиме растворенного газа.

В целом по месторождению Сагиз Западный предусматриваются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки: продолжение эксплуатации действующих скважин; дополнительный ввод из бурения трех проектных



эксплуатационных добывающих скважин (САГЗ-22, САГЗ-24 и САГЗ-27); зарезка бокового ствола из существующей скважины САГЗ-26 БС; ввод в эксплуатацию из бездействия пяти скважин (САГЗ-3, САГЗ-5, САГЗ-7, САГЗ-8 и САГЗ-21); ввод в эксплуатацию из консервации четырех скважин (САГЗ-4, САГЗ-13, САГЗ-17 и САГЗ-18); переводы скважин из одних объектов на другие всего 19 скважино-операций в десяти скважинах (САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-12, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22 и САГЗ-24); перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд для закачки воды в пласты (САГЗ-8 и САГЗ-17); перевод нагнетательной скважины в добывающий фонд (САГЗ-20).

Ниже приведем описание рекомендуемых мероприятий по регулированию процесса разработки отдельно по эксплуатационным объектам.

I-й эксплуатационный объект (горизонты Т-I + Т-II).

От предыдущего варианта I рассматриваемый вариант отличается дополнительным возвратом скважины САГЗ-27 из нижележающих объектов.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- продолжение эксплуатации действующих скважин САГЗ-9, САГЗ-10, САГЗ-15, САГЗ-19 (переводится в эксплуатационный фонд) и САГЗ-23;
- дополнительный ввод из бурения проектной эксплуатационной вертикальной добывающей скважины САГЗ-22;
- ввод в эксплуатацию из бездействия скважин САГЗ-3, САГЗ-8 и САГЗ-21;
- ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-18;
- возврат скважин САГЗ-7 и САГЗ-27 из других объектов;
- перевод скважин САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19 и САГЗ-22 на другие объекты;
- перевод добывающей скважины САГЗ-8 в нагнетательный фонд;
- перевод нагнетательной скважины САГЗ-20 в добывающий фонд.

II-й эксплуатационный объект (горизонт Т-III).

От предыдущего варианта I рассматриваемый вариант отличается дополнительным возвратом скважин САГЗ-26 БС и САГЗ-27 из нижележающих объектов.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- возвраты и переводы скважин САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-12, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22, САГЗ-26 БС и САГЗ-27 из других объектов;
- переводы добывающих скважин САГЗ-22 и САГЗ-27 на другие объекты.



III-й эксплуатационный объект (горизонт Т-IV).

От предыдущего варианта 1 рассматриваемый вариант отличается дополнительным вводом из бурения эксплуатационной наклонно-направленной добывающей скважины САГЗ-27, а также зарезкой бокового ствола из существующей скважины САГЗ-26 БС.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- продолжение эксплуатации действующих скважин САГЗ-1 и САГЗ-6;
- дополнительный ввод из бурения проектной эксплуатационной наклонно-направленной добывающей скважины САГЗ-27;
- зарезка бокового ствола из существующей скважины САГЗ-26 БС;
- ввод в эксплуатацию из бездействия скважин САГЗ-5 и САГЗ-7;
- возвраты и переводы скважин САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22 и САГЗ-24 из других объектов;
- перевод скважин САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22, САГЗ-26 БС и САГЗ-27 на другие объекты;
- перевод из консервации скважины САГЗ-17 в нагнетательный фонд.

IV-й эксплуатационный объект (горизонт Т-V).

Рассматриваемый вариант полностью аналогичен предыдущему варианту 1.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- продолжение эксплуатации действующей скважины САГЗ-12;
- ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-13;
- возвраты и переводы скважин САГЗ-1, САГЗ-7 и САГЗ-24 из других объектов;
- перевод скважин САГЗ-7, САГЗ-12 и САГЗ-24 на другие объекты.

V-й эксплуатационный объект (горизонт Т-VI).

Рассматриваемый вариант полностью аналогичен предыдущему варианту 1.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- дополнительный ввод из бурения проектной эксплуатационной вертикальной добывающей скважины САГЗ-24;
- ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-4;
- возвраты и переводы скважины САГЗ-7 из других объектов;
- перевод скважин САГЗ-7 и САГЗ-24 на другие объекты.

VI-й эксплуатационный объект (горизонт Т-VII).



Рассматриваемый вариант полностью аналогичен предыдущему варианту 1.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *возвраты и переводы скважин САГЗ-19 и САГЗ-22 из других объектов;*
- *перевод скважины САГЗ-19 на другие объекты.*

Вариант разработки 3. *Рассматриваемый вариант разработки идентичен предыдущему варианту 2 по реализации мероприятий по регулированию процесса разработки, и предусматривает дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения одной эксплуатационной нагнетательной скважины САГЗ-28 на I-й эксплуатационный объект, а также перевод в нагнетательный фонд добывающей скважины САГЗ-27 на I-й эксплуатационный объект.*

В рамках рассматриваемого варианта также, как и в предыдущем варианте, разработку I-го (блок II) и III-го (блок I+Iб) эксплуатационных объектов предусматривается вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды, а остальные эксплуатационные объекты – на режиме истощения пластового давления: упругом режиме и режиме растворенного газа.

В целом по месторождению Сагиз Западный предусматриваются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки: продолжение эксплуатации действующих скважин; дополнительный ввод из бурения четырех проектных эксплуатационных добывающих скважин (САГЗ-22, САГЗ-24, САГЗ-27 и САГЗ-28); зарезка бокового ствола из существующей скважины САГЗ-26 БС; ввод в эксплуатацию из бездействия пяти скважин (САГЗ-3, САГЗ-5, САГЗ-7, САГЗ-8 и САГЗ-21); ввод в эксплуатацию из консервации четырех скважин (САГЗ-4, САГЗ-13, САГЗ-17, САГЗ-18); переводы скважин из одних объектов на другие всего 19 скважино-операций в десяти скважинах (САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-12, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22 и САГЗ-24); перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд для закачки воды в пласты (САГЗ-8 и САГЗ-27); перевод нагнетательной скважины в добывающий фонд (САГЗ-20).

Ниже приведем описание рекомендуемых мероприятий по регулированию процесса разработки отдельно по эксплуатационным объектам.

I-й эксплуатационный объект (горизонты Т-I + Т-II).

От предыдущего варианта 1 рассматриваемый вариант отличается дополнительным вводом из бурения проектной эксплуатационной нагнетательной скважины САГЗ-28, а также перевод в нагнетательный фонд добывающей скважины САГЗ-27.



В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- продолжение эксплуатации действующих скважин САГЗ-9, САГЗ-10, САГЗ-15, САГЗ-19 (переводится в эксплуатационный фонд) и САГЗ-23;
- дополнительный ввод из бурения проектной эксплуатационной вертикальной нагнетательной скважины САГЗ-28;
- ввод в эксплуатацию из бездействия скважин САГЗ-3, САГЗ-8 и САГЗ-21;
- ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-18;
- возврат скважин САГЗ-7 и САГЗ-27 из других объектов;
- перевод скважин САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19 и САГЗ-22 на другие объекты;
- перевод добывающих скважин САГЗ-8 и САГЗ-27 в нагнетательный фонд;
- перевод нагнетательной скважины САГЗ-20 в добывающий фонд.

II-й эксплуатационный объект (горизонт Т-III).

Рассматриваемый вариант разработки полностью аналогичен предыдущему варианту 2.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- возвраты и переводы скважин САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-12, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22, САГЗ-26 БС и САГЗ-27 из других объектов;
- переводы добывающих скважин САГЗ-22 и САГЗ-27 на другие объекты.

III-й эксплуатационный объект (горизонт Т-IV).

Рассматриваемый вариант разработки полностью аналогичен предыдущему варианту 2.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- продолжение эксплуатации действующих скважин САГЗ-1 и САГЗ-6;
- дополнительный ввод из бурения проектной эксплуатационной наклонно-направленной добывающей скважины САГЗ-27;
- зарезка бокового ствола из существующей скважины САГЗ-26 БС;
- ввод в эксплуатацию из бездействия скважин САГЗ-5 и САГЗ-7;
- возвраты и переводы скважин САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22 и САГЗ-24 из других объектов;
- перевод скважин САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22, САГЗ-26 БС и САГЗ-27 на другие объекты;
- перевод из консервации скважины САГЗ-17 в нагнетательный фонд.



IV-й эксплуатационный объект (горизонт Т-V).

Рассматриваемый вариант разработки полностью аналогичен предыдущему варианту 2.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *продолжение эксплуатации действующей скважины САГЗ-12;*
- *ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-13;*
- *возвраты и переводы скважин САГЗ-1, САГЗ-7 и САГЗ-24 из других объектов;*
- *перевод скважин САГЗ-7, САГЗ-12 и САГЗ-24 на другие объекты.*

V-й эксплуатационный объект (горизонт Т-VI).

Рассматриваемый вариант разработки полностью аналогичен предыдущему варианту 2.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *дополнительный ввод из бурения проектной эксплуатационной вертикальной добывающей скважины САГЗ-24;*
- *ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-4;*
- *возвраты и переводы скважины САГЗ-7 из других объектов;*
- *перевод скважин САГЗ-7 и САГЗ-24 на другие объекты.*

VI-й эксплуатационный объект (горизонт Т-VII).

Рассматриваемый вариант разработки полностью аналогичен предыдущему варианту 2.

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *возвраты и переводы скважин САГЗ-19 и САГЗ-22 из других объектов;*
- *перевод скважины САГЗ-19 на другие объекты.*

Для обоснования дебитов нефти проектных скважин, а также переходящих скважин, которые будут вводиться из одних категорий и объектов на другие использовались результаты опробования, а также фактические текущие дебиты переходящих и новых скважин, получаемые в процессе их эксплуатации.

В таблице 3.4.4 представлен рекомендуемый план-график реализаций мероприятий по регулированию процесса разработки, а также ожидаемые дебиты скважин по нефти при вводе в эксплуатацию по рассмотренным выше вариантам разработки.

Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки представлены в таблицах 3.4.5-3.4.7.



Таблица 3.4. 4-План-график реализации мероприятий по регулированию процесса разработки по рассмотренным вариантам разработки

Варианты разработки	Скважина	Горизонт	Наименование геолого-технических мероприятий по регулированию процесса разработки	Реализация		Ожидаемый дебит нефти, т/сут
				на горизонт	месяц, год	
1	2	3	4	5	6	7
1, 2 и 3	САГЗ-1	T-IV	Перевод на другие объекты	T-V	Июль 2031	3,5
1, 2 и 3	САГЗ-3	T-II	Ввод из бездействия с РВП	T-II	Август 2025	10,0
1, 2 и 3	САГЗ-4	T-VI	Ввод из консервации	T-VI	Июль 2025	5,0
1, 2 и 3	САГЗ-5	T-IV	Ввод из бездействия с РВП	T-IV	Август 2025	6,0
1, 2 и 3	САГЗ-5	T-IV	Перевод на другие объекты	T-III	Июль 2029	3,0
1, 2 и 3	САГЗ-6	T-IV	Перевод на другие объекты	T-III	Июль 2029	6,0
1, 2 и 3	САГЗ-7	T-IV	Ввод из бездействия, спуск насоса	T-IV	Апрель 2025	4,0
1, 2 и 3	САГЗ-7	T-IV	Перевод на другие объекты	T-VI	Июль 2027	4,5
1, 2 и 3	САГЗ-7	T-VI	Перевод на другие объекты	T-V	Июль 2028	4,0
1, 2 и 3	САГЗ-7	T-V	Перевод на другие объекты	T-II	Июль 2031	3,5
1, 2 и 3	САГЗ-8	T-II	Ввод из бездействия с РВП	T-II	Май 2025	9,5
1, 2 и 3	САГЗ-8	T-II	Перевод в нагнетательный фонд	T-II	Июль 2026	-
1, 2 и 3	САГЗ-12	T-V	Перевод на другие объекты	T-III	Июль 2029	6,0
1, 2 и 3	САГЗ-13	T-V	Ввод из консервации	T-V	Июль 2026	5,0
1, 2 и 3	САГЗ-15	T-II	Перевод на другие объекты	T-IV	Июль 2028	8,0
1, 2 и 3	САГЗ-15	T-IV	Перевод на другие объекты	T-III	Июль 2032	8,0
1, 2 и 3	САГЗ-17	T-IV	Перевод в нагнетательный фонд из консервации	T-II	Июль 2025	-
1, 2 и 3	САГЗ-18	T-II	Ввод из консервации	T-II	Октябрь 2025	9,0
1, 2 и 3	САГЗ-18	T-II	Перевод на другие объекты	T-IV	Июль 2030	8,0
1, 2 и 3	САГЗ-18	T-IV	Перевод на другие объекты	T-III	Июль 2032	8,0
1, 2 и 3	САГЗ-19	T-II	Перевод на другие объекты	T-VII	Июль 2029	3,0
1, 2 и 3	САГЗ-19	T-VII	Перевод на другие объекты	T-IV	Июль 2030	8,0
1, 2 и 3	САГЗ-19	T-IV	Перевод на другие объекты	T-III	Июль 2032	8,0
1, 2 и 3	САГЗ-20	T-II	Перевод в добывающий фонд с РВП	T-II	Июль 2025	10,0
1, 2 и 3	САГЗ-21	T-II	Ввод из бездействия с РВП	T-II	Май 2025	20,0
1, 2 и 3	САГЗ-22	-	Ввод из бурения, добывающая (вертикальная)	T-II	Ноябрь 2026	15,0
1, 2 и 3	САГЗ-22	T-II	Перевод на другие объекты	T-III	Июль 2030	8,0



Продолжение таблицы 3.4.4

1	2	3	4	5	6	7
1, 2 и 3	САГЗ-22	Т-III	Перевод на другие объекты	Т-IV	Июль 2032	6,0
1, 2 и 3	САГЗ-22	Т-IV	Перевод на другие объекты	Т-VII	Июль 2034	3,0
1, 2 и 3	САГЗ-24	-	Ввод из бурения, добывающая (вертикальная)	Т-VI	Ноябрь 2026	4,5
1, 2 и 3	САГЗ-24	Т-VI	Перевод на другие объекты	Т-V	Июль 2028	4,0
1, 2 и 3	САГЗ-24	Т-V	Перевод на другие объекты	Т-IV	Июль 2029	6,0
2 и 3	САГЗ-26 БС	-	Бурение бокового ствола	Т-IV	Июнь 2027	20,0
2 и 3	САГЗ-26 БС	Т-IV	Перевод на другие объекты	Т-III	Июль 2030	15,0
2 и 3	САГЗ-27	-	Ввод из бурения, добывающая (наклонно-направленная)	Т-IV	Май 2027	20,0
2 и 3	САГЗ-27	Т-IV	Перевод на другие объекты	Т-III	Июль 2031	15,0
2 и 3	САГЗ-27	Т-III	Перевод на другие объекты	Т-II	Июль 2033	10,0
3	САГЗ-27	Т-II	Перевод в нагнетательный фонд	Т-II	Июль 2035	-
3	САГЗ-28	-	Ввод из бурения, нагнетательная (вертикальная)	Т-II	Август 2027	-



Таблица 3.4. 5-Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки месторождения Сагиз Западный. Вариант разработки 1

Характеристики	Эксплуатационные объекты					
	I	II	III	IV	V	VI
Режим эксплуатации залежей	II блок - водонапорный, остальные блоки - смешанный	Смешанный режим: упругий и растворенного газа	I+II блок - водонапорный, остальные блоки - смешанный	Смешанный режим: упругий и растворенного газа	Смешанный режим: упругий и растворенного газа	Смешанный режим: упругий и растворенного газа
Система размещения скважин	Равномерная, избирательная, с учетом сложившейся системы размещения пробуренных скважин					
Система заводнения	Внутриконтурная	-	Законтурная	-	-	-
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	1	-	-	-	1	-
Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	-	-	-	-	-	-
Ввод скважин из других объектов, ед.	1	7	5	3	1	2
Ввод скважин из других категорий, ед.	5	-	3	1	1	-
Перевод добывающих скважин в нагнет. фонд, ед.	1	-	1	-	-	-
Перевод скважин на другие объекты ед.	4	1	8	3	2	1
Максимальное проектное количество скважин:	11	6	6	4	3	1
- добывающих	10	6	5	4	3	1
- нагнетательных	1	-	1	-	-	-
Соотношение добывающих и нагнет. скважин, д.ед.	10	-	5	-	-	-
Плотность сетки скважин, га/скв.	12,2	13,4	15,8	21,8	10,2	22,5
Коэффициент вытеснения, д.ед.	0,624*	0,624	0,628	0,662	0,662 *	0,622 *
Режим работы скважин:	$P_z \leq P_{нас}$ (оптимальные давления, согласно рекомендациям главы 3)					
- добывающих						
- нагнетательных	$P_z = 0,95 \cdot P_{гpn}$	-	$P_z = 0,95 \cdot P_{гpn}$	-	-	-
Коэффициент экспл. добыв. и нагнет. скважин, д.ед.	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Проектный уровень добычи нефти, тыс.т	22,9 ($\pm 10\%$)	9,3 ($\pm 10\%$)	10,1 ($\pm 10\%$)	3,3 ($\pm 10\%$)	2,6 ($\pm 10\%$)	0,7 ($\pm 10\%$)
Проектный уровень добычи жидкости, тыс.т	41,1 ($\pm 10\%$)	11,3 ($\pm 10\%$)	17,3 ($\pm 10\%$)	4,6 ($\pm 10\%$)	3,0 ($\pm 10\%$)	0,8 ($\pm 10\%$)
Проектный уровень закачки воды, тыс.м ³	10,7 ($\pm 10\%$)	-	10,7 ($\pm 10\%$)	-	-	-
Максим. коэффициент компенсации закачкой отбора, %	57	-	207	-	-	-
Максимальный газовый фактор, м ³ /т	140 ($\pm 10\%$)	300 ($\pm 10\%$)	140 ($\pm 10\%$)	300 ($\pm 10\%$)	350 ($\pm 10\%$)	70 ($\pm 10\%$)

Примечание: * - приняты по аналогии



Таблица 3.4. 6-Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки месторождения Сагиз Западный. Рекомендуемый вариант разработки 2

Характеристики	Эксплуатационные объекты					
	I	II	III	IV	V	VI
Режим эксплуатации залежей	II блок - водонапорный, остальные блоки - смешанный	Смешанный режим: упругий и растворенного газа	I+II блок - водонапорный, остальные блоки - смешанный	Смешанный режим: упругий и растворенного газа	Смешанный режим: упругий и растворенного газа	Смешанный режим: упругий и растворенного газа
Система размещения скважин	Равномерная, избирательная, с учетом сложившейся системы размещения пробуренных скважин					
Система заводнения	Внутриконтурная	-	Законтурная	-	-	-
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	1	-	2	-	1	-
Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	-	-	-	-	-	-
Ввод скважин из других объектов, ед.	2	9	5	3	1	2
Ввод скважин из других категорий, ед.	5	-	3	1	1	-
Перевод добывающих скважин в нагнет. фонд, ед.	1	-	1	-	-	-
Перевод скважин на другие объекты ед.	4	2	10	3	2	1
Максимальное проектное количество скважин:	11	8	7	4	3	1
- добывающих	10	8	6	4	3	1
- нагнетательных	1	-	1	-	-	-
Соотношение добывающих и нагнет. скважин, д.ед.	10	-	6	-	-	-
Плотность сетки скважин, га/скв.	12,2	10,1	13,5	21,8	10,2	22,5
Коэффициент вытеснения, д.ед.	0,624*	0,624	0,628	0,662	0,662 *	0,622 *
Режим работы скважин:	$P_z \leq P_{нас}$ (оптимальные давления, согласно рекомендациям главы 3)					
- добывающих						
- нагнетательных	$P_z = 0,95 \cdot P_{гpn}$	-	$P_z = 0,95 \cdot P_{гpn}$	-	-	-
Коэффициент экспл. добыв. и нагнет. скважин, д.ед.	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Проектный уровень добычи нефти, тыс.т	22,9 ($\pm 10\%$)	11,6 ($\pm 10\%$)	11,0 ($\pm 10\%$)	3,3 ($\pm 10\%$)	2,6 ($\pm 10\%$)	0,7 ($\pm 10\%$)
Проектный уровень добычи жидкости, тыс.т	41,1 ($\pm 10\%$)	15,1 ($\pm 10\%$)	17,6 ($\pm 10\%$)	4,6 ($\pm 10\%$)	3,0 ($\pm 10\%$)	0,8 ($\pm 10\%$)
Проектный уровень закачки воды, тыс.м ³	11,2 ($\pm 10\%$)	-	11,2 ($\pm 10\%$)	-	-	-
Максим. коэффициент компенсации закачкой отбора, %	61	-	293	-	-	-
Максимальный газовый фактор, м ³ /т	240 ($\pm 10\%$)	350 ($\pm 10\%$)	300 ($\pm 10\%$)	300 ($\pm 10\%$)	350 ($\pm 10\%$)	70 ($\pm 10\%$)

Примечание: * - приняты по аналогии



Таблица 3.4. 7-Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки месторождения Сагиз Западный. Вариант разработки 3

Характеристики	Эксплуатационные объекты					
	I	II	III	IV	V	VI
Режим эксплуатации залежей	II блок - водонапорный, остальные блоки - смешанный	Смешанный режим: упругий и растворенного газа	I+II блок - водонапорный, остальные блоки - смешанный	Смешанный режим: упругий и растворенного газа	Смешанный режим: упругий и растворенного газа	Смешанный режим: упругий и растворенного газа
Система размещения скважин	Равномерная, избирательная, с учетом сложившейся системы размещения пробуренных скважин					
Система заводнения	Внутриконтурная	-	Сочетание внутриконтурной и законтурной	-	-	-
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	1	-	2	-	1	-
Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	1	-	-	-	-	-
Ввод скважин из других объектов, ед.	2	9	5	3	1	2
Ввод скважин из других категорий, ед.	5	-	3	1	1	-
Перевод добывающих скважин в нагнет. фонд, ед.	2	-	1	-	-	-
Перевод скважин на другие объекты ед.	4	2	10	3	2	1
Максимальное проектное количество скважин:	12	8	7	4	3	1
- добывающих	10	8	6	4	3	1
- нагнетательных	2	-	1	-	-	-
Соотношение добывающих и нагнет. скважин, д.ед.	5	-	6	-	-	-
Плотность сетки скважин, га/скв.	11,2	10,1	13,5	21,8	10,2	22,5
Коэффициент вытеснения, д.ед.	0,624*	0,624	0,628	0,662	0,662 *	0,622 *
Режим работы скважин:						
- добывающих	$P_3 \leq P_{нас}$ (оптимальные давления, согласно рекомендациям главы 3)					
- нагнетательных	$P_3 = 0,95 \cdot P_{гпр}$	-	$P_3 = 0,95 \cdot P_{гпр}$	-	-	-
Коэффициент экспл. добыв. и нагнет. скважин, д.ед.	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Проектный уровень добычи нефти, тыс.т	22,9 ($\pm 10\%$)	11,6 ($\pm 10\%$)	11,0 ($\pm 10\%$)	3,3 ($\pm 10\%$)	2,6 ($\pm 10\%$)	0,7 ($\pm 10\%$)
Проектный уровень добычи жидкости, тыс.т	41,1 ($\pm 10\%$)	15,1 ($\pm 10\%$)	17,6 ($\pm 10\%$)	4,6 ($\pm 10\%$)	3,0 ($\pm 10\%$)	0,8 ($\pm 10\%$)
Проектный уровень закачки воды, тыс.м ³	15,0 ($\pm 10\%$)	-	7,5 ($\pm 10\%$)	-	-	-
Максим. коэффициент компенсации закачкой отбора, %	90	-	134	-	-	-
Максимальный газовый фактор, м ³ /т	210 ($\pm 10\%$)	350 ($\pm 10\%$)	300 ($\pm 10\%$)	300 ($\pm 10\%$)	350 ($\pm 10\%$)	70 ($\pm 10\%$)



3.4.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласты

В качестве рабочего агента для поддержания пластового давления эксплуатационных объектов I (блок II) и III (блок I+Iб) во всех рассмотренных вариантах разработки предусматривается закачка попутно добываемой воды.

Закачка других агентов (газа, пара, полимерных растворов и т.д.), в рамках настоящего дополнения к проектному документу, не рассматриваются.

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются: сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин; предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями; предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин; предупреждение жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

Требования к качеству воды согласно номенклатуре показателей по СТ РК 1662-2007 должны отвечать следующим условиям:

- *Водородный показатель (рН) должен равняться примерно 7, что соответствует наименьшей коррозионной активности воды.*
- *Содержание гидрокарбонат-иона. Не более 5 мг/моль*л.*
- *Содержание кальций-иона. Не нормируется.*
- *Содержание хлор-иона. Не нормируется.*
- *Содержание сульфат-иона. Не нормируется.*
- *Жесткость карбонатная. Не более 5 мг/моль*л.*
- *Показатель стабильности воды. Должна быть стабильной.*
- *Набухаемость пластовых глин. Вода не должна приводить к набуханию пластовых глин основных продуктивных горизонтов.*
- *Совместимость. Вода, выбранная для нагнетания в продуктивный пласт, должна быть совместима с пластовой водой и породой продуктивного коллектора.*
- *Емкостная характеристика. Уменьшение пористости поровых коллекторов продуктивного пласта в результате закачки воды не должно превышать 0,3 % в течение года. Уменьшение пористости в больших пределах может привести к ухудшению фильтрационной характеристики продуктивного коллектора.*
- *Коррозионная активность. Вода должна быть не коррозионно активной. При высокой коррозионной активности необходимо применять меры по защите оборудования.*
- *Содержание растворенного кислорода. Не более 0,02-0,05 мг/л. В*



некоторых случаях 1 мг/л.

- *Содержание двуокси углерода. Ограничивается в соответствии с требованием к коррозионной активности воды.*
- *Содержание сероводорода. Должен отсутствовать.*
- *Содержание механических примесей. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной неоднородности. Содержание механических примесей в воде после высушивания при 105 °С и в пробе после прокаливания при 600 °С должно быть одинаковым.*
- *Содержание в воде нефти. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной трещиноватости.*
- *Присутствие сульфатовосстанавливающих бактерий. Должны отсутствовать. Показатель не нормируется при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород.*
- *Содержание иона-железа. Содержание иона окисного железа должно быть не более 1 мг/л. При заводнении продуктивных пластов, воды которых содержат сероводород, ионы железа должны отсутствовать.*

3.4.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки месторождения

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике «ТатНИПИнефть». Обоснованность применения данной методики основана на многолетнем эффективном опыте применения на месторождениях Казахстана и СНГ.

Технологические показатели разработки месторождения зависят от фильтрационно-емкостных характеристик пластов-коллекторов, технологии и системы воздействия на продуктивные пласты.

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки, как было выше рассмотрено, положена схема слоисто- и зонально неоднородного пласта.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, такие как двухфазность потока, различие вязкостей нефти и вытесняющего агента, начальное положение ВНК. С учётом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Для совокупности элементов залежи использованы формулы динамики основных технологических показателей. Расчеты технологических показателей разработки выполнены с применением методики, изложенной в работах Лысенко В. (5) и выполнены с применением программного комплекса для расчета технологических показателей разработки.



Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном ее совершенствовании. Методика имеет блочное строение формул, что дает возможность описать гидродинамическую характеристику пласта с различной степенью детальности, в зависимости от поставленных задач и объема исходной информации. Методика позволяет построить адекватную характеристику по ограниченной (представительной) выборке фактических данных, не требуя по каждому расчетному параметру полной совокупности значений.

В основу гидродинамических расчетов положены фактические данные о дебитах скважин, продуктивности пластов, их неоднородности, полученные в период опробования и исследования скважин.

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q^t = \frac{q_0^t}{Q_u^t + \frac{1}{2}q_0^t} \left[Q_u^t - \sum_{i=1}^{t-1} q^i \right]$$

где

q_0^t – текущий амплитудный дебит на середину t-го года, т/год;

Q_u^t – введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы нефти, млн.т;

$\sum_{i=1}^{t-1} q^i$ – суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;

Для расчета амплитудного дебита используют формулу:

$$q_0 = \tau * \eta_{\text{ср}} * n * (P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}) * \varphi * \xi_1 * \xi_2$$

где

τ – время работы скважин;

$\eta_{\text{ср}}$ – средняя продуктивность скважин (добывающих и нагнетательных);

n – общее число скважин (добывающих и нагнетательных);

$P_{\text{сн}}$ – забойное давление на нагнетательных скважинах;

$P_{\text{сэ}}$ – забойное давление на добывающих скважинах;

φ – функция относительной производительности скважин, учитывающая различие скважин по продуктивности, взаимное размещение и соотношение добывающих и нагнетательных скважин, соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти;

ξ_1, ξ_2 – коэффициенты надежности, учитывающие увеличение фильтрационного



сопротивления и, соответственно, продуктивности пластов из-за их прерывистости и зональной неоднородности, а также степень изученности пластов.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q_F^t = \frac{q_0^t}{Q_{F_{и}}^t + \frac{1}{2} q_0^t} \left[Q_{F_{и}}^t - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^i \right]$$

где

$Q_{F_{и}}^t$ – введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы жидкости;

$\sum_{i=1}^{t-1} q_F^i$ – суммарный расчетный отбор жидкости за все предыдущие годы;

Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:

$$Q_{F_{и}} = Q_{и} * \frac{F}{K_3}$$

где

F – расчетный суммарный отбор жидкости, доли подвижных запасов нефти.

$$F = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) * \ln \frac{1}{1 - A}$$

Объем закачки вытесняющего агента:

$$q_3^t = [q^t * \rho_* + (q_F^t - q^t) * \mu_0] * (1 + \varepsilon_3)$$

где

ρ_* – соотношение плотностей закачиваемого агента к нефти в пластовых условиях;

ε_3 – теряемая доля закачиваемого агента.

3.4.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Коэффициент охвата процессом вытеснения представляет собой отношение части эффективного объема эксплуатационного объекта (залежи), участвующий в дренировании под воздействием вытесняющего агента (воды), к общему эффективному объему эксплуатационного объекта (залежи):

$$K_{охв} = V_{др} / V_{общ}$$

где:

$V_{др}$ – эффективный объем эксплуатационного объекта (залежи), участвующий в дренировании под воздействием вытесняющего агента (воды), тыс.м³;

$V_{общ}$ – общий эффективный объем эксплуатационного объекта (залежи), тыс.м³.



В настоящее время существуют множество статистических вариантов определения коэффициента охвата процессом вытеснения: по неоднородностям, фильтрационно-емкостным характеристикам пластов-коллекторов (залежей), по площадям и т.д. Однако, суть этого коэффициента, в классическом понимании, можно представить в виде следующего уравнения:

$$K_{\text{охв}} = K_{\text{ин}} / K_{\text{выт}}$$

где:

$K_{\text{ин}}$ —коэффициент извлечения нефти, д.ед.;

$K_{\text{выт}}$ —коэффициент вытеснения нефти водой, д.ед..

В таблице 3.4.10 представлены коэффициенты охвата процессом вытеснения по блокам (залежам) и эксплуатационным объектам, рассчитанные по 2-му рекомендуемому варианту разработки месторождения Сагиз Западный. Как видно из таблицы, максимальный коэффициент охвата процессом вытеснения 0,571 д.ед. достигается по I-му эксплуатационному объекту (продуктивный горизонт Т-II, блок II). В разрезе объектов, максимальные средневзвешенные коэффициенты охвата процессом вытеснения достигаются по I-му (продуктивный горизонт Т-II) и III-му (продуктивный горизонт Т-IV) эксплуатационным объектам, составляя 0,425 д.ед. и 0,381 д.ед. соответственно, а в разрезе залежей – по блоку II (0,537 д.ед.), блоку I+Iб (0,426 д.ед.) и блоку VI (0,471 д.ед.).

Количество резервных скважин должно исходить из следующего условия: 10 % от проектного фонда для бурения. С учетом текущей изученности месторождения, соотношения запасов нефти категорий C_1 и C_2 , а также степени выработанности извлекаемых запасов нефти, в рамках настоящего дополнения к проектному документу, резервные скважины не предусматриваются.



Таблица 3.4. 8-Коэффициенты извлечения нефти по залежам (блокам) эксплуатационных объектов месторождения Сагиз Западный по 2-му рекомендуемому варианту разработки

Продуктивные горизонты	Эксплуатационный объект	Коэффициенты извлечения нефти промышленной категории, д.ед.							
		I	Ia	I+I6	II	IV	V	V6	VI
T-I	I			0,072	0,079				
T-II			0,135	0,331	0,356	0,298			0,253
T-III	II		0,215	0,251		0,244			
T-IV	III		0,128	0,260		0,009			0,293
T-V	IV	0,195				0,258	0,002	0,164	0,119
T-VI	V						0,260		0,118
T-VII	VI		0,088						

Таблица 3.4. 9-Коэффициенты вытеснения нефти водой по залежам (блокам) эксплуатационных объектов месторождения Сагиз Западный по 2-му рекомендуемому варианту разработки

Продуктивные горизонты	Эксплуатационный объект	Коэффициенты вытеснения нефти водой промышленной категории, д.ед.							
		I	Ia	I+I6	II	IV	V	V6	VI
T-I	I			0,624	0,624				
T-II			0,624	0,624	0,624	0,624			0,624
T-III	II		0,624	0,624		0,624			
T-IV	III		0,628	0,628		0,628			0,628
T-V	IV	0,662				0,662	0,662	0,662	0,662
T-VI	V						0,662		0,662
T-VII	VI		0,662						

Таблица 3.4. 10-Коэффициенты охвата процессом вытеснения по залежам (блокам) и эксплуатационным объектам месторождения Сагиз Западный по 2-му рекомендуемому варианту разработки

Продуктивные горизонты	Эксплуатационный объект	Коэффициенты охвата процессом вытеснения промышленной категории, д.ед.								Средневзвешенный по горизонтам, д.ед.
		I	Ia	I+I6	II	IV	V	V6	VI	
T-I	I			0,115	0,127					0,122
T-II			0,216	0,530	0,571	0,478			0,405	0,425
T-III	II		0,345	0,402		0,391				0,361
T-IV	III		0,204	0,414		0,014			0,467	0,381
T-V	IV	0,295				0,390	0,003	0,248	0,180	0,226
T-VI	V						0,393		0,178	0,277
T-VII	VI		0,133							0,133
Средневзвешенный по блокам:		0,295	0,232	0,426	0,537	0,414	0,136	0,248	0,471	



3.5. Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей

Настоящая глава освещает обоснование исходных параметров и допущений, определяющих доходную и расходную части экономических расчетов, проводимых в рамках выбора рентабельного периода разработки месторождения Сагиз Западный и оценки экономических выгод Недропользователя и Республики Казахстан.

Расчет стоимости капитальных вложений производился с использованием укрупненных показателей стоимости, сметных расчетов и цен.

Распределение капитальных вложений по годам осуществлялось в соответствии с графиком строительства объектов, включающим время проектирования, сроки строительства и ввода в эксплуатацию.

Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по технологии добычи, подготовки и транспортировки нефти, данные по климатическим характеристикам района строительства, данные по удельным объемам строительства.

При расчете эксплуатационных затрат выделены две группы нормативов:

- нормативы для расчета затрат на производство (табл. 3.5.1.);
- нормативы для расчета платежей в бюджет и цены на реализацию продукции (табл. 3.5.2.).

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти и газа. При расчете нормативов эксплуатационных затрат были применены исходные данные заказчика.

В расчете нормативов затрат на производство участвуют нормативы нескольких видов, в зависимости от рода расходов:

Условно-постоянные:

- на 1 скважину среднегодового действующего фонда;
- на 1-го работника промышленно-производственного персонала (ППП);
- на 1-го работника административно-управленческого персонала (АУП).

Условно-переменные:

- на 1 тонну добываемых углеводородов;
- на 1 тонну подготовленной продукции;
- на 1 тонну транспортируемых углеводородов.



Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет. Величина нормативов определена в соответствии с Налоговым кодексом РК, действующим на 01.01.2025 год.

При определении экономических показателей, связанных с реализацией проекта применены методы аналогии, т.е. предполагается, что полученные нормативы будут неизменны весь расчетный период.

Таблица 3.5. 1-Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат

№	Норматив	Единицы измерения	
1	Первый год начала реализации проекта	год	2 025
2	МРП - месячный расчетный показатель	тыс.тенге	3
3	ГРП - годовой расчетный показатель	тенге	
4	МЗП - минимальная заработная плата	тыс.тенге	85
2	Количество баррелей нефти в тонне	bbl/тонна	7,70
3	Количество баррелей конденсата в тонне	bbl/тонна	
7	Перевод газа с млн. м ³ в тыс. тонны в соответствии с НК РК	доли единиц	0,86
8	Площадь земельного участка	га	2 041
4	Курс 1\$ USA на дату проведения расчета	тенге/\$	510
5	Ставки дисконтирования	%	7,5
		%	10
		%	15
6	Год начала инфляции		
	капитальных затрат	год	2 025
	эксплуатационных затрат	год	2 025
	доходов от реализации УВ	год	2 025
7	Ежегодная процентная ставка инфляции		
	капитальных затрат	%	2
	эксплуатационных затрат	%	2
	доходов от реализации УВ	%	2
8	Использование УВ на собственные нужды и технологические потери		
	Удельный вес потерь нефти и использования на собственные нужды	%	0,3
	Удельный вес потерь газа и использования на собственные нужды	%	100
	Удельный вес потерь конденсата и использования на собственные нужды	%	
9	Фонд оплаты труда		
	Среднегодовая оплата труда 1-го работника ППП	тыс.\$	9,8
	Среднегодовая оплата труда 1-го работника АУП	тыс.\$	18,3
10	Численность персонала		
	Среднегодовая численность ППП	чел.	23
	Среднегодовая численность АУП	чел.	3
	Удельная численность ППП на 1 скважину действующего фонда (доб.+нагн.)	чел./скв.	1,5
11	Расходы, относимые на себестоимость продукции		
-	Затраты производственного характера	\$/тонну нефти	2,8
-	ГСМ и дизельное топливо	\$/тонну жидк.	2,4
-	Внутрипромысловый транспорт нефти	\$/тонну нефти	1,4
-	Транспортировка технической воды	\$/тонну жидк.	1,95



4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1. Технологические показатели вариантов разработки

Ниже представлено описание основных технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения Сагиз Западный.

Вариант разработки 1.

В целом по месторождению Сагиз Западный предусматриваются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- продолжение эксплуатации действующих скважин;
- дополнительный ввод из бурения двух проектных эксплуатационных вертикальных добывающих скважин (САГЗ-22 и САГЗ-24);
- ввод в эксплуатацию из бездействия пяти скважин (САГЗ-3, САГЗ-5, САГЗ-7, САГЗ-8 и САГЗ-21);
- ввод в эксплуатацию из консервации четырех скважин (САГЗ-4, САГЗ-13, САГЗ-17 и САГЗ-18);
- переводы скважин из одних объектов на другие всего 19 скважино-операций в десяти скважинах (САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-12, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22 и САГЗ-24);
- перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд для закачки воды в пласты (САГЗ-8 и САГЗ-17);
- перевод нагнетательной скважины в добывающий фонд (САГЗ-20);
- рентабельный период разработки – 17 лет (2025-2041 гг.);
- проектный стабильный уровень добычи нефти составляет 36,3-36,4 тыс.т и достигается в период 2027-2028 г.;
- фонд добывающих скважин – 18 ед.;
- фонд нагнетательных скважин – 2 ед.;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 594,9 тыс.т, включая фактическую суммарную добычу нефти по состоянию на 01.01.2025 г.;
- в целом по месторождению Сагиз Западный достигается коэффициент извлечения нефти 0,213 д.ед., при утвержденном ГКЗ Республики Казахстан коэффициенте 0,226 д.ед.

Вариант разработки 2 (рекомендуемый).

Рассматриваемый вариант разработки идентичен предыдущему варианту 1 по реализации мероприятий по регулированию процесса разработки, и предусматривает дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения одной эксплуатационной добывающей



скважины САГЗ-27 с наклонно-направленным стволом, а также зарезку бокового ствола из существующей добывающей скважины САГЗ-26 БС на III-й эксплуатационный объект, а также связанные с этими скважинами переводы и возвраты с одних объектов на другие.

В целом по месторождению Сагиз Западный предусматриваются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- продолжение эксплуатации действующих скважин;
- дополнительный ввод из бурения трех проектных эксплуатационных добывающих скважин (САГЗ-22, САГЗ-24 и САГЗ-27);
- зарезка бокового ствола из существующей скважины САГЗ-26 БС;
- ввод в эксплуатацию из бездействия пяти скважин (САГЗ-3, САГЗ-5, САГЗ-7, САГЗ-8 и САГЗ-21);
- ввод в эксплуатацию из консервации четырех скважин (САГЗ-4, САГЗ-13, САГЗ-17 и САГЗ-18);
- переводы скважин из одних объектов на другие всего 19 скважино-операций в десяти скважинах (САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-12, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22 и САГЗ-24);
- перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд для закачки воды в пласты (САГЗ-8 и САГЗ-17);
- перевод нагнетательной скважины в добывающий фонд (САГЗ-20);
- рентабельный период разработки – 18 лет (2025-2042 гг.);
- проектный стабильный уровень добычи нефти составляет 37,7-37,9 тыс.т и достигается в период 2027-2028 г.;
- фонд добывающих скважин – 20 ед.;
- фонд нагнетательных скважин – 2 ед.;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 629,8 тыс.т, включая фактическую суммарную добычу нефти по состоянию на 01.01.2025 г.;
- в целом по месторождению Сагиз Западный достигается коэффициент извлечения нефти 0,226 д.ед., который соответствует утвержденному ГКЗ Республики Казахстан коэффициенту.

Вариант разработки 3.

Рассматриваемый вариант разработки идентичен предыдущему варианту 2 по реализации мероприятий по регулированию процесса разработки, и предусматривает дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения одной эксплуатационной нагнетательной скважины САГЗ-28 на I-й эксплуатационный объект, а также перевод в



нагнетательный фонд добывающей скважины САГЗ-27 на I-й эксплуатационный объект.

В целом по месторождению Сагиз Западный предусматриваются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *продолжение эксплуатации действующих скважин;*
- *дополнительный ввод из бурения четырех проектных эксплуатационных добывающих скважин (САГЗ-22, САГЗ-24, САГЗ-27 и САГЗ-28);*
- *зарезка бокового ствола из существующей скважины САГЗ-26 БС;*
- *ввод в эксплуатацию из бездействия пяти скважин (САГЗ-3, САГЗ-5, САГЗ-7, САГЗ-8 и САГЗ-21);*
- *ввод в эксплуатацию из консервации четырех скважин (САГЗ-4, САГЗ-13, САГЗ-17 и САГЗ-18);*
- *переводы скважин из одних объектов на другие всего 19 скважино-операций в десяти скважинах (САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-12, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22 и САГЗ-24);*
- *перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд для закачки воды в пласты (САГЗ-8 и САГЗ-27);*
- *перевод нагнетательной скважины в добывающий фонд (САГЗ-20);*
- *рентабельный период разработки – 15 лет (2025-2039 гг.);*
- *проектный стабильный уровень добычи нефти составляет 37,7-37,9 тыс.т и достигается в период 2027-2028 г.;*
- *фонд добывающих скважин – 19 ед.;*
- *фонд нагнетательных скважин – 4 ед.;*
- *суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 602,2 тыс.т, включая фактическую суммарную добычу нефти по состоянию на 01.01.2025 г.;*
- *в целом по месторождению Сагиз Западный достигается коэффициент извлечения нефти 0,216 д.ед., при утвержденном ГКЗ Республики Казахстан коэффициенте 0,226 д.ед.*

В таблицах 4.1.1-4.1.14 представлены основные проектные технологические показатели разработки месторождения Сагиз Западный по **рекомендуемому 2-му варианту разработки**, а в табличных приложениях 4.1.1-4.1.28 – по вариантам разработки 1 и 3.



Таблица 4.1. 1-Проектные технологические показатели разработки месторождения Сагиз Западный. Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	32,4	5,1	8,1	263,4	41,8	0,094	46,8	46,8	335,4	325,6	30,7	12,4	16,6	20	4,443	39,177
2026	33,0	5,2	9,0	296,4	47,1	0,106	49,6	49,6	385,0	375,1	33,4	14,3	30,8	22	4,697	43,875
2027	37,7	6,0	11,3	334,1	53,1	0,120	60,2	60,2	445,2	435,4	37,3	19,4	50,2	26	5,659	49,534
2028	37,9	6,0	12,8	372,1	59,1	0,133	63,9	63,9	509,2	499,3	40,7	22,4	72,6	28	6,132	55,666
2029	34,9	5,5	13,5	406,9	64,6	0,146	59,6	59,6	568,8	558,9	41,5	21,3	94,0	29	5,812	61,478
2030	33,1	5,3	14,9	440,0	69,9	0,158	55,3	55,3	624,0	614,2	40,1	19,1	113,1	28	5,687	67,165
2031	30,8	4,9	16,2	470,8	74,8	0,169	52,8	52,8	676,9	667,0	41,8	19,0	132,1	29	6,033	73,198
2032	27,4	4,4	17,3	498,2	79,1	0,179	48,2	48,2	725,0	715,2	43,1	17,9	150,0	30	6,024	79,222
2033	23,9	3,8	18,2	522,1	82,9	0,187	43,8	43,8	768,9	759,0	45,5	17,2	167,2	32	5,431	84,653
2034	20,3	3,2	18,9	542,4	86,1	0,194	40,0	40,0	808,8	798,9	49,2	16,9	184,1	36	4,922	89,575
2035	17,1	2,7	19,6	559,6	88,9	0,201	35,5	35,5	844,3	834,4	51,7	15,8	199,9	38	4,425	94,000
2036	14,8	2,4	21,1	574,4	91,2	0,206	32,1	32,1	876,4	866,5	53,9	14,9	214,8	40	4,039	98,039
2037	12,8	2,0	23,0	587,1	93,2	0,210	29,0	29,0	905,4	895,5	56,0	14,0	228,8	42	3,636	101,675
2038	11,1	1,8	25,9	598,2	95,0	0,214	26,6	26,6	932,0	922,1	58,4	13,4	242,2	45	2,986	104,661
2039	9,6	1,5	30,4	607,8	96,5	0,218	24,2	24,2	956,1	946,3	60,2	12,5	254,7	46	2,615	107,276
2040	8,3	1,3	38,0	616,1	97,8	0,221	21,9	21,9	978,0	968,1	61,9	11,7	266,4	48	2,277	109,553
2041	7,3	1,2	53,3	623,4	99,0	0,224	20,0	20,0	998,0	988,2	63,7	11,0	277,4	50	1,996	111,549
2042	6,4	1,0	100,0	629,8	100,0	0,226	18,6	18,6	1016,6	1006,7	65,7	10,5	287,9	52	1,757	113,307



Таблица 4.1. 2-Характеристика основного фонда скважин месторождения Сагиз Западный. Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующих	механизированный	всего	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	8	0	0	0,000	0	0	15	15	15	1	1	8,0	11,6	1,1	35,7
2026	2	2	0	0	2	1	0	2,800	0	0	18	18	18	2	2	6,0	9,1	0,9	27,3
2027	2	2	0	1	0	0	1	1,709	0	0	20	20	20	2	2	5,7	9,0	0,8	28,0
2028	0	0	0	3	0	0	3	0,000	0	0	20	20	20	2	2	5,3	9,0	0,9	32,2
2029	0	0	0	5	0	0	5	0,000	0	0	20	20	20	2	2	5,0	8,6	0,8	30,7
2030	0	0	0	4	0	0	4	0,000	0	0	20	20	20	2	2	4,8	8,0	0,8	27,6
2031	0	0	0	3	0	0	3	0,000	0	0	20	20	20	2	2	4,4	7,6	0,9	27,4
2032	0	0	0	4	0	0	4	0,000	0	0	20	20	20	2	2	3,9	6,9	0,9	25,7
2033	0	0	0	1	0	0	1	0,000	0	0	20	20	20	2	2	3,4	6,3	0,8	24,8
2034	0	0	0	1	0	0	1	0,000	0	0	20	20	20	2	2	2,9	5,8	0,7	24,4
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	20	20	20	2	2	2,5	5,1	0,6	22,8
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	20	20	20	2	2	2,1	4,6	0,6	21,5
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	20	20	20	2	2	1,8	4,2	0,5	20,2
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	20	20	20	2	2	1,6	3,8	0,4	19,3
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	20	20	20	2	2	1,4	3,5	0,4	18,1
2040	0	0	0	0	0	0	0	0,000	1	0	19	19	19	2	2	1,3	3,3	0,3	16,8
2041	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	19	19	19	2	2	1,1	3,0	0,3	15,9
2042	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	19	19	19	2	2	1,0	2,8	0,3	15,2



Таблица 4.1. 3-Проектные технологические показатели разработки I-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-I+II). Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	22,0	7,1	12,2	148,7	48,3	0,125	34,1	34,1	204,2	194,3	35,5	6,2	10,4	14	3,042	21,478
2026	21,2	6,9	13,4	170,0	55,2	0,143	34,8	34,8	239,0	229,1	38,9	7,1	17,5	16	2,927	24,405
2027	22,9	7,4	16,6	192,9	62,7	0,162	40,1	40,1	279,1	269,2	43,0	9,7	27,2	19	3,064	27,469
2028	22,2	7,2	19,3	215,1	69,9	0,180	41,1	41,1	320,2	310,3	46,1	11,2	38,4	22	3,057	30,526
2029	17,6	5,7	19,0	232,7	75,6	0,195	34,5	34,5	354,7	344,8	49,0	10,7	49,1	25	2,339	32,865
2030	11,8	3,8	15,7	244,5	79,4	0,205	24,2	24,2	378,9	369,1	51,2	9,6	58,6	33	1,461	34,327
2031	8,9	2,9	14,0	253,4	82,3	0,213	19,2	19,2	398,2	388,3	53,8	9,5	68,2	41	1,066	35,392
2032	8,0	2,6	14,8	261,4	84,9	0,219	18,5	18,5	416,6	406,8	56,4	8,9	77,1	41	0,978	36,370
2033	7,6	2,5	16,5	269,1	87,4	0,226	18,5	18,5	435,2	425,3	58,8	8,6	85,7	40	1,207	37,577
2034	7,5	2,4	19,2	276,5	89,8	0,232	19,0	19,0	454,1	444,2	60,7	8,5	94,2	39	1,570	39,147
2035	6,4	2,1	20,5	282,9	91,9	0,237	17,5	17,5	471,6	461,7	63,3	7,9	102,1	40	1,396	40,543
2036	5,5	1,8	21,9	288,4	93,7	0,242	15,6	15,6	487,1	477,2	64,9	7,5	109,5	43	1,209	41,753
2037	4,6	1,5	23,8	293,0	95,2	0,246	13,8	13,8	500,9	491,0	66,4	7,0	116,5	46	1,039	42,792
2038	3,9	1,3	26,6	296,9	96,5	0,249	12,4	12,4	513,3	503,4	68,3	6,7	123,2	49	0,897	43,689
2039	3,4	1,1	30,9	300,3	97,6	0,252	11,1	11,1	524,3	514,5	69,5	6,3	129,5	52	0,775	44,464
2040	2,9	0,9	38,5	303,2	98,5	0,254	10,0	10,0	534,4	524,5	71,1	5,8	135,3	54	0,673	45,136
2041	2,5	0,8	53,7	305,7	99,3	0,256	9,0	9,0	543,3	533,4	72,3	5,5	140,8	58	0,581	45,718
2042	2,1	0,7	100,0	307,8	100,0	0,258	8,2	8,2	551,6	541,7	74,0	5,3	146,1	61	0,504	46,222



Таблица 4.1. 4-Характеристика основного фонда скважин I-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-I+II). Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующих	механизированный	всего	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	5	0	0	0,000	0	0	10	10	10	0	0	8,6	13,3	1,187	36,0
2026	1	1	0	0	0	1	0	1,400	0	0	10	10	10	1	1	6,3	10,4	0,873	40,8
2027	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	10	10	10	1	1	6,6	11,6	0,884	28,0
2028	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	9	9	9	1	1	6,7	12,5	0,926	32,2
2029	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	8	8	8	1	1	6,0	11,7	0,794	30,7
2030	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	6	6	6	1	1	4,9	10,0	0,603	27,6
2031	0	0	0	1	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	1	1	3,9	8,5	0,473	27,4
2032	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	1	1	3,3	7,6	0,402	25,7
2033	0	0	0	1	0	0	0	0,000	0	0	8	8	8	1	1	2,9	7,1	0,464	24,8
2034	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	8	8	8	1	1	2,7	6,8	0,566	24,4
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	8	8	8	1	1	2,3	6,3	0,503	22,8
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	8	8	8	1	1	2,0	5,6	0,435	21,5
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	8	8	8	1	1	1,7	5,0	0,375	20,2
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	8	8	8	1	1	1,4	4,5	0,323	19,3
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	8	8	8	1	1	1,2	4,0	0,279	18,1
2040	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	8	8	8	1	1	1,0	3,6	0,242	16,8
2041	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	8	8	8	1	1	0,9	3,2	0,210	15,9
2042	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	8	8	8	1	1	0,8	3,0	0,182	15,2



Таблица 4.1. 5-Проектные технологические показатели разработки II-го эксплуатационного объекта (горизонт Т-III). Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	0,0	0,0	0,0	13,9	13,8	0,033	0,0	0,0	16,6	16,6	0,0	0,0	0,0	0	0,000	2,977
2026	0,0	0,0	0,0	13,9	13,8	0,033	0,0	0,0	16,6	16,6	0,0	0,0	0,0	0	0,000	2,977
2027	0,0	0,0	0,0	13,9	13,8	0,033	0,0	0,0	16,6	16,6	0,0	0,0	0,0	0	0,000	2,977
2028	0,0	0,0	0,0	13,9	13,8	0,033	0,0	0,0	16,6	16,6	0,0	0,0	0,0	0	0,000	2,977
2029	2,6	2,6	3,0	16,5	16,4	0,039	2,7	2,7	19,3	19,3	3,0	0,0	0,0	0	0,357	3,334
2030	7,7	7,6	9,1	24,2	23,9	0,057	8,6	8,6	27,9	27,9	11,0	0,0	0,0	0	1,450	4,784
2031	9,6	9,6	12,6	33,8	33,5	0,080	11,8	11,8	39,7	39,7	18,0	0,0	0,0	0	2,777	7,561
2032	11,6	11,5	17,3	45,4	45,0	0,107	15,1	15,1	54,7	54,7	22,8	0,0	0,0	0	3,562	11,122
2033	11,0	10,9	19,9	56,5	55,9	0,133	15,1	15,1	69,8	69,8	26,7	0,0	0,0	0	3,083	14,205
2034	8,4	8,4	19,0	64,9	64,3	0,153	12,3	12,3	82,1	82,1	31,6	0,0	0,0	0	2,342	16,547
2035	7,1	7,1	19,8	72,0	71,4	0,170	11,2	11,2	93,3	93,3	36,1	0,0	0,0	0	2,149	18,697
2036	6,2	6,1	21,3	78,2	77,5	0,184	10,2	10,2	103,4	103,4	39,4	0,0	0,0	0	2,000	20,696
2037	5,3	5,2	23,2	83,5	82,7	0,196	9,2	9,2	112,7	112,7	42,7	0,0	0,0	0	1,845	22,541
2038	4,6	4,5	26,1	88,1	87,2	0,207	8,5	8,5	121,2	121,2	46,3	0,0	0,0	0	1,406	23,947
2039	3,9	3,9	30,6	92,0	91,1	0,216	7,7	7,7	128,9	128,9	49,0	0,0	0,0	0	1,216	25,163
2040	3,4	3,4	38,3	95,4	94,5	0,225	7,1	7,1	136,1	136,1	51,9	0,0	0,0	0	1,056	26,219
2041	3,0	2,9	53,6	98,4	97,5	0,232	6,6	6,6	142,6	142,6	55,0	0,0	0,0	0	0,913	27,131
2042	2,6	2,5	100,0	101,0	100,0	0,238	6,0	6,0	148,6	148,6	57,3	0,0	0,0	0	0,791	27,923



Таблица 4.1. 6-Характеристика основного фонда скважин II-го эксплуатационного объекта (горизонт Т-III). Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующих	механизированный	всего	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	3	0	0	0	0,000	0	0	3	3	3	0	0	5,0	5,2	0,680	0,0
2030	0	0	0	2	0	0	0	0,000	0	0	5	5	5	0	0	5,5	6,2	1,044	0,0
2031	0	0	0	1	0	0	0	0,000	0	0	6	6	6	0	0	5,1	6,2	1,455	0,0
2032	0	0	0	3	0	0	1	0,000	0	0	8	8	8	0	0	4,8	6,2	1,462	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	7	7	7	0	0	4,2	5,8	1,186	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	0	0	3,5	5,1	0,965	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	0	0	2,9	4,6	0,885	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	0	0	2,5	4,2	0,822	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	0	0	2,2	3,8	0,760	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	0	0	1,9	3,5	0,579	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	0	0	1,6	3,2	0,501	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	0	0	1,4	2,9	0,434	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	0	0	1,2	2,7	0,376	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	0	0	1,1	2,5	0,326	0,0



Таблица 4.1. 7-Проектные технологические показатели разработки III-го эксплуатационного объекта (горизонт Т-IV). Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	10,1	6,2	11,5	84,0	52,0	0,110	12,3	12,3	95,6	95,6	17,8	6,2	6,2	35	1,352	11,127
2026	9,2	5,7	11,9	93,2	57,7	0,122	11,9	11,9	107,5	107,5	22,2	7,1	13,3	42	1,319	12,446
2027	10,7	6,6	15,7	103,9	64,3	0,135	15,1	15,1	122,6	122,6	29,2	9,7	23,0	47	1,968	14,414
2028	11,0	6,8	19,0	114,9	71,1	0,150	16,4	16,4	139,0	139,0	33,3	11,2	34,2	51	2,222	16,636
2029	10,3	6,4	22,0	125,1	77,5	0,163	16,3	16,3	155,3	155,3	37,2	10,7	44,9	50	2,305	18,941
2030	10,4	6,4	28,5	135,5	83,9	0,177	17,6	17,6	172,9	172,9	41,0	9,6	54,4	42	2,157	21,098
2031	9,7	6,0	37,2	145,2	89,9	0,189	17,6	17,6	190,4	190,4	44,9	9,5	63,9	43	1,622	22,720
2032	5,3	3,3	32,4	150,5	93,2	0,196	10,4	10,4	200,8	200,8	48,9	8,9	72,9	70	0,898	23,618
2033	3,0	1,8	27,0	153,5	95,0	0,200	6,1	6,1	206,9	206,9	51,0	8,6	81,5	116	0,576	24,194
2034	2,0	1,2	24,5	155,4	96,2	0,203	4,3	4,3	211,2	211,2	54,1	8,5	89,9	165	0,436	24,630
2035	1,0	0,6	16,6	156,4	96,9	0,204	2,3	2,3	213,5	213,5	55,9	7,9	97,8	293	0,302	24,932
2036	0,9	0,6	18,3	157,4	97,4	0,205	2,2	2,2	215,7	215,7	58,1	7,5	105,3	290	0,278	25,210
2037	0,8	0,5	20,4	158,2	98,0	0,206	2,2	2,2	217,9	217,9	60,5	7,0	112,3	283	0,255	25,465
2038	0,8	0,5	23,6	159,0	98,4	0,207	2,1	2,1	220,0	220,0	63,0	6,7	119,0	282	0,234	25,699
2039	0,7	0,4	28,3	159,7	98,9	0,208	2,0	2,0	222,0	222,0	64,8	6,3	125,3	276	0,214	25,913
2040	0,7	0,4	36,3	160,4	99,3	0,209	2,0	2,0	224,0	224,0	66,9	5,8	131,1	267	0,197	26,110
2041	0,6	0,4	52,2	161,0	99,7	0,210	1,9	1,9	225,9	225,9	68,3	5,5	136,6	265	0,180	26,290
2042	0,6	0,3	100,0	161,5	100,0	0,211	1,9	1,9	227,7	227,7	70,4	5,3	141,9	262	0,165	26,456



Таблица 4.1. 8-Характеристика основного фонда скважин III-го эксплуатационного объекта (горизонт Т-IV). Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	3	0	0	0,000	0	0	4	4	4	1	1	8,9	10,8	1,194	35,4
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	4	4	4	1	1	6,7	8,6	0,951	20,6
2027	2	2	0	0	0	0	1	1,709	0	0	5	5	5	1	1	6,5	9,2	1,194	28,0
2028	0	0	0	1	0	0	0	0,000	0	0	6	6	6	1	1	5,7	8,6	1,161	32,2
2029	0	0	0	1	0	0	2	0,000	0	0	5	5	5	1	1	5,4	8,6	1,206	30,7
2030	0	0	0	2	0	0	1	0,000	0	0	6	6	6	1	1	5,4	9,2	1,130	27,6
2031	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	4	4	4	1	1	5,6	10,1	0,937	27,4
2032	0	0	0	1	0	0	3	0,000	0	0	2	2	2	1	1	5,1	9,9	0,859	25,7
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	1	1	4,3	8,8	0,830	24,8
2034	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	1	1	3,8	8,3	0,836	24,4
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	1	1	2,9	6,6	0,872	22,8
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	1	1	2,7	6,4	0,800	21,5
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	1	1	2,4	6,2	0,734	20,2
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	1	1	2,2	6,1	0,673	19,3
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	1	1	2,1	5,9	0,618	18,1
2040	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	1	1	1,9	5,7	0,567	16,8
2041	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	1	1	1,7	5,5	0,520	15,9
2042	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	1	1	1,6	5,4	0,477	15,2



Таблица 4.1. 9-Проектные технологические показатели разработки IV-го эксплуатационного объекта (горизонт Т-V). Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	0,3	0,8	1,1	13,4	30,6	0,046	0,4	0,4	15,2	15,2	12,0	0,0	0,0	0	0,049	2,175
2026	2,0	4,6	6,7	15,4	35,2	0,053	2,4	2,4	17,6	17,6	15,9	0,0	0,0	0	0,303	2,478
2027	1,6	3,7	5,7	17,0	38,9	0,058	2,0	2,0	19,6	19,6	19,3	0,0	0,0	0	0,249	2,728
2028	2,8	6,3	10,3	19,8	45,2	0,068	3,6	3,6	23,2	23,2	23,6	0,0	0,0	0	0,441	3,169
2029	3,3	7,5	13,7	23,0	52,7	0,079	4,6	4,6	27,8	27,8	28,2	0,0	0,0	0	0,572	3,741
2030	2,3	5,3	11,3	25,4	58,0	0,087	3,5	3,5	31,2	31,2	33,0	0,0	0,0	0	0,420	4,161
2031	2,2	4,9	11,7	27,5	63,0	0,094	3,4	3,4	34,6	34,6	36,3	0,0	0,0	0	0,431	4,593
2032	2,2	4,9	13,3	29,7	67,9	0,102	3,5	3,5	38,1	38,1	38,5	0,0	0,0	0	0,474	5,067
2033	2,0	4,5	14,1	31,7	72,4	0,108	3,4	3,4	41,5	41,5	41,1	0,0	0,0	0	0,474	5,541
2034	1,8	4,2	15,0	33,5	76,5	0,115	3,2	3,2	44,7	44,7	43,4	0,0	0,0	0	0,472	6,013
2035	1,7	3,8	16,3	35,1	80,4	0,120	3,1	3,1	47,8	47,8	45,8	0,0	0,0	0	0,468	6,481
2036	1,5	3,5	18,0	36,7	83,9	0,126	2,9	2,9	50,7	50,7	47,6	0,0	0,0	0	0,463	6,944
2037	1,4	3,2	20,2	38,1	87,1	0,130	2,8	2,8	53,5	53,5	49,1	0,0	0,0	0	0,426	7,370
2038	1,3	3,0	23,3	39,4	90,1	0,135	2,7	2,7	56,2	56,2	51,1	0,0	0,0	0	0,393	7,762
2039	1,2	2,8	28,0	40,6	92,9	0,139	2,6	2,6	58,8	58,8	53,1	0,0	0,0	0	0,362	8,124
2040	1,1	2,6	36,0	41,7	95,5	0,143	2,5	2,5	61,2	61,2	54,8	0,0	0,0	0	0,336	8,460
2041	1,0	2,4	51,9	42,8	97,8	0,146	2,4	2,4	63,6	63,6	56,1	0,0	0,0	0	0,309	8,769
2042	1,0	2,2	100,0	43,7	100,0	0,150	2,3	2,3	65,9	65,9	58,1	0,0	0,0	0	0,286	9,056



Таблица 4.1. 10-Характеристика основного фонда скважин IV-го эксплуатационного объекта (горизонт Т-V). Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующих	механизированный	всего	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,0	1,1	0,142	0,0
2026	0	0	0	0	1	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,9	4,6	0,582	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,3	2,9	0,360	0,0
2028	0	0	0	2	0	0	0	0,000	0	0	4	4	4	0	0	2,6	3,4	0,422	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,2	4,4	0,552	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,4	5,0	0,606	0,0
2031	0	0	0	1	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,1	4,9	0,622	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,1	5,0	0,682	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,8	4,8	0,683	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,6	4,6	0,681	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,4	4,4	0,675	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,2	4,2	0,666	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,0	4,0	0,614	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,9	3,9	0,566	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,7	3,7	0,522	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,6	3,6	0,483	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,5	3,4	0,446	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,4	3,3	0,413	0,0



Таблица 4.1. 11-Проектные технологические показатели разработки V-го эксплуатационного объекта (горизонт T-VI). Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	0,0	0,0	0,0	3,2	28,4	0,052	0,0	0,0	3,6	3,6	0,0	0,0	0,0	0	0,000	1,124
2026	0,5	4,6	6,4	3,7	33,0	0,060	0,5	0,5	4,1	4,1	2,5	0,0	0,0	0	0,148	1,272
2027	2,6	23,0	34,3	6,2	56,0	0,102	3,0	3,0	7,2	7,2	15,2	0,0	0,0	0	0,377	1,649
2028	2,0	18,4	41,7	8,3	74,4	0,136	2,8	2,8	10,0	10,0	26,5	0,0	0,0	0	0,413	2,062
2029	0,6	5,3	20,6	8,9	79,6	0,146	1,0	1,0	10,9	10,9	38,3	0,0	0,0	0	0,206	2,268
2030	0,5	4,3	21,1	9,4	83,9	0,153	0,9	0,9	11,8	11,8	48,0	0,0	0,0	0	0,168	2,436
2031	0,4	3,5	21,9	9,8	87,4	0,160	0,9	0,9	12,7	12,7	55,4	0,0	0,0	0	0,137	2,573
2032	0,3	2,9	22,9	10,1	90,3	0,165	0,8	0,8	13,5	13,5	61,2	0,0	0,0	0	0,112	2,686
2033	0,3	2,3	24,2	10,3	92,7	0,169	0,8	0,8	14,3	14,3	66,5	0,0	0,0	0	0,091	2,777
2034	0,2	1,9	26,1	10,5	94,6	0,173	0,7	0,7	15,0	15,0	70,0	0,0	0,0	0	0,075	2,852
2035	0,2	1,6	28,8	10,7	96,1	0,176	0,6	0,6	15,7	15,7	72,9	0,0	0,0	0	0,061	2,913
2036	0,1	1,3	33,1	10,9	97,4	0,178	0,6	0,6	16,3	16,3	75,5	0,0	0,0	0	0,050	2,962
2037	0,1	1,0	40,3	11,0	98,5	0,180	0,5	0,5	16,8	16,8	77,2	0,0	0,0	0	0,041	3,003
2038	0,1	0,8	55,0	11,1	99,3	0,182	0,5	0,5	17,2	17,2	79,2	0,0	0,0	0	0,033	3,036
2039	0,1	0,7	100,0	11,2	100,0	0,183	0,4	0,4	17,6	17,6	80,9	0,0	0,0	0	0,027	3,063



Таблица 4.1. 12-Характеристика основного фонда скважин V-го эксплуатационного объекта (горизонт Т-VI). Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2026	1	1	0	0	1	0	0	1,400	0	0	2	2	2	0	0	2,5	2,6	0,720	0,0
2027	0	0	0	1	0	0	0	0,000	0	0	3	3	3	0	0	3,0	3,5	0,434	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,4	3,2	0,476	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,7	2,7	0,593	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,4	2,7	0,484	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,1	2,5	0,396	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,9	2,4	0,323	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,8	2,2	0,264	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,6	2,1	0,215	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,5	1,9	0,176	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,4	1,7	0,144	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,3	1,5	0,117	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,3	1,3	0,096	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,2	1,2	0,078	0,0



Таблица 4.1. 13-Проектные технологические показатели разработки VI-го эксплуатационного объекта (горизонт Т-VII). Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	0,0	0,0	0,0	0,2	3,9	0,003	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,296
2026	0,0	0,0	0,0	0,2	3,9	0,003	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,296
2027	0,0	0,0	0,0	0,2	3,9	0,003	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,296
2028	0,0	0,0	0,0	0,2	3,9	0,003	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,296
2029	0,5	11,0	11,5	0,7	15,0	0,013	0,5	0,5	0,7	0,7	3,2	0,0	0,0	0	0,033	0,329
2030	0,4	9,8	11,5	1,1	24,7	0,022	0,5	0,5	1,2	1,2	5,6	0,0	0,0	0	0,030	0,359
2031	0,0	0,0	0,0	1,1	24,7	0,022	0,0	0,0	1,2	1,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,359
2032	0,0	0,0	0,0	1,1	24,7	0,022	0,0	0,0	1,2	1,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,359
2033	0,0	0,0	0,0	1,1	24,7	0,022	0,0	0,0	1,2	1,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,359
2034	0,4	8,9	11,9	1,5	33,7	0,030	0,5	0,5	1,7	1,7	9,9	0,0	0,0	0	0,027	0,386
2035	0,7	15,9	24,0	2,3	49,6	0,044	0,8	0,8	2,5	2,5	11,4	0,0	0,0	0	0,048	0,434
2036	0,6	12,8	25,4	2,9	62,4	0,055	0,7	0,7	3,2	3,2	12,6	0,0	0,0	0	0,039	0,473
2037	0,5	10,2	27,1	3,3	72,6	0,064	0,5	0,5	3,7	3,7	13,4	0,0	0,0	0	0,031	0,504
2038	0,4	8,2	29,7	3,7	80,7	0,071	0,4	0,4	4,1	4,1	14,4	0,0	0,0	0	0,025	0,529
2039	0,3	6,5	33,9	4,0	87,3	0,077	0,4	0,4	4,5	4,5	15,2	0,0	0,0	0	0,020	0,548
2040	0,2	5,2	41,1	4,2	92,5	0,082	0,3	0,3	4,8	4,8	15,8	0,0	0,0	0	0,016	0,564
2041	0,2	4,2	55,6	4,4	96,7	0,085	0,2	0,2	5,0	5,0	16,4	0,0	0,0	0	0,013	0,577
2042	0,2	3,3	100,0	4,6	100,0	0,088	0,2	0,2	5,2	5,2	16,8	0,0	0,0	0	0,010	0,587



Таблица 4.1. 14-Характеристика основного фонда скважин VI-го эксплуатационного объекта (горизонт Т-VII). Рекомендуемый вариант разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	1	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,9	3,0	0,2	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	0	0	0	0	0	2,6	2,8	0,2	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2034	0	0	0	1	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,3	2,6	0,2	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,1	2,4	0,1	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,7	1,9	0,1	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,3	1,6	0,1	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,1	1,3	0,1	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,9	1,0	0,1	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,7	0,8	0,0	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,6	0,7	0,0	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,4	0,5	0,0	0,0



4.2. Экономические показатели вариантов разработки

Общие положения

Технико-экономическая оценка проекта проводилась на основании основных правил экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов «Единые правила...» (4) и соответствует требованиям международной практики оценки экономической эффективности инвестиционных проектов.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемая в виде соотношения между доходами и расходами предприятия. В настоящей работе были использованы следующие основные принципы и подходы оценки экономической эффективности проекта, применяемые в общепринятой мировой практике:

- *моделирование потоков объемов продукции, ресурсов и денежных средств;*
- *определение экономического эффекта путем сопоставления предстоящих доходов и расходов предприятия;*
- *расчет показателей экономической и бюджетной эффективности по проекту;*
- *приведение предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соизмеримости по экономической ценности к начальному периоду.*

Целью настоящей работы является оценка экономической эффективности трех вариантов разработки месторождения Сагиз Западный, описание по которым представлены в предыдущих главах.

Дальнейший анализ рассматриваемых выше вариантов разработки показал, что наилучшими технико-экономическими показателями характеризуется вариант разработки 2, который будет рассматриваться в последующих разделах настоящей главы.

Первым годом реализации проекта по всем вариантам принят 2025г. Экономические расчеты проводились по каждому варианту на весь срок разработки месторождения и на рентабельный период, то есть период безубыточной добычи до момента, начиная с которого чистый не дисконтированный доход принимает только отрицательные значения, ввиду чего срок реализации проекта по вариантам является различным.

Инфляция для расчета стоимости капитальных вложений, и эксплуатационных затрат, цен на нефть и транспорт нефти принята в размере 2 % в год. За срок начала инфляции принят 2025 г.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены как в текущих, с учетом инфляции, ценах, так и в расчетных, без учета инфляции ценах. Цены с учетом дефляции, то есть без учета инфляции выступают, в данном случае, как неизменные цены.



Дисконтирование проводилось исходя из теории временной стоимости денег, то есть для получения суммы потока платежей, приведенной к настоящему моменту времени. Для определения дисконтированных потоков приняты ставки 7,5 %, 10,0 % и 15,0 %.

Масштабы цен, приведенные в расчетах, позволяют сопоставить полученные результаты экономической оценки. Для снижения масштабов цен все стоимостные показатели переведены из национальной валюты тенге в доллары США. При проведении оценки принят курс \$. Предполагается, что на весь период расчета обменный курс национального банка РК будет неизменным и составит 1\$ США= 510 тенге.

Реализация продукции – в соответствии с действующими условиями реализации продукции принята: 64 % товарной нефти будет реализовано на внешний рынок и 36 % соответственно на внутренний рынок.

Проектируемая цена на нефть установлена:

- 499 \$/тонну при реализации на экспорт (НДС =0 %);
- 189,7 \$/тонну при реализации на местный рынок (НДС=12 %).

Источниками финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будут собственные денежные средства, имеющиеся у предприятия, а также реинвестиция амортизационных отчислений и чистой прибыли. При недостатке средств от проекта будет необходим заем денежных средств.

Доходы по проекту

Источниками доходов настоящего проекта будут поступления от реализации, добываемой на месторождении нефти.

Расчет получаемого дохода для рекомендуемого варианта за прибыльный период в ценах без учета и с учетом инфляции приведены в таблице 4.2.1. Таблицы по остальным вариантам, приведены в табличных приложениях 4.2.1-4.2.2.



Таблица 4.2. 1-Расчет дохода от реализации продукции по рекомендуемому варианту 2

Годы	Расчет дохода от продажи нефти						Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	
	Объем продажи нефти			Цена реализации нефти		Выручка от реализации нефти		
	Всего объем реализации нефти	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок без НДС			
							тыс.тонн	тыс.тонн
2025	32,3	19,4	12,9	499,0	189,7	12 132,2	12 132,2	12 374,8
2026	32,9	19,8	13,2	499,0	189,7	12 361,6	12 361,6	12 856,0
2027	37,6	22,6	15,1	499,0	189,7	14 124,3	14 124,3	14 971,7
2028	37,8	22,7	15,1	499,0	189,7	14 198,5	14 198,5	15 334,4
2029	34,8	20,9	13,9	499,0	189,7	13 046,5	13 046,5	14 351,2
2030	33,0	19,8	13,2	499,0	189,7	12 389,3	12 389,3	13 876,0
2031	30,7	18,4	12,3	499,0	189,7	11 511,1	11 511,1	13 122,7
2032	27,4	16,4	10,9	499,0	189,7	10 268,8	10 268,8	11 911,9
2033	23,8	14,3	9,5	499,0	189,7	8 943,4	8 943,4	10 553,2
2034	20,3	12,2	8,1	499,0	189,7	7 600,7	7 600,7	9 120,8
2035	17,1	10,3	6,8	499,0	189,7	6 412,0	6 412,0	7 822,6
2036	14,8	8,9	5,9	499,0	189,7	5 541,1	5 541,1	6 871,0
2037	12,7	7,6	5,1	499,0	189,7	4 776,1	4 776,1	6 017,9
2038	11,0	6,6	4,4	499,0	189,7	4 139,7	4 139,7	5 298,8
2039	9,6	5,8	3,8	499,0	189,7	3 598,6	3 598,6	4 678,2
2040	8,3	5,0	3,3	499,0	189,7	3 121,2	3 121,2	4 120,0
2041	7,2	4,3	2,9	499,0	189,7	2 720,2	2 720,2	3 645,1
2042	6,3	3,8	2,5	499,0	189,7	2 382,3	2 382,3	3 239,9
2025-2042	397,8	238,7	159,1			149 267,7	149 267,7	170 166,3
2025-2060	439,1	263,5	175,7			164 792,4	164 792,4	193 228,5

Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Капитальные вложения

Распределение капитальных вложений по годам осуществлялось в соответствии с графиком строительства объектов, включающим время проектирования, сроки строительства и ввода в эксплуатацию.

Результаты расчетов капитальных вложений и полная стоимость строительства объектов обустройства в период реализации проекта по рекомендуемому варианту приведен в таблице 4.2.2.

Перечень капитальных вложений по остальным вариантам представлена в табличных приложениях 4.2.3.



Таблица 4.2. 2-Расчет капитальных вложений по рекомендуемому варианту 2

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы с НДС	Всего стоимость, тыс. \$	Распределение капитальных вложений по годам строительства											
				тыс. \$		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2040	2042
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН - подземное строительство																
1	Зарезка бокового ствола	скв.	1	560,8	560,8			560,8									
2	Бурение нефтяной наклонно-напрвленной скважины	скв.	1	1121,5	1121,5			1121,5									
3	Бурение добывающей нефтяной вертикальной скважины	скв.	2	801,1	1602,2		1602,2										
4	Перевод из добывающего в нагнетательный фонд	скв.	1	33,5	33,5		33,5										
5	Перевод скважин на другой горизонт	скв.	22	24,3	535,3			24,3	73,0	121,7	97,3	73,0	97,3	24,3	24,3		
6	Перевод из других категории	скв.	10	11,2	112,0	89,6	22,4										
7	Выбытие добывающих нефтяных скважин	скв.	3	11,9	35,7											11,9	
8	Выбытие нагнетательных скважин	скв.	1	11,9	11,9											0,0	
	Итого на строительство скважин:				4012,9	89,6	1658,1	1706,6	73,0	121,7	97,3	73,0	97,3	24,3	24,3	11,9	
	Итого на строительство скважин в ценах с учетом инфляции:				4270,5	91,4	1724,5	1809,0	78,8	133,8	109,0	83,2	112,9	28,7	29,2	15,7	
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО - обустройство промысла																
1	Обустройство скважин	скв.	4	7,3	29,2		14,6	14,6									
2	Выкидные линии Ø89*6	км	2,5	28,7	72,9		36,4	36,4									
3	Линии электропередач (ЛЭП)	км	2,1	14,2	29,7		14,9	14,9									
	Итого на обустройство промысла:				131,8		65,9	65,9									
	Итого на обустройство промысла в ценах с учетом инфляции:				138,4		68,6	69,9									
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (с НДС):				4144,7	89,6	1724,0	1772,6	73,0	121,7	97,3	73,0	97,3	24,3	24,3	11,9	
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (без НДС):				3700,6	80,0	1539,3	1582,6	65,2	108,6	86,9	65,2	86,9	21,7	21,7	10,6	



Эксплуатационные затраты

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти и газа и, полученными при анализе исходных экономических показателей, предоставленных недропользователем, и разработанными Нормативами эксплуатационных затрат.

Эксплуатационные затраты, необходимые для реализации проекта состоят из:

- *прямых производственных затрат, связанных с процессом добычи природного газа и ее подготовки, относящихся на себестоимость продукции;*
- *косвенных затрат, которые не могут напрямую включаться в производственный процесс и относятся к расходам периода.*

Расходы, относимые на себестоимость продукции включают:

- *затраты на водоснабжение и химреагенты (расходы на химические реагенты, деэмульгаторы, другие ускорители реакций, затраты других материалов необходимые при добыче, транспортировке и подготовке нефти, а также затраты воды питьевой и технической необходимой в соответствии с технологией производства, воды на питьевые и хозяйственно-бытовые нужды работников, находящихся на промысле.);*
- *затраты на электроэнергию;*
- *оплату труда промышленно-производственного персонала;*
- *амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции;*
- *экологические расходы;*
- *арендные затраты (аренда помещений и основных производственных фондов);*
- *транспортировка нефти;*
- *Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП (расходы на медицинское обслуживание, обеспечение работников спецодеждой и средствами индивидуальной защиты, на охрану труда, проживание работников на промысле, проезд работников на вахту и обратно, питание работников на промысле, связь на промысле.*
- *затраты производственного характера (ГСМ и дизельное топливо);*
- *услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями (услуги по ТБ, ОТ и охране окружающей среды; услуги обеспечения пожарной безопасности; услуги геологического характера; сервисное обслуживание объектов; услуги связи, банков, юридических и аудиторских фирм);*



- *прочие затраты (канцелярские услуги и расходы, объявления в газете, подписка; прочие накладные расходы; обслуживание объектов жилищной и коммунальной сферы; транспортировка грузов до промысла);*

- *налоги, отчисления и сборы в бюджет, входящие в себестоимость продукции.*

Вторая часть затрат – **Расходы периода**, которые включают в себя:

- *расходы на персонал (услуги связи; хозяйственные расходы);*
- *затраты на оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);*

- *услуги, выполненные сторонними организациями (банковские расходы; курьерские услуги; услуги распечатки; услуги нотариуса; замена заправка и другое картриджа и тонера; объявления в средства массовой информации (СМИ); информационные услуги; консультационные, включая аудиторские услуги; охрана объектов; изготовление штампов, печатей, табличек, бланки; подписка; перевод документов; обслуживание программ);*

- *арендные затраты (аренда транспорта, жилья сотрудникам)*

- *общедминистративные расходы (расходы на наем жилого помещения; расходы на проезд; суточные в пределах РК; представительские)*

- *прочие затраты (канцелярские расходы; продукты питания для офиса; горюче-смазочные материалы (ГСМ), запчасти, мойка и прочее содержание автомобилей; транспортировка персонала; другие);*

- *затраты по реализации нефти;*

- *налоги и другие обязательные платежи в бюджет общепроизводственного характера, за исключением тех налогов и платежей, которые платятся из прибыли;*

- *создание резервного фонда, связанного с будущими расходами по ликвидации месторождения;*

- *затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов;*

- *отчисления в ликвидационный фонд – резервный фонд для ликвидации последствий разработки месторождения.*

Общие эксплуатационные затраты по проекту приведены в таблицах 4.2.3-4.2.5.

По остальным вариантам в табличных приложениях 4.2.4-4.2.8.

Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия приведен в таблице 4.2.6. По остальным вариантам в табличных приложениях 4.2.9-4.2.10.



Таблица 4.2. 3-Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому варианту 2

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции											Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	
	Расходы материалов	ГСМ и дизельное топливо	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	Транспортировка технической воды	Фонд оплаты труда ППП	Амортизация по бухгалтерскому учету, включаемая в себестоимость УВ	Внутрипромысловый транспорт нефти	Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	Затраты, зависящие от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в себестоимость	Прочие расходы	без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2025	89,5	111,3	97,3	67,1	235,2	256,2	44,7	52,3	302,4	3 318,4	77,4	4 651,8	4 744,8
2026	91,2	118,0	103,1	68,9	294,0	380,6	45,6	65,4	378,0	3 423,2	84,2	5 052,0	5 254,1
2027	104,2	143,3	125,3	79,6	323,4	589,1	52,1	71,9	415,8	3 924,5	98,7	5 927,9	6 283,6
2028	104,7	152,2	133,0	81,0	323,4	604,4	52,4	71,9	415,8	3 956,6	99,5	5 994,9	6 474,5
2029	96,2	141,8	124,0	74,6	323,4	569,6	48,1	71,9	415,8	3 657,6	93,3	5 616,3	6 178,0
2030	91,4	131,6	115,0	70,5	323,4	553,3	45,7	71,9	415,8	3 488,3	89,8	5 396,7	6 044,3
2031	84,9	125,7	109,9	65,9	323,4	531,8	42,4	71,9	415,8	3 286,5	85,6	5 143,8	5 863,9
2032	75,7	114,7	100,2	59,1	323,4	494,1	37,9	71,9	415,8	2 984,8	79,3	4 756,9	5 518,1
2033	66,0	104,3	91,1	52,0	323,4	435,6	33,0	71,9	415,8	2 642,3	71,8	4 307,1	5 082,4
2034	56,1	95,1	83,1	44,9	323,4	377,1	28,0	71,9	415,8	2 302,6	64,3	3 862,5	4 635,0
2035	47,3	84,4	73,8	38,3	323,4	321,8	23,6	71,9	415,8	2 002,0	57,7	3 460,0	4 221,2
2036	40,9	76,5	66,8	33,5	323,4	280,9	20,4	71,9	415,8	1 783,0	52,9	3 166,0	3 925,9
2037	35,2	69,0	60,3	29,2	323,4	244,2	17,6	71,9	415,8	1 589,1	48,6	2 904,3	3 659,4
2038	30,5	63,3	55,3	25,7	323,4	209,4	15,3	71,9	415,8	1 406,0	44,5	2 661,2	3 406,4
2039	26,5	57,5	50,3	22,7	323,4	182,3	13,3	71,9	415,8	1 262,8	41,3	2 467,7	3 208,1
2040	23,0	52,1	45,5	19,9	308,7	159,6	11,5	68,7	396,9	1 124,0	37,7	2 247,5	2 966,8
2041	20,1	47,6	41,6	17,6	308,7	139,3	10,0	68,7	396,9	1 017,4	35,3	2 103,3	2 818,4
2042	17,6	44,2	38,6	15,7	308,7	122,1	8,8	68,7	396,9	928,0	33,3	1 982,6	2 696,3
2025-2042	1 100,8	1 732,5	1 514,1	866,2	5 659,5	6 451,4	550,4	1 259,0	7 276,5	44 097,2	1 195,1	71 702,7	82 981,0
2025-2060	1 215,3	2 169,1	1 895,7	985,3	10 731,0	7 282,3	607,6	2 387,1	13 797,0	53 121,4	1 604,6	95 796,4	119 847,1



Таблица 4.2. 4-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по рекомендуемому варианту 2

Годы	Расходы периода									Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в расходы периода	Итого расходы периода	
	Общедминистративные расходы	Расходы условно-постоянные, зависимые от численности АУП	Фонд оплаты труда АУП	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	Расходы по реализации УВ	Отчисления на социальные программы	НИОКР	Затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов	Отчисления в ликвидационный фонд		без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2025	48,6	21,6	54,9	17,2	821,4	37,1	10,8	10,8	23,3	22,0	1 067,7	1 089,0
2026	61,2	28,8	73,2	17,5	836,9	12,2	10,8	20,8	23,8	25,3	1 100,4	1 144,5
2027	66,6	28,8	73,2	20,0	956,3	28,3	26,8	23,8	27,2	25,9	1 279,8	1 356,6
2028	66,6	28,8	73,2	20,1	961,3	30,9	14,1	23,9	27,3	25,9	1 262,4	1 363,4
2029	66,6	28,8	73,2	18,5	883,3	15,7	14,3	22,0	25,1	25,6	1 165,4	1 281,9
2030	66,6	28,8	73,2	17,5	838,8	15,5	13,9	20,9	23,8	25,3	1 117,4	1 251,5
2031	66,6	28,8	73,2	16,3	779,3	14,9	13,6	19,4	22,1	25,1	1 053,5	1 201,0
2032	66,6	28,8	73,2	14,5	695,2	14,4	13,3	17,3	19,8	24,7	963,8	1 118,0
2033	66,6	28,8	73,2	12,7	605,5	14,1	12,8	15,1	17,2	24,3	867,9	1 024,2
2034	66,6	28,8	73,2	10,8	514,6	13,0	12,3	12,8	14,6	23,8	770,0	924,0
2035	66,6	28,8	73,2	9,1	434,1	12,5	11,8	10,8	12,3	23,4	683,7	834,1
2036	66,6	28,8	73,2	7,8	375,2	11,8	11,4	9,3	10,7	23,1	619,9	768,7
2037	66,6	28,8	73,2	6,8	323,4	11,4	11,0	8,1	9,2	22,9	564,3	711,0
2038	66,6	28,8	73,2	5,9	280,3	11,1	10,7	7,0	8,0	22,6	517,9	662,9
2039	66,6	28,8	73,2	5,1	243,6	10,9	10,5	6,1	6,9	22,4	478,5	622,0
2040	63,9	28,8	73,2	4,4	211,3	10,6	10,2	5,3	6,0	22,3	441,0	582,1
2041	63,9	28,8	73,2	3,9	184,2	10,1	9,6	4,6	5,2	22,1	410,7	550,3
2042	63,9	28,8	73,2	3,4	161,3	9,8	9,5	4,0	4,6	22,0	385,9	524,8
2025-2042	1 167,3	511,2	1 299,3	211,4	10 105,9	284,4	227,3	231,2	287,2	428,9	14 750,1	17 010,0
2025-2060	2 228,4	1 029,6	2 616,9	233,4	11 156,9	435,4	371,8	231,2	317,1	815,0	19 576,3	24 408,7



Таблица 4.2. 5-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Эксплуатационные расходы		Всего эксплуатационных затрат	Производственная себестоимость (без налогов, расходов на реализацию) добычи 1 тонны УВ	Операционный доход (+), убыток (-)	Всего расходы, связанные с деятельностью предприятия за вычетом амортизационных отчислений	Капитальные вложения, всего без НДС	Общая сумма всех расходов	Дисконтированная сумма общих расходов при ставке дисконта
		Расходы, относимые на себестоимость продукции	Расходы периода							7,5%
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2025	12 132,2	4 651,8	1 067,7	5 719,5	35,9	6 412,7	5 463,3	80,0	5 543,3	5 156,5
2026	12 361,6	5 052,0	1 100,4	6 152,5	40,1	6 209,1	5 771,9	1 539,3	7 311,2	11 483,2
2027	14 124,3	5 927,9	1 279,8	7 207,7	40,2	6 916,6	6 618,6	1 582,6	8 201,3	18 084,9
2028	14 198,5	5 994,9	1 262,4	7 257,3	39,6	6 941,2	6 652,9	65,2	6 718,0	23 115,3
2029	13 046,5	5 616,3	1 165,4	6 781,7	41,3	6 264,8	6 212,1	108,6	6 320,7	27 518,1
2030	12 389,3	5 396,7	1 117,4	6 514,0	42,4	5 875,2	5 960,7	86,9	6 047,6	31 436,7
2031	11 511,1	5 143,8	1 053,5	6 197,3	43,8	5 313,8	5 665,5	65,2	5 730,7	34 891,0
2032	10 268,8	4 756,9	963,8	5 720,7	46,7	4 548,1	5 226,6	86,9	5 313,5	37 870,2
2033	8 943,4	4 307,1	867,9	5 175,1	51,4	3 768,4	4 739,4	21,7	4 761,1	40 353,6
2034	7 600,7	3 862,5	770,0	4 632,4	57,7	2 968,2	4 255,3	21,7	4 277,0	42 428,8
2035	6 412,0	3 460,0	683,7	4 143,8	65,1	2 268,2	3 822,0	0,0	3 822,0	44 153,8
2036	5 541,1	3 166,0	619,9	3 786,0	72,5	1 755,1	3 505,1	0,0	3 505,1	45 625,4
2037	4 776,1	2 904,3	564,3	3 468,6	81,2	1 307,6	3 224,4	0,0	3 224,4	46 884,8
2038	4 139,7	2 661,2	517,9	3 179,1	92,6	960,6	2 969,7	0,0	2 969,7	47 963,7
2039	3 598,6	2 467,7	478,5	2 946,2	104,2	652,4	2 763,9	0,0	2 763,9	48 897,8
2040	3 121,2	2 247,5	441,0	2 688,5	113,8	432,7	2 528,9	10,6	2 539,5	49 696,2
2041	2 720,2	2 103,3	410,7	2 514,0	128,2	206,3	2 374,7	0,0	2 374,7	50 390,7
2042	2 382,3	1 982,6	385,9	2 368,5	144,2	13,8	2 246,4	0,0	2 246,4	51 001,8
2025-2042	149 267,7	71 702,7	14 750,1	86 452,8	54,4	62 814,8	80 001,4	3 668,8	83 670,2	51 001,8
2025-2060	164 792,4	95 796,4	19 576,3	115 372,7	83,1	49 419,7	108 090,5	3 700,6	111 791,1	55 403,6



Таблица 4.2. 6-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Всего расходы, учитываемые при определении налогооблагаемого дохода за вычетом амортизационных отчислений	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход	Оперативный доход (+), убыток (-) = совокупный годовой доход - эксплуатационные затраты	Чистая прибыль предприятия после выплаты КПП	Выплата налога на сверхприбыль	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности предприятия	Накопленный поток денежной наличности	Внутренняя норма доходности (ВНД) - IRR	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - NPV		
													7,5%	10,0%	15,0%
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	%	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2025	12 132,2	5 463,3	641,5	6 104,7	6 027,5	6 412,7	5 207,2	1 214,4	3 992,8	4 169,0	4 169,0	0,0%	3 878,2	3 790,0	3 625,3
2026	12 361,6	5 771,9	737,8	6 509,7	5 851,8	6 209,1	5 038,7	1 018,7	4 020,0	2 861,3	7 030,3	0,0%	6 354,1	6 154,7	5 788,8
2027	14 124,3	6 618,6	836,9	7 455,5	6 668,8	6 916,6	5 582,8	1 150,7	4 432,1	3 438,5	10 468,8	0,0%	9 122,0	8 738,1	8 049,7
2028	14 198,5	6 652,9	704,1	7 357,0	6 841,5	6 941,2	5 572,9	1 260,8	4 312,1	4 851,4	15 320,2	10,2%	12 754,7	12 051,7	10 823,5
2029	13 046,5	6 212,1	603,2	6 815,3	6 231,2	6 264,8	5 018,6	1 116,8	3 901,8	4 362,8	19 683,0	18,3%	15 793,7	14 760,6	12 992,5
2030	12 389,3	5 960,7	518,0	6 478,7	5 910,5	5 875,2	4 693,1	1 055,4	3 637,7	4 104,1	23 787,1	22,9%	18 453,0	17 077,3	14 766,9
2031	11 511,1	5 665,5	445,1	6 110,7	5 400,4	5 313,8	4 233,7	911,8	3 321,9	3 788,6	27 575,7	25,7%	20 736,5	19 021,4	16 191,1
2032	10 268,8	5 226,6	388,5	5 615,1	4 653,8	4 548,1	3 617,4	710,4	2 907,0	3 314,2	30 889,9	27,3%	22 594,8	20 567,5	17 274,5
2033	8 943,4	4 739,4	331,9	5 071,4	3 872,1	3 768,4	2 993,9	509,2	2 484,7	2 898,7	33 788,5	28,3%	24 106,7	21 796,9	18 098,5
2034	7 600,7	4 255,3	284,9	4 540,2	3 060,5	2 968,2	2 356,1	321,0	2 035,1	2 390,5	36 179,0	28,9%	25 266,6	22 718,5	18 689,4
2035	6 412,0	3 822,0	242,3	4 064,3	2 347,7	2 268,2	1 798,7	177,3	1 621,3	1 943,1	38 122,1	29,3%	26 143,6	23 399,5	19 107,1
2036	5 541,1	3 505,1	206,5	3 711,6	1 829,5	1 755,1	1 389,3	88,6	1 300,7	1 581,6	39 703,7	29,5%	26 807,6	23 903,5	19 402,7
2037	4 776,1	3 224,4	176,5	3 400,9	1 375,3	1 307,6	1 032,5	33,0	999,5	1 243,7	40 947,4	29,6%	27 293,3	24 263,7	19 604,8
2038	4 139,7	2 969,7	151,0	3 120,7	1 019,0	960,6	756,8	3,5	753,3	962,7	41 910,1	29,7%	27 643,1	24 517,2	19 740,9
2039	3 598,6	2 763,9	129,5	2 893,4	705,2	652,4	511,4	0,0	511,4	693,7	42 603,7	29,7%	27 877,5	24 683,3	19 826,1
2040	3 121,2	2 528,9	112,9	2 641,8	479,4	432,7	336,8	0,0	336,8	485,8	43 089,5	29,7%	28 030,3	24 789,0	19 878,0
2041	2 720,2	2 374,7	97,1	2 471,8	248,4	206,3	156,6	0,0	156,6	295,9	43 385,4	29,7%	28 116,8	24 847,6	19 905,5
2042	2 382,3	2 246,4	83,7	2 330,1	52,2	13,8	3,4	0,0	3,4	125,5	43 510,9	29,7%	28 150,9	24 870,1	19 915,7
2025-2042	149 267,7	80 001,4	6 750,7	86 752,1	62 574,8	62 814,8	50 299,9	9 571,6	40 728,2	43 510,9	43 510,9	29,7%	28 150,9	24 870,1	19 915,7
2025-2060	164 792,4	108 090,5	7 223,1	115 313,5	62 574,8	49 419,7	36 904,7	9 571,6	27 333,1	30 914,7	30 914,7	29,7%	26 569,5	24 033,5	19 663,7



Налоговая система

Анализ бюджетной эффективности инвестиционного проекта показывает влияние результатов осуществляемого проекта на доходы и расходы бюджета Республики Казахстан. В качестве основного показателя доходов государства от реализуемого проекта принимается бюджетный эффект, который выражается в увеличении бюджетных доходов или снижении бюджетных расходов в результате реализации проекта.

Основным документом, регламентирующим расчет бюджетной эффективности, является Налоговый кодекс РК. Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет. Величина нормативов определена в соответствии с Налоговым кодексом РК, действующим на 01.01.2025 года.

Результаты расчета Бюджетной эффективности представлены по рекомендуемому варианту в таблице 4.2.7. Для остальных вариантов таблицы находятся в табличных приложениях 4.2.11-4.2.14.



Таблица 4.2. 7-Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2

Годы	НДС по реализованной продукции	НДС по приобретенным услугам и материалам	НДС по приобретенным основным средствам	ДОХОД ГОСУДАРСТВА Республики Казахстан												ВСЕГО доход РК	Дисконтированный доход государства при ставке дисконта		
				НДС к возмещению (НДС по продажам - НДС по покупкам)	Налог на добычу полезных ископаемых - нефть и газ	Рентный налог на экспорт нефти	Плата за эмиссии в окружающую среду	Экспортная таможенная пошлина	Земельный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверх прибыль	Налог на имущество	Социальный налог	Подоходный налог с физических лиц	Прочие налоги		7,5%	10%	15%
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2025	294,4	254,7	9,6	30,1	713,1	1 355,1	3,6	1 163,9	8,8	1 205,5	1 214,4	18,3	24,8	20,7	32,2	5 790,4	5 386,4	5 264,0	5 035,1
2026	300,0	278,8	184,7	-163,6	753,6	1 380,7	3,7	1 185,9	8,8	1 170,4	1 018,7	24,7	31,4	26,2	33,4	5 473,9	10 123,2	9 787,9	9 174,2
2027	342,7	320,2	189,9	-167,4	873,6	1 577,6	4,3	1 355,0	8,8	1 333,8	1 150,7	30,7	33,9	28,3	38,4	6 267,6	15 168,3	14 496,8	13 295,2
2028	344,5	320,4	7,8	16,3	892,4	1 585,8	4,3	1 362,1	8,8	1 368,3	1 260,8	28,1	33,9	28,3	38,7	6 627,9	20 131,3	19 023,8	17 084,7
2029	316,6	303,5	13,0	0,1	837,8	1 457,2	4,0	1 251,6	8,8	1 246,2	1 116,8	25,6	33,9	28,3	35,9	6 046,3	24 342,9	22 778,0	20 090,8
2030	300,6	293,7	10,4	-3,5	809,0	1 383,8	3,8	1 188,6	8,8	1 182,1	1 055,4	23,2	33,9	28,3	34,4	5 747,7	28 067,2	26 022,4	22 575,7
2031	279,3	282,5	7,8	-11,0	793,6	1 285,7	3,6	1 104,3	8,8	1 080,1	911,8	20,8	33,9	28,3	32,6	5 292,4	31 257,2	28 738,3	24 565,3
2032	249,2	266,0	10,4	-27,3	754,8	1 146,9	3,3	985,1	8,8	930,8	710,4	18,6	33,9	28,3	29,9	4 623,4	33 849,6	30 895,2	26 076,7
2033	217,0	248,7	2,6	-34,3	692,9	998,9	2,9	858,0	8,8	774,4	509,2	16,2	33,9	28,3	26,7	3 915,8	35 892,0	32 555,8	27 189,8
2034	184,4	231,5	2,6	-49,6	637,2	848,9	2,5	729,2	8,8	612,1	321,0	14,1	33,9	28,3	23,6	3 210,0	37 449,4	33 793,4	27 983,3
2035	155,6	215,6	0,0	-60,0	588,0	716,2	2,1	615,1	8,8	469,5	177,3	12,2	33,9	28,3	20,8	2 612,3	38 628,5	34 709,0	28 544,8
2036	134,5	203,9	0,0	-69,4	553,4	618,9	1,8	531,6	8,8	365,9	88,6	10,6	33,9	28,3	18,8	2 191,3	39 548,5	35 407,2	28 954,4
2037	115,9	193,5	0,0	-77,6	521,5	533,4	1,6	458,2	8,8	275,1	33,0	9,2	33,9	28,3	17,1	1 842,5	40 268,1	35 940,9	29 253,8
2038	100,4	184,9	0,0	-84,5	473,6	462,4	1,4	397,1	8,8	203,8	3,5	8,0	33,9	28,3	15,2	1 551,5	40 831,8	36 349,5	29 473,1
2039	87,3	177,4	0,0	-90,1	445,0	401,9	1,2	345,2	8,8	141,0	0,0	7,0	33,9	28,3	13,9	1 336,1	41 283,3	36 669,3	29 637,3
2040	75,7	165,9	1,3	-91,5	409,8	348,6	1,0	299,4	8,8	95,9	0,0	6,1	32,7	27,3	12,5	1 150,7	41 645,1	36 919,8	29 760,3
2041	66,0	160,2	0,0	-94,2	388,4	303,8	0,9	261,0	8,8	49,7	0,0	5,3	32,7	27,3	11,5	995,1	41 936,1	37 116,6	29 852,7
2042	57,8	155,6	0,0	-97,8	370,6	266,1	0,8	228,5	8,8	10,4	0,0	4,6	32,7	27,3	10,7	862,7	42 170,8	37 271,8	29 922,4
2025-2042	3 622,0	4 257,0	440,3	-1 075,3	11 508,4	16 671,8	46,6	14 319,9	158,0	12 515,0	9 571,6	283,5	595,0	496,6	446,4	65 537,4	42 170,8	37 271,8	29 922,4
2025-2060	3 998,7	6 498,5	444,1	-2 943,9	16 385,9	18 405,8	51,8	15 809,3	315,9	12 515,0	9 571,6	309,3	1 141,2	953,7	563,5	73 079,2	43 436,3	38 006,4	30 186,0



Показатели экономической оценки вариантов разработки

Для оценки проекта использовались следующие основные показатели эффективности:

1. Чистая прибыль;
2. Денежные потоки;
3. Чистая приведенная стоимость денежной наличности (NPV) при норме дисконта 7,5 %, 10 % и 15 %;
4. Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) при норме дисконта 7,5 %;
5. Срок окупаемости инвестиций (при простом потоке денежной наличности и дисконтированном потоке наличности);
6. Максимальный финансовый риск (МФР) – показатель риска, рассчитываемый на основе максимального отрицательного денежного потока;

Накопленная Чистая денежная наличность предприятия при норме дисконта 7,5 %, 10 % и 15 %;

7. Удельные показатели по затратам (Эксплуатационным и капитальным).

В систему оценочных показателей вошли также:

- *Капитальные вложения на строительство;*
- *Эксплуатационные затраты;*
- *Бюджетная эффективность (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РК) при норме дисконта 7,5 %, 10 % и 15 %.*

Чувствительность

Для определения устойчивости проекта проведен расчет чувствительности к изменению основных показателей экономической эффективности проекта.

Анализ устойчивости проекта показывает чувствительность внутренней нормы прибыли (IRR) и чистой приведенной стоимости (NPV) на изменение следующих факторов:

- *объема капитальных вложений;*
- *эксплуатационных затрат;*
- *объема реализации нефти;*
- *дохода от реализации продукции.*

В целом, анализ данных показал, что у проекта есть определенный запас прочности к изменению основных экономических показателей более чем на 25 %,

Полученные зависимости представлены на рисунках 4.2.1 и 4.2.2.



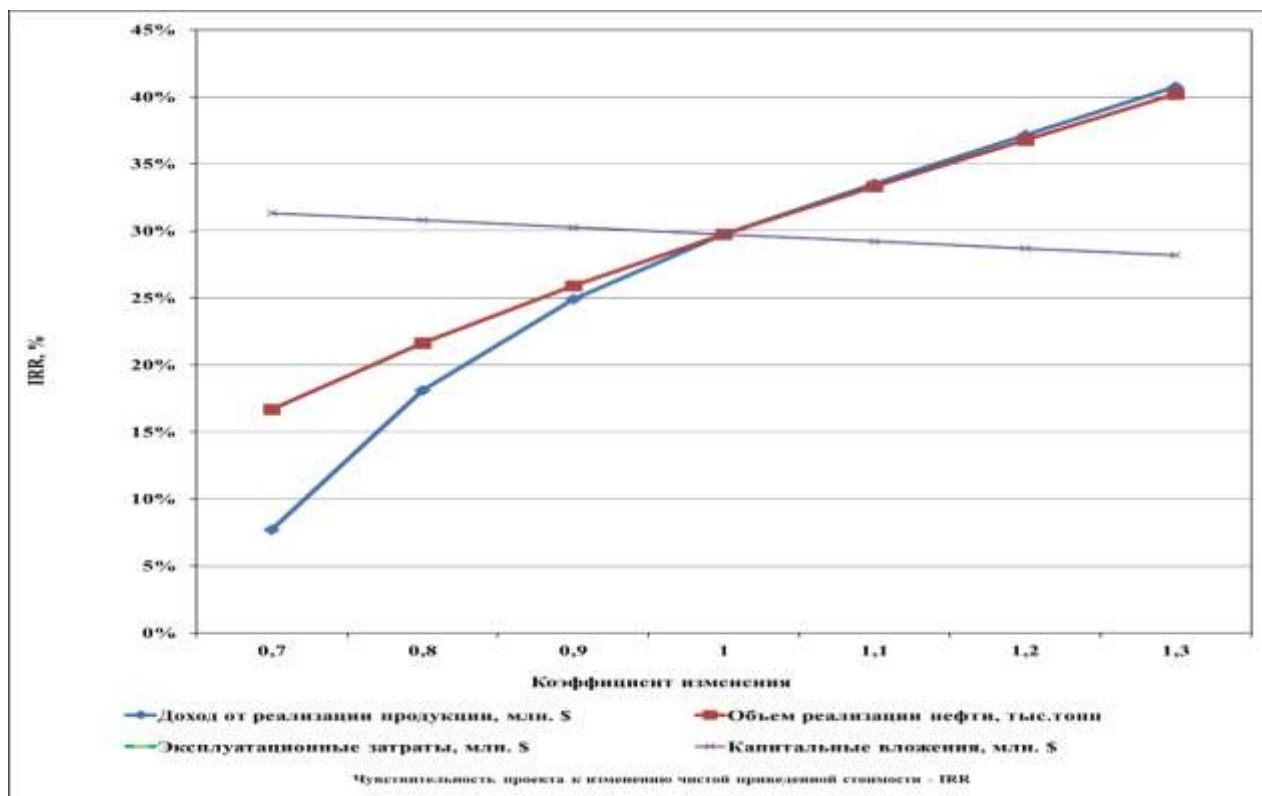


Рисунок 4.2. 1-Чувствительность проекта к изменению ВНД (IRR) по варианту 2

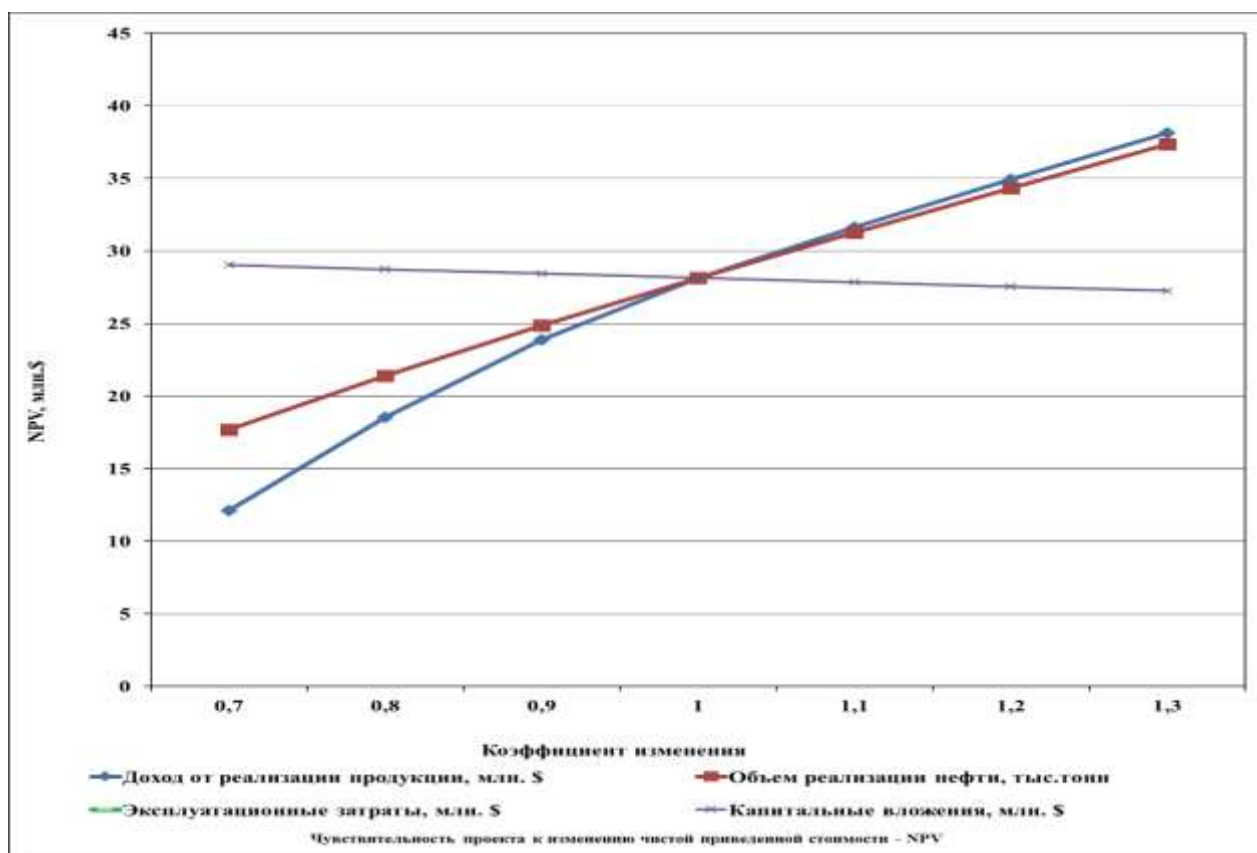


Рисунок 4.2. 2-Чувствительность проекта к изменению ЧПС (NPV) по варианту 2



4.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

В таблице 4.3.1 представлены расчетные рентабельные коэффициенты извлечения нефти и извлекаемые запасы по рассмотренным вариантам разработки как по эксплуатационным объектам, так и в целом по месторождению Сагиз Западный. Как видно из представленной таблицы, извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения нефти по 1-му и 3-му вариантам разработки близки между собой, а рекомендуемый 2-й вариант разработки характеризуется достижением наибольших извлекаемых запасов и нефтеотдачи по сравнению с остальными вариантами разработки.

Таблица 4.3. 1-Рентабельные коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы нефти по вариантам разработки месторождения Сагиз Западный

Объект	Начальные геологические запасы нефти (категория В+С ₁), тыс.т	Рентабельные извлекаемые запасы нефти по вариантам разработки, тыс.т			Рентабельные коэффициенты извлечения нефти по вариантам разработки, тыс.т		
		1	2	3	1	2	3
I	1192,2	295,3	307,8	294,7	0,248	0,258	0,247
II	425,0	86,0	101,0	92,0	0,202	0,238	0,216
III	767,0	155,1	161,5	159,7	0,202	0,211	0,208
IV	292,0	42,8	43,7	40,6	0,146	0,150	0,139
V	61,0	11,2	11,2	11,2	0,183	0,183	0,183
VI	52,0	4,4	4,6	4,0	0,085	0,088	0,077
Всего:	2789,2	594,9	629,8	602,2	0,213	0,226	0,216

Как показывает сопоставление технико-экономических показателей рассмотренных вариантов (глава 5), вариант разработки 2 характеризуется наилучшими показателями: наибольшим дисконтированным потоком денежной наличности по сравнению с остальными вариантами и составляет 24,870 млн.\$ США при ставке дисконта 10,0 %, также и доходы Государства по варианту достигаются максимальной величины и составляют 37,272 млн.\$ США, при ставке дисконтирования – 10,0 %. Вариант также характеризуется наименьшей себестоимостью 185,46 \$/т, наибольшим индексом рентабельности – 42,1 %.

Учитывая вышеизложенное, для реализации на месторождении Сагиз Западный **рекомендуется 2-й вариант разработки**, по которому рентабельная нефтеотдача по месторождению составит 22,6 % и рентабельные извлекаемые запасы нефти 629,8 тыс.т, а рентабельный период разработки (18 лет) – 2025-2042 гг.

В таблице 4.3.2 представлены коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа по залежам, зонам насыщения и категориям по рекомендуемому 2-му варианту разработки месторождения Сагиз Западный.

В таблице 4.3.3 представлены извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения свободного газа и газа газовых шапок по залежам, зонам насыщения, категориям и в целом по месторождению Сагиз Западный, утвержденные ГКЗ Республики Казахстан.



Таблица 4.3. 2-Коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа по залежам, зонам насыщения и категориям по рекомендуемому 2-му варианту разработки месторождения Сагиз Западный

Горизонт, залежь	Блок	Зона	Кате- гория запасов	Начальные запасы нефти, тыс.т		Коэффициенты, д.ед.				Начальные запасы растворенного в нефти газа, млн.м ³		
				геологи- ческие	извлека- емые	сетки (K ₁)	вытес- нения (K ₁)	завод- нения (K ₁)	извле- чения	геологи- ческие	извлека- емые	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Т-I	I+Iб	ГН	C ₁	8,0	0,6	-	-	-	0,072	1,0	0,1	
		Н	C ₁	6,0	0,4	-	-	-	0,072	0,7	**	
		ВН	C ₁	2,0	0,1	-	-	-	0,072	0,2	**	
	Итого по I+Iб блоку:			C ₁	16,0	1,2	-	-	-	0,072	1,9	0,1
	Ia	Н	C ₂	39,0	2,1	-	-	-	0,054	4,7	0,3	
		ВН	C ₂	4,0	0,2	-	-	-	0,054	0,5	**	
	Итого по Ia блоку:			C ₂	43,0	2,3	-	-	-	0,054	5,1	0,3
	II р-н скв. 3	Н	C ₁	27,0	2,1	-	-	-	0,079	3,2	0,7	
		ВН	C ₁	0,2	*	-	-	-	0,079	**	**	
		Всего	C ₁	27,2	2,1	-	-	-	0,079	3,2	0,7	
	II р-н скв. 21	Н	C ₂	8,0	0,5	-	-	-	0,059	1,0	0,1	
		ВН	C ₂	7,0	0,4	-	-	-	0,059	0,8	**	
		Всего	C ₂	15,0	0,9	-	-	-	0,059	1,8	0,1	
	Итого по II блоку:			C ₁	27,2	2,1	-	-	-	0,079	3,2	0,7
				C ₂	15,0	0,9	-	-	-	0,059	1,8	0,1
Всего по Т-I горизонту:			C ₁	43,2	3,3	-	-	-	0,076	5,2	0,8	
			C ₂	58,0	3,2	-	-	-	0,055	6,9	0,4	
Т-II	I+Iб	ГН	C ₁	18,0	6,0	-	-	-	0,331	2,1	1,1	
		ГН	B	15,0	5,0	-	-	-	0,331	1,8	0,9	
		Н	B	68,0	22,5	-	-	-	0,331	8,1	4,0	
		ВН	B	52,0	17,2	-	-	-	0,331	6,2	3,1	
	Итого по I+Iб блоку:			C ₁	18,0	6,0	-	-	-	0,331	2,1	1,1
				B	135,0	44,7	-	-	-	0,331	16,1	8,0
				B+C ₁	153,0	50,6	-	-	-	0,331	18,3	9,1
	Ia	Н	C ₁	214,0	29,0	-	-	-	0,135	25,6	3,3	
		ВН	C ₁	161,0	21,8	-	-	-	0,135	19,2	2,5	
Итого по Ia блоку:			C ₁	375,0	50,8	-	-	-	0,135	44,8	5,9	

Примечание: * - запасы нефти менее 1,0 тыс.т
 ** - запасы растворенного газа менее 0,1 млн.м³





Продолжение таблицы 4.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Т-II	II	H	B	236,0	84,0	0,893	0,624	0,639	0,356	28,2	13,0
		BH	B	98,0	34,9	0,893	0,624	0,639	0,356	11,7	5,4
	Итого по II блоку:		B	334,0	118,8	0,893	0,624	0,639	0,356	39,9	18,3
	IV	H	B	148,0	44,1	-	-	-	0,298	17,7	6,4
		BH	B	115,0	34,2	-	-	-	0,298	13,7	5,0
	Итого по IV блоку:		B	263,0	78,3	-	-	-	0,298	31,4	11,4
	VI	H	B	13,0	3,3	-	-	-	0,253	1,6	0,4
		BH	B	11,0	2,8	-	-	-	0,253	1,3	0,3
	Итого по VI блоку:		B	24,0	6,1	-	-	-	0,253	2,9	0,7
Всего по Т-II горизонту:			B	756,0	247,8	-	-	-	0,328	90,3	38,4
			C ₁	393,0	56,7	-	-	-	0,144	46,9	6,9
			B+C ₁	1 149,0	304,6	-	-	-	0,265	137,2	45,4
Т-III	I+I6	ГН	C ₁	107,0	26,9	-	-	-	0,251	12,8	8,7
		H	C ₁	74,0	18,6	-	-	-	0,251	8,8	6,0
		BH	C ₁	38,0	9,5	-	-	-	0,251	4,5	3,1
		H	B	13,0	3,3	-	-	-	0,251	1,6	1,1
		BH	B	23,0	5,8	-	-	-	0,251	2,7	1,9
	Итого по I+I6 блоку:		B	36,0	9,0	-	-	-	0,251	4,3	2,9
			C ₁	219,0	55,0	-	-	-	0,251	26,1	17,7
			B+C ₁	255,0	64,0	-	-	-	0,251	30,4	20,7
	Ia	H	C ₁	57,0	12,2	-	-	-	0,215	6,8	2,5
		BH	C ₁	98,0	21,1	-	-	-	0,215	11,7	4,2
	Итого по Ia блоку:		C ₁	155,0	33,3	-	-	-	0,215	18,5	6,7
	IV	H	C ₁	7,0	1,7	-	-	-	0,244	0,8	0,3
		BH	C ₁	8,0	1,9	-	-	-	0,244	1,0	0,3
	Итого по IV блоку:		C ₁	15,0	3,7	-	-	-	0,244	1,8	0,6
Всего по Т-III горизонту:			B	36,0	9,0	-	-	-	0,251	4,3	2,9
			C ₁	389,0	91,9	-	-	-	0,236	46,4	25,0
			B+C ₁	425,0	101,0	-	-	-	0,238	50,7	27,9
Т-IV	I+I6	H	B	221,0	57,4	0,920	0,628	0,450	0,260	26,8	9,2
		BH	B	197,0	51,2	0,920	0,628	0,450	0,260	23,9	8,2
		BH	C ₁	26,0	6,8	0,920	0,628	0,450	0,260	3,2	1,1
	Итого по I+I6 блоку:		B	418,0	108,6	0,920	0,628	0,450	0,260	50,7	1,1
			C ₁	26,0	6,8	0,920	0,628	0,450	0,260	3,2	17,4
			B+C ₁	444,0	115,4	0,920	0,628	0,450	0,260	53,9	18,5

Примечание: * - запасы нефти менее 1,0 тыс.т

** - запасы растворенного газа менее 0,1 млн.м³

Продолжение таблицы 4.3.2

Продолжение таблицы 10-1											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Ia	H	C ₁	64,0	8,2	-	-	-	0,128	7,8	0,5
		BH	C ₁	167,0	21,4	-	-	-	0,128	20,3	1,3
	Итого по Ia блоку:		C ₁	231,0	29,7	-	-	-	0,128	28,0	1,8
	IV	ГН	C ₁	8,0	0,1	-	-	-	0,009	1,0	**
		ГНВ	C ₁	8,0	0,1	-	-	-	0,009	1,0	**
		BH	C ₁	21,0	0,2	-	-	-	0,009	2,5	0,1
	Итого по IV блоку:		C ₁	37,0	0,3	-	-	-	0,009	4,5	0,1
	VI	H	B	26,0	7,6	-	-	-	0,293	3,2	2,8
		BH	B	29,0	8,5	-	-	-	0,293	3,5	3,2
Итого по VI блоку:		B	55,0	16,1	-	-	-	0,293	6,7	6,0	
Итого по T-IV горизонту:			B	473,0	124,7	-	-	-	0,264	57,4	23,5
			C ₁	294,0	36,8	-	-	-	0,125	35,7	3,0
			B+C ₁	767,0	161,5	-	-	-	0,211	93,0	26,5
T-V	I	BH	C ₁	43,0	8,4	-	-	-	0,195	5,2	2,3
		Итого по I блоку:		C ₁	43,0	8,4	-	-	-	0,195	5,2
	IV	H	B	7,0	1,8	-	-	-	0,258	0,8	0,3
		BH	B	49,0	12,7	-	-	-	0,258	5,9	1,7
	Итого по IV блоку:		B	56,0	14,5	-	-	-	0,258	6,8	2,0
	Va	H	C ₂	15,0	1,8	-	-	-	0,123	1,8	0,3
		BH	C ₂	57,0	7,0	-	-	-	0,123	6,9	0,8
	Итого по Va блоку:		C ₂	72,0	8,8	-	-	-	0,123	8,7	1,1
	V	ГН	C ₁	1,0	*	-	-	-	-	0,1	**
		ГНВ	C ₁	52,0	0,1	-	-	-	0,002	6,3	**
		BH	C ₁	1,0	*	-	-	-	-	0,1	**
	Итого по V блоку:		C ₁	54,0	0,1	-	-	-	0,002	6,6	0,0
	Vб	H	C ₁	55,0	9,0	-	-	-	0,164	6,7	2,1
		BH	C ₁	39,0	6,4	-	-	-	0,164	4,7	1,5
	Итого по Vб блоку:		C ₁	94,0	15,4	-	-	-	0,164	11,4	3,6
	VI	H	C ₁	26,0	3,1	-	-	-	0,119	3,2	0,7
BH		C ₁	19,0	2,3	-	-	-	0,119	2,3	0,5	
Итого по VI блоку:		C ₁	45,0	5,3	-	-	-	0,119	5,5	1,3	
Итого по T-V горизонту:			B	56,0	14,5	-	-	-	0,258	6,8	2,0
			C ₁	236,0	29,3	-	-	-	0,124	28,6	7,1
			B+C ₁	292,0	43,7	-	-	-	0,150	35,4	9,1
			C ₂	72,0	8,8	-	-	-	0,123	8,7	1,1

Примечание: * - запасы нефти менее 1,0 тыс.т
 ** - запасы растворенного газа менее 0,1 млн.м³



Продолжение таблицы 4.3.2

Продолжение таблицы 4.3.2												
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Т-VI	V		ВН	C ₁	12,0	3,1	-	-	-	0,260	1,5	1,1
			ВН	B	16,0	4,2	-	-	-	0,260	1,9	1,5
		Итого по V блоку:		B	16,0	4,2	-	-	-	0,260	1,9	1,5
	C ₁			12,0	3,1	-	-	-	0,260	1,5	1,1	
	B+C ₁			28,0	7,3	-	-	-	0,260	3,4	2,5	
	Va	H	C ₂	5,0	1,0	-	-	-	0,195	0,6	0,1	
		ВН	C ₂	60,0	11,7	-	-	-	0,195	7,3	1,4	
	Итого по Va блоку:		C ₂	65,0	12,7	-	-	-	0,195	7,9	1,5	
	Vб	H	C ₂	97,0	18,9	-	-	-	0,195	11,8	2,3	
		ВН	C ₂	140,0	27,3	-	-	-	0,195	17,0	3,3	
	Итого по Vб блоку:		C ₂	237,0	46,2	-	-	-	0,195	28,7	5,6	
	VI	ГНВ	C ₁	14,0	1,6	-	-	-	0,118	1,7	0,2	
		ВН	C ₁	19,0	2,2	-	-	-	0,118	2,3	0,3	
Итого по VI блоку:		C ₁	33,0	3,9	-	-	-	0,118	4,0	0,5		
Итого по Т-VI горизонту:			B	16,0	4,2	-	-	-	0,260	1,9	1,5	
			C ₁	45,0	7,0	-	-	-	0,156	5,5	1,6	
			B+C ₁	61,0	11,2	-	-	-	0,183	7,4	3,1	
			C ₂	302,0	58,8	-	-	-	0,195	36,6	7,1	
Т-VII	Ia	ВН	C ₁	52,0	4,6	-	-	-	0,088	3,4	0,6	
	Итого по Ia блоку:		C ₁	52,0	4,6	-	-	-	0,088	3,4	0,6	
	Va	ВН	C ₂	15,0	1,0	-	-	-	0,066	1,0	0,1	
	Итого по Va блоку:		C ₂	15,0	1,0	-	-	-	0,066	1,0	0,1	
	VI	ВН	C ₂	11,0	0,7	-	-	-	0,066	0,7	**	
	Итого по VI блоку:		C ₂	11,0	0,7	-	-	-	0,066	0,7	**	
Итого по Т-VII горизонту:			C ₁	52,0	4,6	-	-	-	0,088	3,4	0,6	
			C ₂	26,0	1,7	-	-	-	0,066	1,7	0,1	
Всего по месторождению:			B	1 337,0	400,3	-	-	-	0,299	160,7	68,2	
			C ₁	1 452,2	229,6	-	-	-	0,158	171,7	45,1	
			B+C ₁	2 789,2	629,8	-	-	-	0,226	332,4	113,3	
			C ₂	458,0	72,6	-	-	-	0,159	54,0	8,7	

Примечание: * - запасы нефти менее 1,0 тыс.т
 ** - запасы растворенного газа менее 0,1 млн.м³



Таблица 4.3. 3-Извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения свободного и газа газовых шапок месторождения Сагиз Западный

Горизонт, залежь	Блок	Зона насыщения	Категория запасов	Начальные геологические запасы газа млн.м ³	КИГ, д.ед.	Начальные извлекаемые запасы газа млн.м ³
Газ газовых шапок						
Т-I	I+I6	Г	C ₂	16,0	0,522	8,3
		ГН	C ₂	4,0	0,522	2,1
	Итого по I+I6 блоку:		C ₂	20,0		10,4
Итого по Т-I+I6 горизонту:			C ₂	20,0		10,4
Т-II	I+I6	Г	C ₁	7,0	0,745	5,2
		ГН	C ₁	11,0	0,745	8,2
	Итого по I+I6 блоку:		C ₁	18,0		13,4
Итого по Т-II горизонту:			C ₁	18,0		13,4
Т-III	I+I6	ГН	C ₂	14,0	0,522	7,3
	Итого по I+I6 блоку:		C ₂	14,0		7,3
Итого по Т-III горизонту:			C ₂	14,0		7,3
Т-IV	IV	Г	C ₁	3,0	0,745	2,2
		ГН	C ₁	4,0	0,745	3,0
		ГНВ	C ₁	0,4	0,745	0,3
	Итого по IV блоку:		C ₁	7,4		5,5
Итого по Т-IV горизонту:			C ₁	7,4		5,5
Т-V	V	Г	C ₁	27,0	0,745	20,1
		ГН	C ₁	6,0	0,745	4,5
		ГНВ	C ₁	32,0	0,745	23,8
	Итого по V блоку:		C ₁	65,0		48,4
Итого по Т-V горизонту:			C ₁	65,0		48,4
Т-VI	VI	ГНВ	C ₂	6,0	0,522	3,1
	Итого по VI блоку:		C ₂	6,0		3,1
Итого по Т-VI горизонту:			C ₂	6,0		3,1
Всего по месторождению запасы газа газовых шапок:			C ₁	90,4		67,4
			C ₂	40,0		20,9
Свободный газ						
Т-V	I61	Г	C ₁	3,0	0,745	2,2
		ГВ	C ₁	1,0	0,745	0,8
	Итого по I61 блоку:		C ₁	4,0		3,0
Итого по Т-V горизонту:			C ₁	4,0		3,0
Т-VI	I61	ГВ	C ₁	2,0	0,745	1,5
	Итого по I61 блоку:		C ₁	2,0		1,5
Итого по Т-VI горизонту:			C ₁	2,0		1,5
Т-VII	I61	ГВ	C ₁	2,0	0,745	1,5
		Итого по I61 блоку:		C ₁	2,0	
	Ic	Г	C ₁	7,0	0,745	5,2
		ГВ	C ₁	3,0	0,745	2,2
	Итого по Ic блоку:		C ₁	10,0		7,5
Итого по Т-VII горизонту:			C ₁	12,0		9,0
Всего по месторождению			C ₁	18,0		13,4
Итого по месторождению:			C ₁	108,4		80,8
			C ₂	40,0		20,9

В таблице 4.3.4 представлено сопоставление рентабельных извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти с утвержденными ГКЗ Республики Казахстан величинами: рекомендуемые величины коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти соответствуют утвержденным ГКЗ Республики Казахстан величинам, что соответствует п. 89 «Единые правила...» (4).



Таблица 4.3. 4-Сопоставление утвержденных ГКЗ Республики Казахстан коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти с рекомендуемыми величинами по залежам, зонам насыщения и категориям по рекомендуемому 2-му варианту разработки месторождения Сагиз Западный

Горизонт	Объект	Категория запасов	Утвержденные ГКЗ Республики Казахстан			Рекомендуемые к утверждению ГКЗ Республики Казахстан			Изменения		
			геологи-ческие запасы нефти, тыс.т	извлека-емые запасы нефти, тыс.т	коэффи-циент извле-чения нефти, д.ед.	геологи-ческие запасы нефти, тыс.т	извлека-емые запасы нефти, тыс.т	коэффи-циент извле-чения нефти, д.ед.	извлека-емых запасов нефти, тыс.т	извлека-емых запасов нефти, %	коэффи-циента извле-чения нефти, д.ед.
Т-I	I	C ₁	43,2	3,3	0,076	43,2	3,3	0,076	0,0	0	0,000
		C ₂	58,0	3,2	0,055	58,0	3,2	0,055	0,0	0	0,000
Т-II		B+C ₁	1 149,0	304,6	0,265	1 149,0	304,6	0,265	0,0	0	0,000
В целом по I-му объекту:		C ₁	1 192,2	307,9	0,258	1 192,2	307,9	0,258	0,0	0	0,000
		C ₂	58,0	3,2	0,055	58,0	3,2	0,055	0,0	0	0,000
Т-III	II	B+C ₁	425,0	101,0	0,238	425,0	101,0	0,238	0,0	0	0,000
Т-IV	III	B+C ₁	767,0	161,5	0,211	767,0	161,5	0,211	0,0	0	0,000
Т-V	IV	B+C ₁	292,0	43,7	0,150	292,0	43,7	0,150	0,0	0	0,000
		C ₂	72,0	8,8	0,122	72,0	8,8	0,122	0,0	0	0,000
Т-VI	V	B+C ₁	61,0	11,2	0,184	61,0	11,2	0,184	0,0	0	0,000
		C ₂	302,0	58,8	0,195	302,0	58,8	0,195	0,0	0	0,000
Т-VII	VI	C ₁	52,0	4,6	0,088	52,0	4,6	0,088	0,0	0	0,000
		C ₂	26,0	1,7	0,065	26,0	1,7	0,065	0,0	0	0,000
В целом по месторождению:		B+C ₁	2 789,2	629,9	0,226	2 789,2	629,9	0,226	0,0	0	0,000
		C ₂	458,0	72,5	0,158	458,0	72,5	0,158	0,0	0	0,000



5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

5.1. Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Сопоставление основных технико-экономических показателей по трем вариантам представлены в таблице 5.1.1.

Полученные результаты расчетов экономических показателей проекта в расчетных (без учета инфляции) ценах по вариантам за прибыльный период приведены в таблице 5.1.2.

При проведении анализа полученных технико-экономических показателей по вариантам разработки было определено, что самыми наилучшими экономическими показателями характеризуется рекомендуемый вариант разработки 2.

Таблица 5.1. 1-Технико-экономические показатели по вариантам

№	Показатели	ЕИ	Показатели по вариантам		
			Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Проектный период	годы	2025-2060	2025-2060	2025-2060
	количество лет проектного периода	лет	36	36	36
2	Прибыльный период	годы	2025-2041	2025-2042	2025-2039
	количество лет прибыльного периода	лет	17	18	15
3	Объем добычи жидкости				
	за проектный период	тыс.т.	790,6	911,4	899,8
	за прибыльный период	тыс.т.	630,7	727,9	653,4
4	Объем добычи нефти				
	за проектный период	тыс.т.	410,7	440,3	434,1
	за прибыльный период	тыс.т.	363,9	398,8	371,2
5	Объем добычи газа (природный+попутный)				
	за проектный период	млн. м ³	71,8	90,3	85,5
	за прибыльный период	млн. м ³	60,5	78,6	69,8
6	Объем закачки воды				
	за проектный период	млн. м ³	327,5	406,1	401,4
	за прибыльный период	млн. м ³	230,0	283,7	243,3
7	Объем закачки газа				
	за проектный период	млн. м ³	0,0	0,0	0,0
	за прибыльный период	млн. м ³	0,0	0,0	0,0
8	Коэффициент извлечения нефти				
	за проектный период	%	23,0	24,1	23,8
	за прибыльный период	%	21,3	22,6	21,6
9	Движение фонда скважин				
	Зарезка бокового ствола	скважина	0	1	1
	Бурение нефтяной наклонно-направленной скважины	скважина	0	1	1
	Бурение добывающей нефтяной вертикальной скважины	скважина	2	2	2
	Бурение нагнетательной вертикальной скважины	скважина	0	0	1
	Перевод из добывающего в нагнетательный фонд	скважина	1	1	1
	Перевод скважин на другой горизонт	скважина	19	22	22
	Перевод из других категории	скважина	10	10	10
	Выбытие добывающих нефтяных скважин	скважина	3	3	3
	Выбытие нагнетательных скважин	скважина	1	1	1



Таблица 5.1. 2-Интегральные экономические показатели в расчетных (без учета инфляции) ценах

№ п/п	Показатели	ЕИ	Показатели по вариантам за прибыльный период		
			Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Прибыльный период	годы	2025-2041	2025-2042	2025-2039
2	Объем добычи нефти	тыс. тонн	363,93	398,83	371,21
3	Объем добычи газа (попутный)	млн. м ³	60,45	78,57	69,80
4	Объем реализации нефти	тыс. тонн	362,97	397,78	370,23
5	Коэффициент извлечения нефти	%	21,33	22,58	21,59
6	Совокупный доход от реализации УВ	тыс. \$	136 205,80	149 267,66	138 932,36
7	Эксплуатационные затраты	тыс. \$	79 990,65	86 452,83	83 896,98
8	Производственная себестоимость 1 тонны УВ	\$/тонну УВ	95,37	83,06	103,35
9	Полная себестоимость 1 тонны УВ (с учетом налогов)	\$/тонну УВ	192,41	185,46	194,64
10	Капитальные вложения без учета НДС	тыс. \$	2 044,11	3 668,79	4 387,62
11	Удельные капитальные вложения на 1 тонну УВ	\$/тонну УВ	4,92	7,87	10,18
12	Операционный доход - (доходы от реализации - эксплуатационные расходы)	тыс. \$	56 215,16	62 814,83	55 035,38
13	Рентабельность производства (RIRR)	%	41,27	42,08	39,61
14	Чистая прибыль предприятия после всех выплат	тыс. \$	36 786,40	40 728,25	37 185,39
15	Потоки денежной наличности предприятия	тыс. \$	39 636,50	43 510,88	39 436,48
16	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 7,5%	тыс. \$	26 487,38	28 150,92	26 305,70
17	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10,0%	тыс. \$	23 604,38	24 870,12	23 393,93
18	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 15,0%	тыс. \$	19 184,31	19 915,66	18 915,24
19	Внутренняя норма прибыли (IRR) по простому денежному потоку	%	29,45	29,74	28,40
20	Доходы Республики Казахстан в виде налогов и отчислений в бюджет	тыс. \$	58 763,08	65 537,43	58 161,41
21	Дисконтированные доходы РК при ставке дисконта 7,5%	тыс. \$	38 649,43	42 170,80	38 658,70
22	Дисконтированные доходы РК при ставке дисконта 10%	тыс. \$	34 351,37	37 271,78	34 398,64
23	Дисконтированные доходы РК при ставке дисконта 15%	тыс. \$	27 836,65	29 922,43	27 884,55



6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

6.1. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

Выбор техники и технологии добычи нефти и газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида, технологических показателей и условий эксплуатации скважин.

По состоянию изученности на 01.01.2025 г. весь эксплуатационный фонд добывающих скважин механизирован, с использованием винтовых штанговых насосных установок (ВШНУ), кроме скважины САГЗ-15, которая эксплуатируется фонтанным способом добычи.

Исходной информацией для выбора техники и технологии добычи продукции послужили данные, полученные в результате эксплуатации скважин в период 2021-2024 гг. промышленной разработки месторождения Сагиз Западный.

Механизированный способ добычи.

Учитывая вышеизложенное, а также энергетическое состояние продуктивных горизонтов и режимов работы существующих скважин, при вводе проектных скважин в эксплуатацию рекомендуется перевести на механизированный способ добычи, оборудовав винтовыми штанговыми насосными установками (ВШНУ).

Возможность регулирования подачи насоса сменой диаметра шкива позволяет эксплуатацию винтового насоса в широком диапазоне дебитов, возможности оптимизации работы скважин без участия бригад ПРС делает эксплуатацию ВШН привлекательной в плане небольших материальных затрат. Винтовые насосы имеют диапазон до 750 м³/сут, они работают стабильно при высоком содержании воды, устойчивы к песку и абразивам.

Конструкция винтового насоса основана на спирали, состоящей из двойной спирали, и винтовой насос поднимает жидкость путем образования серии изолированных полостей, которые двигаются внутри статора винтовым движением.

Каждая полость изолирована от другой, хотя всегда есть небольшая щель между полостями, приводящая к утечке флюида, и эта щель может стать причиной снижения полезного действия насоса, поскольку возникает изнашивание ротора, потому что выше расположенные камеры всегда находятся под большим давлением, чем ниже расположенные камеры. Заводы-изготовители дают информацию, что каждая камера может создать давление приблизительно 0,35 МПа, поэтому существует высокий градиент давления в направлении вниз.



Эластомер является ключевым элементом в конструкции насоса: он должен быть достаточно жесткий для того, чтобы выдержать вкрапление гранул песка, а еще достаточно гибким для того, чтобы гранулы песка смогли деформировать эластомер и выйти по мере прохождения переднего края ротора. Эластомер должен быть стойким к ароматическим компонентам, которые содержатся в добываемой нефти, и установлен внутри статора с высокой точностью без дефектов, таких как пузырьки, грязь или дефекты поверхности, которые приводят к преждевременному выходу из строя. С учетом проведения возможных работ по термической обработке скважин с применением пара, эластомеры винтовых насосов должны подбираться исходя из возможного высокотемпературного воздействия.

Обычно роторы покрыты хромом с целью придания поверхности большей устойчивости к износу от стирания песком. Тем не менее, на практике наблюдается, что хром на направляющей кромке ротора изнашивается относительно быстро в течение первых нескольких месяцев, обычно оголяя сталь. Хром может наноситься повторно на использованные роторы для повторного многократного использования, если износ не слишком чрезмерный.

В процессе всего периода проекта пробной эксплуатации, на месторождении Сагиз Западный вся информация по эксплуатации винтовых насосов должна тщательно сохраняться (например, срок службы, причины смены, снижение эффективности работы) для того, чтобы могли быть выбраны конструкции насосов, которые были бы оптимальными для месторождения. Заводы-изготовители насосов также весьма заинтересованы в этих данных, поскольку эти данные используются для контроля качества, что, в конечном счете, приводит к усовершенствованию продукции и оптимизации эксплуатации насосов на отдельных месторождениях. Некоторые рассматриваемые варианты для насосов, если возникнут проблемы со стандартной конструкцией, могут включать следующее:

- *использование насоса большей производительности (большей объемной производительности) и эксплуатирующегося при меньшем количестве оборотов в минуту для достижения больших дебитов;*
- *использование борированных роторов вместо стандартных хромированных роторов;*
- *использование более длинных насосов с большим количеством ступеней фаз с целью увеличения срока службы, поскольку насос может сохранять коэффициент полезного действия в течение более продолжительного времени перед сменой. В этом случае, высота подъема нагнетаемой жидкости должна создавать меньшее общее*



давление, чем в случае с меньшим количеством подъемов, что снижает утечку и износ.

Условия выбора ВШНУ, режим работы, подземная компоновка

Краткое описание выбора элементов конструкции винтовых насосов приводится ниже. Более подробная информация может быть предоставлена заводами изготовителями.

Выбор винтового насоса зависит от следующих факторов:

- Тип нефти. Высокое содержание циклических (ароматических) углеводородов имеет пагубное действие на более дешевые эластомеры (разбухание эластомера приводит к повреждению эластомера и высокому крутящему моменту). Более высокого качества эластомеры типа «буна» используются в агрессивных флюидах.
- Коэффициент полезного действия насоса – функция скорости утечки жидкости между полостями, а также это - функция вязкости флюида. Для воды лучше всего использовать насосы с посадкой с натягом, в которых диаметр ротора немного больше, чем диаметр статора на 10-20 мкм.
- Дифференциальный нагрев. Если дифференциальный нагрев является проблемой, который ведет к преждевременному износу эластомера, рекомендуется применять статор с внутренней спиральной конфигурацией. В этой конструкции заложена постоянная толщина эластомера и дифференциальный нагрев не является проблемой.
- Содержание песка. Роторы с твердым покрытием или хромированные роторы рекомендуются к применению во всех случаях, когда содержание песка превышает (> 0,1%) для сопротивления и замедления истирающего действия. Поступление мелкозернистых частиц (глин) не влияет на износ конструкции винтовых насосов, поскольку глины не имеют абразивного действия. Иначе говоря, винтовые насосы могут справиться с широким спектром песчаной фракции.
- Объемная производительность. Производительность насоса является функцией дебита добычи общих флюидов скважины. В общем, общей практикой является проведение анализа выбора насоса, основываясь на ожидаемых объемах дебитов, затем выбор насоса большей производительности.

Спускать насос рекомендуется непосредственно в интервал перфорации для более эффективного выноса поступающего из пласта песка.

В последнее время на рынке услуг по нефтяному оборудованию, ВШНУ представлены многими фирмами, без принципиальных различий и отличающиеся в основном стоимостью установок.

Для примера возможно применение винтовых штанговых насосов фирмы «Weatherford» с теоретической производительностью от 10 м³/сут до 83 м³/сут и развиваемым напором от 600 м до 1200 м. Статоры насосов спускаются на НКТ с



номинальным диаметром 73,0 мм, роторы насосов – на штангах диаметром 22,0 мм. Для предотвращения прямого трения между штангами и НКТ на штангах рекомендуется устанавливать центраторы, для опорожнения труб НКТ оборудовать дренажными клапанами, для неподвижной фиксации нижнего конца НКТ, обеспечивающей спокойную работу насоса и не позволяющей отворачиваться (скручиваться) НКТ, применяются противоотворотные якоря.

На месторождении могут быть применены установки других фирм с аналогичной характеристикой.

Выбор скважин для оборудования ВШНУ должен основываться на возможности установления оптимальных режимов с учетом характеристики скважин и насосной установки. Рекомендуется установку оборудовать наземным щитом управления, позволяющим регулировать частоту оборотов в минуту (скорость вращения ротора) без остановки скважины.

На месторождении Сагиз Западный в настоящее время применяют винтовые штанговые насосные установки модели «17-1500» производительностью 17 м³/сут при 100 об/мин, «13-1300» производительностью 13 м³/сут при 100 об/мин, «24-1300» производительностью 24 м³/сут при 100 об/мин и «27-1500» производительностью 28 м³/сут при 100 об/мин, что соответствуют условиям эксплуатации скважин.

ВШНУ, обычно, эксплуатируются при 100-300 об/мин.

Тип применяемых эластомеров насосов – высоко-нитрильный. Статор винтовых насосов спускают на колонне НКТ диаметром 73,0 мм, ротор на одноступенчатой колонне штанг диаметром 22,2 мм.

Фонтанный способ добычи.

При возможном фонтанировании проектных скважин, при вводе в эксплуатацию, необходимо оборудовать устье тройниковой фонтанной арматурой типа АФК6А-65х21 по ГОСТ 13846-84, или соответствующая ей по классификации АНИ, крестового типа на рабочее давление 21,0 МПа, с проходным диаметром стволовой части елки 80,0 мм и проходным диаметром боковых отводов 65,0 мм, с ручным и автоматическим (пневматическим или гидравлическим) способом управления запорными устройствами (задвижками). Ствол фонтанной елки должен быть оборудован запорным устройством ручного управления и главным предохранительным клапаном, автоматического управления. Боковые выкиды арматуры оборудуются запорными устройствами и штуцеродержателями (или регулируемые дросселями) для частой и быстрой смены штуцера из-за возможного разрушения эрозией.

Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:



- панели местного управления с энергосвязью для передачи сигналов на контрольно-измерительный пункт (для автоматического закрытия задвижек центральной и отводящих линий), с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах и остановки в аварийных ситуациях. Панели оборудуются также пневмогидравлическим контуром для управления скважинным клапаном-отсекателем;

- систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанного клапана в зимнее время, чтобы избежать затвердевания парафиновых осадков в выкидных линиях.

В качестве подземного оборудования для фонтанных скважин на месторождении Сагиз Западный рекомендуется установить пакер и НКТ диаметром 73,0 мм.

Выбор типа пакера связан с конструкцией скважины, компоновкой и глубиной спуска подъемного лифта, а также условиями его работы (необходимость проведения геофизических исследований и других технологических операций). В этих условиях, наиболее надежным является трубный, механический, съемный пакер. Преимущество такого пакера в том, что для его установки не требуется высокое давление по сравнению с гидравлическим, и не требуется разбуривание пакера при необходимости проведения технологических операций, в сравнении со стационарным. Над пакером располагается разъединитель колонны с замком, позволяющий осуществлять отсоединение (или соединение) колонны подъемных труб в скважине от пакера. Надпакерное кольцевое пространство, в целях защиты внутренней поверхности эксплуатационной колонны и наружной НКТ, заполняется жидкостью (например, на основе CaCl_2), обработанной ингибитором коррозии, поглотителем кислорода и антибактериальным средством. Под пакером располагается хвостовик с воронкой для посадки в ней измерительных приборов и пробки с помощью канатной техники.

6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

В процессе эксплуатации месторождения Сагиз Западный возможны осложнения: парафиновые отложения на стенках НКТ; обводненность продукции скважин; увеличение газового фактора; коррозия НКТ и трубопроводов внутрипромыслового сбора.

Парафиноотложения.

Учитывая, что нефть месторождения Сагиз Западный является «парафинистой» (изменяется от 2,88 % моль. до 6,50 % моль.), одним из основных возможных осложнений при эксплуатации скважин будет являться отложение асфальто-смолистых парафиновых отложений (АСПО).

При добыче нефти, по мере продвижения продукции от забоя к устью происходит



неизбежное изменение термобарических условий. Происходящие процессы уменьшают растворяющую способность нефти по отношению к таким тяжелым фракциям, как парафин и смолы, которые выделяются в виде кристаллов, образуя новую твердую фазу, предопределяя вероятность выпадения парафина в стволе скважины.

Как показывает практика, основными промысловыми объектами, в которых наблюдается образование отложений парафина, являются скважинные насосы, НКТ, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности подъемных труб скважин.

Выпадение асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в подъемных трубах ведет к уменьшению поперечного сечения, буферного давления, закупориванию подъемных труб, что приводит к снижению продуктивности работы скважин.

Для борьбы с парафиноотложениями существуют два принципиальных подхода, как на предупреждение образования их, так и на удаление уже образовавшихся отложений.

Первый подход базируется на создании условий в процессе работы скважины, исключающих формирование отложений парафина или облегчающих их срыв с внутренней поверхности подъемника.

Данный метод включает следующие методы: снижение шероховатости внутренней поверхности НКТ путем нанесения на нее стекла, эмали, эпоксидной смолы или специальных лаков, которые приводят к гидрофилизации внутренней поверхности подъемника, которые препятствуют росту кристаллов парафина, их слипанию и образованию твердой фазы и последующим их отложениям на стенках НКТ.

Второй подход является широко распространенным и делится на несколько методов:

Механический – использование различных по конструкции и форме скребков, спускаемых в НКТ на проволоке;

Тепловой – закачка в скважину теплоносителя;

Химический – использование различных растворителей парафиновых отложений, закачиваемых в скважину.

При механическом способе очистки НКТ при помощи скребка от парафинообразования, как правило, необходимо производить остановку скважины.

Наиболее часто применяемыми методами для предупреждения и борьбы с парафиноотложениями без остановки скважины на месторождениях являются тепловые и химические методы.

При тепловых методах обработки скважин используется следующее оборудование:



передвижные парогенераторные установки типа ППУ, агрегат для депарафинизации скважин АДП-4-150, автоцистерна АЦ-5, агрегат ЦА-320, ЦА-400.

С целью очистки подземного оборудования от образующихся отложений на месторождениях применяются тепловой метод, основанный на расплавлении АСПО в результате температурного воздействия различными теплоносителями:

- *обработка паром;*
- *обработка горячей нефтью;*
- *обработка горячей водой.*

Эти методы являются неэффективными, в случае образования парафина на больших глубинах до 1200 м. Ниже 500 м температура жидкости при промывке колонны НКТ теплоносителем выравнивается с температурой при эксплуатации скважины, в этом случае нагретая нефть остудится быстрее, не достигая глубины, где образуется парафиновая корка. Поэтому данный метод эффективнее использовать при образовании парафиновой корки близ устьевого интервала на глубине до 370 м.

Также для предотвращения образования отложений парафина на нефтепромысловом оборудовании широкое распространение получили химические реагенты – ингибиторы СНПХ. Ингибитор парафиноотложений, обладая поверхностно-активными свойствами, влияет на начало кристаллизации, стабилизирует кристаллическую фазу и предупреждает осаждение асфальтосмолопарафиновых веществ на поверхности, имеющей центры кристаллизации.

Для защиты нефтяных скважин могут быть использованы и другие химические реагенты, эффективность которых подтверждена лабораторными и опытно-промысловыми испытаниями.

Диспергаторы – химические реагенты, обеспечивающие образование тонкодисперсной системы, которую уносит поток нефти, что препятствует отложению кристаллов парафина на стенках труб. К ним относят соли металлов, соли высших синтетических жирных кислот, силикатно-сульфанолевые растворы, сульфатированный щелочной лигнин.

Использование химических реагентов для предотвращения образования АСПО во многих случаях совмещают с процессами:

- *разрушения устойчивых нефтяных эмульсий;*
- *защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии;*
- *защиты от солеотложения;*
- *формирования оптимальных структур газожидкостного потока.*

Разработан достаточно широкий ассортимент химических реагентов для борьбы с



АСПО. В настоящее время применяются следующие марки реагентов:

- *бутил бензольная фракция (бутиленбензол, изопропилбензол);*
- *толуольная фракция (толуол, изопентан, н-пентан, изопрен);*
- *СНПХ-7р-1 – смесь парафиновых углеводородов нормального и построения, а также ароматических углеводородов (ОАО «НИИ-нефтехим», г. Казань, РФ);*
- *СНПХ-7р-2 – углеводородная композиция, состоящая из легкой пиролизной смолы и гексановой фракции (ОАО «НИИ-нефтехим», г. Казань, РФ).*

К примеру, в ОАО «Татнефть» положительные результаты получены при испытании технологии забойного дозирования новых ингибиторов парафиноотложений серии СНПХ-7000.

Дозирование ингибитора в скважину более эффективно осуществлять непрерывно посредством:

- *устьевых дозирочных насосов в затрубное пространство скважины;*
- *глубинных дозаторов, установленных на хвостовике насоса.*

Обводненность продукции скважин.

Ограничение притока воды к забоям добывающих скважин, является одной из важнейших проблем в системе мероприятий по повышению эффективности разработки нефтяных месторождений.

Учитывая ограниченность выявленных залежей на месторождении Сагиз Западный тектоническими нарушениями, и отсутствие воды при испытании осложнения, связанные с увеличением обводненности продукции не предполагается.

Но, опыт разработки месторождений показывает, что увеличение обводненности продукции скважин может происходить из-за прорыва закачиваемой воды по высокопроницаемым пластам, прорывам пластовой воды из законтурной водоносной области при достижении определенной степени выработанности запасов нефти и т.д.

В процессе разработки месторождения необходимо вести постоянный контроль за обводненностью продукции и проведение исследования на определение места и причин обводненности. На основании исследований необходимо будет принять решение о мероприятиях по предупреждению и борьбе с преждевременным обводнением.

Коррозия НКТ и трубопроводов внутрипромыслового сбора.

Как показывает промысловая практика эксплуатации скважин, значительное количество аварий происходит по причине двусторонней коррозии НКТ и обсадных колонн.

Флюиды, добываемые на месторождении, можно оценить как коррозионно-агрессивные, которые в присутствии воды могут вызвать: коррозионное



межкристаллитное растрескивание аустенитных и мартенситных сталей, сульфидное коррозионное растрескивание сталей под напряжением (СКРН), водородом индуцированное растрескивание (ВИР), язвенную коррозию УС под действием CO_2 , коррозионную эрозию, щелевую коррозию под слоями осадков механических примесей в наземном оборудовании, коррозию в застойных зонах оборудования и трубопроводов (фланцевые соединения, штуцера и др.) и т.д.

Поэтому одним из осложнений в работе скважин возникших во время эксплуатации скважин, возможно, будет образование коррозионно-активной эмульсии, которая будет, увеличивается по мере увеличения обводненности продукции скважин.

Агрессивные пластовые воды во время эксплуатации скважины окажут негативные необратимые последствия на целостность эксплуатационных колонн и насосно-компрессорных труб (НКТ), тем самым, создадут предпосылки для аварийных ситуаций.

Как показывает производственная практика эксплуатации скважин, значительное количество аварий на месторождениях происходят из-за двухсторонней коррозии обсадных колонн, а также НКТ.

Для предотвращения наружной коррозии обсадных колонн необходимо осуществить подъем цементного раствора в заколонном пространстве скважин до устья, а также применение электрохимической защиты.

Для защиты внутренней поверхности обсадных колонн и НКТ от коррозии необходимо установить пакер на 10-20 метров выше верхних отверстий перфорации. Кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ заполнить ингибитором коррозии.

Также необходимо применение НКТ, выкидных линии, запорной арматуры, резервуаров системы сбора и подготовки нефти в антикоррозионном исполнении.

При использовании ингибиторов коррозии, химреагентов для предотвращения парафиновых отложений необходимо будет провести лабораторные исследования и предварительные испытания на их совместимость и эффективности.

Для обеспечения надежности эксплуатации оборудования и коммуникаций, которые будут применяться при пробной эксплуатации необходимо проведения целого ряда мероприятий по защите оборудования и коммуникаций системы добычи и сбора:

- конструкция обсадных колонн скважин и колонна НКТ должны быть выполнены в антикоррозионном исполнении;
- части системы сбора необходимо снабдить устройствами по впрыскиванию ингибитора и оборудованиями по контролю за коррозионными процессами;



- устье скважин при необходимости снабжаются устройством по впрыскиванию ингибитора;
- каждая выкидная линия на концах оборудоваться камерой запуска и приема скребков;
- все подземные трубопроводы внутри и снаружи покрыть изоляционным материалом, внутреннее покрытие осуществить распылением эпоксидных материалов или им подобных - покрытие защищает сосуды от коррозии в условиях турбулентного потока;
- подземные трубопроводные коммуникации системы добычи и сбора защищаются катодной поляризацией;
- производить химическое ингибирование выкидных линий, трубопроводов системы подготовки и очистки нефти и водоснабжения;
- осуществить протекторную защиту резервуаров.

6.3. Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки добываемой скважинами продукции

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

При выборе технологии внутри промыслового сбора и транспорта необходимо учитывать следующие позиции:

- устьевые давления;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции;
- содержание в попутном газе сероводорода, углекислого газа и меркаптанов;
- схему расположения проектных добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- близость от месторождения существующих магистральных нефтепроводных и газопроводных систем;
- удаленность объекта подготовки от добывающих скважин.

Система внутри промыслового сбора и транспорта должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;



- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов.

Система внутри промыслового сбора продукции скважин включает в себя:

- эксплуатационные скважины;
- индивидуальные выкидные линии сбора нефтегазовой жидкости;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхним и нижним уровням основных технологических параметров (давление, температура, уровни в емкостном оборудовании и т.п.), системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

В настоящее время сбор и транспорт нефти на месторождении Сагиз Западный осуществляется по лучевой герметизированной напорной системе, газожидкостная смесь из скважин по выкидным линиям поступает на площадку манифольдного блока, регулируемого разными задвижками, где поток направляется на тестирование и на добычу.

Линия замера (тестирования) поступает в блок тестового нефтегазового сепаратора со сбросом воды НГСВ 2-1,4-1600, объём сепаратора $V = 12,5 \text{ м}^3$ под давлением 0,2 МПа. Общий поток нефтегазовой продукции других скважин поступает в первичный нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ 2-1,4-3000, $V = 100 \text{ м}^3$ под давлением 0,2 МПа. Далее, линии выхода нефти от двух сепараторов проходят через подогреватель ПП-0,63А (газовая косвенного нагрева), где нагревается до 80 °С. Химический реагент от блока дозирования реагента БДР-ОЗНА-2.5 дозируется в общий поток продукции скважин. Тип реагента – деэмульгатор (рекомендуется деэмульгатор «Дисолван»).

Нефтяная эмульсия после НГСВ 2-1,4-1600 и НГСВ 2-1,4-3000, направляется под собственным давлением в вторичный нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ 2-1,4-2000, объём сепаратора $V = 25 \text{ м}^3$ для отстаивания воды и обессоливания.

Нефть после НГСВ 2-1,4-2000, направляется под собственным давлением в емкость-отстойник нефти ОГН-П-50 м^3 . После нефть откачивается в горизонтальные емкости РГСН объемом $V = 75 \text{ м}^3$ (5 ед.) при условии качества нефти соответствующей товарной нефти или на другой РГСН-75 м^3 для дальнейшей промывки и обессоливания нефти, если содержание соли в нефти выше нормы 100 ppm.



В первичном, вторичном и тестовом нефтегазовых сепараторах предусмотрены сбросные предохранительные клапана, предназначенные для сброса газа с верхней части сосуда при превышении давления в сепараторах. Сброс выполняется на факел через факельный газопровод.

Отделившаяся попутная пластовая вода с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1,4-1600, НГСВ 2-1,4-3000 и НГСВ 2-1,4-2000, направляется под собственным давлением на отстойник воды ОВГ-Г-50 м³, где происходит сбор нефти с поверхности воды, далее вода хранится на емкостях РГСН-100 м³ (1 ед.) и где производится замер воды. При заполнении резервуаров вода подается на автоматизированную систему налива АСН-2В. Нагнетание воды через скважину САГЗ-20 в пласт производится насосами НБ-125 ИЖ (2 ед.). На входе насосов НБ-125 ИЖ предусмотрен дозирования воды химическими реагентами от БДР-2 (тип реагента – коагулянт и флокулянт) и фильтр сетчатый для повышения эффективности удаления взвешенных веществ.

Сепарированный газ с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1,4-1600 и НГСВ 2-1,4-3000 направляется на газовый сепаратор ГС 1-1,6-800.

На ГС 1-1,6-800, рабочее давление 0,2 МПа, происходит отбивка жидких фаз и где давление газовой линии регулируется с помощью ГРПШ, далее газ используется на подогревателях нефти ПП-0,63А (основной – 1 ед. и резервный – 1 ед.), в газопоршневых генераторах электричества САТ G3512LE мощностью 725 кВт (2 ед.) и используется для обеспечения технологических нужд факельной установки (продувка, дежурная горелка). Сброс с ППК осуществляется в факельную систему.

На УПН для налива нефти в автоцистерны используют наливную эстакаду, состоящую из площадки налива, вертикального стояка и запорной арматуры (предусмотрен счетчик нефти для откачки нефти). Подача нефти из резервуара на наливную эстакаду осуществляется с помощью блока для автоналива.

Установка подготовки нефти (УПН) включает компоненты, такие как:

1. Входной манифольд – 2 ед.;
2. Тестовый трехфазный нефтегазовый сепаратор НГСВ 2-1,4-1600 – 2 ед.;
3. Первичный трехфазный нефтегазовый сепаратор НГСВ 2-1,4-3000 – 1 ед.;
4. Подогреватель нефти ПП-0,63А – 2 ед. (1 ед. рабочая и 1 ед. – резервная);
5. Блок дозирования хим. реагента БДР-ОЗНА-2.5 – 1 ед.;
6. Вторичный трехфазный нефтегазовый сепаратор НГСВ 2-1,4-2000 – 1 ед.;
7. Отстойник нефти горизонтальный с перегородками ОГН-П-50 – 1 ед.;
8. Газовый сепаратор ГС 1-1.6-800 – 1 ед.;
9. Шкаф для регулирования давления газа ГРПШ 0.7-У1 – 1 ед.;



10. Газовый генератор электричества CAT G3512LE мощностью 725 кВт, в блок контейнере – 2 ед.;
11. Газовый генератор электричества мощностью 600 кВт – 2 ед. (проект);
12. Дизельный генератор электричества CAT G3406C мощностью 575 кВт, в блок контейнере – 2 ед.;
13. Вертикальная факельная установка УФ-Н10-Ду150-ГФНГ-150-А – 1 ед.;
14. Емкости РГСН-100 м³ с теплоизоляцией для хранения пластовой воды – 1 ед.;
15. Емкости РГСВ-75 м³ для хранения товарной нефти – 5 ед.;
16. Отстойник воды горизонтального гидрофобного типа ОВГ-Г-50 – 1 ед.;
17. Вихревые электронасосы для пресной воды РКм 60, с электродвигателем PEDROLLO – 1 ед.;
18. Автоматизированная система налива для нефти и для воды, типа АСН-2В (О-КМ-1) У2 – 2 шт.;
19. Емкость для хранения дизельного топлива $V = 25 \text{ м}^3$ – 1 ед.;
20. Подземная дренажная емкость для сепараторов с погружным насосом ЕП-5-1600-1 – 1 ед.

Технологическая схема установки подготовки нефти (УПН) месторождения Сагиз Западный представлена на рисунке 6.3.1.

Далее товарная нефть перевозится на УПН Жана Макат месторождения Восточный Макат для дальнейшей транспортировки и реализации.



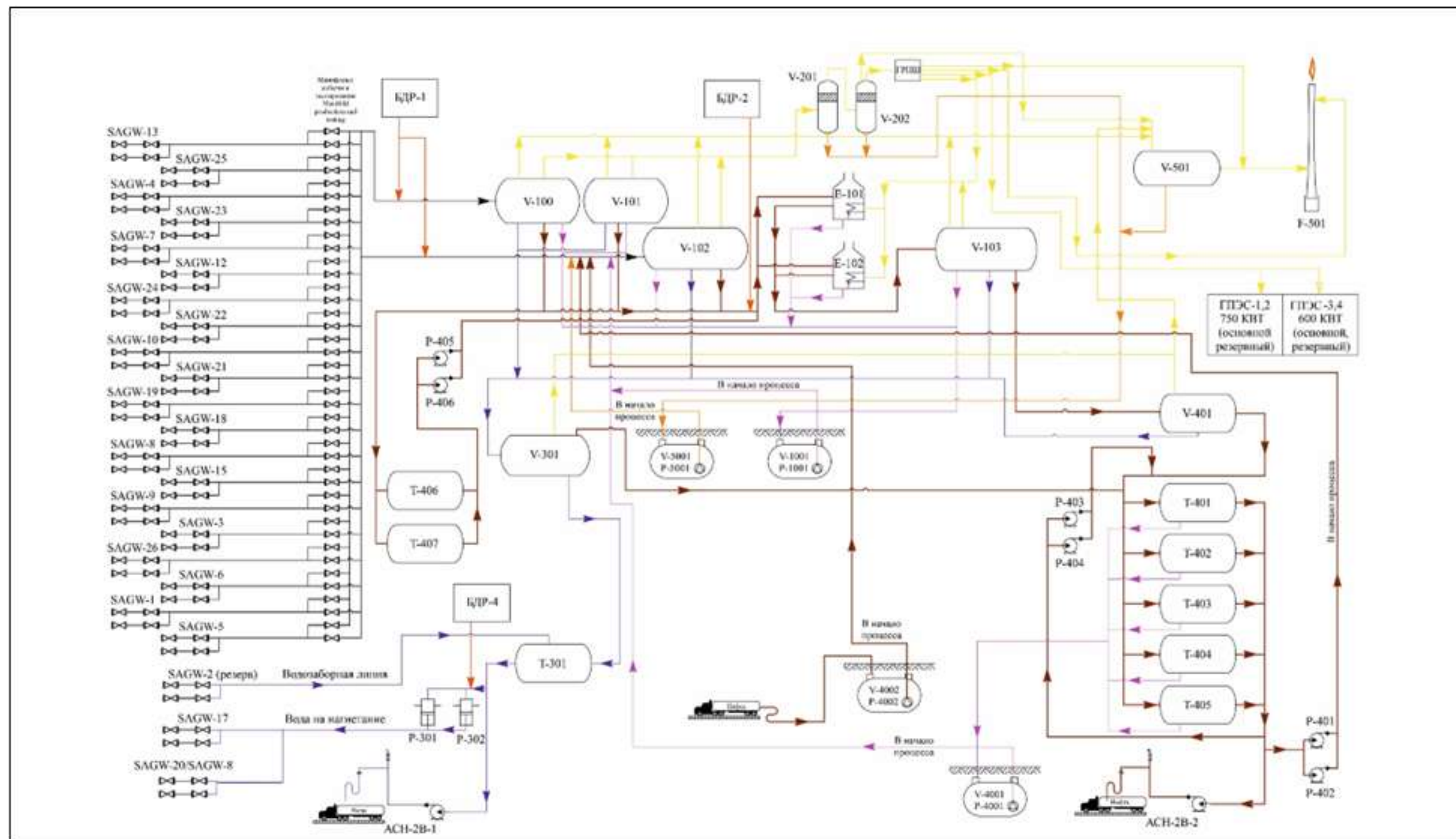


Рисунок 6.3. 1-Технологическая схема установки подготовки нефти (УПН) месторождения Сагиз Западный



6.4. Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

После согласования настоящего дополнения к проектному документу на промышленную разработку месторождения Сагиз Западный в ЦКРР МЭ Республики Казахстан, недропользователь обязан разработать и утвердить **«Программу развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Сагиз Западный на 2025-2028 гг.»** для дальнейшего получения экологического разрешения.

В рамках настоящего раздела представлен ориентировочный баланс сырого газа по месторождению Сагиз Западный, рассчитанный согласно проектным технологическим показателям разработки на 2025-2028 гг. промышленной добычи по рекомендуемому 2-му варианту разработки (таблица 6.4.1).

Так, источниками потребления сырого газа для собственных нужд промысла в технологической цепочке добычи и подготовки продукции на месторождении Сагиз Западный являются:

- *путевой подогреватель типа ПП-0,63А, в количестве 2 ед. (1 ед. – рабочая и 1 ед. – резервная);*
- *газопоршневые электрические станции (ГПЭС), мощностями по 725 кВт каждая, в количестве 2 ед.;*
- *газопоршневые электрические станции (ГПЭС), мощностями по 600 кВт каждая, в количестве 2 ед.*

Ввиду того, что ввод в эксплуатацию нового газопотребляющего оборудования в ближайшее время не планируется, технологически неизбежное сжигание газа на пуско-наладочные работы оборудования не предусматриваются.

Ежегодно на месторождении предусматриваются планово-профилактические работы (ППР) по техническому обслуживанию оборудования, на время которых подключаются резервные оборудования, ввиду чего сжигание газа при ППР также не предусматривается.

Для обеспечения безопасной эксплуатации факельной системы на месторождении предусмотрена их эксплуатация в дежурном режиме, с расходом 15,0 м³/час.



Таблица 6.4. 1-Баланс сырого газа по месторождению Сагиз Западный на 2025-2028 гг.

Наименование показателей	Годы			
	2025	2026	2027	2028
Добыча сырого газа, м³	4 443 000	4 697 000	5 659 000	6 132 000
- потери газа, м ³	14 147	14 955	18 018	19 524
Добыча сырого газа (с учетом потерь), м³	4 428 853	4 682 045	5 640 982	6 112 476
Расход сырого газа на собственные технологические нужды промысла, м³	4 297 453	4 550 645	5 509 582	5 980 716
- ПП-0,63А (рабочая)	395 832	437 464	477 637	483 880
- ПП-0,63А (резервная)	20 533	22 693	24 777	25 028
- ГПЭС № 1 (мощностью 725 кВт)	1 440 744	1 524 024	1 723 896	1 723 896
- ГПЭС № 2 (мощностью 725 кВт)	1 440 744	1 524 024	1 723 896	1 723 896
- ГПЭС № 3 (мощностью 600 кВт)	499 800	522 648	779 688	1 012 008
- ГПЭС № 4 (мощностью 600 кВт)	499 800	519 792	779 688	1 012 008
Расход сырого газа при пуско-наладочных работах (V₆), м³	0	0	0	0
- не предусмотрено	0	0	0	0
Расход сырого газа при эксплуатации оборудования (V₇), м³	131 400	131 400	131 400	131 760
Для поддержания дежурной горелки	131 400	131 400	131 400	131 760
Расход сырого газа при планово-профилактических работах (V₈), м³	0	0	0	0
- не предусмотрено	0	0	0	0
Расход сырого газа при технологических сбоях оборудования (V₉), м³	0	0	0	0
Утилизация сырого газа, %	97	97	98	98



6.5. Рекомендации к системе поддержания пластового давления, качеству используемого агента

Согласно проектным решениям, в рамках рекомендуемого 2-го варианта разработки месторождения Сагиз Западный, организация закачки воды для поддержания пластового давления предусматривается только на I-м (блок II) и III-м (блок I+I6) эксплуатационных объектах, в которых, в свою очередь, сосредоточены около 70 % начальных геологических запасов месторождения, а остальные объекты предлагается эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии: упругом режиме и режиме растворенного газа, как и предусматривалось ранее согласованными ЦКРР МЭ Республики Казахстан проектными документами.

Закачка воды будет вестись через нагнетательные скважины:

- САГЗ-8 (горизонт Т-II, объект I), система заводнения – внутриконтурная;
- САГЗ-17 (горизонт Т-IV, объект III), система заводнения – законтурная.

Источником для заводнения будет добываемая из продуктивных горизонтов попутная вода. Закачка других агентов (газа, пара, полимерных растворов и т.д.) не рассматриваются.

Для закачки в продуктивные пласты воды через нагнетательные скважины САГЗ-8 и САГЗ-17 предусмотрено использование установленных насосов НБ-125 ИЖ.

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются: сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин; предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями; предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин; предупреждение жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

Требования к качеству воды согласно номенклатуре показателей по СТ РК 1662-2007 должны отвечать следующим условиям:

- *Водородный показатель (рН) должен равняться примерно 7, что соответствует наименьшей коррозионной активности воды.*
- *Содержание гидрокарбонат-иона. Не более 5 мг/моль*л.*
- *Содержание кальций-иона. Не нормируется.*
- *Содержание хлор-иона. Не нормируется.*
- *Содержание сульфат-иона. Не нормируется.*
- *Жесткость карбонатная. Не более 5 мг/моль*л.*
- *Показатель стабильности воды. Должна быть стабильной.*



- *Набухаемость пластовых глин.* Вода не должна приводить к набуханию пластовых глин основных продуктивных горизонтов.
- *Совместимость.* Вода, выбранная для нагнетания в продуктивный пласт, должна быть совместима с пластовой водой и породой продуктивного коллектора.
- *Емкостная характеристика.* Уменьшение пористости поровых коллекторов продуктивного пласта в результате закачки воды не должно превышать 0,3 % в течение года. Уменьшение пористости в больших пределах может привести к ухудшению фильтрационной характеристики продуктивного коллектора.
- *Коррозионная активность.* Вода должна быть не коррозионно активной. При высокой коррозионной активности необходимо применять меры по защите оборудования.
- *Содержание растворенного кислорода.* Не более 0,02-0,05 мг/л. В некоторых случаях 1 мг/л.
- *Содержание двуокиси углерода.* Ограничивается в соответствии с требованием к коррозионной активности воды.
- *Содержание сероводорода.* Должен отсутствовать.
- *Содержание механических примесей.* В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной неоднородности. Содержание механических примесей в воде после высушивания при 105 °С и в пробе после прокаливания при 600 °С должно быть одинаковым.
- *Содержание в воде нефти.* В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной трещиноватости.
- *Присутствие сульфатовосстанавливающих бактерий.* Должны отсутствовать. Показатель не нормируется при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород.
- *Содержание иона-железа.* Содержание иона окисного железа должно быть не более 1 мг/л. При заводнении продуктивных пластов, воды которых содержат сероводород, ионы железа должны отсутствовать.



7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1. Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

7.1.1. Рекомендации к конструкциям скважин

На месторождении Сагиз Западный в период продолжения промышленной разработки, согласно рекомендуемому 2-му варианту разработки, планируется бурение трех проектных эксплуатационных скважин (САГЗ-22 и САГЗ-24 вертикальные и САГЗ-27 – наклонно-направленная), а также зарезка бокового ствола в скважине САГЗ-26 БС.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважин, а также условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважин в случаях газонефтеводопроявлений.

Исходя из горно-геологических условий разреза месторождения, а также с учетом опыта ранее пробуренных скважин на месторождении Сагиз Западный и в соответствии с «Едиными правилами...» (4), «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», предусматривается следующая проектная конструкция для скважин САГЗ-22, САГЗ-24 и САГЗ-27:

➤ **Направление разбуривается долотом диаметра 393,7 мм, спускается колонна диаметром 339,7 мм на глубину 40 м.** Направление устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под направление и канализации восходящего потока бурового раствора в циркуляционную систему. Колонна под направление цементируется до устья.

➤ **Кондуктор разбуривается долотом диаметра 311,1 мм, спускается колонна диаметром 244,5 мм на глубину 350 м.** Кондуктор устанавливается для



перекрытия неустойчивых, сыпучих отложений и зоны поглощения водоносных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Колонна под кондуктор цементируется до устья.

➤ **Эксплуатационная колонна разбуривается долотом диаметра 215,9 мм, спускается колонна диаметром 177,8 мм на глубину 1400/1600 м (± 250 м).** Эксплуатационная колонна устанавливается для испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

Глубина разбуривания под эксплуатационную колонну зависит от профиля проектной скважины: для проектных эксплуатационных скважин вертикальной конструкции (САГЗ-22 и САГЗ-24) глубина составит 1400 м (± 250 м), а для проектной эксплуатационной скважины наклонно-направленной конструкции (САГЗ-27) – до 1500 м (± 250 м). При этом конструкция, как показывает опыт бурения таких скважин на месторождении Сагиз Западный, остается одинаковой.

Рекомендуемая конструкция проектных скважин САГЗ-22, САГЗ-24 и САГЗ-27 приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1. 1-Рекомендуемая конструкция проектных эксплуатационных скважин САГЗ-22, САГЗ-24 и САГЗ-27 месторождения Сагиз Западный

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
Направление	393,7	339,7	40	устье
Кондуктор	311,1	244,5	350	устье
Эксплуатационная	215,9	177,8	1400/1500	устье

Для резки бокового ствола из существующей скважины САГЗ-26 БС, чтобы обеспечить отход нового забоя от существующего в плане на 150 м, необходимо резку нового бокового ствола начать с глубины не менее 270 м выше фактической глубины, т.е. с глубины около 1119,5 м (таблица 7.1.2).

Таблица 7.1. 2-Рекомендуемая конструкция эксплуатационной скважины САГЗ-26 БС при резке бокового ствола месторождения Сагиз Западный

Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска колонны по, м		Смещение забоя в плане, м	Удлинение, м	ВПЦ, м
		вертикали	стволу			
Направление*	339,7	43,7	43,7	0,0	0,0	Устье
Кондуктор*	244,5	350,7	350,7	0,0	0,0	Устье
Эксплуатационная колонна*	177,8	1389,5	1389,5	0,0	0,0	Устье
Хвостовик	114,3	1119,5	1428,5	150,0	309,0	1069,5- до кровли пласта

Примечание: * - фактические данные



Для герметизации устья скважины и предотвращения водонефтегазопроявлений предусматривается установить превентор под кондуктор: ОПЗ-210-80/210 (или аналоги).

После спуска эксплуатационной колонны на устье устанавливается колонная головка АФКЗ-65-210 для обвязки эксплуатационной колонны и кондуктора (таблица 7.1.3).

Таблица 7.1. 3-Оборудование устья скважин

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается оборудование, мм
Кондуктор ОПЗ 210-80/210	35	1	339,7
Колонная головка ОКК1	21	1	244,5
Фонтанная арматура АФК1-65-210	21	1	177,8

7.1.2. Требования к производству буровых работ

Исходя из рекомендуемых проектных глубин и конструкции проектных скважин, бурение рекомендуется производить с буровой установки грузоподъемностью не менее 250 тонн, роторным способом и с использованием гидравлического забойного двигателя, долотами с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения. На буровой установке необходимо размещение всего комплекса очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора.

В качестве буровой установки рекомендуется использовать ZJ-30/40 (либо аналоги).

Способ бурения – роторный с использованием гидромониторных долот с маслonaполненными опорами, вид привода – дизельный.

Для герметизации обсадных колонн рекомендуется применение герметизирующих уплотнительных составов для муфтовых соединений типа Р-2, СУ-1, ГС-1, использование фторопластовой ленты.

В целях предотвращения поглощения бурового и цементного раствора в процессе бурения и цементирования колонн не следует допускать резких колебаний гидродинамических давлений.

С помощью стационарных газокаротажных лабораторий типа АГКС-4АЦ при бурении на скважинах необходимо производить непрерывный контроль за содержанием газонасыщенности бурового раствора.



Отбор керна осуществляется с применением колонкового снаряда КД11М-190/80 «Недра» или другими аналогами.

Для надежной охраны недр в процессе строительства скважины и ее дальнейшей эксплуатации должны выполняться следующие мероприятия: строго соблюдать разработанную конструкцию скважин, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины; создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

7.1.3. Требования к технологии и качеству цементирования скважин

Выбор технологии цементирования скважин проведен с учетом рекомендуемой конструкции проектных скважин, а также анализа крепления ранее пробуренных скважин (таблица 7.1.4).

В соответствии с выше представленной конструкцией скважин, цементирование было рекомендовано проводить до устья. Крепление колонн проводить прямым и ступенчатым способом и с применением муфты ступенчатого цементирования (МСЦ).

В качестве буферной жидкости для разбавления бурового и цементного раствора применяется техническая вода с моющими добавками.

Требования к качеству тампонажного раствора должны быть особенно высокими. Для проведения тампонажных работ рекомендуется использовать высококачественные цементы с повышенной сульфатостойкостью класса G в соответствии со стандартами API марки ПЦТ I (II)-СС-50 (ГОСТ 1581-96). Необходимо использовать тампонажный раствор нормальной плотности (1,85-1,90 г/см³) на основе цемента марки I (II)-СС-50 с вводом в состав тампонажной смеси расширяющих добавок из расчета до 30 % от общего количества. Для обеспечения заданной плотности цементных растворов, регулирования реологических свойств и обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного) во время всего процесса цементирования рекомендуется применение осреднительной емкости, блока манифольда и станции СКЦ-2М. Ввод в цементный раствор понизителей водоотдачи, замедлителей сроков схватывания и расширителей цемента позволит более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень.

Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве в технологическую оснастку обсадных колонн рекомендуется включить центраторы, скребки и турбулизаторы потока, строго в соответствии с нормами и требованиями



технического проекта на бурение скважин. Места установки элементов технологической оснастки можно будет уточнить после проведения геофизических исследований.



Таблица 7.1. 4-Рекомендации по цементированию обсадных колонн

Показатели	Кондуктор 244,5 мм х 350 м		Эксплуатационная колонна 177,8 мм х 1400/1500 м	
	I	II	I	II
Высота подъема цемента	до устья	на 50-70 м выше башмака	до устья	на 100 м выше башмака предыдущей колонны
Тип цемента	Класс G, марки ПЦТ-I (II)-СС-50		Класс G, марки ПЦТ-I (II)-СС-50	
Плотность цементного раствора, г/см ³	1,50-1,55	1,89-1,90	1,55-1,65	1,90-1,92
Прочность при сжатии через 24 ч, МПа	3,5	17,0	3,5	17,0
Водоотделение, %	< 1	< 1	< 1	0
Водоотдача, см ³ /30мин (по API 10RP)	не регламентируется	не регламентируется	< 500	< 150
Добавки	облегчающая добавка, ускоритель схватывания, пеногаситель	ускоритель схватывания, пеногаситель	облегчающая добавка, понижитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель	соль (NaCl/ KCl), понижитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель
Буферная жидкость	Техническая вода, ПАВ		Техническая вода, буферный материал, ПАВ	



7.2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

7.2.1. Требования к типам и характеристикам промывочной жидкости при первичном вскрытии

Требования к буровым растворам разработаны с учетом геолого-промысловой информации по месторождению Сагиз Западный.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть проблемы, связанные как с геологическими условиями проводки скважины, так и другие:

- *осыпи стенок скважины;*
- *сужение ствола скважины;*
- *кавернообразование;*
- *прихватоопасность;*
- *нефтегазопроявления;*
- *желобообразование.*

При бурении ствола под эксплуатационную колонну весь вскрываемый разрез скважины имеет высокое содержание высококоллоидальных легкодиспергирующихся глин и аргиллитов (до 45 %), склонных к набуханию и, как результат, сужение ствола скважины и осыпи стенок скважины, что приводит к увеличению кавернозности ствола и прихватоопасности колонн при использовании не ингибированных систем промывочных жидкостей. Велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза, что приводит к снижению механической скорости проходки, ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин. При вскрытии продуктивных пластов необходимо предусмотреть ввод в буровой раствор поглотителя или нейтрализатора CO₂.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- *низкое содержание в них твердой фазы;*



- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для наибольшего сохранения коллекторских свойств и недопущения закупорки пласта, (при необходимости), в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные агенты;
- в случае возникновения поглощений бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент во избежание загрязнения коллектора.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы, (особенно в кавернозной части ствола), прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 2-3 м³.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора, (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита, песко- и илоотделители, центрифуги.

7.2.2. Требования к типам и характеристикам перфорационной жидкости при вторичном вскрытии

Основными требованиями, предъявляемыми к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов, являются:

- создание противодавления на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- недопущение колюматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей (CaCO_3 , KCl , K_2O_3), концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.



Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

Так как флюиды продуктивных пластов содержат CO_2 , необходимо вводить нейтрализаторы или поглотители кислорода.

При первичном вскрытии происходит кольматация призабойной зоны продуктивного пласта твердой фазой и фильтратом бурового раствора, которая приводит к ухудшению ее, (призабойной зоны), фильтрационно-емкостных свойств. Поэтому для снижения отрицательного воздействия процесса бурения на фильтрационные свойства призабойной зоны необходимо вторичное вскрытие производить кумулятивными перфораторами, создающими глубокие каналы, проникающие за пределы закольматированной зоны продуктивного пласта.

Перфорацию рекомендуется производить перфораторами, спускаемыми на каротажном кабеле или на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ). В обоих случаях перфорацию рекомендуется производить при репрессии на пласт. Предлагаемая плотность прострела пластов – 16-17 отверстий на 1 погонный метр, в зависимости от местоположения скважины по проницаемости и нефтенасыщенной толщине пласта. После подъема перфораторов спустить внутрискважинное оборудование для фонтанной эксплуатации с пакером и клапаном-отсекателем. В затрубное пространство закачать надпакерную жидкость. Устье скважины оборудовать фонтанной арматурой. Обвязать фонтанную арматуру с наземными коммуникациями и технологическим оборудованием.

На основе анализа сравнительных показателей различных кумулятивных перфораторов для вторичного вскрытия продуктивных пластов рекомендуется применить перфорационные системы фирмы «Бекер Атлас» зарядами типа TCP «Predator» 4 ½”, с количеством отверстий 16-17 на 1 погонный метр, прошедшие апробацию и показавшие хорошие результаты не только на месторождениях стран дальнего зарубежья, но, и на самом месторождении Сагиз Западный.

Достоинствами перфорационных систем TCP «Predator» 4 ½” являются:

- глубина проникновения зарядов составляет от 1,2 до 3,0 м, в зависимости от условия залегания коллектора, и как следствие, зона проникновения фильтрата промывочной жидкости минимально влияет на продуктивность скважины;
- интервал перфорации превышает 5,0 м, что значительно уменьшает время



спускоподъемных операций;

- проводится «чистая» перфорация за счет депрессии на пласт, позволяющая снизить до минимума негативные факторы, связанные с прострелочно-взрывными работами, прежде всего засорения каналов и самой породы продуктами взрыва.

На этапе строительства скважин при опробовании и исследовании скважин должны выполняться следующие мероприятия:

- устья скважин с сепарационными и замерными установками оборудовать по схеме технологического регламента на испытание скважин;

- при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и получить разрешение для сжигания попутного газа;

- работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану.

Перфорацию рекомендуется производить перфораторами, спускаемыми на каротажном кабеле или на колонне насосно-компрессорных труб. В обоих случаях перфорацию рекомендуется производить при репрессии на пласт. Предлагаемая плотность прострела пластов – 16-22 отверстий на 1 погонный метр, в зависимости от местоположения скважины по проницаемости и нефтенасыщенной толщине пласта. После подъема перфораторов спустить внутрискважинное оборудование для фонтанной эксплуатации с пакером и клапаном-отсекателем. В затрубное пространство закачать надпакерную жидкость. Устье скважины оборудовать фонтанной арматурой. Обвязать фонтанную арматуру с наземными коммуникациями и технологическим оборудованием.

В зависимости от местоположения скважин на площади при вскрытии продуктивного горизонта (проведении перфорации) рекомендуется в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения вскрывать не более 1/3 нефтенасыщенных толщин от кровли. Чисто нефтяная зона вскрывается полностью, в газонефтяных зонах во избежание преждевременного прорыва газа следует вскрывать также не более 1/3 нефтенасыщенных толщин от подошвы.

На этапе строительства скважин при опробовании и исследовании скважин должны выполняться следующие мероприятия:

- устья скважин с сепарационными и замерными установками оборудовать по схеме технологического регламента на испытание скважин;

- при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и получить разрешение для сжигания попутного газа;



- работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану.

При ликвидации скважин или длительной консервации выполняются все требования, в соответствии с правилами ликвидации и консервации объектов недропользования.

Хранение химических реагентов, цемента, барита должно осуществляться в крытых хранилищах на специальных настилах. Емкости и желоба циркуляционной системы должны быть герметизированы.



8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

Месторождение Сагиз Западный открыто в декабре 2011 г., при опробовании скважины САГЗ-1, получен фонтанный приток нефти из триасовых отложений.

В рамках настоящего Дополнения к проектному документу обосновано выделение на месторождении Сагиз Западный шести эксплуатационных объектов:

- ***I-й эксплуатационный объект** – продуктивные горизонты T-I + T-II;*
- ***II-й эксплуатационный объект** – продуктивный горизонт T-III;*
- ***III-й эксплуатационный объект** – продуктивный горизонт T-IV;*
- ***IV-й эксплуатационный объект** – продуктивный горизонт T-V;*
- ***V-й эксплуатационный объект** – продуктивный горизонт T-VI;*
- ***VI-й эксплуатационный объект** – продуктивный горизонт T-VII.*

Учитывая текущую стадию разработки и степень выработанности извлекаемых запасов нефти, для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной нефтеотдачи, в рамках настоящего отчета рассмотрены три варианта дальнейшей разработки месторождения Сагиз Западный, которые предусматривают реализацию геолого-технических мероприятий (ГТМ) по воздействию на призабойную зону скважин (ПЗС), движению фонда скважин из одних объектов и категорий на другие, а также отличаются между собой количеством бурения проектных скважин.

Проведенные результаты технико-экономической оценки рассмотренных трех вариантов разработки позволили **рекомендовать для практической реализации на месторождении Сагиз Западный вариант разработки 2**, который характеризуется наиболее выгодными технико-экономическими показателями разработки: наибольшим дисконтированным потоком денежной наличности по сравнению с остальными вариантами и составляет 24,870 млн.\$ США при ставке дисконта 10,0 %, также и доходы Государства по варианту достигаются максимальной величины и составляют 37,272 млн.\$ США, при ставке дисконтирования – 10,0 %. Вариант также характеризуется наименьшей себестоимостью 185,46 \$/т, наибольшим индексом рентабельности – 42,1 %.

По **рекомендуемому 2 варианту разработки** будет достигнута нефтеотдача 22,6 % и рентабельные извлекаемые запасы нефти 629,8 тыс.т, а рентабельный период разработки (18 лет) – 2025-2042 гг.

По установленным залежам, в целом по месторождению Сагиз Западный на долю начальных извлекаемых запасов нефти промышленной категории В+С₁ приходится почти 90,0 %.



Ниже приведено краткое описание основных положений рекомендуемого варианта разработки эксплуатационного объекта месторождения Сагиз Западный.

Вариант разработки 2 (рекомендуемый).

В рамках рассматриваемого варианта разработку I-го (блок II) и III-го (блок I+I6) эксплуатационных объектов предусматривается вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды, а остальные эксплуатационные объекты – на режиме истощения пластового давления: упругом режиме и режиме растворенного газа, как и предусматривалось ранее согласованными ЦКРР МЭ Республики Казахстан проектными документами.

Учитывая блоковое, сложное строение продуктивных горизонтов, их геометрию и размеры, а также незначительные геологические/извлекаемые запасы нефти, организация закачки воды для поддержания пластового давления на остальных эксплуатационных объектах будет нерентабельным, в связи с необходимостью организации закачки воды практически на каждую залежь (блок) продуктивных горизонтов, что понесут большие капитальные и эксплуатационные затраты.

Как показал выполненный анализ энергетического состояния в предыдущих разделах 3.1-3.2, среднее пластовое давление по I-му эксплуатационному объекту снижено относительно давления насыщения нефти газом на 16 %, а по II-V объектам – находятся на уровне давления насыщения нефти газом. По всем эксплуатационным объектам наблюдается снижение средних текущих пластовых давлений относительно начальных.

Вместе с тем, добывающие скважины на всех объектах эксплуатируются с текущими забойными давлениями ниже давления насыщения нефти газом на 39-68 %.

Основные продуктивные горизонты, в которых сосредоточены большая часть запасов нефти, характеризуются близостью начального пластового давления и давления насыщения нефти газом, что при эксплуатации их с использованием энергии пласта, предопределяет естественное и неизбежное снижение давлений ниже давления насыщения нефти газом, приводящее к росту газового фактора и падению дебита по нефти. Однако существует рациональное (оптимальное) давление, при котором коэффициент продуктивности (дебит по нефти) может несколько увеличиваться или оставаться стабильным при незначительном росте газового фактора.

В предыдущих разделах 3.1-3.2 выполнен подробный анализ и определены рациональные (оптимальные) забойные давления по эксплуатационным объектам и скважинам, к которым рекомендуется придерживаться при дальнейшей разработке месторождения и эксплуатации добывающих скважин.



Таким образом, дальнейшая эксплуатация скважин на объектах будет вестись при забойных давлениях ниже давления насыщения нефти газом, также и пластовые давления будут неизбежно снижаться ниже давления насыщения нефти газом.

Подчеркнем, что газ газовых залежей, а также газовые шапки газонефтяных залежей не будут вовлекаться недропользователем в разработку в ближайшее время, ввиду чего в рамках настоящей работы прогнозные показатели их разработки не рассчитывались.

В целом по месторождению Сагиз Западный предусматриваются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки: продолжение эксплуатации действующих скважин; дополнительный ввод из бурения трех проектных эксплуатационных добывающих скважин (САГЗ-22, САГЗ-24 и САГЗ-27); зарезка бокового ствола из существующей скважины САГЗ-26 БС; ввод в эксплуатацию из бездействия пяти скважин (САГЗ-3, САГЗ-5, САГЗ-7, САГЗ-8 и САГЗ-21); ввод в эксплуатацию из консервации четырех скважин (САГЗ-4, САГЗ-13, САГЗ-17 и САГЗ-18); переводы скважин из одних объектов на другие всего 19 скважино-операций в десяти скважинах (САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-12, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22 и САГЗ-24); перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд для закачки воды в пласты (САГЗ-8 и САГЗ-17); перевод нагнетательной скважины в добывающий фонд (САГЗ-20).

Ниже приведем описание рекомендуемых мероприятий по регулированию процесса разработки отдельно по эксплуатационным объектам.

I-й эксплуатационный объект (горизонты Т-I + Т-II).

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- продолжение эксплуатации действующих скважин САГЗ-9, САГЗ-10, САГЗ-15, САГЗ-19 (переводится в эксплуатационный фонд) и САГЗ-23;
- дополнительный ввод из бурения проектной эксплуатационной вертикальной добывающей скважины САГЗ-22;
- ввод в эксплуатацию из бездействия скважин САГЗ-3, САГЗ-8 и САГЗ-21;
- ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-18;
- возврат скважин САГЗ-7 и САГЗ-27 из других объектов;
- перевод скважин САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19 и САГЗ-22 на другие объекты;
- перевод добывающей скважины САГЗ-8 в нагнетательный фонд;
- перевод нагнетательной скважины САГЗ-20 в добывающий фонд.

II-й эксплуатационный объект (горизонт Т-III).



В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *возвраты и переводы скважин САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-12, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22, САГЗ-26 БС и САГЗ-27 из других объектов;*
- *переводы добывающих скважин САГЗ-22 и САГЗ-27 на другие объекты.*

III-й эксплуатационный объект (горизонт Т-IV).

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *продолжение эксплуатации действующих скважин САГЗ-1 и САГЗ-6;*
- *дополнительный ввод из бурения проектной эксплуатационной наклонно-направленной добывающей скважины САГЗ-27;*
- *зарезка бокового ствола из существующей скважины САГЗ-26 БС;*
- *ввод в эксплуатацию из бездействия скважин САГЗ-5 и САГЗ-7;*
- *возвраты и переводы скважин САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22 и САГЗ-24 из других объектов;*
- *перевод скважин САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22, САГЗ-26 БС и САГЗ-27 на другие объекты;*
- *перевод из консервации скважины САГЗ-17 в нагнетательный фонд.*

IV-й эксплуатационный объект (горизонт Т-V).

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *продолжение эксплуатации действующей скважины САГЗ-12;*
- *ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-13;*
- *возвраты и переводы скважин САГЗ-1, САГЗ-7 и САГЗ-24 из других объектов;*
- *перевод скважин САГЗ-7, САГЗ-12 и САГЗ-24 на другие объекты.*

V-й эксплуатационный объект (горизонт Т-VI).

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *дополнительный ввод из бурения проектной эксплуатационной вертикальной добывающей скважины САГЗ-24;*
- *ввод в эксплуатацию из консервации скважины САГЗ-4;*
- *возвраты и переводы скважины САГЗ-7 из других объектов;*
- *перевод скважин САГЗ-7 и САГЗ-24 на другие объекты.*

VI-й эксплуатационный объект (горизонт Т-VII).

В рамках рассматриваемого варианта разработки на эксплуатационный объект



рекомендуются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- *возвраты и переводы скважин САГЗ-19 и САГЗ-22 из других объектов;*
- *перевод скважины САГЗ-19 на другие объекты.*

Для обоснования дебитов нефти проектных скважин, а также переходящих скважин, которые будут вводятся из одних категорий и объектов на другие использовались результаты опробования, а также фактические текущие дебиты переходящих и новых скважин, получаемые в процессе их эксплуатации.

В разделе 3.4, таблице 3.4.4 представлен рекомендуемый план-график реализаций мероприятий по регулированию процесса разработки, а также ожидаемые дебиты скважин по нефти при вводе в эксплуатацию по рассмотренным выше вариантам разработки.

В таблице 8.1.1 представлено обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ **в целом по месторождению Сагиз Западный по рекомендуемому 2-му варианту разработки**, а в таблицах 8.1.2-8.1.7 – отдельно по эксплуатационным объектам месторождения.



Таблица 8.1. 1-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ в целом по месторождению Сагиз Западный

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды																	
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	32,4	33,0	37,7	37,9	34,9	33,1	30,8	27,4	23,9	20,3	17,1	14,8	12,8	11,1	9,6	8,3	7,3	6,4
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	20,7	31,4	33,4	35,9	31,0	27,2	28,2	23,1	22,9	19,9	17,1	14,8	12,8	11,1	9,6	8,3	7,3	6,4
1.2	новых скважин	11,7	1,7	4,4	2,0	3,9	5,9	2,6	4,3	1,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3	мех. способом	32,4	33,0	37,7	37,9	34,9	33,1	30,8	27,4	23,9	20,3	17,1	14,8	12,8	11,1	9,6	8,3	7,3	6,4
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	8	4	3	3	5	4	3	4	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	из других категорий	8	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	из других объектов	0	0	1	3	5	4	3	4	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	8,2	3,8	7,1	3,9	4,4	8,5	4,9	6,2	5,7	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	1440	442	611	524	874	699	524	699	175	175	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	1400	855	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,0	2,8	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,0	2,8	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расч. время работы нов. скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	2920	1460	1098	1095	1825	1460	1098	1460	365	365	0	0	0	0	0	0	0
8	Расч. добыча нефти из новых скв предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	23,8	5,5	7,8	4,3	8,1	12,4	5,4	9,1	2,1	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	32,7	20,7	31,4	33,4	35,9	31,0	27,2	28,2	23,1	22,9	19,9	17,1	14,8	12,8	11,1	9,6	8,3	7,3
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	32,7	44,5	36,9	41,2	40,2	39,1	39,6	33,6	32,2	25,0	20,8	17,1	14,8	12,8	11,1	9,6	8,3	7,3
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	20,7	31,4	33,4	35,9	31,0	27,2	28,2	23,1	22,9	19,9	17,1	14,8	12,8	11,1	9,6	8,3	7,3	6,4
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	-12,0	-13,1	-3,5	-5,3	-9,2	-11,9	-11,4	-10,5	-9,3	-5,1	-3,6	-2,3	-2,0	-1,7	-1,4	-1,3	-1,1	-0,9
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	-36,8	-29,5	-9,5	-12,9	-22,8	-30,5	-28,8	-31,2	-28,8	-20,3	-17,5	-13,6	-13,8	-13,3	-13,1	-13,3	-12,8	-12,4
14	Мощность новых скважин, тыс.т	23,8	5,5	7,8	4,3	8,1	12,4	5,4	9,1	2,1	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	15	18	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	19	19	19
16	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	15	18	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	19	19	19
17	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд механизированных скважин, шт.	15	18	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	19	19	19
19	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	11,6	9,1	9,0	9,0	8,6	8,0	7,6	6,9	6,3	5,8	5,1	4,6	4,2	3,8	3,5	3,3	3,0	2,8
25.1	в т.ч.: новых	10,5	4,5	8,0	4,9	5,0	10,4	6,7	8,3	12,1	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность действующего фонда скважин, %	30,7	33,4	37,3	40,7	41,5	40,1	41,8	43,1	45,5	49,2	51,7	53,9	56,0	58,4	60,2	61,9	63,7	65,7
26.1	в т.ч.: новых	22,5	15,2	10,7	20,0	11,4	18,5	26,7	25,0	53,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	8,0	6,0	5,7	5,3	5,0	4,8	4,4	3,9	3,4	2,9	2,5	2,1	1,8	1,6	1,4	1,3	1,1	1,0
28	Средняя приеминость нагнетательных скважин, м ³ /сут	35,7	27,3	28,0	32,2	30,7	27,6	27,4	25,7	24,8	24,4	22,8	21,5	20,2	19,3	18,1	16,8	15,9	15,2
29	Добыча жидкости всего, тыс.т	46,8	49,6	60,2	63,9	59,6	55,3	52,8	48,2	43,8	40,0	35,5	32,1	29,0	26,6	24,2	21,9	20,0	18,6
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	335,4	385,0	445,2	509,2	568,8	624,0	676,9	725,0	768,9	808,8	844,3	876,4	905,4	932,0	956,1	978,0	998,0	1016,6
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	263,4	296,4	334,1	372,1	406,9	440,0	470,8	498,2	522,1	542,4	559,6	574,4	587,1	598,2	607,8	616,1	623,4	629,8
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,094	0,106	0,120	0,133	0,146	0,158	0,169	0,179	0,187	0,194	0,201	0,206	0,210	0,214	0,218	0,221	0,224	0,226
33	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	41,8	47,1	53,1	59,1	64,6	69,9	74,8	79,1	82,9	86,1	88,9	91,2	93,2	95,0	96,5	97,8	99,0	100,0
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	5,1	5,2	6,0	6,0	5,5	5,3	4,9	4,4	3,8	3,2	2,7	2,4	2,0	1,8	1,5	1,3	1,2	1,0
35	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	8,1	9,0	11,3	12,8	13,5	14,9	16,2	17,3	18,2	18,9	19,6	21,1	23,0	25,9	30,4	38,0	53,3	100,0
36	Закачка рабочего агента, тыс.м ³	12,4	14,3	19,4	22,4	21,3	19,1	19,0	17,9	17,2	16,9	15,8	14,9	14,0	13,4	12,5	11,7	11,0	10,5
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м ³	16,6	30,8	50,2	72,6	94,0	113,1	132,1	150,0	167,2	184,1	199,9	214,8	228,8	242,2	254,7	266,4	277,4	287,9
38	Компенсация отбора текущая, %	20	22	26	28	29	28	29	30	32	36	38	40	42	45	46	48	50	52
39	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	4,443	4,697	5,659	6,132	5,812	5,687	6,033	6,024	5,431	4,922	4,425	4,039	3,636	2,986	2,615	2,277	1,996	1,757
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	39,177	43,875	49,534	55,666	61,478	67,165	73,198	79,222	84,653	89,575	94,000	98,039	101,675	104,661	107,276	109,553	111,549	113,307



Таблица 8.1. 2-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ по I-му эксплуатационному объекту (продуктивные горизонты Т-I+II)

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды																	
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	22,0	21,2	22,9	22,2	17,6	11,8	8,9	8,0	7,6	7,5	6,4	5,5	4,6	3,9	3,4	2,9	2,5	2,1
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	12,0	20,7	22,9	22,2	17,6	11,8	8,3	8,0	6,6	7,5	6,4	5,5	4,6	3,9	3,4	2,9	2,5	2,1
1.2	новых скважин	10,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3	мех. способом	22,0	21,2	22,9	22,2	17,6	11,8	8,9	8,0	7,6	7,5	6,4	5,5	4,6	3,9	3,4	2,9	2,5	2,1
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	5	1	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	из других категорий	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	из других объектов	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	9,7	9,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	0,0	5,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	1033	61	0	0	0	0	175	0	175	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	1400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расч. время работы нов. скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	1825	365	0	0	0	0	366	0	365	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расч. добыча нефти из новых скв предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	17,7	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	22,1	12,0	20,7	22,9	22,2	17,6	11,8	8,3	8,0	6,6	7,5	6,4	5,5	4,6	3,9	3,4	2,9	2,5
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	22,1	29,7	24,0	22,9	22,2	17,6	11,8	9,6	8,0	8,7	7,5	6,4	5,5	4,6	3,9	3,4	2,9	2,5
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	12,0	20,7	22,9	22,2	17,6	11,8	8,3	8,0	6,6	7,5	6,4	5,5	4,6	3,9	3,4	2,9	2,5	2,1
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	-10,1	-9,0	-1,1	-0,7	-4,6	-5,8	-3,6	-1,5	-1,4	-1,3	-1,0	-1,0	-0,8	-0,7	-0,6	-0,5	-0,4	-0,3
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	-45,7	-30,3	-4,6	-3,0	-20,6	-32,8	-30,1	-15,9	-17,4	-14,5	-14,0	-14,9	-15,3	-14,8	-14,5	-14,0	-14,2	-13,8
14	Мощность новых скважин, тыс.т	17,7	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	10	10	10	9	8	6	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
16	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	10	10	10	9	8	6	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
17	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд механизированных скважин, шт.	10	10	10	9	8	6	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
19	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	13,3	10,4	11,6	12,5	11,7	10,0	8,5	7,6	7,1	6,8	6,3	5,6	5,0	4,5	4,0	3,6	3,2	3,0
25.1	в т.ч.: новых	13,9	13,4	0,0	0,0	0,0	0,0	6,7	0,0	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность действующего фонда скважин, %	35,5	38,9	43,0	46,1	49,0	51,2	53,8	56,4	58,8	60,7	63,3	64,9	66,4	68,3	69,5	71,1	72,3	74,0
26.1	в т.ч.: новых	30,0	33,0	0,0	0,0	0,0	0,0	48,0	0,0	53,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	8,6	6,3	6,6	6,7	6,0	4,9	3,9	3,3	2,9	2,7	2,3	2,0	1,7	1,4	1,2	1,0	0,9	0,8
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	36,0	40,8	28,0	32,2	30,7	27,6	27,4	25,7	24,8	24,4	22,8	21,5	20,2	19,3	18,1	16,8	15,9	15,2
29	Добыча жидкости всего, тыс.т	34,1	34,8	40,1	41,1	34,5	24,2	19,2	18,5	18,5	19,0	17,5	15,6	13,8	12,4	11,1	10,0	9,0	8,2
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	204,2	239,0	279,1	320,2	354,7	378,9	398,2	416,6	435,2	454,1	471,6	487,1	500,9	513,3	524,3	534,4	543,3	551,6
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	148,7	170,0	192,9	215,1	232,7	244,5	253,4	261,4	269,1	276,5	282,9	288,4	293,0	296,9	300,3	303,2	305,7	307,8
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,125	0,143	0,162	0,180	0,195	0,205	0,213	0,219	0,226	0,232	0,237	0,242	0,246	0,249	0,252	0,254	0,256	0,258
33	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	48,3	55,2	62,7	69,9	75,6	79,4	82,3	84,9	87,4	89,8	91,9	93,7	95,2	96,5	97,6	98,5	99,3	100,0
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	7,1	6,9	7,4	7,2	5,7	3,8	2,9	2,6	2,5	2,4	2,1	1,8	1,5	1,3	1,1	0,9	0,8	0,7
35	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	12,2	13,4	16,6	19,3	19,0	15,7	14,0	14,8	16,5	19,2	20,5	21,9	23,8	26,6	30,9	38,5	53,7	100,0
36	Закачка рабочего агента, тыс.м³	6,2	7,1	9,7	11,2	10,7	9,6	9,5	8,9	8,6	8,5	7,9	7,5	7,0	6,7	6,3	5,8	5,5	5,3
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	10,4	17,5	27,2	38,4	49,1	58,6	68,2	77,1	85,7	94,2	102,1	109,5	116,5	123,2	129,5	135,3	140,8	146,1
38	Компенсация отбора текущая, %	14	16	19	22	25	33	41	41	40	39	40	43	46	49	52	54	58	61
39	Добыча нефтяного газа, млн.м³	3,042	2,927	3,064	3,057	2,339	1,461	1,066	0,978	1,207	1,570	1,396	1,209	1,039	0,897	0,775	0,673	0,581	0,504
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	21,478	24,405	27,469	30,526	32,865	34,327	35,392	36,370	37,577	39,147	40,543	41,753	42,792	43,689	44,464	45,136	45,718	46,222



Таблица 8.1. 3-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ по II-му эксплуатационному объекту (продуктивный горизонт Т-III)

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды																	
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	7,7	9,6	11,6	11,0	8,4	7,1	6,2	5,3	4,6	3,9	3,4	3,0	2,6
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,5	8,3	8,2	11,0	8,4	7,1	6,2	5,3	4,6	3,9	3,4	3,0	2,6
1.2	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	3,1	1,4	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3	мех. способом	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	7,7	9,6	11,6	11,0	8,4	7,1	6,2	5,3	4,6	3,9	3,4	3,0	2,6
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	0	0	0	3	2	1	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	из других категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	из других объектов	0	0	0	0	3	2	1	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	9,0	7,8	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	0	0	0	0	524	350	175	524	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расч. время работы нов. скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	0	0	0	0	1095	730	366	1095	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расч. добыча нефти из новых скв предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,5	6,6	2,9	7,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,5	8,3	8,2	11,0	8,4	7,1	6,2	5,3	4,6	3,9	3,4	3,0
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,5	11,1	11,1	15,3	11,0	8,4	7,1	6,2	5,3	4,6	3,9	3,4	3,0
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,5	8,3	8,2	11,0	8,4	7,1	6,2	5,3	4,6	3,9	3,4	3,0	2,6
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,0	-2,8	-2,9	-4,3	-2,6	-1,3	-1,0	-0,9	-0,7	-0,6	-0,5	-0,5	-0,4
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-17,7	-25,3	-26,1	-28,0	-23,6	-15,4	-13,8	-14,0	-13,6	-13,5	-13,2	-13,6	-13,3
14	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	5,5	6,6	2,9	7,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	3	5	6	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
16	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	3	5	6	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
17	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд механизированных скважин, шт.	0	0	0	0	3	5	6	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
19	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	6,2	6,2	6,2	5,8	5,1	4,6	4,2	3,8	3,5	3,2	2,9	2,7	2,5
25.1	в т.ч.: новых	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	9,7	8,9	7,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность действующего фонда скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	11,0	18,0	22,8	26,7	31,6	36,1	39,4	42,7	46,3	49,0	51,9	55,0	57,3
26.1	в т.ч.: новых	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	7,0	12,0	17,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	5,5	5,1	4,8	4,2	3,5	2,9	2,5	2,2	1,9	1,6	1,4	1,2	1,1
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Добыча жидкости всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	8,6	11,8	15,1	15,1	12,3	11,2	10,2	9,2	8,5	7,7	7,1	6,6	6,0
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	16,6	16,6	16,6	16,6	19,3	27,9	39,7	54,7	69,8	82,1	93,3	103,4	112,7	121,2	128,9	136,1	142,6	148,6
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	13,9	13,9	13,9	13,9	16,5	24,2	33,8	45,4	56,5	64,9	72,0	78,2	83,5	88,1	92,0	95,4	98,4	101,0
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,033	0,033	0,033	0,033	0,039	0,057	0,080	0,107	0,133	0,153	0,170	0,184	0,196	0,207	0,216	0,225	0,232	0,238
33	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	13,8	13,8	13,8	13,8	16,4	23,9	33,5	45,0	55,9	64,3	71,4	77,5	82,7	87,2	91,1	94,5	97,5	100,0
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	7,6	9,6	11,5	10,9	8,4	7,1	6,1	5,2	4,5	3,9	3,4	2,9	2,5
35	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	9,1	12,6	17,3	19,9	19,0	19,8	21,3	23,2	26,1	30,6	38,3	53,6	100,0
36	Закачка рабочего агента, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Компенсация отбора текущая, %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,357	1,450	2,777	3,562	3,083	2,342	2,149	2,000	1,845	1,406	1,216	1,056	0,913	0,791
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	2,977	2,977	2,977	2,977	3,334	4,784	7,561	11,122	14,205	16,547	18,697	20,696	22,541	23,947	25,163	26,219	27,131	27,923



Таблица 8.1. 4-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ по III-му эксплуатационному объекту (продуктивный горизонт Т-IV)

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды																	
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	10,1	9,2	10,7	11,0	10,3	10,4	9,7	5,3	3,0	2,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	8,4	9,2	6,9	10,3	9,5	7,6	9,7	4,3	3,0	2,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6
1.2	новых скважин	1,7	0,0	3,8	0,7	0,7	2,8	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3	мех. способом	10,1	9,2	10,7	11,0	10,3	10,4	9,7	5,3	3,0	2,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	3	0	2	1	1	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	из других категорий	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	из других объектов	0	0	0	1	1	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	4,2	0,0	8,7	3,8	4,2	8,0	0,0	5,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	407	0	436	175	175	350	0	175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	855	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расч. время работы нов. скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	1095	0	732	365	365	730	0	365	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расч. добыча нефти из новых скв предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	4,6	0,0	6,4	1,4	1,5	5,8	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	9,0	8,4	9,2	6,9	10,3	9,5	7,6	9,7	4,3	3,0	2,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	9,0	13,0	9,2	13,3	11,7	11,1	13,4	9,7	6,3	3,0	2,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	8,4	9,2	6,9	10,3	9,5	7,6	9,7	4,3	3,0	2,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	-0,6	-3,7	-2,3	-3,0	-2,2	-3,5	-3,7	-5,3	-3,3	-1,0	-1,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	-7,0	-28,8	-25,4	-22,5	-18,5	-31,7	-27,8	-55,1	-52,8	-33,8	-49,0	-8,0	-8,5	-8,3	-8,2	-8,0	-8,5	-8,3
14	Мощность новых скважин, тыс.т	4,6	0,0	6,3	1,4	1,5	5,8	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	4	4	5	6	5	6	4	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	4	4	5	6	5	6	4	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
17	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд механизированных скважин, шт.	4	4	5	6	5	6	4	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	10,8	8,6	9,2	8,6	8,6	9,2	10,1	9,9	8,8	8,3	6,6	6,4	6,2	6,1	5,9	5,7	5,5	5,4
25.1	в т.ч.: новых	5,0	0,0	10,5	5,1	5,9	11,4	0,0	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность действующего фонда скважин, %	17,8	22,2	29,2	33,3	37,2	41,0	44,9	48,9	51,0	54,1	55,9	58,1	60,5	63,0	64,8	66,9	68,3	70,4
26.1	в т.ч.: новых	15,0	0,0	17,0	25,0	28,0	30,0	0,0	33,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	8,9	6,7	6,5	5,7	5,4	5,4	5,6	5,1	4,3	3,8	2,9	2,7	2,4	2,2	2,1	1,9	1,7	1,6
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	35,4	20,6	28,0	32,2	30,7	27,6	27,4	25,7	24,8	24,4	22,8	21,5	20,2	19,3	18,1	16,8	15,9	15,2
29	Добыча жидкости всего, тыс.т	12,3	11,9	15,1	16,4	16,3	17,6	17,6	10,4	6,1	4,3	2,3	2,2	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	95,6	107,5	122,6	139,0	155,3	172,9	190,4	200,8	206,9	211,2	213,5	215,7	217,9	220,0	222,0	224,0	225,9	227,7
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	84,0	93,2	103,9	114,9	125,1	135,5	145,2	150,5	153,5	155,4	156,4	157,4	158,2	159,0	159,7	160,4	161,0	161,5
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,110	0,122	0,135	0,150	0,163	0,177	0,189	0,196	0,200	0,203	0,204	0,205	0,206	0,207	0,208	0,209	0,210	0,211
33	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	52,0	57,7	64,3	71,1	77,5	83,9	89,9	93,2	95,0	96,2	96,9	97,4	98,0	98,4	98,9	99,3	99,7	100,0
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	6,2	5,7	6,6	6,8	6,4	6,4	6,0	3,3	1,8	1,2	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3
35	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	11,5	11,9	15,7	19,0	22,0	28,5	37,2	32,4	27,0	24,5	16,6	18,3	20,4	23,6	28,3	36,3	52,2	100,0
36	Закачка рабочего агента, тыс.м³	6,2	7,1	9,7	11,2	10,7	9,6	9,5	8,9	8,6	8,5	7,9	7,5	7,0	6,7	6,3	5,8	5,5	5,3
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	6,2	13,3	23,0	34,2	44,9	54,4	63,9	72,9	81,5	89,9	97,8	105,3	112,3	119,0	125,3	131,1	136,6	141,9
38	Компенсация отбора текущая, %	35	42	47	51	50	42	43	70	116	165	293	290	283	282	276	267	265	262
39	Добыча нефтяного газа, млн.м³	1,352	1,319	1,968	2,222	2,305	2,157	1,622	0,898	0,576	0,436	0,302	0,278	0,255	0,234	0,214	0,197	0,180	0,165
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	11,127	12,446	14,414	16,636	18,941	21,098	22,720	23,618	24,194	24,630	24,932	25,210	25,465	25,699	25,913	26,110	26,290	26,456



Таблица 8.1. 5-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ по IV-му эксплуатационному объекту (продуктивный горизонт Т-V)

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды																	
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,3	2,0	1,6	2,8	3,3	2,3	2,2	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	0,3	1,4	1,6	1,4	3,3	2,3	1,6	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0
1.2	новых скважин	0,0	0,6	0,0	1,4	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3	мех. способом	0,3	2,0	1,6	2,8	3,3	2,3	2,2	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	1	0	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	из других категорий	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	из других объектов	0	0	0	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	3,5	0,0	3,9	0,0	0,0	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	0	175	0	350	0	0	175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расч. время работы нов. скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	0	365	0	730	0	0	366	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расч. добыча нефти из новых скв предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	1,3	0,0	2,9	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	1,6	0,3	1,4	1,6	1,4	3,3	2,3	1,6	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	1,6	0,3	2,7	1,6	4,2	3,3	2,3	2,8	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	0,3	1,4	1,6	1,4	3,3	2,3	1,6	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	-1,3	1,1	-1,1	-0,2	-1,0	-0,9	-0,8	-0,7	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	-79,4	-59,7	-40,0	-13,7	-22,9	-28,6	-33,5	-23,5	-8,4	-8,0	-8,0	-7,6	-8,1	-7,8	-7,7	-7,4	-7,8	-7,5
14	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	1,3	0,0	2,9	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	2	2	4	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
16	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	1	2	2	4	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
17	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд механизированных скважин, шт.	1	2	2	4	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
19	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	1,1	4,6	2,9	3,4	4,4	5,0	4,9	5,0	4,8	4,6	4,4	4,2	4,0	3,9	3,7	3,6	3,4	3,3
25.1	в т.ч.: новых	0,0	3,9	0,0	4,6	0,0	0,0	4,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность действующего фонда скважин, %	12,0	15,9	19,3	23,6	28,2	33,0	36,3	38,5	41,1	43,4	45,8	47,6	49,1	51,1	53,1	54,8	56,1	58,1
26.1	в т.ч.: новых	0,0	10,0	0,0	15,0	0,0	0,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,0	3,9	2,3	2,6	3,2	3,4	3,1	3,1	2,8	2,6	2,4	2,2	2,0	1,9	1,7	1,6	1,5	1,4
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Добыча жидкости всего, тыс.т	0,4	2,4	2,0	3,6	4,6	3,5	3,4	3,5	3,4	3,2	3,1	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,3
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	15,2	17,6	19,6	23,2	27,8	31,2	34,6	38,1	41,5	44,7	47,8	50,7	53,5	56,2	58,8	61,2	63,6	65,9
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	13,4	15,4	17,0	19,8	23,0	25,4	27,5	29,7	31,7	33,5	35,1	36,7	38,1	39,4	40,6	41,7	42,8	43,7
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,046	0,053	0,058	0,068	0,079	0,087	0,094	0,102	0,108	0,115	0,120	0,126	0,130	0,135	0,139	0,143	0,146	0,150
33	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	30,6	35,2	38,9	45,2	52,7	58,0	63,0	67,9	72,4	76,5	80,4	83,9	87,1	90,1	92,9	95,5	97,8	100,0
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,8	4,6	3,7	6,3	7,5	5,3	4,9	4,9	4,5	4,2	3,8	3,5	3,2	3,0	2,8	2,6	2,4	2,2
35	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	1,1	6,7	5,7	10,3	13,7	11,3	11,7	13,3	14,1	15,0	16,3	18,0	20,2	23,3	28,0	36,0	51,9	100,0
36	Закачка рабочего агента, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Компенсация отбора текущая, %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,049	0,303	0,249	0,441	0,572	0,420	0,431	0,474	0,474	0,472	0,468	0,463	0,426	0,393	0,362	0,336	0,309	0,286
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	2,175	2,478	2,728	3,169	3,741	4,161	4,593	5,067	5,541	6,013	6,481	6,944	7,370	7,762	8,124	8,460	8,769	9,056



Таблица 8.1. 6-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ по V-му эксплуатационному объекту (продуктивный горизонт Т-VI)

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды														
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,0	0,5	2,6	2,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	0,0	0,0	2,0	2,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
1.2	новых скважин	0,0	0,5	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3	мех. способом	0,0	0,5	2,6	2,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	из других категорий	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	из других объектов	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	2,5	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	0	206	175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	1400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчетное время работы новых скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	0	730	366	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скв предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	1,8	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	2,0	2,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	0,0	0,0	1,8	3,2	2,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	0,0	0,0	2,0	2,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	0,0	0,0	0,2	-1,1	-1,5	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	0,0	0,0	10,2	-35,6	-71,3	-18,3	-18,3	-18,1	-18,6	-18,3	-18,3	-18,1	-18,6	-18,3	-18,3
14	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	1,8	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	0	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	0	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
17	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд механизированных скважин, шт.	0	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	0,0	2,6	3,5	3,2	2,7	2,7	2,5	2,4	2,2	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2
25.1	в т.ч.: новых	0,0	2,6	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	0,0	2,5	15,2	26,5	38,3	48,0	55,4	61,2	66,5	70,0	72,9	75,5	77,2	79,2	80,9
26.1	в т.ч.: новых	0,0	2,5	15,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,0	2,5	3,0	2,4	1,7	1,4	1,1	0,9	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Добыча жидкости всего, тыс.т	0,0	0,5	3,0	2,8	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	3,6	4,1	7,2	10,0	10,9	11,8	12,7	13,5	14,3	15,0	15,7	16,3	16,8	17,2	17,6
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	3,2	3,7	6,2	8,3	8,9	9,4	9,8	10,1	10,3	10,5	10,7	10,9	11,0	11,1	11,2
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,052	0,060	0,102	0,136	0,146	0,153	0,160	0,165	0,169	0,173	0,176	0,178	0,180	0,182	0,183
33	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	28,4	33,0	56,0	74,4	79,6	83,9	87,4	90,3	92,7	94,6	96,1	97,4	98,5	99,3	100,0
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	4,6	23,0	18,4	5,3	4,3	3,5	2,9	2,3	1,9	1,6	1,3	1,0	0,8	0,7
35	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	6,4	34,3	41,7	20,6	21,1	21,9	22,9	24,2	26,1	28,8	33,1	40,3	55,0	100,0
36	Закачка рабочего агента, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Компенсация отбора текущая, %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,000	0,148	0,377	0,413	0,206	0,168	0,137	0,112	0,091	0,075	0,061	0,050	0,041	0,033	0,027
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	1,124	1,272	1,649	2,062	2,268	2,436	2,573	2,686	2,777	2,852	2,913	2,962	3,003	3,036	3,063



Таблица 8.1. 7-Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ по VI-му эксплуатационному объекту (продуктивный горизонт Т-VII)

№.№ п/п	Показатели	Годы и периоды																	
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2
1.2	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3	мех. способом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	из других категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	из других объектов	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	0	0	0	0	175	0	0	0	0	175	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расч. время работы нов. скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	0	0	0	0	365	0	0	0	0	365	0	0	0	0	0	0	0
8	Расч. добыча нефти из новых скв предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,6	-0,4	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-57,6	0,0	0,0	0,0	0,0	-14,6	-19,8	-20,3	-20,0	-20,0	-19,8	-20,3	-20,0
14	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
17	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд механизированных скважин, шт.	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	2,8	0,0	0,0	0,0	2,6	2,4	1,9	1,6	1,3	1,0	0,8	0,7	0,5
25.1	в т.ч.: новых	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность действующего фонда скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	5,6	0,0	0,0	0,0	9,9	11,4	12,6	13,4	14,4	15,2	15,8	16,4	16,8
26.1	в т.ч.: новых	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	2,6	0,0	0,0	0,0	2,3	2,1	1,7	1,3	1,1	0,9	0,7	0,6	0,4
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Добыча жидкости всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5	0,8	0,7	0,5	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	0,2	0,2	0,2	0,2	0,7	1,2	1,2	1,2	1,2	1,7	2,5	3,2	3,7	4,1	4,5	4,8	5,0	5,2
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	0,2	0,2	0,2	0,2	0,7	1,1	1,1	1,1	1,1	1,5	2,3	2,9	3,3	3,7	4,0	4,2	4,4	4,6
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,003	0,003	0,003	0,003	0,013	0,022	0,022	0,022	0,022	0,030	0,044	0,055	0,064	0,071	0,077	0,082	0,085	0,088
33	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	3,9	3,9	3,9	3,9	15,0	24,7	24,7	24,7	24,7	33,7	49,6	62,4	72,6	80,7	87,3	92,5	96,7	100,0
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	11,0	9,8	0,0	0,0	0,0	8,9	15,9	12,8	10,2	8,2	6,5	5,2	4,2	3,3
35	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	11,5	11,5	0,0	0,0	0,0	11,9	24,0	25,4	27,1	29,7	33,9	41,1	55,6	100,0
36	Закачка рабочего агента, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Компенсация отбора текущая, %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,033	0,030	0,000	0,000	0,000	0,027	0,048	0,039	0,031	0,025	0,020	0,016	0,013	0,010
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	0,296	0,296	0,296	0,296	0,329	0,359	0,359	0,359	0,359	0,386	0,434	0,473	0,504	0,529	0,548	0,564	0,577	0,587



9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Эффективность контроля за процессом разработки эксплуатационных объектов зависит от наличия полной и качественной информации о гидродинамических параметрах продуктивных пластов, емкостно-фильтрационных свойствах пластов-коллекторов, техническом состоянии скважин и т.д. В связи с этим, для получения более полной информации, в данном проекте предусмотрен комплекс необходимого объема исследовательских работ.

Получение такой информации обеспечивается качественным выполнением комплекса гидродинамических и промыслово-геофизических методов исследований пластов и скважин в сочетании с промысловыми данными и результатами лабораторных исследований керна и пластовых флюидов.

В таблице 9.1.1 представлен рекомендуемый комплекс исследовательских работ на месторождении Сагиз Западный.

9.1. Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин

Согласно рекомендуемого 2-го варианта разработки на месторождении Сагиз Западный предусматривается ввод из бурения трех эксплуатационных скважин (САГЗ-22 и САГЗ-24 – с вертикальными профилями, а САГЗ-27 – наклонно-направленного профиля), а также зарезка бокового ствола из существующей скважины САГЗ-26 БС, поэтому в процессе бурения вышеперечисленных скважин промыслово-геофизические исследования (ГИС) должны проводиться по двум направлениям:

1. В открытом стволе, после окончания проводки скважины;
2. В эксплуатационных скважинах – исследования по контролю за разработкой.

Исследования в открытом стволе.

Исходя из анализа материалов качественной и количественной интерпретации геофизических исследований в скважинах, выходящих из бурения, с целью расчленения разреза на коллекторы и вмещающие, выделения эффективных газо-, нефте- и водонасыщенных толщин и определения характера их насыщения, оценки фильтрационно-емкостных свойств, наиболее рационально выполнение следующего комплекса промыслово-геофизических исследований в открытом стволе.

Общие исследования по всему стволу в масштабе глубин 1:500: запись кажущегося сопротивления КС; боковой каротаж (БК); самопроизвольная поляризация (ПС); кавернометрия (КВ); естественная радиоактивность (ГК); нейтронный каротаж (НК).

Детальные исследования в интервалах продуктивных отложений в масштабе глубин 1:200, включают в себя: запись кажущегося сопротивления (КС);



самопроизвольная поляризация (ПС); кавернометрия (КВ); естественная радиоактивность (ГК); нейтронный каротаж (НК); индукционный каротаж (ИК); боковой каротаж (БК); микробоковой каротаж (МБК); акустический каротаж по скорости пробега упругих волн (АК); плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П).

Для учета искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве необходимо выполнить инклинометрию.

Особое внимание необходимо уделять исследованиям по оценке качества цементирования обсадных колонн – акустической цементометрии (АКЦ).

Исследования в эксплуатационной скважине

После бурения проектных эксплуатационных скважин основными задачами промыслово-геофизических исследований по контролю (ГИС) за разработкой являются: изучение профиля притока пластового флюида; исследования динамики продуктивности и энергетического состояния объектов эксплуатации; контроль за текущим положением водонефтяного контакта; контроль технического состояния обсадных колонн и качеством их цементирования.

Для решения поставленных задач в добывающих скважинах комплекс ГИС обычно включает высокоточную термометрию (ВТ) и барометрию для изучения распределения по всему стволу температуры и давления.

В интервале перфорации помимо термометрии и барометрии комплекс содержит: гамма-каротаж (ГК) – для привязки методов ГИС к разрезу и выявления техногенных гамма-аномалий; локатор муфт (ЛМ); механическую ((РГД) и термокондуктивную (СТД) дебитометрии – для определения профиля притока пластового флюида; влагометрию (ВГД) – для обнаружения мест притока воды и установления водонефтяного раздела в стволе скважины; плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК) – для разделения пластового флюида в стволе скважины на составляющие компоненты – газ, нефть, вода.

В скважинах, расположенных вблизи ВНК, в комплекс следует включить резистивиметрию для обнаружения начальных признаков обводнения.

В каждой скважине комплекс методов ГИС должен уточняться в зависимости от работы скважины и состава поступающего пластового флюида.

В соответствии с «Единые правила...» (4) первые исследования методами ГИС по контролю проводятся после вызова притока и достижения устойчивого режима работы скважины. Последующие исследования проводятся после любых воздействий на пласт, изменений в продуктивности скважин, изменений состава добываемого флюида.

При обнаружении признаков, указывающих на дефекты обсадных колонн, интервалов затрубной циркуляции проводятся повторные исследования АКЦ,



исследования толщиномером-дефектомером (СГДТ), а также комплекс ГИС для оценки герметичности обсадных колонн – метод естественной гамма-активности, расходомерию, локатор муфт, термометрию, причем термометрию проводят по всему стволу скважины.

Анализ материалов геофизических исследований, наряду с промысловыми данными позволит выделить работающие интервалы, определить профиль притока и характер поступающей из пласта жидкости, отбить водонефтяной контакт, контролировать глубину спуска башмака НКТ, следить за техническим состоянием колонн и выявлять интервалы межколонных перетоков.

ГИС в проектных оценочных скважинах следует проводить в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследования.

9.2. Комплекс физико-химических исследований нефти, газа и воды

Как известно из раздела 2.3 настоящего дополнения к проектному документу, по месторождению Сагиз Западный свойства нефти в пластовых условиях были изучены по 11 глубинным пробам, отобранных из Т-I+II, Т-II, Т-IV и Т-VII продуктивных горизонтов.

Проба нефти из скважины САГЗ-7 (горизонт Т-II) была отбракована, ввиду низких параметров газосодержания и объемного коэффициента, а также высоких плотности и вязкости нефти. Глубинные пробы нефти из скважин САГЗ-9 (горизонт Т-I+II), САГЗ-15 (горизонт Т-II), а также рекомбинированная проба из скважины САГЗ-23 (горизонт Т-II) были признаны некондиционными, ввиду превышения давлений насыщения над пластовыми, а также очень высокими показателями газосодержания и объемного коэффициента.

Таким образом, на дату составления настоящего дополнения к проектному документу, кондиционными пробами охарактеризованы следующие продуктивные горизонты: **Т-II** (скважинами САГЗ-3, САГЗ-10 и САГЗ-18); **Т-IV** (скважинами САГЗ-1, САГЗ-6 и САГЗ-9); **Т-VII** (скважиной САГЗ-19). При этом, как известно, в продуктивных горизонтах Т-I+II (эксплуатационный объект I) и Т-IV (эксплуатационный объект III) сосредоточены чуть более 70 % запасов всего месторождения, таким образом, основные по запасам продуктивные горизонты охарактеризованы глубинными пробами нефти.

Вместе с тем, как известно, как показал выполненный анализ энергетического состояния, среднее пластовое давление по I-му эксплуатационному объекту снижено относительно давления насыщения нефти газом на 16 %, а по II-V объектам – находятся на уровне давления насыщения нефти газом. По всем эксплуатационным объектам наблюдается снижение средних текущих пластовых давлений относительно начальных.

Добывающие скважины на всех объектах эксплуатируются с текущими забойными давлениями ниже давления насыщения нефти газом на 39-68 %.



Учитывая вышеизложенное, а также сложность отбора качественных и кондиционных глубинных проб нефти, недропользователю рекомендуется осуществлять контроль за свойствами пластовой нефти в переходящих эксплуатационных скважинах по мере возможности, с периодичностью не менее одного раза в два года.

Лабораторные исследования методом рекомбинирования проб нефти и газа рекомендуется продолжить с периодичностью один раз в год не менее в $\frac{1}{2}$ фонда добывающих скважин. При лабораторных исследованиях, в процессе растворения газа в нефти, необходимо придерживаться текущих термобарических условий пласта в конкретной скважине, из которого были отобраны пробы на поверхности.

В проектируемых эксплуатационных скважинах САГЗ-22, САГЗ-24, САГЗ-27 и САГЗ-26 БС, при вводе из бурения и достижении стабильного режима эксплуатации, отбор и исследование не менее 3-х глубинных проб нефти из каждой скважины является обязательным условием.

Подход к выбору скважин для исследований, методы и средства для отбора и исследований глубинных проб пластовой нефти регламентируется в ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Для отбора качественных глубинных проб необходимо правильно подготовить скважину, главным условием, которого является работа скважины только на минимальном режиме.

Подготовка скважины для отбора глубинных проб выполняется в следующем порядке:

- *оборудование устья скважины лубрикаторной площадкой;*
- *предварительная отработка скважины в течение трех суток на минимальном режиме;*
- *остановка скважины на восстановление пластового давления;*
- *замер пластового давления и пластовой температуры;*
- *пуск скважины на минимальном режиме;*
- *отбор не менее трех проб пластовой нефти.*

Порядок выполнения экспериментов на установке высокого давления в зависимости от комплексов исследований (обязательный, расширенный или плотный) и методики расчетов определены ОСТ 39-112-80. По результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти строятся графические зависимости газосодержания, плотности пластовой нефти и объемного коэффициента от давления.

По отобранным пробам рекомендуется выполнить полный комплекс исследований, в который входят следующие характеристики: давление насыщения, газосодержание,



объемный коэффициент, плотность, вязкость, молекулярная масса, структурно-механические свойства, коэффициенты сжимаемости и термического расширения пластовой нефти, компонентный состав газа, пластовой и дегазированной нефти. Кроме того, должно быть выполнено дифференциальное разгазирование с определением вышеперечисленных характеристик в зависимости от давления и температуры.

Вместе с тем, во всех действующих добывающих, а также проектируемых оценочных скважинах рекомендуется продолжить отбор и исследование не менее 3-х устьевых проб нефти из каждой скважины, с периодичностью один раз в год.

Продукция всех скважин будет характеризоваться обводненностью, в связи с чем необходимо вести контроль за физико-химическими свойствами и микробиологическим составом пластовых вод с периодичностью не менее одного раза в год из каждой скважины.

Контроль за свойствами и составом пластовой воды необходимо вести по следующим основополагающим показателям:

- *физико-химическая характеристика воды, в которую входят физические параметры – плотность, вязкость, температура, водородный показатель (pH) и химические параметры – 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ;*
- *микробиологический анализ – определение количества сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) в попутно-добываемой воде обводняющихся скважин.*

9.3. Комплекс гидродинамических исследований скважин и пластов

Как известно, весь действующий фонд добывающих скважин месторождения планируется эксплуатировать механизированным способом добычи, что осложняет проведение прямых замеров давлений в статическом и динамическом режимах работы скважин.

Поэтому для контроля за энергетическим состоянием пластов и скважин недропользователем проводятся наблюдения за статическими и динамическими уровнями в скважинах, по результатам которых рассчитываются пластовые и забойные давления. Результаты таких исследований имеют ряд недостатков и погрешностей, но позволяют косвенно судить об энергетической характеристике системы в целом.

Также недропользователем проводятся и должны проводиться режимные исследования при различных оборотах винтового насоса, в процессе которого по скважинам замеряются дебиты нефти, газа и обводненности, а также отбиваются динамические уровни, по результатам которых на скважинах подбираются оптимальные



режимы работы.

Как показал представленный в предыдущих главах анализ, периодичность проводимых исследований скважин на месторождении не высокая и недропользователю рекомендуется ее усилить и увеличить.

Так, периодичность исследований МУО/МУУ рекомендуется выполнять по всему действующему добывающему фонду скважин перед и после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) по обработке ПЗС, оптимизации режимов работы скважин и т.д. Периодичность замеров давлений на текущей стадии разработки должна составлять не менее 4-х раз в год по всем скважинам эксплуатационного фонда, а замеры статических и динамических уровней – не менее 1-го раза в месяц по каждой скважине.

Аналогичные режимные исследования МУЗ, а также КПД/КПУ должны проводиться и по нагнетательным скважинам с такой же периодичностью, как и в добывающих скважинах.

В проектных эксплуатационных скважинах, при вводе из бурения и достижения стабильного режима эксплуатации, рекомендуется провести разовые гидродинамические исследования: при получении фонтанного притока следует провести исследования МУО (не менее 3-х режимов на различных штуцерах), с регистрацией КВД при окончании, а при механизированном способе освоения – исследования МУУ (не менее 3-х режимов на различных оборотах насоса), с последующей регистрацией КВУ.

Метод установившихся отборов/уровней (МУО/МУУ) позволяет определить коэффициент продуктивности добывающей скважины и оптимальный режим работы скважины. По результатам исследования скважин методом восстановления давления/уровня (КВД/КВУ) определяются комплексные параметры: гидропроводность и отношение проницаемости к приведенному радиусу скважины, а также проницаемость пласта в зоне вокруг скважины, коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях.

Согласно «Единые правила...» (4), в обязательный комплекс промысловых измерений входят: замеры промыслового газового фактора и определение обводненности продукции скважин.

При разработке эксплуатационных объектов месторождения Сагиз Западный прогнозируется снижение пластового и забойного давлений ниже давления насыщения нефти газом и поэтому тестовые замеры газового фактора должны производиться с периодичностью 1 раз в месяц индивидуально по каждой скважине.

Замеры обводненности скважин, с учетом текущего состояния, рекомендуется осуществлять с периодичностью 2-3 раза в месяц.



Замеры дебита скважины по нефти, жидкости, устьевого, трубного и затрубного давлений рекомендуется производить ежедневно.

Согласно рекомендациям п. 105 «Единые правила...» (4), рекомендуется продолжить проведение специальных режимных исследований скважин, по определению степени уменьшения коэффициента продуктивности от снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом. При этом, исследования рекомендуется провести с отработкой на каждом режиме (не менее трех режимов) не менее 10-15 суток.

Рекомендуется в проектируемых нагнетательных скважинах САГЗ-8 и САГЗ-17 перед переводом в нагнетательный фонд провести исследований на приемистость пластов (не менее трех режимов).

Таблица 9.1. 1-Рекомендуемый комплекс исследовательских работ

№№ п/п	Виды исследований	Периодичность
1. Геофизические исследования		
1.1	Общие геофизические исследования (М 1:500) методами ПС (SP), КС, БК (DLL), ГК (GR), НК (CN), КВ (CALI), инклинометрия (ORIT)	Разовые исследования в проектных оценочных скважинах
1.2	Детальные геофизические исследования в продуктивной части разреза (М 1:200) методами ПС (SP), КС, индукционный широкополосный многозондовый каротаж ВИКИЗ (HDIL/AIT), БК (DLL), МБК (MLL), ГК (GR), НК (CN), КВ (CALI), АК (DT), литоплотностной каротаж ГГКП (ZDL)	Разовые исследования в проектных оценочных скважинах
1.3	Определение положения флюидных контактов и коллекторских свойств пластов-коллекторов RCI / MDT	Разовые исследования в проектных оценочных скважинах
1.4	Геофизические исследования в колонне: - уточнение выбора объекта и привязка к разрезу методами ЛМ (CCL), ГК (GR), ИНК (PNL), ТМ (TEMP); - контроль притока методами ЛМ (CCL), ИНК (PNL), ГК (GR), ТМ (TEMP), расходомерия, влагомерия, барометрия, резистивиметрия	Разовые исследования в проектных оценочных скважинах
1.5	Определение технического состояния обсадных колонн и цементного камня методами ЛМ (CCL), АКЦ (CBL)	Разовые исследования в проектных оценочных скважинах. В эксплуатационных скважинах в процессе эксплуатации – по мере необходимости
2. Отбор и исследование проб нефти, газа и воды		
2.1	Отбор и исследование глубинных проб нефти и растворенного газа	Разовые исследования в проектных эксплуатационных скважинах при вводе из бурения. По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в два года
2.2	Отбор и исследование поверхностных проб нефти и газа	Разовые исследования в проектных эксплуатационных скважинах при вводе из бурения. По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в год



Продолжение таблицы 9.1.1

2.3	Отбор и исследование проб пластовой воды	Разовые исследования в проектных эксплуатационных скважинах при вводе из бурения. По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в год
2.4	Определение источников обводненности	Во всех действующих скважинах – при резком изменении обводненности
3. Гидродинамические и промысловые исследования		
3.1	Замер дебитов нефти, жидкости, буферного и затрубного давления	Ежедневно по всем скважинам
3.2	Определение обводненности добываемой продукции	По действующему фонду добывающих скважин – не менее 2-3 раза в месяц
3.3	Определение газового фактора	Учитывая текущее энергетическое состояние – не менее одного раза в месяц
3.4	Определение пластового давления (статического уровня) и температуры	Замер пластового давления по эксплуатационному фонду скважин – не менее одного раза в квартал, замеры статических уровней – не менее одного раза в месяц
3.5	Определение забойного давления (динамического уровня)	Замер забойного давления по эксплуатационному фонду скважин – не менее одного раза в квартал, замеры динамических уровней – не менее одного раза в месяц
3.6	Исследования МУО (не менее 3-х режимов)	Разовые исследования в проектных эксплуатационных скважинах при вводе из бурения. По эксплуатационному фонду скважин – перед и после проведения ГТМ и оптимизации режимов работы скважин
3.7	Исследования методом КВД/КВУ и КПД/КПУ	Разовые исследования в проектных эксплуатационных скважинах при вводе из бурения. По эксплуатационному фонду скважин – перед и после проведения ГТМ и оптимизации режимов работы скважин
3.8	Специальные режимные исследования по определению изменения коэффициента продуктивности от снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом, согласно рекомендациям «Единые правила...»	По каждой добывающей скважине, не менее чем на 3-х режимах, с продолжительностью не менее 10-15 суток
3.9	Исследования на приемистость пластов	Разовые исследования в скважинах САГЗ-8 и САГЗ-17 перед переводом в нагнетательный фонд (не менее трех режимов)



10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Сущность проблемы охраны недр и окружающей среды состоит в обеспечении рационального использования природных ресурсов и безопасном проведении работ на разных стадиях разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Охрана и рациональное использование природных ресурсов в условиях высоких темпов развития производства является одной из важнейших социальных и экономических задач.

Промышленность, связанная с добычей и подготовкой нефти, относится к числу основных отраслей – загрязнителей. Наибольшую опасность представляет загрязнение гидросферы, атмосферы, земельных ресурсов и недр. Различные по химическому составу твердые отходы, а также сточные воды, образующиеся при нефтедобыче, загрязняя почвогрунты, поверхностные и грунтовые воды, ухудшают их санитарно-гигиеническое состояние и снижают биологическую продуктивность.

В связи с этим необходимы особые меры по охране недр и окружающей среды.

Планирование мероприятий по охране окружающей среды осуществляется инициатором хозяйственной деятельности. Мероприятия по охране недр и окружающей среды в совокупности с оценкой воздействия разработки месторождения на другие объекты окружающей среды – атмосферу, поверхностные и подземные воды, почвенные и земельные ресурсы, флору и фауну, и социально-экономические аспекты, должны обеспечить формирование системы экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность последствий техногенного вмешательства в окружающую среду в районе разрабатываемого месторождения.

Данным разделом предусмотрены мероприятия, снижающие в процессе разработки месторождения Сагиз Западный, загрязнение водных ресурсов, атмосферного воздуха, почв, растительного и животного мира.

Добыча нефти и газа по воздействию на природные комплексы относится к экологически опасным видам хозяйственной деятельности. Влияние её сказывается на компонентах природной среды – атмосферном воздухе, рельефе местности, подземных и поверхностных водах, животном мире, растительности, почве и, в конечном итоге, на человеке.

10.1. Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Сагиз Западный являются технологическое оборудование, системы и сооружения основного и вспомогательного производств, необходимые для добычи, сбора и транспорта продукции (углеводородного сырья).



Учитывая продолжительность ведения работ, площадь воздействия, расположение источников воздействия на атмосферный воздух, отсутствие крупных источников загрязнения атмосферы, способность атмосферы к самоочищению при незначительном вкладе в загрязнение от объектов воздействия, качество атмосферного воздуха, практически, сохранится на прежнем уровне.

Основными мероприятиями по уменьшению образования загрязняющих веществ и охране атмосферного воздуха в процессе разработки месторождения являются:

- *использование современных новых технологий, а также современного нефтяного оборудования и строительной техники с минимальными выбросами в атмосферу;*
- *обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;*
- *проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;*
- *усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;*
- *временное прекращение плановых ремонтов, связанных с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;*
- *своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования и трубопроводов;*
- *герметизированная система сбора и подготовки газа с технологическим режимом по нормам проектирования, с целью уменьшения объема выбросов вредных веществ в атмосферу при возможных авариях;*
- *эксплуатация аппаратов, работающих под давлением, должна производиться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;*
- *при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности;*
- *проведение мониторинговых исследований за состоянием атмосферного воздуха.*

10.2. Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Учитывая потенциальную опасность окружающей среде, которая может возникнуть в процессе разработки месторождения Сагиз Западный, проектом предусмотрен ряд мер по предотвращению негативного воздействия планируемых работ на компоненты окружающей среды:



- *производственные процессы исключают какие-либо стоки с площадок технологических сооружений на рельеф;*
- *обвалование технологических площадок, исключаящее разлив нефтепродуктов на рельеф;*
- *внедрение системы автоматики и телемеханики, обеспечивающих работу системы сбора и транспорта углеводородного сырья в безаварийном режиме;*
- *обеспечение регулярного режима наблюдений за уровнем и качеством грунтовых вод на месторождении.*

Мероприятия по снижению воздействия на подземные воды условно можно разделить на две группы: общие меры и мероприятия по защите непосредственно грунтовых вод. Они в свою очередь делятся на технические и технологические меры для первой группы и профилактические и специальные для второй группы.

К профилактическим мероприятиям относятся:

- *выбор такого местоположения загрязняющего объекта, при котором его отрицательное воздействие на окружающую среду и грунтовые воды, в частности, будет минимальным;*
- *оценка воздействия проектируемого объекта на грунтовые воды и окружающую среду;*
- *изучение защищенности грунтовых вод;*
- *систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;*
- *выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения грунтовых вод.*

К специальным мероприятиям относятся:

- *ликвидация областей загрязнения подземных вод путем откачки их из центра области загрязнения;*
- *откачку загрязненных подземных вод для локализации области загрязнения и недопущения дальнейшего распространения загрязняющих веществ по водоносному горизонту.*

Осуществление специальных защитных мероприятий требует больших материальных затрат и зачастую сопряжено со значительными техническими трудностями. Особенно сложным является сброс больших количеств откачиваемых загрязненных подземных вод. Поэтому в охране подземных вод важное значение имеют профилактические мероприятия.



10.3. Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова при разработке месторождения необходимо:

- систематизировать движение наземных видов транспорта;
- движение наземных видов транспорта осуществлять только по имеющимся и отведенным дорогам;
- производить захоронение отходов только на специально оборудованных полигонах;
- до минимума сократить объемы земляных работ по срезке или выравниванию рельефа;
- бережно относиться и сохранять растительность;
- разработать и строго выполнять мероприятия по сохранению почвенных покровов, исключению эрозионных, склоновых и др. негативных процессов изменения природного ландшафта.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды твердыми отходами в соответствии с нормативными требованиями в Республике Казахстан запланированы:

- инвентаризация, сбор отходов с их сортировкой по токсичности в специальных емкостях и на специально оборудованных площадках;
- контроль выполнения запланированных мероприятий;
- обучение работающего персонала экологически безопасным методам ведения работ.

Для объективной оценки влияния загрязнения на почвы необходимо учитывать их устойчивость к загрязнению. Степень устойчивости почвы к химическим загрязняющим веществам оценивают по отношению к конкретному химическому загрязняющему веществу. Несмотря на высокую скорость разложения органических веществ в условиях сухого жаркого климата, почвы данной территории малоустойчивы к загрязнению, что обусловлено слабой гумусированностью, легким механическим составом с преобладанием песчаных фракций, низкой емкостью поглощения, незначительной буферной способностью. К местам повышенного риска загрязнения почвенного покрова месторождения относятся участки, непосредственно прилегающие к площадкам скважин и местам транспортировки в пределах месторождения.

Программой производственного мониторинга на месторождении предусматривается система наблюдений за почвами месторождения, которая заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному



нарушению на предмет определения их загрязнения нефтью, химическими реагентами, солями, тяжелыми металлами и т.д.

В районе проведения запроектированных работ необходимо обеспечение следующих мероприятий по охране животного мира:

- защита окружающей воздушной среды;
- защиту поверхностных, подземных вод от техногенного воздействия;
- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- движение автотранспорта осуществлять только по отсыпанным дорогам с небольшой скоростью, с ограничением подачи звукового сигнала;
- ввести на территории месторождения запрет на охоту;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;
- проектные решения по обустройству месторождения принять с учетом требований Республики Казахстан в области охраны окружающей среды, включая проведение работ по технической рекультивации после окончания работ.

Основными требованиями по сохранению объектов флоры и фауны является:

- сохранение фрагментов естественных экосистем,
- предотвращение случайной гибели животных и растений,
- создание условий производственной дисциплины, исключающих нарушения законодательства по охране животного и растительного мира со стороны производственного персонала.

В целях предупреждения нарушения почвенно-растительного покрова и для охраны животного мира при разработке месторождения намечаются нижеследующие мероприятия:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- принятие административных мер в целях пресечения браконьерства на территории месторождения;
- захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов производить только на специально оборудованных полигонах;
- поддержание в чистоте территории площадок и прилегающих площадей;
- исключение проливов нефти и нефтепродуктов, своевременная их ликвидация;
- проведение на заключительном этапе обустройства месторождения технической рекультивации.



- *организация и проведение мониторинговых работ.*

10.4. Мероприятия по защите окружающей среды от негативного действия отходов

Процесс разработки месторождения Сагиз Западный сопровождается образованием различных видов отходов, временное хранение которых, транспортировка, захоронение или утилизация могут стать потенциальными источниками воздействия на различные компоненты окружающей среды. Для минимизации воздействия влияния отходов на процесс жизнедеятельности окружающей среды необходима четко работающая схема сбора, хранения и утилизации отходов производства и потребления с учетом всех современных средств и технологий в этой области.

В целях более полного обеспечения защиты окружающей среды от отрицательного воздействия отходов разработаны организационно-технические мероприятия по снижению негативного воздействия и предотвращению загрязнения компонентов окружающей природной среды отходами производства и потребления.

Основными мероприятиями по уменьшению влияния отходов производства на окружающую среду являются:

- *содержание производственной территории в должном санитарном состоянии;*
- *совершенствование технологических процессов с целью минимизации образования отходов производства, достижения уровня безотходного производства;*
- *осуществление дозировки химических реагентов только в специально оборудованных местах, исключающих их попадание в почву и водные объекты;*
- *разработка методов нейтрализации парящих отходов;*
- *исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов, технологий;*
- *предотвращение смешивания различных видов отходов;*
- *организация максимально возможного вторичного использования отходов по прямому назначению и других целей;*
- *снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;*
- *сбор и безопасная для окружающей среды утилизация всех категорий сточных вод и отходов;*

Суммарное воздействие всех отходов, так или иначе, затрагивает все компоненты окружающей природной среды.



10.5. Охрана недр

В целях наиболее организованного подхода к проведению мероприятий по охране недр деятельность нефтегазового предприятия по недропользованию должна проводиться в рамках директивных документов и нормативных требований, в соответствии с законами Республики Казахстан о недрах и по согласованию с местными и республиканскими недроохранными и природоохранными контролирующими органами.

Мероприятия по охране недр должны быть, прежде всего, направлены на высокую экологическую и экономическую эффективность при наименьшем отрицательном воздействии на состояние окружающей среды.

Мероприятия по охране недр в процессе разработки месторождения предусматривают:

- геологические исследования, направленные на полную и достоверную оценку месторождения;
 - рациональное и комплексное использование природных ресурсов на всех этапах технологического процесса;
 - полное извлечение нефти и газа;
 - защита недр от обводнения, пожаров и других стихийных бедствий, усложняющих эксплуатацию месторождения;
 - предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
 - учет и контроль запасов основных полезных ископаемых;
 - осуществления технических решений по предотвращению потерь нефти вследствие нарушений технологии разработки и эксплуатации нефтяных скважин, приводящих к обводнению и дегазации скважин;
 - предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, обвалов стенок скважин, перетоков нефти, газа и воды в пласте;
 - изоляцию пробуренных нефтяных, газовых скважин;
 - герметичность обсадных колонн и надежность их цементирования;
 - правильное выполнение работ по ликвидации и консервации скважин.
- Общими экологическими требованиями на стадиях недропользования являются:
- сохранение земной поверхности;
 - предотвращение техногенного опустынивания;



- сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель в связи со строительством дорог, скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов добычи и переработки минерального сырья;
- предотвращение ветровой эрозии почвы, отвалов и отходов производства;
- изоляция поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения;
- предотвращения истощения и загрязнения подземных вод.

Основу охраны недр составляют полнота и достоверность гидрогеологического, геологического, экологического, инженерно-геологического и технологического изучения объектов недропользования.

10.6. Мероприятия по ликвидации аварий

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль.

Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при эксплуатации промышленных объектов на предприятии разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий.

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии предусмотрены специальные службы, которые выполняет следующие основные мероприятия:

- Обеспечивают ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;
- Обеспечивают вспомогательные работы на производстве;
- Трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведут контроль за планировочными работами;
- Проводится строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;
- Проводится контроль технического состояния оборудования;



- *Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;*
- *При высоких скоростях ветра (10 м/с и более) слив и налив ГСМ прекращаются;*
- *Предусматриваются обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;*
- *Принимаются эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;*
- *Проводится использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;*
- *Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;*
- *Предусмотрен контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий.*
- *Проводится планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;*
- *Используются системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;*
- *Задействована система автоматического контроля, включающая аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;*
- *Движение автотранспорта на месторождении регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;*
- *Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствие с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;*



➤ *Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором Республики Казахстан;*

➤ *Рабочие и ИТР обеспечиваются спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках устанавливаются передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголком по технике безопасности.*

Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ при эксплуатации месторождений.

10.7. Противоэпидемическая безопасность

Эпидемиологическая ситуация по группе острых кишечных инфекций (ОКИ) в основном определяется уровнем санитарной благоустроенности населенных мест. Заболеваемость ОКИ, связанная с водным фактором распространения инфекции, регистрируется преимущественно в летне-осенний период, что обусловлено большей степенью контакта населения с водой.

Основные противоэпидемические мероприятия:

- *исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;*
- *участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;*
- *инженерно-техническим работникам вменяется в обязанность организация и контроль санитарного просвещения персонала по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;*
- *немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно–следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;*
- *наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;*
- *в связи с сезонной регистрацией чумы персонал, работающий на перемещении грунта, планировке, ремонтных работах, должен обеспечиваться защитной обувью (сапогами) и спецодеждой установленного типа;*
- *контроль за эпидемиологической обстановкой в районе месторождения и ежегодным взятием бактериологическим проб у животных – переносчиков особо*



опасных инфекций с привлечением специалистов противочумной станции и районной ветеринарной станции.

- *Результаты проведенных наблюдений показали, что производственная деятельность предприятия не оказывает существенного влияния на состояние наблюдаемых компонентов. В то же время следует отметить, что даже небольшие отклонения от технологических режимов производственных процессов могут привести к отрицательным последствиям. Необходимо четко контролировать выполнение всех природоохранных мероприятий, предусматриваемых программами работ, не допуская при этом возникновения аварийных ситуаций.*



11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Месторождение Сагиз Западный представляет собой структуру сложного геологического строения обусловленное тектоническим и литологическим факторами, и разнообразным характером насыщения коллекторов. В продуктивном разрезе, встречаются залежи, различающиеся по характеру насыщения: нефтяные, газовые, нефтегазовые, газонефтяные.

Всего, на месторождении Сагиз Западный в 7-и продуктивных горизонтах триасового разреза, на площади 14 тектонических блоков выявлено 33 залежи нефти и газа, из которых 4 - газовые, 6 – нефтегазовые и 23 нефтяные.

Геологическая модель месторождения, представленная в работе (ПЗ-2025), была основана на результатах детальных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д и результатов бурения 4-х поисковых, 13-и оценочных и 7-и эксплуатационных скважин.

Дальнейшие работы по доразведке месторождения Сагиз Западный могут быть связаны с уточнением характера распространения залежей отдельных блоков и залежей, где запасы нефти оценены по категории C_2 .

Исходя из степени изученности рассматриваемого месторождения по состоянию на 02.01.2025 года запасы нефти, оцененные по категории C_2 составили 458 тыс.т, или 14 % от всех геологических запасов по месторождению в целом.

Запасы нефти категории C_2 приходятся на горизонты Т-I (блоки Ia, II), Т-V (блок Va), Т-VI (блоки Va, Vб) и Т-VII (блоки VaVI), (таблица 11.1).

Таблица 11. 1–Распределение запасов нефти категории C_2 по месторождению Сагиз Западный

Месторождение	Категория запасов	Скважина	Горизонт, (Блок)	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т.
Сагиз Западный	C_2	САГЗ-18, САГЗ-19	Т-I (Ia)	43
		САГЗ-21	Т-I (II)	15
		САГЗ-25	Т-V (Va)	72
		САГЗ-25	Т-VI (Va)	65
		САГЗ-13	Т-VI (Vб)	237
		САГЗ-25	Т-VII (Va)	15
		САГЗ-7	Т-VII (VI).	11
Всего:	C_2			458

Задачи дальнейшего изучения этих залежей связаны с необходимостью установления их промышленной значимости, и при получении положительных результатов, перевод запасов нефти из категории C_2 в промышленную категорию C_1 . Решение данного вопроса рекомендуется возложить на ранее пробуренные и на эксплуатационные скважины, планируемых в рамках настоящего проекта, вскрытием перфорацией продуктивных интервалов и освоение объектов опробования.



В ходе проведения дальнейших работ на месторождении необходимо продолжить изучение физико-химических свойств нефти в продуктивных горизонтах. Рекомендуется произвести отбор глубинных и поверхностных проб нефти по каждому испытанному интервалу во вновь пробуренных скважинах.

Начальные геологические запасы газа имеют относительно небольшую величину подсчитанных по категории С₂ запасов газа газовых шапок (40 млн. м³) и свободного газа (10 млн. м³), поэтому выделять залежи газа горизонта Т-I в отдельный объект доразведки представляется экономически нецелесообразным.



12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

В качестве опытно-промышленных испытаний на месторождении Сагиз Западный в рамках настоящей работы рассмотрены управляемое радиальное вскрытие пластов (УРВП) и зарезка бокового ствола из скважин.

12.1. Управляемое радиальное вскрытие пластов (УРВП)

В качестве реабилитации скважин при вводе в эксплуатацию из бездействия, а также высокой обводненности добываемой продукции и низких притоках в переходящих добывающих скважинах, рекомендуется предусмотреть опытно-промышленные испытания по бурению дополнительных боковых стволов с применением управляемого радиального вскрытия пластов (УРВП).

В последнее время на месторождениях Российской Федерации находят широкое применение управляемого радиального вскрытия пластов (УРВП), с длиной каналов от 10 до 25 м, диаметром каналов – 69 мм. С одной глубины зарезки в скважине возможно бурение до 4-х каналов, а количество точек зарезки – не ограничено.

Вместе с тем, на добывающей скважине одного из месторождений в Мангистауской области вышеназванная технология была апробирована, путем бурения 2-х радиальных стволов длинами по 13 м, с дополнительной обработкой соляной кислотой. Так, после обработки ПЗС дебит скважины по нефти увеличивался в течение 10 суток с 8,3 т/сут до 22,9 т/сут, а жидкости – с 9,6 м³/сут до 27,6 м³/сут. Среднединамический уровень в скважине увеличился с 368 м до 650 м. Средняя проницаемость ПЗС составляет 10 мД.

Краткая информация по рассматриваемому методу приводится ниже, в виде схем на рисунке 12.1.1.

12.2. Зарезка бокового ствола из пробуренных скважин (ЗБС)

Как известно, скважина САГЗ-26 была завершена бурением в начале июля 2023 г.

Скважина пробурена в блоке Iс и вскрыла все горизонты. При опробовании горизонта Т-VII в скважине был получен низкий приток газа дебитом всего 2,3 тыс.м³/сут, а по всем вышележающим горизонтам, по результатам интерпретации материалов ГИС, скважиной вскрыты только водонасыщенные пласты-коллектора.

С целью **реабилитации скважины САГЗ-26 и использования в процессе добычи, рекомендуется в скважине произвести зарезку бокового ствола на III-й эксплуатационный объект (продуктивный горизонт Т-IV), в сторону блока I+Iб.**



3 | О ТЕХНОЛОГИИ

Управляемое радиальное вскрытие пласта – новый вид геолого-технического мероприятия (ГТМ)

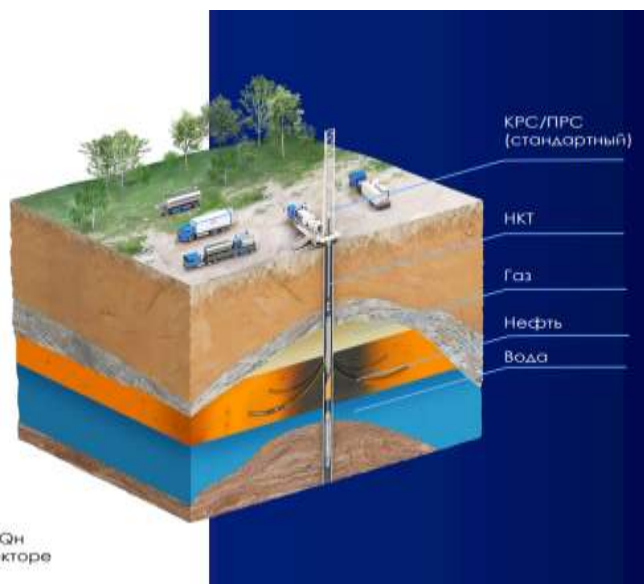
- Длина каналов 10-25м
- Контролируемая траектория (подтверждается инклинометрией)
- Многократный вход:
 - СКО внутри каналов
 - Обсадка флинтами
 - Запись ГИС
 - Троссерные установки
- Азимутальное ориентирование каналов
- Работы на НКТ со стандартного подъемника КРС/ПРС
- 100% отечественное производство

+40 т/сут

Наибольший прирост ГН на карбонатном коллекторе

+100 т/сут

Наибольший прирост ГН на терригенном коллекторе

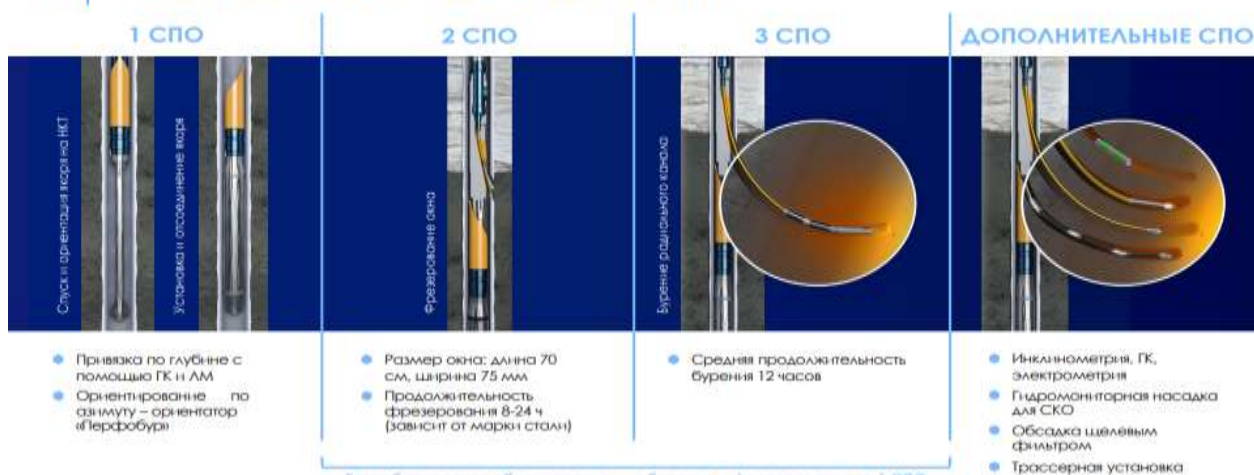


4 | ВНУТРИСКВАЖИННЫЙ ИНСТРУМЕНТ

- Длина до 25м, диаметр 69мм
- Каналы различной траектории
- Азимутальное ориентирование каналов
- Интенсивность набора угла – 8град/м
- До 4-х каналов с одной точки зарезки
- Количество точек зарезки не ограничено
- Повторный вход в любой канал (в том числе при последующих ремонтах)
- В отличие от конкурентов в компоновке не используется ГНКТ



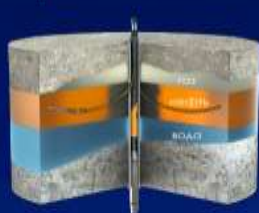
5 | ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ОПЕРАЦИЙ



Разрабатывается оборудование для бурения и фрезерования за 1 СПО



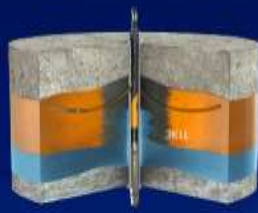
7 | ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ



Интенсификация притока

- Интенсификация нефтяных оторочек
- Интенсификация водоплавающих залежей
- Собственная разработка для интенсификации карбонатных коллекторов

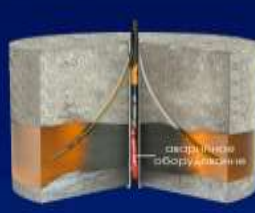
*Примеры: АО «Самаранефтегаз» (с. 14)
АО «Самаранефтегаз» (с. 15)
ООО «Искандер-Дружба» (с. 18)
ООО «Искандер-Кокш» (с. 19)
ООО «Искандер-С» (с. 16, 18)



Метод вскрытия

- Применяется после проведения РИР по изоляции ЗКЦ
- Щадящее вскрытие
- Удаление до 10 м от скважины

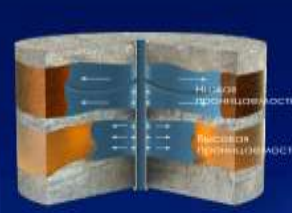
*Примеры: АО «Самаранефтегаз» (с. 13)
ПАО «Алматынефть» (с. 30)



Альтернатива 36С

- При наличии аварийного оборудования
- Нет необходимости в извлечении/разбуривании аварийного оборудования
- Зарезка каналов над пластом (до 15 м выше)

*Пример: ООО «РН-ОЖ» (с. 12)

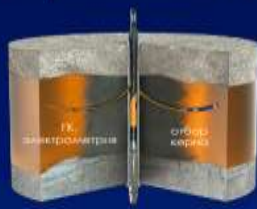


Скважины ППД

- Применяется на неоднородных залежах с разными проницаемостями
- Позволяет организовать закачку в низкопроницаемые пропластки без использования ГРП

*Первые работы планируются в 2023г.

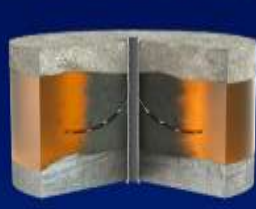
8 | ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ



Метод испытания скважин

- Метод испытания / переиспытания разведочных скважин
- Возможность записи ГК / электрометрич. в каналах (на удалении до 10 м от скважины)
- Возможность отбора керна в обсаженных скважинах (2023 год)

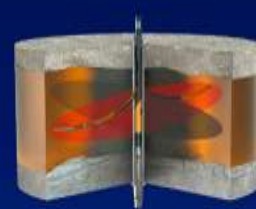
*Первые работы планируются в АО «Самаранефтегаз» в 2023г.



Заканчивание скважин

- Бурение каналов в открытом стволе до спуска не цементируемого хвостовика
- Бурение каналов в обсаженных скважинах (в том числе взамен кумулятивной перфорации при плохом качестве цементирования)
- Возможность работы как в вертикальных, так и горизонтальных скважинах

*Примеры: ПАО «Искандер-Дружба» (с. 20)



Совмещение с ГРП

- Позволяет провести ГРП в зонах с высоким горным напряжением
- Снижение риска получения «СТОП»
- Ориентирование трещин ГРП
- Возможность разработки разбухающего пакера для установки в каналах

9 | ВЫПОЛНЕННЫЕ РАБОТЫ



65% СКВАЖИН
с 2-я каналами

4 КАНАЛА
максимально
пробурено
на скважине

- Технологическая эффективность — 100%
- Геологическая эффективность — 80%
- Средний прирост по нефти — 211%
- Максимальная доп. добыча 36 тыс. т
- Наибольший прирост Qн на карбонатном коллекторе +44 т/сут
- Наибольший прирост Qн на терригенном коллекторе +100 т/сут
- Наибольший прирост Qг +217 тыс. м³/сут
- Работа на глубинах 700–4500 м



10 РАСЧЕТНЫЙ СКИН-ФАКТОР



- Оценочная длительность эффекта от проведения РВП - 3 года
- Первые работы выполнены в 2019 году, эффект от РВП продолжается

РЕЗУЛЬТАТЫ ГДИ ПОСЛЕ РВП С СКО

Компания	Месторождение	Скважина	Пласт	S план	S факт	Достижение, %
ПАО "Татнефть"	Ново-Еховское	A	СКЗ+СЧР	-3,2	-3,2	100%
ПАО "Татнефть"	Ново-Еховское	B	СКЗ+СЧР	-3,2	-4,9	153%
ООО "ЛУКОЙЛ-Камги"	Осавьянское	C	С1s-3+С1s-4	-3,2	-6,9	217%
Sanoat Energetika Guruli	Шурчи	D	XVI	-3,2	-4,8	150%

* Расчет скин-фактора выполнен по аналогии полученным трещинам ГРП.

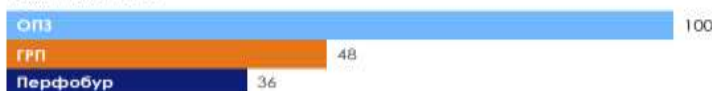
11 СРАВНЕНИЕ С ДРУГИМИ МЕТОДАМИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ

СРАВНЕНИЕ ПО ПРЕДПРИЯТИЮ УРАЛО-ПОВОЛЖЬЯ

Средний прирост, т/сут



Темп падения, %



Количество скважин



* 100 скв/год – потенциал внедрения по оценке Заказчика

- Эффект от технологии Перфобур в 2 раза превышает эффект от ГРП и в 4,5 раза от ОПЗ
- Темп падения на 25% ниже, чем после ГРП
- Согласно оценке специалистов геологической службы Заказчика объем тиражирования технологии Перфобур составляет 100 скважин в год, что сопоставимо объемам скважин под ГРП

12 КАЗАХСТАН
М/Р В КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ

ОБЪЕКТ: терригенный М-III

ПРОБЛЕМА:

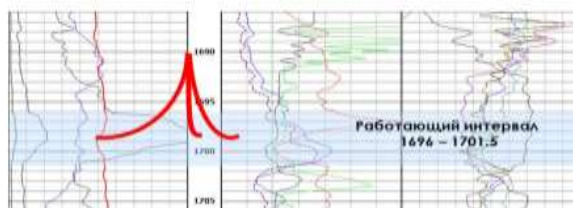
- низкопроницаемые маломощные коллектора 0,9 - 5 мД
- снижение дебита после запуска в 2019г

ЗАДАЧА: интенсификация добычи

ВЫПОЛНЕННЫЕ РАБОТЫ: пробурено 3 канала длиной более 13м каждый + промывка каналов

РЕЗУЛЬТАТЫ:

- достигнут прирост Qн 6,9 т/сут
- увеличение Kпр в 2,5 раза



Динамика работы



Остановочные параметры			Расчетные параметры			Запусковые параметры			Прирост	Текущие параметры (01.010.2023)		
Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Обв, %	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Обв, %	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Обв, %	Qн, т/сут	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Обв, %
3,9	2,9	10	8,5	6,3	10	3,9	7,5	1,7	6,9	13,7	11	4



13 | КАЗАХСТАН М/Р в Кызылординской области

ОБЪЕКТ: терригенный М-1

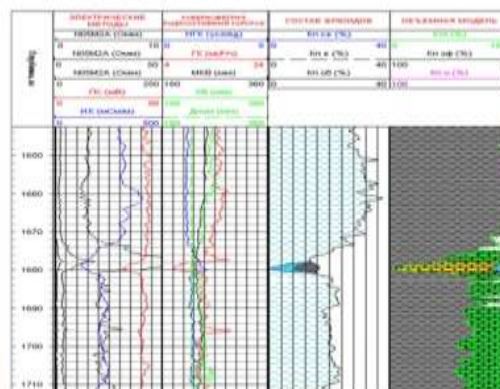
ПРОБЛЕМА:

- наличие АСПО
- пониженное Рпл
- низкое качество цементирования

ЗАДАЧА: интенсификация притока

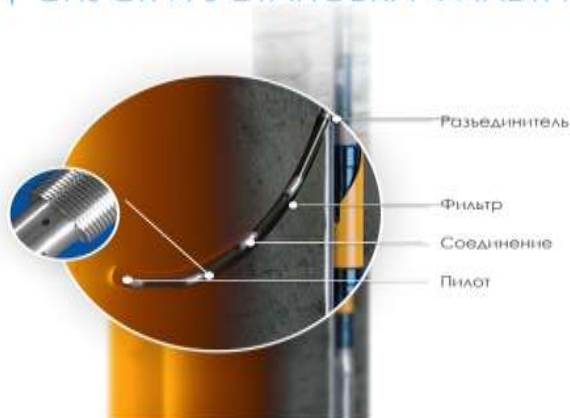
ВЫПОЛНЕННЫЕ РАБОТЫ: пробурено 3 канала длиной 13м каждый

РЕЗУЛЬТАТЫ: достигнут прирост Q_n 6.3 т/сут



Остановочные параметры			Расчетные параметры			Запускные параметры			Прирост	Достижение
Q_n , м³/сут	Q_n , т/сут	Обв, %	Q_n , м³/сут	Q_n , т/сут	Обв, %	Q_n , м³/сут	Q_n , т/сут	Обв, %	Q_n , т/сут	%
2	1	50	14	6.5	50	11	7.3	27	6.3	114

24 | СПУСК И УСТАНОВКА ФИЛЬТРА



- Внешний диаметр фильтра OD – 43 мм
- Внутренний диаметр фильтра ID – 20 мм



- Возможность использования фильтра разной конструкции (щелевые, перфорированные)

25 | СРАВНЕНИЕ С ГРП



- Отсутствие возможности контролировать траекторию трещины
- Риск прорыва воды/газа



- Контролируемая траектория канала позволяет работать в водоупорных залежах/подгазовых зонах
- Подтверждается записью инклинометрии
- Отсутствие риска прорыва в нижележащие водоносные пласты

Количество единиц техники Перфобур на устье **меньше в 5 раз**



Рисунок 12.1. 1-Информация по области применения управляемого радиального вскрытия пластов



13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О Недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

К отношениям по разрешениям и лицензиям на недропользование по углеводородам, выданным, а также по контрактам на недропользование по углеводородам, заключенным до введения в действие Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 24.05.2018г.) по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса, согласно пунктам 8 и 9 статьи 126:

- п.8 «Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательств по ликвидации последствий добычи, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов»;
- п.9 «Сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки».

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд были рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства;



- расчет затрат на рекультивацию земли;
- платежи за выбросы в атмосферу, образующиеся в процессе демонтажных работ, размещение отходов производства.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла, рекультивацию земли, платежи за выбросы от демонтажных работ и размещение отходов.

Расчет затрат на ликвидацию скважин

Расчет затрат на ликвидацию скважин был рассчитан на основании аналогов месторождений по фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину, с учетом количества планируемых к выбытию скважин на конец разработки месторождения.

Стоимость ликвидационных работ на одну скважину согласно нормативной продолжительности работ (221 часа) и стоимости 1 бригады/часа (26 210 тенге) составляет 5 792 410 тенге.

Количество скважин, подлежащих ликвидации под конец разработки месторождения - 21 единиц.

Затраты на ликвидацию 21 скважин с учетом установки тумбы составляют:

21 ед. * 6 064 176 тенге = 127 347 696 тенге.

Расчет затрат на ликвидацию объектов наземного обустройства

При расчете затрат ликвидации объектов наземного обустройства был составлен перечень и определена предполагаемая стоимость демонтажа наземных объектов.

На месторождении Сагиз Западный завершено строительство УПН, вахтовый городок на 40 чел., внутри промысловые автодороги, линии воздушной электропередачи и др.

Общая стоимость завершенным строительством объектов обустройства месторождения Сагиз Западный (УПН, вахтовый поселок, выкидные линии) составила **687 896 380 тенге**.

Предполагаемая стоимость демонтажных работ была рассчитана в виде норматива в размере 10% от первоначальной стоимости строительства объектов обустройства.



13.1. Расчет размера удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

В настоящее время ТОО «Jasyl Energy» для полного финансового обеспечения последствий добычи на месторождении Сагиз Западный формирует банковский вклад, в порядке, установленном статьей 126 Кодекса «О недрах и недропользовании».

Между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «Jasyl Energy» заключен Договор залога банковского вклада, предоставляемого в качестве обеспечения обязательств по ликвидации последствий добычи углеводородов на месторождении Сагиз Западный под регистрационным номером **L-0036 от 13.09.2021** года и Дополнительное соглашение №1 от 30.12.2024 года (далее – ДЗБВ). Общая сумма по ДЗБВ составляет **235 281 800 тенге**.

С учетом произведенных отчислений за 2025 год по ДЗБВ, накопленная сумма обеспечения ликвидаций последствий недропользования по месторождению Сагиз Западный составляет **99 560 150 тенге**.

Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 13.1.1.

Таблица 13.1. 1-Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

№ п/п	Наименование	Единица Измерения	Показатель
1	Стоимость затрат по ликвидации скважин с учетом установки тумбы (21 скважина)	тыс.тенге	127 347,7
2	Стоимость демонтажных работ объектов наземного обустройства промысла	тыс.тенге	68 789,638
3	Стоимость рекультивации земли	тыс.тенге	1 582,6
4	дополнительные затраты +10%	тыс.тенге	19 772,0
5	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тыс.тенге	217 491,9
6	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования с учетом инфляции	тыс.тенге	304 541,1
7	Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд на момент расчета	тыс.тенге	99 560,2
8	Сумма отчислений в ликвидационный фонд в период 2026-2042 гг.	тыс.тенге	117 931,73
9	Проектная накопленная добыча за контрактный период	тыс.тонн	366,4
10	Предполагаемый удельный норматив отчислений в ликвидационный	тенге/тонна	321,9



В таблице 13.1.2. представлен расчет ежегодных отчислений на счет по вкладу ДЗБВ, на рентабельный период 2026-2042 гг.

Согласно п.9 ст.126 Кодекса «О недрах и недропользовании» сумма обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий деятельности недропользования подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки на основании рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов.

Таблица 13.1. 2–Расчет величины отчислений в Ликвидационный фонд в зависимости от годовых уровней добычи нефти

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т.	Отчисления в ликвидационный фонд тыс.тенге
2026	33,0	10 630,53
2027	37,7	12 146,39
2028	37,9	12 210,23
2029	34,9	11 219,57
2030	33,1	10 654,36
2031	30,8	9 899,16
2032	27,4	8 830,85
2033	23,9	7 691,02
2034	20,3	6 536,33
2035	17,1	5 514,08
2036	14,8	4 765,17
2037	12,8	4 107,30
2038	11,1	3 559,97
2039	9,6	3 094,67
2040	8,3	2 684,11
2041	7,3	2 339,32
2042	6,4	2 048,68
Итого	366,4	117 931,73



СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. «Правила представления недропользователями отчетов при проведении операций по разведке и добыче твердых полезных ископаемых, добыче общераспространенных полезных ископаемых» (утвержден приказом МИИР Республики Казахстан за № 374 от «24» мая 2018 г.).
2. «Методика классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов, инструкций по подсчету запасов полезных ископаемых, в том числе относящихся к нетрадиционным углеводородам» (утверждена приказом МИИР Республики Казахстан № 71 от «02» февраля 2023 г.).
3. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI ЗРК от «27» декабря 2017 г.
4. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные приказом № 239 Министра энергетики Республики Казахстан от «15» июня 2018 г.
5. «Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ». Лысенко В., г. Москва, «Недра», 2003 г.
6. РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах», г.Москва, 2001 г.
7. «Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов», Даханов В. г. Москва, «Недра», 1975 г.
8. «Использование данных промысловой геофизики при подсчёте запасов нефти и газа». Вендельштейн Б.Ю., Ларионов В.В., г. Москва, «Недра», 1964 г.
9. «Радиометрия скважин». Ларионов В. г. Москва, «Недра», 1969 г.
10. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов., Б.Ю Вендельштейн, Р.А. Резванов., г. Москва., «Недра», 1978 г..
11. Геофизические методы изучения подсчётных параметров при определении запасов нефти и газа. Б.Ю. Вендельштейн, Г.М. Золоева, Н.В. Царёва и др., г. Москва, «Недра», 1985 г.
12. «Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных». г. Москва, «Недра», 1984 г.
13. «Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики», М.М. Элланский, г. Москва, «Недра», 1978 г.
14. Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом. РФ, Москва-Тверь, 2003 г.
15. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, выполненных на площадях Кызылжар I Восточный и Сагиз Западный на блоке Е контрактной территории ТОО «Самек Интернешнл», Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К., Беркалиева С.А. и др., КазНИГРИ, г.Атырау, 2014 г.
16. Проект на проведение поисковых работ на структуре Сагиз Западный в пределах блока Е. Турков О.С., Берекетова А.К., Мартынов В.В. и др. ТОО «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ», Алматы, 2011 г.
17. Отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Сагиз Западный» Атырауской области Республики Казахстан» (по состоянию изученности на 01.06.2014 г.). Н.В.Горяева, Г.Д. Югай и др., ТОО «АктюбНИГРИ», г. Актобе.
18. Отчет «Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Сагиз Западный Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию на 01.01.2021 г.)». Выполнен по договору № S-PE-075-20 от 22.07.2020 г. Жалиев Б.А., Ажгалиев Д.К. и др. ТОО «Viridi Navitas», г. Нур – Султан, 2021 г.



19. Отчёты о стандартном и специальном исследовании керна по скважине САГЗ-19, г. Атырау, ТОО «КМГ Инжиниринг», 2024 г.
20. Отчёты о стандартном и специальном исследовании керна по скважине САГЗ-25, г. Атырау, ТОО «КМГ Инжиниринг», 2024 г.
21. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 25.08.2020г. №200 «Об утверждении форм отчетов по геологическому изучению недр»).
22. «Проект разработки месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.01.2021 г.).
23. «Авторский надзор за реализацией Проекта разработки месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.07.2022 г.).
24. «Анализ разработки месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.07.2023 г.).
25. Оперативная оценка геологических запасов углеводородного сырья. 2012 г.
26. "Методического руководства по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутанов не углеводородных соединений и определению их потенциального содержания в пластовом газе" (ОСТ РК 153-39-009-2005, Астана).
27. «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Сагиз Западный» Атырауской области Республики Казахстан» (по состоянию изученности на 01.04.2012 г.). Есенгалиева Л.С., Шигаева Л.В. Алматы, 2012 г., ТОО «СМАРТ Инжиниринг».
28. Проект оценочных работ Сагиз Западный Атырауской области Республики Казахстан. Турков О.С., Жамикенов А.А. и др. Алматы, 2012 г. ТОО «СМАРТ Инжиниринг».
29. Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» утвержденные Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.
30. СП гигиенических нормативов к обеспечению радиационной безопасности приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года №ҚР ДСМ-71. Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно-опасным объектам "Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 августа 2022 года № ҚР ДСМ-90.
31. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI ЗРК от «27» декабря 2017 г.
32. «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», утвержденные приказом № 329 И.о. Министра энергетики Республики Казахстан от «24» августа 2018 г.
33. «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Сагиз Западный в Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 02.01.2025 г.)»
34. «Анализ разработки месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.07.2024 г.)», 2024 г.
35. Отчёты о стандартном и специальном исследовании керна по скважине САГЗ-26, г. Атырау, ТОО «КМГ Инжиниринг», 2023 г.



ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ



Табличное приложение 4.1. 1-Проектные технологические показатели разработки месторождения Сагиз Западный. Вариант разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	32,4	5,4	8,9	263,4	41,8	0,094	46,8	46,8	335,4	325,6	30,7	12,4	16,6	20	4,443	39,177
2026	33,0	5,6	9,0	296,4	47,1	0,106	49,6	49,6	385,0	375,1	33,4	14,3	30,8	22	4,697	43,875
2027	36,4	6,1	10,9	332,8	52,8	0,119	57,9	57,9	442,9	433,0	37,2	18,5	49,4	25	4,933	48,807
2028	36,3	6,1	12,2	369,1	58,6	0,132	61,1	61,1	504,0	494,1	40,6	21,4	70,8	28	5,104	53,911
2029	32,8	5,5	12,6	401,9	63,8	0,144	56,0	56,0	560,0	550,1	41,5	20,0	90,8	29	4,711	58,622
2030	30,0	5,0	13,2	431,9	68,6	0,155	50,4	50,4	610,5	600,6	40,5	17,6	108,4	28	4,372	62,993
2031	27,4	4,6	13,8	459,3	72,9	0,165	47,7	47,7	658,2	648,3	42,5	17,5	125,9	30	4,167	67,161
2032	24,0	4,0	14,1	483,3	76,7	0,173	42,1	42,1	700,3	690,4	43,0	15,6	141,5	30	3,982	71,143
2033	21,2	3,6	14,5	504,5	80,1	0,181	37,0	37,0	737,4	727,5	42,9	13,7	155,2	30	3,869	75,011
2034	18,1	3,0	14,4	522,6	83,0	0,187	32,7	32,7	770,0	760,1	44,7	12,6	167,8	32	3,527	78,539
2035	15,2	2,6	14,2	537,8	85,4	0,193	28,2	28,2	798,2	788,3	46,0	11,2	178,9	33	3,175	81,713
2036	13,2	2,2	14,4	550,9	87,5	0,198	25,4	25,4	823,6	813,7	48,2	10,6	189,5	35	2,924	84,637
2037	11,4	1,9	14,5	562,3	89,3	0,202	22,9	22,9	846,5	836,6	50,5	10,0	199,5	37	2,649	87,286
2038	9,9	1,7	14,7	572,2	90,9	0,205	20,9	20,9	867,4	857,5	52,7	9,5	208,9	39	2,384	89,669
2039	8,6	1,4	14,9	580,8	92,2	0,208	19,0	19,0	886,4	876,5	54,7	9,0	217,9	41	2,091	91,760
2040	7,5	1,3	15,3	588,3	93,4	0,211	17,2	17,2	903,6	893,7	56,4	8,4	226,3	43	1,822	93,582
2041	6,6	1,1	15,9	594,9	94,5	0,213	15,8	15,8	919,4	909,5	58,3	7,9	234,2	44	1,603	95,185



Табличное приложение 4.1. 2-Характеристика основного фонда скважин месторождения Сагиз Западный. Вариант разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	8	0	0	0,000	0	0	15	15	15	1	1	8,0	11,6	1,1	35,7
2026	2	2	0	0	2	1	0	2,800	0	0	18	18	18	2	2	6,0	9,1	0,9	27,3
2027	0	0	0	1	0	0	1	0,000	0	0	18	18	18	2	2	5,8	9,3	0,8	26,7
2028	0	0	0	3	0	0	3	0,000	0	0	18	18	18	2	2	5,6	9,5	0,8	30,8
2029	0	0	0	5	0	0	5	0,000	0	0	18	18	18	2	2	5,2	9,0	0,8	28,9
2030	0	0	0	3	0	0	3	0,000	0	0	18	18	18	2	2	4,8	8,1	0,7	25,4
2031	0	0	0	2	0	0	2	0,000	0	0	18	18	18	2	2	4,4	7,6	0,7	25,2
2032	0	0	0	4	0	0	4	0,000	0	0	18	18	18	2	2	3,8	6,7	0,6	22,4
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	18	18	18	2	2	3,4	5,9	0,6	19,7
2034	0	0	0	1	0	0	1	0,000	0	0	18	18	18	2	2	2,9	5,2	0,6	18,1
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	18	18	18	2	2	2,4	4,5	0,5	16,1
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	18	18	18	2	2	2,1	4,1	0,5	15,2
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	18	18	18	2	2	1,8	3,7	0,4	14,4
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	18	18	18	2	2	1,6	3,3	0,4	13,7
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	18	18	18	2	2	1,4	3,0	0,3	12,9
2040	0	0	0	0	0	0	0	0,000	1	0	17	17	17	2	2	1,3	2,9	0,3	12,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	17	17	17	2	2	1,1	2,7	0,3	11,4



Табличное приложение 4.1. 3-Проектные технологические показатели разработки I-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-I+II). Вариант разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	22,0	7,5	13,1	148,7	48,3	0,125	34,1	34,1	204,2	194,3	35,5	6,2	10,4	14	3,042	21,478
2026	21,2	7,2	13,3	170,0	55,2	0,143	34,8	34,8	239,0	229,1	38,9	7,1	17,5	16	2,927	24,405
2027	22,9	7,7	16,6	192,9	62,7	0,162	40,1	40,1	279,1	269,2	43,0	9,3	26,8	18	3,062	27,468
2028	22,2	7,5	19,3	215,0	69,8	0,180	41,1	41,1	320,2	310,3	46,1	10,7	37,5	21	3,054	30,521
2029	17,6	6,0	19,0	232,6	75,6	0,195	34,5	34,5	354,7	344,8	49,0	10,0	47,5	24	2,336	32,857
2030	11,8	4,0	15,7	244,4	79,4	0,205	24,2	24,2	378,9	369,1	51,3	8,8	56,3	30	1,457	34,314
2031	8,9	3,0	14,0	253,3	82,3	0,212	19,2	19,2	398,2	388,3	53,9	8,7	65,0	38	1,061	35,375
2032	8,0	2,7	14,7	261,3	84,9	0,219	18,1	18,1	416,2	406,4	55,6	7,8	72,8	37	0,972	36,347
2033	6,6	2,2	14,2	267,9	87,0	0,225	15,6	15,6	431,8	422,0	57,6	6,8	79,7	38	0,813	37,161
2034	5,5	1,9	13,8	273,4	88,8	0,229	13,7	13,7	445,5	435,7	59,7	6,3	86,0	40	0,690	37,851
2035	4,7	1,6	13,7	278,1	90,3	0,233	12,1	12,1	457,6	447,7	61,3	5,6	91,6	41	0,591	38,442
2036	4,0	1,4	13,5	282,1	91,6	0,237	10,6	10,6	468,2	458,3	62,2	5,3	96,8	44	0,513	38,955
2037	3,4	1,2	13,2	285,5	92,7	0,239	9,4	9,4	477,6	467,7	63,8	5,0	101,8	47	0,446	39,402
2038	3,0	1,0	13,4	288,4	93,7	0,242	8,4	8,4	486,0	476,1	64,6	4,7	106,6	51	0,392	39,794
2039	2,6	0,9	13,4	291,0	94,5	0,244	7,6	7,6	493,5	483,7	65,9	4,5	111,1	53	0,347	40,141
2040	2,3	0,8	13,7	293,3	95,3	0,246	7,0	7,0	500,5	490,6	67,2	4,2	115,2	55	0,310	40,451
2041	2,0	0,7	13,8	295,3	95,9	0,248	6,4	6,4	506,9	497,0	68,3	4,0	119,2	57	0,276	40,727



Табличное приложение 4.1. 4-Характеристика основного фонда скважин I-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-I+II). Вариант разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	5	0	0	0,000	0	0	10	10	10	0	0	8,6	13,3	1,187	36,0
2026	1	1	0	0	0	1	0	1,400	0	0	10	10	10	1	1	6,3	10,4	0,873	40,8
2027	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	10	10	10	1	1	6,6	11,6	0,883	26,7
2028	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	9	9	9	1	1	6,7	12,5	0,925	30,8
2029	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	8	8	8	1	1	6,0	11,7	0,793	28,9
2030	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	6	6	6	1	1	4,9	10,0	0,601	25,4
2031	0	0	0	1	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	1	1	3,9	8,5	0,470	25,2
2032	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	1	1	3,3	7,4	0,399	22,4
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	1	1	2,7	6,4	0,335	19,7
2034	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	1	1	2,3	5,6	0,284	18,1
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	1	1	1,9	5,0	0,244	16,1
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	1	1	1,6	4,3	0,211	15,2
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	1	1	1,4	3,9	0,184	14,4
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	1	1	1,2	3,5	0,162	13,7
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	1	1	1,1	3,1	0,143	12,9
2040	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	1	1	0,9	2,9	0,127	12,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	1	1	0,8	2,6	0,114	11,4



Табличное приложение 4.1. 5-Проектные технологические показатели разработки II-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-III). Вариант разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	0,0	0,0	0,0	13,9	13,8	0,033	0,0	0,0	16,6	16,6	0,0	0,0	0,0	0	0,000	2,977
2026	0,0	0,0	0,0	13,9	13,8	0,033	0,0	0,0	16,6	16,6	0,0	0,0	0,0	0	0,000	2,977
2027	0,0	0,0	0,0	13,9	13,8	0,033	0,0	0,0	16,6	16,6	0,0	0,0	0,0	0	0,000	2,977
2028	0,0	0,0	0,0	13,9	13,8	0,033	0,0	0,0	16,6	16,6	0,0	0,0	0,0	0	0,000	2,977
2029	2,6	3,0	3,0	16,5	16,3	0,039	2,7	2,7	19,3	19,3	3,0	0,0	0,0	0	0,357	3,334
2030	5,9	6,9	7,0	22,4	22,2	0,053	6,3	6,3	25,7	25,7	6,6	0,0	0,0	0	0,884	4,218
2031	6,2	7,2	7,9	28,6	28,3	0,067	6,9	6,9	32,5	32,5	10,6	0,0	0,0	0	1,025	5,243
2032	8,0	9,2	11,1	36,5	36,2	0,086	9,3	9,3	41,8	41,8	14,1	0,0	0,0	0	1,474	6,717
2033	9,3	10,8	14,4	45,9	45,5	0,108	11,3	11,3	53,1	53,1	17,6	0,0	0,0	0	1,914	8,631
2034	8,1	9,4	14,7	54,0	53,5	0,127	10,4	10,4	63,5	63,5	21,6	0,0	0,0	0	1,827	10,458
2035	7,0	8,1	14,9	60,9	60,3	0,143	9,3	9,3	72,7	72,7	25,1	0,0	0,0	0	1,704	12,162
2036	6,0	6,9	15,0	66,9	66,3	0,157	8,4	8,4	81,2	81,2	29,2	0,0	0,0	0	1,581	13,743
2037	5,1	5,9	15,0	72,0	71,3	0,169	7,5	7,5	88,7	88,7	32,2	0,0	0,0	0	1,451	15,194
2038	4,4	5,1	15,2	76,3	75,6	0,180	6,8	6,8	95,5	95,5	36,0	0,0	0,0	0	1,307	16,501
2039	3,7	4,3	15,0	80,1	79,3	0,188	6,1	6,1	101,6	101,6	38,6	0,0	0,0	0	1,120	17,621
2040	3,2	3,7	15,3	83,3	82,5	0,196	5,5	5,5	107,1	107,1	41,7	0,0	0,0	0	0,964	18,585
2041	2,7	3,2	15,3	86,0	85,2	0,202	5,0	5,0	112,0	112,0	44,5	0,0	0,0	0	0,824	19,409



Табличное приложение 4.1. 6-Характеристика основного фонда скважин II-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-III). Вариант разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	3	0	0	0	0,000	0	0	3	3	3	0	0	5,0	5,2	0,680	0,0
2030	0	0	0	1	0	0	0	0,000	0	0	4	4	4	0	0	4,9	5,2	0,728	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	4	4	4	0	0	4,4	5,0	0,739	0,0
2032	0	0	0	3	0	0	1	0,000	0	0	6	6	6	0	0	4,6	5,3	0,847	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	6	6	6	0	0	4,5	5,4	0,920	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	6	6	6	0	0	3,9	5,0	0,878	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	6	6	6	0	0	3,3	4,5	0,819	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	6	6	6	0	0	2,9	4,0	0,758	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	6	6	6	0	0	2,4	3,6	0,697	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	6	6	6	0	0	2,1	3,3	0,628	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	6	6	6	0	0	1,8	2,9	0,539	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	6	6	6	0	0	1,5	2,6	0,462	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	6	6	6	0	0	1,3	2,4	0,396	0,0



Табличное приложение 4.1. 7-Проектные технологические показатели разработки III-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-IV). Вариант разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	10,1	6,5	12,4	84,0	52,0	0,110	12,3	12,3	95,6	95,6	17,8	6,2	6,2	35	1,352	11,127
2026	9,2	6,0	11,9	93,2	57,7	0,122	11,9	11,9	107,5	107,5	22,2	7,1	13,3	42	1,319	12,446
2027	9,3	6,0	13,6	102,6	63,5	0,134	12,8	12,8	120,2	120,2	26,8	9,3	22,6	53	1,244	13,690
2028	9,4	6,0	16,0	111,9	69,3	0,146	13,6	13,6	133,8	133,8	31,2	10,7	33,3	58	1,196	14,885
2029	8,2	5,3	16,5	120,1	74,4	0,157	12,8	12,8	146,6	146,6	35,7	10,0	43,3	59	1,206	16,092
2030	9,0	5,8	21,7	129,2	80,0	0,168	15,0	15,0	161,6	161,6	39,7	8,8	52,1	45	1,413	17,505
2031	9,9	6,4	30,6	139,0	86,1	0,181	17,3	17,3	178,9	178,9	43,1	8,7	60,8	40	1,513	19,017
2032	5,6	3,6	24,9	144,6	89,5	0,189	10,5	10,5	189,4	189,4	46,7	7,8	68,6	60	0,949	19,967
2033	3,0	1,9	17,7	147,6	91,4	0,192	6,0	6,0	195,4	195,4	50,1	6,8	75,5	94	0,576	20,542
2034	2,0	1,3	14,4	149,6	92,6	0,195	4,2	4,2	199,6	199,6	53,0	6,3	81,8	124	0,436	20,978
2035	1,0	0,6	8,4	150,6	93,2	0,196	2,3	2,3	201,9	201,9	55,9	5,6	87,4	207	0,302	21,281
2036	0,9	0,6	8,2	151,5	93,8	0,198	2,2	2,2	204,1	204,1	58,1	5,3	92,6	205	0,278	21,559
2037	0,8	0,5	8,0	152,4	94,4	0,199	2,2	2,2	206,3	206,3	60,5	5,0	97,6	202	0,255	21,814
2038	0,8	0,5	8,8	153,2	94,9	0,200	2,1	2,1	208,4	208,4	63,0	4,7	102,4	199	0,234	22,047
2039	0,7	0,5	8,4	153,9	95,3	0,201	2,0	2,0	210,4	210,4	64,8	4,5	106,9	198	0,214	22,261
2040	0,7	0,4	9,2	154,5	95,7	0,201	2,0	2,0	212,4	212,4	66,9	4,2	111,0	191	0,197	22,458
2041	0,6	0,4	8,6	155,1	96,0	0,202	1,9	1,9	214,3	214,3	68,3	4,0	115,0	191	0,180	22,639



Табличное приложение 4.1. 8-Характеристика основного фонда скважин III-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-IV). Вариант разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	3	0	0	0,000	0	0	4	4	4	1	1	8,9	10,8	1,194	35,4
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	4	4	4	1	1	6,7	8,6	0,951	20,6
2027	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	3	3	3	1	1	7,7	10,5	1,026	26,7
2028	0	0	0	1	0	0	0	0,000	0	0	4	4	4	1	1	7,7	11,2	0,982	30,8
2029	0	0	0	1	0	0	2	0,000	0	0	3	3	3	1	1	6,7	10,5	0,991	28,9
2030	0	0	0	2	0	0	0	0,000	0	0	5	5	5	1	1	6,5	10,8	1,017	25,4
2031	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	4	4	4	1	1	6,3	11,1	0,970	25,2
2032	0	0	0	1	0	0	3	0,000	0	0	2	2	2	1	1	5,4	10,1	0,908	22,4
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	1	1	4,3	8,6	0,830	19,7
2034	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	1	1	3,8	8,1	0,836	18,1
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	1	1	2,9	6,6	0,872	16,1
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	1	1	2,7	6,4	0,800	15,2
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	1	1	2,4	6,2	0,734	14,4
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	1	1	2,2	6,1	0,673	13,7
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	1	1	2,1	5,9	0,618	12,9
2040	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	1	1	1,9	5,7	0,567	12,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	1	1	1,7	5,5	0,520	11,4



Табличное приложение 4.1. 9-Проектные технологические показатели разработки IV-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-V). Вариант разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	0,3	0,8	1,1	13,4	30,6	0,046	0,4	0,4	15,2	15,2	12,0	0,0	0,0	0	0,049	2,175
2026	2,0	4,7	6,6	15,4	35,2	0,053	2,4	2,4	17,6	17,6	15,9	0,0	0,0	0	0,303	2,478
2027	1,6	3,8	5,6	17,0	38,9	0,058	2,0	2,0	19,6	19,6	19,3	0,0	0,0	0	0,249	2,728
2028	2,8	6,4	10,5	19,8	45,3	0,068	3,6	3,6	23,2	23,2	23,6	0,0	0,0	0	0,441	3,169
2029	3,3	7,6	13,8	23,0	52,6	0,079	4,6	4,6	27,8	27,8	28,2	0,0	0,0	0	0,572	3,741
2030	2,3	5,5	11,1	25,4	58,1	0,087	3,5	3,5	31,2	31,2	33,0	0,0	0,0	0	0,420	4,161
2031	2,2	5,0	12,0	27,5	62,9	0,094	3,4	3,4	34,6	34,6	36,3	0,0	0,0	0	0,431	4,593
2032	2,2	5,0	13,6	29,7	67,9	0,102	3,5	3,5	38,1	38,1	38,5	0,0	0,0	0	0,474	5,067
2033	2,0	4,6	14,3	31,7	72,5	0,108	3,4	3,4	41,5	41,5	41,1	0,0	0,0	0	0,474	5,541
2034	1,8	4,2	15,0	33,5	76,6	0,115	3,2	3,2	44,7	44,7	43,4	0,0	0,0	0	0,472	6,013
2035	1,7	3,9	16,6	35,1	80,3	0,120	3,1	3,1	47,8	47,8	45,8	0,0	0,0	0	0,468	6,481
2036	1,5	3,6	17,4	36,7	83,9	0,126	2,9	2,9	50,7	50,7	47,6	0,0	0,0	0	0,463	6,944
2037	1,4	3,3	19,9	38,1	87,1	0,130	2,8	2,8	53,5	53,5	49,1	0,0	0,0	0	0,426	7,370
2038	1,3	3,1	23,1	39,4	90,1	0,135	2,7	2,7	56,2	56,2	51,1	0,0	0,0	0	0,393	7,762
2039	1,2	2,8	27,7	40,6	92,9	0,139	2,6	2,6	58,8	58,8	53,1	0,0	0,0	0	0,362	8,124
2040	1,1	2,6	35,2	41,7	95,4	0,143	2,5	2,5	61,2	61,2	54,8	0,0	0,0	0	0,336	8,460
2041	1,0	2,4	49,4	42,8	97,9	0,146	2,4	2,4	63,6	63,6	56,1	0,0	0,0	0	0,309	8,769



Табличное приложение 4.1. 10-Характеристика основного фонда скважин IV-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-V). Вариант разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,0	1,1	0,142	0,0
2026	0	0	0	0	1	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,9	4,6	0,582	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,3	2,9	0,360	0,0
2028	0	0	0	2	0	0	0	0,000	0	0	4	4	4	0	0	2,6	3,4	0,422	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,2	4,4	0,552	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,4	5,0	0,606	0,0
2031	0	0	0	1	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,1	4,9	0,622	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,1	5,0	0,682	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,8	4,8	0,683	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,6	4,6	0,681	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,4	4,4	0,675	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,2	4,2	0,666	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,0	4,0	0,614	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,9	3,9	0,566	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,7	3,7	0,522	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,6	3,6	0,483	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,5	3,4	0,446	0,0



Табличное приложение 4.1. 11-Проектные технологические показатели разработки V-го эксплуатационного объекта (горизонты T-VI). Вариант разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	0,0	0,0	0,0	3,2	28,4	0,052	0,0	0,0	3,6	3,6	0,0	0,0	0,0	0	0,000	1,124
2026	0,5	4,6	6,4	3,7	33,0	0,060	0,5	0,5	4,1	4,1	2,5	0,0	0,0	0	0,148	1,272
2027	2,6	23,0	34,3	6,2	56,0	0,102	3,0	3,0	7,2	7,2	15,2	0,0	0,0	0	0,377	1,649
2028	2,0	18,4	41,7	8,3	74,4	0,136	2,8	2,8	10,0	10,0	26,5	0,0	0,0	0	0,413	2,062
2029	0,6	5,3	20,6	8,9	79,6	0,146	1,0	1,0	10,9	10,9	38,3	0,0	0,0	0	0,206	2,268
2030	0,5	4,3	21,1	9,4	83,9	0,153	0,9	0,9	11,8	11,8	48,0	0,0	0,0	0	0,168	2,436
2031	0,4	3,5	21,9	9,8	87,4	0,160	0,9	0,9	12,7	12,7	55,4	0,0	0,0	0	0,137	2,573
2032	0,3	2,9	22,9	10,1	90,3	0,165	0,8	0,8	13,5	13,5	61,2	0,0	0,0	0	0,112	2,686
2033	0,3	2,3	24,2	10,3	92,7	0,169	0,8	0,8	14,3	14,3	66,5	0,0	0,0	0	0,091	2,777
2034	0,2	1,9	26,1	10,5	94,6	0,173	0,7	0,7	15,0	15,0	70,0	0,0	0,0	0	0,075	2,852
2035	0,2	1,6	28,8	10,7	96,1	0,176	0,6	0,6	15,7	15,7	72,9	0,0	0,0	0	0,061	2,913
2036	0,1	1,3	33,1	10,9	97,4	0,178	0,6	0,6	16,3	16,3	75,5	0,0	0,0	0	0,050	2,962
2037	0,1	1,0	40,3	11,0	98,5	0,180	0,5	0,5	16,8	16,8	77,2	0,0	0,0	0	0,041	3,003
2038	0,1	0,8	55,0	11,1	99,3	0,182	0,5	0,5	17,2	17,2	79,2	0,0	0,0	0	0,033	3,036
2039	0,1	0,7	100,0	11,2	100,0	0,183	0,4	0,4	17,6	17,6	80,9	0,0	0,0	0	0,027	3,063



Табличное приложение 4.1. 12-Характеристика основного фонда скважин V-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-VI). Вариант разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2026	1	1	0	0	1	0	0	1,400	0	0	2	2	2	0	0	2,5	2,6	0,720	0,0
2027	0	0	0	1	0	0	0	0,000	0	0	3	3	3	0	0	3,0	3,5	0,434	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,4	3,2	0,476	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,7	2,7	0,593	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,4	2,7	0,484	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,1	2,5	0,396	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,9	2,4	0,323	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,8	2,2	0,264	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,6	2,1	0,215	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,5	1,9	0,176	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,4	1,7	0,144	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,3	1,5	0,117	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,3	1,3	0,096	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,2	1,2	0,078	0,0



Табличное приложение 4.1. 13-Проектные технологические показатели разработки VI-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-VII). Вариант разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	0,0	0,0	0,0	0,2	4,4	0,003	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,296
2026	0,0	0,0	0,0	0,2	4,4	0,003	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,296
2027	0,0	0,0	0,0	0,2	4,4	0,003	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,296
2028	0,0	0,0	0,0	0,2	4,4	0,003	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,296
2029	0,5	11,4	11,4	0,7	15,3	0,013	0,5	0,5	0,7	0,7	3,2	0,0	0,0	0	0,033	0,329
2030	0,4	10,1	10,3	1,1	24,0	0,022	0,5	0,5	1,2	1,2	5,6	0,0	0,0	0	0,030	0,359
2031	0,0	0,0	0,0	1,1	24,0	0,022	0,0	0,0	1,2	1,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,359
2032	0,0	0,0	0,0	1,1	24,0	0,022	0,0	0,0	1,2	1,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,359
2033	0,0	0,0	0,0	1,1	24,0	0,022	0,0	0,0	1,2	1,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,359
2034	0,4	9,2	11,5	1,5	32,7	0,030	0,5	0,5	1,7	1,7	9,9	0,0	0,0	0	0,027	0,386
2035	0,7	16,5	22,7	2,3	50,1	0,044	0,8	0,8	2,5	2,5	11,4	0,0	0,0	0	0,048	0,434
2036	0,6	13,2	26,2	2,9	63,2	0,055	0,7	0,7	3,2	3,2	12,6	0,0	0,0	0	0,039	0,473
2037	0,5	10,5	29,6	3,3	71,9	0,064	0,5	0,5	3,7	3,7	13,4	0,0	0,0	0	0,031	0,504
2038	0,4	8,4	31,1	3,7	80,6	0,071	0,4	0,4	4,1	4,1	14,4	0,0	0,0	0	0,025	0,529
2039	0,3	6,7	33,8	4,0	87,2	0,077	0,4	0,4	4,5	4,5	15,2	0,0	0,0	0	0,020	0,548
2040	0,2	5,4	34,0	4,2	91,5	0,082	0,3	0,3	4,8	4,8	15,8	0,0	0,0	0	0,016	0,564
2041	0,2	4,3	51,6	4,4	95,9	0,085	0,2	0,2	5,0	5,0	16,4	0,0	0,0	0	0,013	0,577



Табличное приложение 4.1. 14-Характеристика основного фонда скважин VI-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-VII). Вариант разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	1	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,9	3,0	0,2	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	0	0	0	0	0	2,6	2,8	0,2	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2034	0	0	0	1	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,3	2,6	0,2	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,1	2,4	0,1	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,7	1,9	0,1	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,3	1,6	0,1	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,1	1,3	0,1	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,9	1,0	0,1	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,7	0,8	0,0	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,6	0,7	0,0	0,0



Табличное приложение 4.1. 15-Проектные технологические показатели разработки месторождения Сагиз Западный. Вариант разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	32,4	5,4	8,7	263,4	41,8	0,094	46,8	46,8	335,4	325,6	30,7	12,4	16,6	20	4,443	39,177
2026	33,0	5,5	9,0	296,4	47,1	0,106	49,6	49,6	385,0	375,1	33,4	14,3	30,8	22	4,697	43,875
2027	37,7	6,3	11,3	334,1	53,1	0,120	60,2	60,2	445,2	435,4	37,3	19,4	50,2	26	5,659	49,534
2028	37,9	6,3	12,8	372,1	59,1	0,133	63,9	63,9	509,2	499,3	40,7	22,4	72,6	28	6,132	55,666
2029	34,9	5,8	13,5	406,9	64,6	0,146	59,6	59,6	568,8	558,9	41,5	21,3	94,0	29	5,812	61,478
2030	33,1	5,5	14,9	440,0	69,9	0,158	55,3	55,3	624,0	614,2	40,1	19,1	113,1	28	5,687	67,165
2031	30,8	5,1	16,2	470,8	74,8	0,169	52,8	52,8	676,9	667,0	41,8	19,0	132,1	29	6,033	73,198
2032	27,4	4,6	17,2	498,2	79,1	0,179	48,2	48,2	725,0	715,2	43,1	17,9	150,0	30	6,024	79,222
2033	23,9	4,0	18,2	522,1	82,9	0,187	43,8	43,8	768,9	759,0	45,5	17,2	167,2	32	5,431	84,653
2034	20,3	3,4	18,9	542,4	86,1	0,194	40,0	40,0	808,8	798,9	49,2	16,9	184,1	36	4,922	89,575
2035	16,3	2,7	18,7	558,7	88,7	0,200	33,0	33,0	841,8	832,0	50,8	14,5	198,6	37	3,957	93,532
2036	13,3	2,2	18,7	571,9	90,8	0,205	28,0	28,0	869,9	860,0	52,6	12,7	211,3	39	3,332	96,863
2037	11,5	1,9	19,9	583,4	92,6	0,209	25,7	25,7	895,6	885,7	55,5	12,3	223,6	42	3,027	99,891
2038	10,0	1,7	21,6	593,4	94,2	0,213	24,0	24,0	919,7	909,8	58,4	12,1	235,7	45	2,467	102,358
2039	8,8	1,5	24,2	602,2	95,6	0,216	22,4	22,4	942,1	932,2	61,0	11,8	247,5	47	2,173	104,531



Табличное приложение 4.1. 16-Характеристика основного фонда скважин месторождения Сагиз Западный. Вариант разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	8	0	0	0,000	0	0	15	15	15	1	1	8,0	11,6	1,1	35,7
2026	2	2	0	0	2	1	0	2,800	0	0	18	18	18	2	2	6,0	9,1	0,9	27,3
2027	3	2	1	1	0	0	1	3,109	0	0	20	20	20	3	3	5,7	9,0	0,8	22,3
2028	0	0	0	3	0	0	3	0,000	0	0	20	20	20	3	3	5,3	9,0	0,9	21,5
2029	0	0	0	5	0	0	5	0,000	0	0	20	20	20	3	3	5,0	8,6	0,8	20,5
2030	0	0	0	4	0	0	4	0,000	0	0	20	20	20	3	3	4,8	8,0	0,8	18,4
2031	0	0	0	3	0	0	3	0,000	0	0	20	20	20	3	3	4,4	7,6	0,9	18,3
2032	0	0	0	4	0	0	4	0,000	0	0	20	20	20	3	3	3,9	6,9	0,9	17,2
2033	0	0	0	1	0	0	1	0,000	0	0	20	20	20	3	3	3,4	6,3	0,8	16,5
2034	0	0	0	1	0	0	1	0,000	0	0	20	20	20	3	3	2,9	5,8	0,7	16,3
2035	0	0	0	0	0	1	0	0,000	0	0	19	19	19	4	4	2,4	4,9	0,6	11,9
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	19	19	19	4	4	2,0	4,2	0,5	9,1
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	19	19	19	4	4	1,7	3,9	0,5	8,9
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	19	19	19	4	4	1,5	3,6	0,4	8,7
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	19	19	19	4	4	1,3	3,4	0,3	8,5



Табличное приложение 4.1. 17-Проектные технологические показатели разработки I-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-I+II). Вариант разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	22,0	7,5	13,1	148,7	48,3	0,125	34,1	34,1	204,2	194,3	35,5	6,2	10,4	14	3,042	21,478
2026	21,2	7,2	13,3	170,0	55,2	0,143	34,8	34,8	239,0	229,1	38,9	7,1	17,5	16	2,927	24,405
2027	22,9	7,8	16,6	192,9	62,7	0,162	40,1	40,1	279,1	269,2	43,0	12,9	30,5	25	3,064	27,469
2028	22,2	7,5	19,3	215,1	69,9	0,180	41,1	41,1	320,2	310,3	46,1	15,0	45,4	29	3,057	30,526
2029	17,6	6,0	19,0	232,7	75,6	0,195	34,5	34,5	354,7	344,8	49,0	14,2	59,6	34	2,339	32,865
2030	11,8	4,0	15,7	244,5	79,4	0,205	24,2	24,2	378,9	369,1	51,2	12,7	72,4	43	1,461	34,327
2031	8,9	3,0	14,1	253,4	82,3	0,213	19,2	19,2	398,2	388,3	53,8	12,7	85,1	55	1,066	35,392
2032	8,0	2,7	14,7	261,4	84,9	0,219	18,5	18,5	416,6	406,8	56,4	11,9	97,0	55	0,978	36,370
2033	7,6	2,6	16,4	269,1	87,4	0,226	18,5	18,5	435,2	425,3	58,8	11,5	108,4	53	1,207	37,577
2034	7,5	2,5	19,4	276,5	89,8	0,232	19,0	19,0	454,1	444,2	60,7	11,3	119,7	52	1,570	39,147
2035	5,5	1,9	17,6	282,1	91,6	0,237	15,0	15,0	469,1	459,3	63,2	10,8	130,6	64	0,928	40,075
2036	3,9	1,3	15,2	286,0	92,9	0,240	11,5	11,5	480,6	470,7	65,8	9,5	140,1	75	0,502	40,577
2037	3,3	1,1	15,1	289,3	94,0	0,243	10,5	10,5	491,1	481,2	68,4	9,2	149,4	80	0,431	41,008
2038	2,9	1,0	15,7	292,2	94,9	0,245	9,9	9,9	501,0	491,1	70,9	9,1	158,4	86	0,378	41,385
2039	2,5	0,8	16,0	294,7	95,7	0,247	9,3	9,3	510,3	500,4	73,1	8,8	167,3	90	0,333	41,719



Табличное приложение 4.1. 18-Характеристика основного фонда скважин I-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-I+II). Вариант разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	5	0	0	0,000	0	0	10	10	10	0	0	8,6	13,3	1,187	36,0
2026	1	1	0	0	0	1	0	1,400	0	0	10	10	10	1	1	6,3	10,4	0,873	40,8
2027	1	0	1	0	0	0	0	1,400	0	0	10	10	10	2	2	6,6	11,6	0,884	24,8
2028	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	9	9	9	2	2	6,7	12,5	0,926	21,5
2029	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	8	8	8	2	2	6,0	11,7	0,794	20,5
2030	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	6	6	6	2	2	4,9	10,0	0,603	18,4
2031	0	0	0	1	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	2	2	3,9	8,5	0,473	18,3
2032	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	2	2	3,3	7,6	0,402	17,2
2033	0	0	0	1	0	0	0	0,000	0	0	8	8	8	2	2	2,9	7,1	0,464	16,5
2034	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	8	8	8	2	2	2,7	6,8	0,566	16,3
2035	0	0	0	0	0	1	0	0,000	0	0	7	7	7	3	3	2,1	5,8	0,357	12,5
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	3	3	1,6	4,7	0,206	9,1
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	3	3	1,4	4,3	0,177	8,9
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	3	3	1,2	4,1	0,156	8,7
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	3	3	1,0	3,8	0,137	8,5



Табличное приложение 4.1. 19-Проектные технологические показатели разработки II-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-III). Вариант разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	0,0	0,0	0,0	13,9	13,8	0,033	0,0	0,0	16,6	16,6	0,0	0,0	0,0	0	0,000	2,977
2026	0,0	0,0	0,0	13,9	13,8	0,033	0,0	0,0	16,6	16,6	0,0	0,0	0,0	0	0,000	2,977
2027	0,0	0,0	0,0	13,9	13,8	0,033	0,0	0,0	16,6	16,6	0,0	0,0	0,0	0	0,000	2,977
2028	0,0	0,0	0,0	13,9	13,8	0,033	0,0	0,0	16,6	16,6	0,0	0,0	0,0	0	0,000	2,977
2029	2,6	2,8	3,0	16,5	16,3	0,039	2,7	2,7	19,3	19,3	3,0	0,0	0,0	0	0,357	3,334
2030	7,7	8,3	9,1	24,2	24,0	0,057	8,6	8,6	27,9	27,9	11,0	0,0	0,0	0	1,450	4,784
2031	9,6	10,5	12,5	33,8	33,5	0,080	11,8	11,8	39,7	39,7	18,0	0,0	0,0	0	2,777	7,561
2032	11,6	12,6	17,3	45,4	45,0	0,107	15,1	15,1	54,7	54,7	22,8	0,0	0,0	0	3,562	11,122
2033	11,0	12,0	19,8	56,5	56,0	0,133	15,1	15,1	69,8	69,8	26,7	0,0	0,0	0	3,083	14,205
2034	8,4	9,2	18,9	64,9	64,3	0,153	12,3	12,3	82,1	82,1	31,6	0,0	0,0	0	2,342	16,547
2035	7,1	7,8	19,7	72,0	71,3	0,170	11,2	11,2	93,3	93,3	36,1	0,0	0,0	0	2,149	18,697
2036	6,2	6,7	21,4	78,2	77,5	0,184	10,2	10,2	103,4	103,4	39,4	0,0	0,0	0	2,000	20,696
2037	5,3	5,7	23,3	83,5	82,7	0,196	9,2	9,2	112,7	112,7	42,7	0,0	0,0	0	1,845	22,541
2038	4,6	5,0	26,3	88,1	87,3	0,207	8,5	8,5	121,2	121,2	46,3	0,0	0,0	0	1,406	23,947
2039	3,9	4,3	30,3	92,0	91,1	0,216	7,7	7,7	128,9	128,9	49,0	0,0	0,0	0	1,216	25,163



Табличное приложение 4.1. 20-Характеристика основного фонда скважин II-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-III). Вариант разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	3	0	0	0	0,000	0	0	3	3	3	0	0	5,0	5,2	0,680	0,0
2030	0	0	0	2	0	0	0	0,000	0	0	5	5	5	0	0	5,5	6,2	1,044	0,0
2031	0	0	0	1	0	0	0	0,000	0	0	6	6	6	0	0	5,1	6,2	1,455	0,0
2032	0	0	0	3	0	0	1	0,000	0	0	8	8	8	0	0	4,8	6,2	1,462	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	7	7	7	0	0	4,2	5,8	1,186	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	0	0	3,5	5,1	0,965	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	0	0	2,9	4,6	0,885	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	0	0	2,5	4,2	0,822	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	0	0	2,2	3,8	0,760	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	0	0	1,9	3,5	0,579	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	7	7	7	0	0	1,6	3,2	0,501	0,0



Табличное приложение 4.1. 21-Проектные технологические показатели разработки III-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-IV). Вариант разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	10,1	6,3	11,7	84,0	52,0	0,110	12,3	12,3	95,6	95,6	17,8	6,2	6,2	35	1,352	11,127
2026	9,2	5,8	11,9	93,2	57,7	0,122	11,9	11,9	107,5	107,5	22,2	7,1	13,3	42	1,319	12,446
2027	10,7	6,7	15,7	103,9	64,3	0,135	15,1	15,1	122,6	122,6	29,2	6,5	19,8	31	1,968	14,414
2028	11,0	6,9	19,1	114,9	71,1	0,150	16,4	16,4	139,0	139,0	33,3	7,5	27,2	34	2,222	16,636
2029	10,3	6,4	22,1	125,1	77,5	0,163	16,3	16,3	155,3	155,3	37,2	7,1	34,3	33	2,305	18,941
2030	10,4	6,5	28,6	135,5	83,9	0,177	17,6	17,6	172,9	172,9	41,0	6,4	40,7	28	2,157	21,098
2031	9,7	6,1	37,3	145,2	89,9	0,189	17,6	17,6	190,4	190,4	44,9	6,3	47,0	29	1,622	22,720
2032	5,3	3,3	32,5	150,5	93,2	0,196	10,4	10,4	200,8	200,8	48,9	6,0	53,0	47	0,898	23,618
2033	3,0	1,9	27,2	153,5	95,0	0,200	6,1	6,1	206,9	206,9	51,0	5,7	58,7	77	0,576	24,194
2034	2,0	1,2	24,9	155,4	96,2	0,203	4,3	4,3	211,2	211,2	54,1	5,6	64,4	110	0,436	24,630
2035	1,0	0,6	16,3	156,4	96,8	0,204	2,3	2,3	213,5	213,5	55,9	3,6	68,0	134	0,302	24,932
2036	0,9	0,6	17,6	157,4	97,5	0,205	2,2	2,2	215,7	215,7	58,1	3,2	71,1	123	0,278	25,210
2037	0,8	0,5	19,4	158,2	97,9	0,206	2,2	2,2	217,9	217,9	60,5	3,1	74,2	125	0,255	25,465
2038	0,8	0,5	24,1	159,0	98,4	0,207	2,1	2,1	220,0	220,0	63,0	3,0	77,3	127	0,234	25,699
2039	0,7	0,4	27,8	159,7	98,9	0,208	2,0	2,0	222,0	222,0	64,8	2,9	80,2	130	0,214	25,913



Табличное приложение 4.1. 22-Характеристика основного фонда скважин III-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-IV). Вариант разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	3	0	0	0,000	0	0	4	4	4	1	1	8,9	10,8	1,194	35,4
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	4	4	4	1	1	6,7	8,6	0,951	20,6
2027	2	2	0	0	0	0	1	3,109	0	0	5	5	5	1	1	6,5	9,2	1,194	18,6
2028	0	0	0	1	0	0	0	0,000	0	0	6	6	6	1	1	5,7	8,6	1,161	21,5
2029	0	0	0	1	0	0	2	0,000	0	0	5	5	5	1	1	5,4	8,6	1,206	20,5
2030	0	0	0	2	0	0	1	0,000	0	0	6	6	6	1	1	5,4	9,2	1,130	18,4
2031	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	4	4	4	1	1	5,6	10,1	0,937	18,3
2032	0	0	0	1	0	0	3	0,000	0	0	2	2	2	1	1	5,1	9,9	0,859	17,1
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	1	1	4,3	8,8	0,830	16,5
2034	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	1	1	3,8	8,3	0,836	16,3
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	1	1	2,9	6,6	0,872	10,4
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	1	1	2,7	6,4	0,800	9,1
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	1	1	2,4	6,2	0,734	8,9
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	1	1	2,2	6,1	0,673	8,7
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	1	1	2,1	5,9	0,618	8,5



Табличное приложение 4.1. 23-Проектные технологические показатели разработки IV-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-V). Вариант разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	0,3	0,8	1,2	13,4	30,6	0,046	0,4	0,4	15,2	15,2	12,0	0,0	0,0	0	0,049	2,175
2026	2,0	5,0	6,6	15,4	35,2	0,053	2,4	2,4	17,6	17,6	15,9	0,0	0,0	0	0,303	2,478
2027	1,6	4,0	5,6	17,0	38,9	0,058	2,0	2,0	19,6	19,6	19,3	0,0	0,0	0	0,249	2,728
2028	2,8	6,8	10,5	19,8	45,3	0,068	3,6	3,6	23,2	23,2	23,6	0,0	0,0	0	0,441	3,169
2029	3,3	8,1	13,8	23,0	52,6	0,079	4,6	4,6	27,8	27,8	28,2	0,0	0,0	0	0,572	3,741
2030	2,3	5,7	11,1	25,4	58,1	0,087	3,5	3,5	31,2	31,2	33,0	0,0	0,0	0	0,420	4,161
2031	2,2	5,3	12,0	27,5	62,9	0,094	3,4	3,4	34,6	34,6	36,3	0,0	0,0	0	0,431	4,593
2032	2,2	5,3	13,6	29,7	67,9	0,102	3,5	3,5	38,1	38,1	38,5	0,0	0,0	0	0,474	5,067
2033	2,0	4,9	14,3	31,7	72,5	0,108	3,4	3,4	41,5	41,5	41,1	0,0	0,0	0	0,474	5,541
2034	1,8	4,5	15,0	33,5	76,6	0,115	3,2	3,2	44,7	44,7	43,4	0,0	0,0	0	0,472	6,013
2035	1,7	4,1	16,6	35,1	80,3	0,120	3,1	3,1	47,8	47,8	45,8	0,0	0,0	0	0,468	6,481
2036	1,5	3,8	17,4	36,7	83,9	0,126	2,9	2,9	50,7	50,7	47,6	0,0	0,0	0	0,463	6,944
2037	1,4	3,5	19,9	38,1	87,1	0,130	2,8	2,8	53,5	53,5	49,1	0,0	0,0	0	0,426	7,370
2038	1,3	3,2	23,1	39,4	90,1	0,135	2,7	2,7	56,2	56,2	51,1	0,0	0,0	0	0,393	7,762
2039	1,2	3,0	27,7	40,6	92,9	0,139	2,6	2,6	58,8	58,8	53,1	0,0	0,0	0	0,362	8,124



Табличное приложение 4.1. 24-Характеристика основного фонда скважин IV-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-V). Вариант разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,0	1,1	0,142	0,0
2026	0	0	0	0	1	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,9	4,6	0,582	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,3	2,9	0,360	0,0
2028	0	0	0	2	0	0	0	0,000	0	0	4	4	4	0	0	2,6	3,4	0,422	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,2	4,4	0,552	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,4	5,0	0,606	0,0
2031	0	0	0	1	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,1	4,9	0,622	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,1	5,0	0,682	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,8	4,8	0,683	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,6	4,6	0,681	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,4	4,4	0,675	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,2	4,2	0,666	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,0	4,0	0,614	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,9	3,9	0,566	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,7	3,7	0,522	0,0



Табличное приложение 4.1. 25-Проектные технологические показатели разработки V-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-VI). Вариант разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	0,0	0,0	0,0	3,2	28,4	0,052	0,0	0,0	3,6	3,6	0,0	0,0	0,0	0	0,000	1,124
2026	0,5	4,6	6,4	3,7	33,0	0,060	0,5	0,5	4,1	4,1	2,5	0,0	0,0	0	0,148	1,272
2027	2,6	23,0	34,3	6,2	56,0	0,102	3,0	3,0	7,2	7,2	15,2	0,0	0,0	0	0,377	1,649
2028	2,0	18,4	41,7	8,3	74,4	0,136	2,8	2,8	10,0	10,0	26,5	0,0	0,0	0	0,413	2,062
2029	0,6	5,3	20,6	8,9	79,6	0,146	1,0	1,0	10,9	10,9	38,3	0,0	0,0	0	0,206	2,268
2030	0,5	4,3	21,1	9,4	83,9	0,153	0,9	0,9	11,8	11,8	48,0	0,0	0,0	0	0,168	2,436
2031	0,4	3,5	21,9	9,8	87,4	0,160	0,9	0,9	12,7	12,7	55,4	0,0	0,0	0	0,137	2,573
2032	0,3	2,9	22,9	10,1	90,3	0,165	0,8	0,8	13,5	13,5	61,2	0,0	0,0	0	0,112	2,686
2033	0,3	2,3	24,2	10,3	92,7	0,169	0,8	0,8	14,3	14,3	66,5	0,0	0,0	0	0,091	2,777
2034	0,2	1,9	26,1	10,5	94,6	0,173	0,7	0,7	15,0	15,0	70,0	0,0	0,0	0	0,075	2,852
2035	0,2	1,6	28,8	10,7	96,1	0,176	0,6	0,6	15,7	15,7	72,9	0,0	0,0	0	0,061	2,913
2036	0,1	1,3	33,1	10,9	97,4	0,178	0,6	0,6	16,3	16,3	75,5	0,0	0,0	0	0,050	2,962
2037	0,1	1,0	40,3	11,0	98,5	0,180	0,5	0,5	16,8	16,8	77,2	0,0	0,0	0	0,041	3,003
2038	0,1	0,8	55,0	11,1	99,3	0,182	0,5	0,5	17,2	17,2	79,2	0,0	0,0	0	0,033	3,036
2039	0,1	0,7	100,0	11,2	100,0	0,183	0,4	0,4	17,6	17,6	80,9	0,0	0,0	0	0,027	3,063



Табличное приложение 4.1. 26-Характеристика основного фонда скважин V-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-VI). Вариант разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2026	1	1	0	0	1	0	0	1,400	0	0	2	2	2	0	0	2,5	2,6	0,720	0,0
2027	0	0	0	1	0	0	0	0,000	0	0	3	3	3	0	0	3,0	3,5	0,434	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,4	3,2	0,476	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,7	2,7	0,593	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,4	2,7	0,484	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,1	2,5	0,396	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,9	2,4	0,323	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,8	2,2	0,264	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,6	2,1	0,215	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,5	1,9	0,176	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,4	1,7	0,144	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,3	1,5	0,117	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,3	1,3	0,096	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,2	1,2	0,078	0,0



Табличное приложение 4.1. 27-Проектные технологические показатели разработки VI-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-VII). Вариант разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	0,0	0,0	0,0	0,2	4,4	0,003	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,296
2026	0,0	0,0	0,0	0,2	4,4	0,003	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,296
2027	0,0	0,0	0,0	0,2	4,4	0,003	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,296
2028	0,0	0,0	0,0	0,2	4,4	0,003	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,296
2029	0,5	12,6	11,4	0,7	15,3	0,013	0,5	0,5	0,7	0,7	3,2	0,0	0,0	0	0,033	0,329
2030	0,4	11,2	10,3	1,1	24,0	0,022	0,5	0,5	1,2	1,2	5,6	0,0	0,0	0	0,030	0,359
2031	0,0	0,0	0,0	1,1	24,0	0,022	0,0	0,0	1,2	1,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,359
2032	0,0	0,0	0,0	1,1	24,0	0,022	0,0	0,0	1,2	1,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,359
2033	0,0	0,0	0,0	1,1	24,0	0,022	0,0	0,0	1,2	1,2	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,359
2034	0,4	10,2	11,5	1,5	32,7	0,030	0,5	0,5	1,7	1,7	9,9	0,0	0,0	0	0,027	0,386
2035	0,7	18,3	22,7	2,3	50,1	0,044	0,8	0,8	2,5	2,5	11,4	0,0	0,0	0	0,048	0,434
2036	0,6	14,7	26,2	2,9	63,2	0,055	0,7	0,7	3,2	3,2	12,6	0,0	0,0	0	0,039	0,473
2037	0,5	11,7	29,6	3,3	71,9	0,064	0,5	0,5	3,7	3,7	13,4	0,0	0,0	0	0,031	0,504
2038	0,4	9,3	31,1	3,7	80,6	0,071	0,4	0,4	4,1	4,1	14,4	0,0	0,0	0	0,025	0,529
2039	0,3	7,5	33,8	4,0	87,2	0,077	0,4	0,4	4,5	4,5	15,2	0,0	0,0	0	0,020	0,548



Табличное приложение 4.1. 28-Характеристика основного фонда скважин VI-го эксплуатационного объекта (горизонты Т-VII). Вариант разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод добывающих скважин под закачку, ед.	Перевод скважин на другие объекты, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	1	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,9	3,0	0,2	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	0	0	0	0	0	2,6	2,8	0,2	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2034	0	0	0	1	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,3	2,6	0,2	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,1	2,4	0,1	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,7	1,9	0,1	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,3	1,6	0,1	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,1	1,3	0,1	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,9	1,0	0,1	0,0



Табличное приложение 4.2. 1-Расчет дохода от реализации продукции по варианту 1

Годы	Расчет дохода от продажи нефти						Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	
	Объем продажи нефти			Цена реализации нефти		Выручка от реализации нефти		
	Всего объем реализации нефти	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок без НДС			
	тыс.тонн	тыс.тонн	тыс.тонн	\$/тонн	\$/тонн	тыс.\$	без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$					
2025	32,3	19,4	12,9	499,0	189,7	12 132,2	12 132,2	12 374,8
2026	32,9	19,8	13,2	499,0	189,7	12 361,6	12 361,6	12 856,0
2027	36,3	21,8	14,5	499,0	189,7	13 610,7	13 610,7	14 427,3
2028	36,2	21,7	14,5	499,0	189,7	13 601,0	13 601,0	14 689,1
2029	32,7	19,6	13,1	499,0	189,7	12 266,7	12 266,7	13 493,4
2030	29,9	18,0	12,0	499,0	189,7	11 231,2	11 231,2	12 578,9
2031	27,4	16,4	10,9	499,0	189,7	10 266,1	10 266,1	11 703,3
2032	24,0	14,4	9,6	499,0	189,7	8 996,2	8 996,2	10 435,6
2033	21,1	12,7	8,4	499,0	189,7	7 919,9	7 919,9	9 345,4
2034	18,0	10,8	7,2	499,0	189,7	6 759,0	6 759,0	8 110,8
2035	15,2	9,1	6,1	499,0	189,7	5 689,8	5 689,8	6 941,6
2036	13,1	7,9	5,2	499,0	189,7	4 922,3	4 922,3	6 103,7
2037	11,3	6,8	4,5	499,0	189,7	4 251,7	4 251,7	5 357,1
2038	9,9	5,9	3,9	499,0	189,7	3 696,6	3 696,6	4 731,7
2039	8,6	5,2	3,4	499,0	189,7	3 226,5	3 226,5	4 194,5
2040	7,5	4,5	3,0	499,0	189,7	2 810,2	2 810,2	3 709,5
2041	6,6	3,9	2,6	499,0	189,7	2 464,1	2 464,1	3 301,9
2025-2041	363,0	217,8	145,2			136 205,8	136 205,8	154 354,7
2025-2060	409,6	245,8	163,8			153 701,2	153 701,2	180 175,6



Табличное приложение 4.2. 2-Расчет дохода от реализации продукции по варианту 3

Годы	Расчет дохода от продажи нефти						Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	
	Объем продажи нефти			Цена реализации нефти		Выручка от реализации нефти		
	Всего объем реализации нефти	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок без НДС			
							тыс.тонн	тыс.тонн
2025	32,3	19,4	12,9	499,0	189,7	12 132,2	12 132,2	12 374,8
2026	32,9	19,8	13,2	499,0	189,7	12 361,6	12 361,6	12 856,0
2027	37,6	22,6	15,1	499,0	189,7	14 124,3	14 124,3	14 971,7
2028	37,8	22,7	15,1	499,0	189,7	14 198,5	14 198,5	15 334,4
2029	34,8	20,9	13,9	499,0	189,7	13 046,5	13 046,5	14 351,2
2030	33,0	19,8	13,2	499,0	189,7	12 389,3	12 389,3	13 876,0
2031	30,7	18,4	12,3	499,0	189,7	11 511,1	11 511,1	13 122,7
2032	27,4	16,4	10,9	499,0	189,7	10 268,8	10 268,8	11 911,9
2033	23,8	14,3	9,5	499,0	189,7	8 943,4	8 943,4	10 553,2
2034	20,3	12,2	8,1	499,0	189,7	7 600,7	7 600,7	9 120,8
2035	16,2	9,7	6,5	499,0	189,7	6 082,8	6 082,8	7 421,0
2036	13,2	7,9	5,3	499,0	189,7	4 966,9	4 966,9	6 159,0
2037	11,4	6,9	4,6	499,0	189,7	4 290,2	4 290,2	5 405,6
2038	10,0	6,0	4,0	499,0	189,7	3 740,9	3 740,9	4 788,4
2039	8,7	5,2	3,5	499,0	189,7	3 275,1	3 275,1	4 257,7
2025-2039	370,2	222,1	148,1			138 932,4	138 932,4	156 504,4
2025-2060	433,0	259,8	173,2			162 485,4	162 485,4	190 497,6



Табличное приложение 4.2. 3-Расчет капитальных вложений по варианту 1

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы с НДС	Всего стоимость, тыс. \$	Распределение капитальных вложений по годам строительства										
				тыс. \$		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2034	2040	2041
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН - подземное строительство															
3	Бурение добывающей нефтяной вертикальной скважины	скв.	2	801,1	1602,2	0,0	1602,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Перевод из добывающего в нагнетательный фонд	скв.	1	33,5	33,5	0,0	33,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Перевод скважин на другой горизонт	скв.	19	24,3	462,3	0,0	0,0	24,3	73,0	121,7	73,0	48,7	97,3	24,3	0,0	0,0
6	Перевод из других категории	скв.	10	11,2	112,0	89,6	22,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Выбытие добывающих нефтяных скважин	скв.	3	11,9	35,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,9	0,0
8	Выбытие нагнетательных скважин	скв.	1	11,9	11,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Итого на строительство скважин:				2257,6	89,6	1658,1	24,3	73,0	121,7	73,0	48,7	97,3	24,3	11,9	0,0
	Итого на строительство скважин в ценах с учетом инфляции:				2403,5	91,4	1724,5	25,8	78,8	133,8	81,8	55,5	112,9	29,2	15,7	0,0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО - обустройство промысла															
1	Обустройство скважин	скв.	2	7,3	14,6	0,0	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
2	Выкидные линии Ø89*6	км	1,3	28,7	37,3	0,0	37,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
3	Линии электропередач (ЛЭП)	км	1,1	14,2	15,6	0,0	15,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
	Итого на обустройство промысла:				67,5	0,0	67,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Итого на обустройство промысла в ценах с учетом инфляции:				70,2	0,0	70,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (с НДС):				2325,1	89,6	1725,6	24,3	73,0	121,7	73,0	48,7	97,3	24,3	11,9	0,0
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (без НДС):				2076,0	80,0	1540,7	21,7	65,2	108,6	65,2	43,4	86,9	21,7	10,6	0,0

Табличное приложение 4.2. 4-Расчет капитальных вложений по варианту 3

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы с НДС	Всего стоимость, тыс. \$	Распределение капитальных вложений по годам строительства										
				тыс. \$		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2039
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН - подземное строительство															
1	Зарезка бокового ствола	скв.	1	560,8	560,8	0,0	0,0	560,8	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0
2	Бурение нефтяной наклонно-направленной скважины	скв.	1	1121,5	1121,5	0,0	0,0	1121,5	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0
3	Бурение добывающей нефтяной вертикальной скважины	скв.	2	801,1	1602,2	0,0	1602,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Бурение нагнетательной вертикальной скважины	скв.	1	801,1	801,1	0,0	0,0	801,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Перевод из добывающего в нагнетательный фонд	скв.	1	33,5	33,5	0,0	33,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Перевод скважин на другой горизонт	скв.	22	24,3	535,3	0,0	0,0	24,3	73,0	121,7	97,3	73,0	97,3	24,3	24,3	0,0
6	Перевод из других категории	скв.	10	11,2	112,0	89,6	22,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Выбытие добывающих нефтяных скважин	скв.	3	11,9	35,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Выбытие нагнетательных скважин	скв.	1	11,9	11,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Итого на строительство скважин:				4814,0	89,6	1658,1	2507,7	73,0	121,7	97,3	73,0	97,3	24,3	24,3	0,0
	Итого на строительство скважин в ценах с учетом инфляции:				5119,7	91,4	1724,5	2658,2	78,8	133,8	109,0	83,2	112,9	28,7	29,2	0,0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО - обустройство промысла															
1	Обустройство скважин	скв.	5	7,3	36,5	0,0	14,6	21,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
2	Выкидные линии Ø89*6	км	2,7	28,7	78,6	0,0	31,5	47,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
3	Линии электропередач (ЛЭП)	км	2,3	14,2	32,6	0,0	13,0	19,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
	Итого на обустройство промысла:				147,7	0,0	59,1	88,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Итого на обустройство промысла в ценах с учетом инфляции:				155,4	0,0	61,4	93,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (с НДС):				4961,7	89,6	1717,2	2596,4	73,0	121,7	97,3	73,0	97,3	24,3	24,3	0,0
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (без НДС):				4430,1	80,0	1533,2	2318,2	65,2	108,6	86,9	65,2	86,9	21,7	21,7	0,0



Табличное приложение 4.2. 5-Расчет эксплуатационных затрат по варианту 1

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции											Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	
	Расходы материалов	ГСМ и дизельное топливо	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	Транспортировка технической воды	Фонд оплаты труда ППП	Амортизация по бухгалтерскому учету, включаемая в себестоимость УВ	Внутрипромысловый транспорт нефти	Расходы условно-постоянные, зависимые от численности ППП	затраты, зависимые от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в себестоимость	Прочие расходы		
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	без учета инфляции	с учетом инфляции
2025	89,5	111,3	102,9	67,1	258,7	280,9	44,7	63,4	355,2	3 342,7	93,1	4 809,4	4 905,6
2026	91,2	118,0	109,0	68,9	323,4	418,3	45,6	79,2	444,0	3 454,0	102,0	5 253,4	5 463,6
2027	100,4	137,8	127,3	76,7	323,4	460,4	50,2	79,2	444,0	3 776,9	109,9	5 686,2	6 027,4
2028	100,3	145,5	134,5	77,5	323,4	469,2	50,2	79,2	444,0	3 776,2	110,1	5 710,2	6 167,0
2029	90,5	133,3	123,2	70,2	323,4	436,8	45,2	79,2	444,0	3 431,2	101,9	5 278,8	5 806,7
2030	82,8	120,0	110,9	64,0	323,4	408,4	41,4	79,2	444,0	3 160,6	95,3	4 930,2	5 521,8
2031	75,7	113,6	105,0	58,9	323,4	380,5	37,9	79,2	444,0	2 915,6	89,4	4 623,2	5 270,5
2032	66,3	100,3	92,7	51,7	323,4	348,0	33,2	79,2	444,0	2 599,2	81,8	4 219,8	4 894,9
2033	58,4	88,2	81,5	45,5	323,4	310,3	29,2	79,2	444,0	2 335,3	75,2	3 870,2	4 566,8
2034	49,8	77,7	71,8	39,1	323,4	270,0	24,9	79,2	444,0	2 043,1	67,9	3 491,1	4 189,3
2035	42,0	67,1	62,0	33,1	323,4	229,6	21,0	79,2	444,0	1 774,8	61,2	3 137,3	3 827,5
2036	36,3	60,4	55,9	28,9	323,4	200,6	18,1	79,2	444,0	1 585,2	56,4	2 888,5	3 581,7
2037	31,4	54,6	50,5	25,3	323,4	174,6	15,7	79,2	444,0	1 418,0	52,2	2 668,7	3 362,6
2038	27,3	49,6	45,9	22,2	323,4	152,7	13,6	79,2	444,0	1 278,2	48,7	2 484,9	3 180,6
2039	23,8	45,3	41,9	19,6	323,4	133,4	11,9	79,2	444,0	1 154,2	45,6	2 322,2	3 018,8
2040	20,7	41,0	37,9	17,3	307,2	117,5	10,4	75,2	421,8	1 030,5	41,7	2 121,1	2 799,8
2041	18,2	37,6	34,7	15,3	307,2	103,1	9,1	75,2	421,8	938,7	39,3	2 000,3	2 680,4
2025-2041	1 004,4		1 387,6	781,4	5 400,8	4 894,2	502,2	1 322,6	7 414,8	40 014,4	1 271,6	65 495,3	75 264,9
2025-2060	1 133,5		1 739,3	903,0	10 704,5	5 657,6	566,7	2 621,5	14 696,4	49 465,2	1 781,8	91 151,1	114 212,8

Табличное приложение 4.2. 6-Расчет эксплуатационных затрат по варианту 3

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции											Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	
	Расходы материалов	ГСМ и дизельное топливо	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	Транспортировка технической воды	Фонд оплаты труда ППП	Амортизация по бухгалтерскому учету, включаемая в себестоимость УВ	Внутрипромысловый транспорт нефти	Расходы условно-постоянные, зависимые от численности ППП	затраты, зависимые от действующего фонда скважин, условно-постоянного характера	Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в себестоимость	Прочие расходы		
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	без учета инфляции	с учетом инфляции
2025	94,0	111,3	102,9	67,1	266,6	261,4	44,7	65,3	355,2	3 349,3	93,2	4 810,9	4 907,1
2026	95,8	118,0	109,0	68,9	333,2	387,9	45,6	81,6	444,0	3 457,2	101,8	5 243,0	5 452,7
2027	109,4	143,3	132,5	79,6	383,2	673,3	52,1	93,8	510,6	3 981,3	121,9	6 281,1	6 658,0
2028	110,0	152,2	140,7	81,0	383,2	690,0	52,4	93,8	510,6	4 017,4	123,0	6 354,3	6 862,6
2029	101,1	141,8	131,1	74,6	383,2	648,9	48,1	93,8	510,6	3 717,8	115,6	5 966,7	6 563,3
2030	96,0	131,6	121,6	70,5	383,2	629,2	45,7	93,8	510,6	3 549,1	111,5	5 742,8	6 431,9
2031	89,2	125,7	116,2	65,9	383,2	603,9	42,4	93,8	510,6	3 352,5	106,6	5 490,1	6 258,7
2032	79,6	114,7	106,0	59,1	383,2	560,1	37,9	93,8	510,6	3 055,5	99,1	5 099,5	5 915,5
2033	69,3	104,3	96,4	52,0	383,2	493,6	33,0	93,8	510,6	2 713,8	90,2	4 640,1	5 475,4
2034	58,9	95,1	87,9	44,9	383,2	427,1	28,0	93,8	510,6	2 376,6	81,4	4 187,6	5 025,2
2035	47,1	78,6	72,7	36,2	383,2	342,1	22,4	93,8	510,6	1 972,9	70,8	3 630,4	4 429,1
2036	38,5	66,7	61,7	29,8	383,2	280,8	18,3	93,8	510,6	1 683,4	63,2	3 230,0	4 005,2
2037	33,2	61,3	56,6	26,2	383,2	244,8	15,8	93,8	510,6	1 517,1	58,8	3 001,4	3 781,8
2038	29,0	57,2	52,9	23,3	383,2	210,9	13,8	93,8	510,6	1 351,9	54,5	2 781,0	3 559,6
2039	25,4	53,4	49,3	20,7	383,2	184,8	12,1	93,8	510,6	1 229,2	51,2	2 613,8	3 397,9
2025-2039	1 076,5		1 437,5	799,8	5 581,1	6 638,7	512,3	1 366,8	7 437,0	41 325,3	1 342,7	69 072,7	78 724,1
2025-2060	1 259,0		1 979,6	971,8	12 728,2	8 011,7	599,1	3 117,1	16 960,8	54 197,4	2 034,3	104 000,8	130 934,4





Табличное приложение 4.2. 7-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по варианту 1

Годы	Расходы периода										Итого расходы периода	
	Общедминистративные расходы	Расходы условно-постоянные, зависимые от численности АУП	Фонд оплаты труда АУП	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	Расходы по реализации УВ	Отчисления на социальные программы	НИОКР	Затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов	Отчисления в ликвидационный фонд	Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в расходы периода		
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2025	82,3	27,6	59,4	17,2	821,4	37,1	11,9	11,9	25,0	22,8	1 116,5	1 138,9
2026	103,6	36,8	79,2	17,5	836,9	13,3	11,9	11,9	25,5	26,3	1 162,9	1 209,4
2027	103,6	36,8	79,2	19,3	921,5	29,7	28,1	28,1	28,1	26,7	1 301,0	1 379,1
2028	103,6	36,8	79,2	19,3	920,8	15,6	14,5	14,5	28,1	26,6	1 259,0	1 359,7
2029	103,6	36,8	79,2	17,4	830,5	15,8	14,6	14,6	25,3	26,2	1 164,1	1 280,5
2030	103,6	36,8	79,2	15,9	760,4	15,7	14,1	14,1	23,2	25,9	1 088,9	1 219,5
2031	103,6	36,8	79,2	14,5	695,0	14,8	13,6	13,6	21,2	25,6	1 017,9	1 160,4
2032	103,6	36,8	79,2	12,7	609,1	14,2	13,3	13,3	18,6	25,2	925,9	1 074,0
2033	103,6	36,8	79,2	11,2	536,2	14,1	12,7	12,7	16,3	24,9	847,7	1 000,3
2034	103,6	36,8	79,2	9,6	457,6	12,7	12,2	12,2	13,9	24,5	762,4	914,9
2035	103,6	36,8	79,2	8,1	385,2	12,4	11,8	11,8	11,7	24,2	684,8	835,4
2036	103,6	36,8	79,2	7,0	333,3	11,8	11,3	11,3	10,2	23,9	628,3	779,1
2037	103,6	36,8	79,2	6,0	287,9	11,4	11,0	11,0	8,8	23,7	579,4	730,1
2038	103,6	36,8	79,2	5,2	250,3	11,2	10,8	10,8	7,6	23,5	538,9	689,8
2039	103,6	36,8	79,2	4,6	218,4	10,9	10,5	10,5	6,7	23,3	504,6	656,0
2040	99,0	36,8	79,2	4,0	190,3	10,7	10,3	10,3	5,8	23,2	469,6	619,9
2041	99,0	36,8	79,2	3,5	166,8	10,2	9,7	9,7	5,1	23,1	443,1	593,8
2025-2041	1 730,7	616,4	1 326,6	192,9	9 221,5	261,8	222,4	222,4	281,0	419,6	14 495,3	16 641,1
2025-2060	3 430,8	1 223,6	2 633,4	217,7	10 406,0	425,5	379,2	379,2	317,1	814,4	20 226,8	25 338,5

Табличное приложение 4.2. 8-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по варианту 3

Годы	Расходы периода										Итого расходы периода	
	Общедминистративные расходы	Расходы условно-постоянные, зависимые от численности АУП	Фонд оплаты труда АУП	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	Расходы по реализации УВ	Отчисления на социальные программы	НИОКР	Затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов	Отчисления в ликвидационный фонд	Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в расходы периода		
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2025	87,4	36,8	73,2	17,2	821,4	37,1	12,0	12,0	23,7	25,1	1 145,8	1 168,7
2026	106,4	36,8	73,2	17,5	836,9	13,5	12,0	12,0	24,1	25,3	1 157,7	1 204,0
2027	123,5	46,0	91,5	20,0	956,3	29,8	28,3	28,3	27,6	29,0	1 380,2	1 463,0
2028	123,5	46,0	91,5	20,1	961,3	40,4	16,3	16,3	27,7	29,0	1 372,0	1 481,8
2029	123,5	46,0	91,5	18,5	883,3	17,9	16,5	16,5	25,5	28,7	1 267,7	1 394,5
2030	123,5	46,0	91,5	17,5	838,8	17,7	16,0	16,0	24,2	28,4	1 219,6	1 365,9
2031	123,5	46,0	91,5	16,3	779,3	17,1	15,6	15,6	22,5	28,2	1 155,6	1 317,4
2032	123,5	46,0	91,5	14,5	695,2	16,5	15,3	15,3	20,0	27,8	1 065,8	1 236,3
2033	123,5	46,0	91,5	12,7	605,5	16,3	14,8	14,8	17,5	27,4	969,9	1 144,5
2034	123,5	46,0	91,5	10,8	514,6	15,1	14,3	14,3	14,8	26,9	871,8	1 046,2
2035	123,5	46,0	91,5	8,6	411,8	14,6	13,8	13,8	11,9	26,4	761,9	929,5
2036	123,5	46,0	91,5	7,0	336,3	13,7	13,2	13,2	9,7	26,0	679,9	843,1
2037	123,5	46,0	91,5	6,1	290,5	13,1	12,7	12,7	8,4	25,8	630,1	793,9
2038	123,5	46,0	91,5	5,3	253,3	12,9	12,4	12,4	7,3	25,6	590,0	755,3
2039	123,5	46,0	91,5	4,6	221,7	12,6	12,2	12,2	6,4	25,4	556,1	723,0
2025-2039	1 799,0	671,6	1 335,9	196,7	9 406,1	288,1	225,4	225,4	271,1	404,8	14 824,2	16 867,1
2025-2060	4 107,0	1 545,6	3 074,4	230,1	11 000,7	507,0	435,4	435,4	317,1	890,8	22 543,6	28 411,7



Табличное приложение 4.2. 9-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по варианту 1

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Эксплуатационные расходы		Всего эксплуатационных затрат	Производственная себестоимость (без налогов, расходов на реализацию) добычи 1 тонны УВ	Операционный доход (+), убыток (-)	Всего расходы, связанные с деятельностью предприятия за вычетом амортизационных отчислений	Капитальные вложения, всего без НДС	Общая сумма всех расходов	Дисконтированная сумма общих расходов при ставке дисконта
		Расходы, относимые на себестоимость продукции	Расходы периода							7,5%
тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	
2025	12 132,2	4 809,4	1 116,5	5 926,0	40,3	6 206,2	5 645,1	80,0	5 725,1	5 325,7
2026	12 361,6	5 253,4	1 162,9	6 416,3	45,4	5 945,2	5 998,1	1 540,7	7 538,8	11 849,2
2027	13 610,7	5 686,2	1 301,0	6 987,2	44,4	6 623,5	6 526,8	21,7	6 548,5	17 120,5
2028	13 601,0	5 710,2	1 259,0	6 969,2	43,6	6 631,8	6 500,0	65,2	6 565,2	22 036,5
2029	12 266,7	5 278,8	1 164,1	6 442,9	46,7	5 823,8	6 006,1	108,6	6 114,7	26 295,7
2030	11 231,2	4 930,2	1 088,9	6 019,0	49,3	5 212,2	5 610,6	65,2	5 675,8	29 973,4
2031	10 266,1	4 623,2	1 017,9	5 641,2	52,4	4 624,9	5 260,6	43,4	5 304,1	33 170,5
2032	8 996,2	4 219,8	925,9	5 145,7	57,0	3 850,5	4 797,7	86,9	4 884,6	35 909,3
2033	7 919,9	3 870,2	847,7	4 717,9	61,7	3 201,9	4 407,6	0,0	4 407,6	38 208,3
2034	6 759,0	3 491,1	762,4	4 253,5	69,2	2 505,4	3 983,5	21,7	4 005,2	40 151,6
2035	5 689,8	3 137,3	684,8	3 822,0	78,6	1 867,8	3 592,5	0,0	3 592,5	41 773,0
2036	4 922,3	2 888,5	628,3	3 516,8	87,7	1 405,5	3 316,2	0,0	3 316,2	43 165,3
2037	4 251,7	2 668,7	579,4	3 248,1	98,6	1 003,5	3 073,5	0,0	3 073,5	44 365,8
2038	3 696,6	2 484,9	538,9	3 023,8	110,7	672,8	2 871,1	0,0	2 871,1	45 408,9
2039	3 226,5	2 322,2	504,6	2 826,8	124,6	399,7	2 693,4	0,0	2 693,4	46 319,2
2040	2 810,2	2 121,1	469,6	2 590,7	135,5	219,5	2 473,2	10,6	2 483,9	47 100,0
2041	2 464,1	2 000,3	443,1	2 443,4	152,3	20,7	2 340,3	0,0	2 340,3	47 784,5
2025-2041	136 205,8	65 495,3	14 495,3	79 990,6	61,2	56 215,2	75 096,4	2 044,1	77 140,5	47 784,5
2025-2060	153 701,2	91 151,1	20 226,8	111 377,9	95,4	42 323,3	105 720,3	2 076,0	107 796,3	52 845,7

Табличное приложение 4.2. 10-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по варианту 3

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Эксплуатационные расходы		Всего эксплуатационн ых затрат	Производственн ая себестоимость (без налогов, расходов на расходов на реализацию) добычи 1 тонны УВ	Операционный доход (+), убыток (-)	Всего расходы, связанные с деятельностью предприятия за вычетом амортизационны х отчислений	Капитальные вложения, всего без НДС	Общая сумма всех расходов	Дисконтированная сумма общих расходов при ставке дисконта
		Расходы, относимые на себестоимост ь продукции	Расходы периода							7,5%
										тыс.\$
	2025	12 132,2	4 810,9	1 145,8	5 956,7	41,4	6 175,5	5 695,3	80,0	5 775,3
2026	12 361,6	5 243,0	1 157,7	6 400,7	45,7	5 960,9	6 012,7	1 533,2	7 546,0	11 902,1
2027	14 124,3	6 281,1	1 380,2	7 661,3	47,5	6 463,0	6 988,0	2 318,2	9 306,2	19 393,2
2028	14 198,5	6 354,3	1 372,0	7 726,3	47,0	6 472,2	7 036,3	65,2	7 101,4	24 710,8
2029	13 046,5	5 966,7	1 267,7	7 234,4	49,1	5 812,1	6 585,5	108,6	6 694,1	29 373,7
2030	12 389,3	5 742,8	1 219,6	6 962,4	50,5	5 426,9	6 333,2	86,9	6 420,1	33 533,6
2031	11 511,1	5 490,1	1 155,6	6 645,7	52,4	4 865,4	6 041,8	65,2	6 107,0	37 214,6
2032	10 268,8	5 099,5	1 065,8	6 165,3	56,0	4 103,5	5 605,3	86,9	5 692,2	40 406,2
2033	8 943,4	4 640,1	969,9	5 610,0	62,0	3 333,4	5 116,4	21,7	5 138,2	43 086,2
2034	7 600,7	4 187,6	871,8	5 059,4	69,9	2 541,2	4 632,4	21,7	4 654,1	45 344,4
2035	6 082,8	3 630,4	761,9	4 392,3	83,4	1 690,5	4 050,3	0,0	4 050,3	47 172,4
2036	4 966,9	3 230,0	679,9	3 910,0	98,2	1 056,9	3 629,2	0,0	3 629,2	48 696,1
2037	4 290,2	3 001,4	630,1	3 631,5	110,5	658,6	3 386,7	0,0	3 386,7	50 018,9
2038	3 740,9	2 781,0	590,0	3 371,0	126,3	369,9	3 160,1	0,0	3 160,1	51 167,0
2039	3 275,1	2 613,8	556,1	3 169,9	142,2	105,2	2 985,1	0,0	2 985,1	52 175,9
2025-2039	138 932,4	69 072,7	14 824,2	83 897,0	60,6	55 035,4	77 258,3	4 387,6	81 645,9	52 175,9
2025-2060	162 485,4	104 000,8	22 543,6	126 544,4	103,3	35 941,0	118 532,7	4 430,1	122 962,8	59 691,9



Табличное приложение 4.2. 11-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по варианту 1

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Всего расходы, учитываемые при определении налогооблагаемого дохода за вычетом амортизационных отчислений	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход	Оперативный доход (+), убыток (-) = совокупный годовой доход - эксплуатационные затраты	Чистая прибыль после выплаты КПП	Выплата налога на сверхприбыль	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности предприятия	Накопленный поток денежной наличности	Внутренняя норма доходности (ВНД) - IRR	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - NPV		
													7,5%	10,0%	15,0%
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	%	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2025	12 132,2	5 645,1	641,5	6 286,6	5 845,6	6 206,2	5 037,1	1 077,1	3 960,0	4 160,9	4 160,9	0,0%	3 870,6	3 782,6	3 618,1
2026	12 361,6	5 998,1	738,0	6 736,0	5 625,5	5 945,2	4 820,1	869,3	3 950,8	2 828,4	6 989,2	0,0%	6 318,0	6 120,1	5 756,8
2027	13 610,7	6 526,8	605,8	7 132,6	6 478,1	6 623,5	5 327,9	1 148,1	4 179,8	4 618,5	11 607,8	0,0%	10 035,8	9 590,1	8 793,6
2028	13 601,0	6 500,0	507,4	7 007,4	6 593,6	6 631,8	5 313,1	1 237,9	4 075,2	4 479,2	16 087,0	12,4%	13 389,8	12 649,5	11 354,6
2029	12 266,7	6 006,1	435,7	6 441,8	5 824,9	5 823,8	4 658,8	1 024,4	3 634,4	3 962,6	20 049,6	19,5%	16 150,0	15 109,9	13 324,7
2030	11 231,2	5 610,6	372,2	5 982,8	5 248,4	5 212,2	4 162,5	873,9	3 288,5	3 631,8	23 681,3	23,5%	18 503,2	17 159,9	14 894,8
2031	10 266,1	5 260,6	317,7	5 578,4	4 687,7	4 624,9	3 687,4	731,5	2 955,9	3 292,9	26 974,3	25,9%	20 488,1	18 849,7	16 132,7
2032	8 996,2	4 797,7	280,0	5 077,7	3 918,5	3 850,5	3 066,8	526,5	2 540,3	2 801,4	29 775,7	27,3%	22 058,8	20 156,6	17 048,5
2033	7 919,9	4 407,6	236,3	4 643,9	3 275,9	3 201,9	2 546,8	374,9	2 171,8	2 482,1	32 257,8	28,2%	23 353,5	21 209,3	17 754,1
2034	6 759,0	3 983,5	203,4	4 186,9	2 572,0	2 505,4	1 991,0	219,5	1 771,5	2 019,8	34 277,6	28,7%	24 333,5	21 988,0	18 253,3
2035	5 689,8	3 592,5	172,9	3 765,4	1 924,5	1 867,8	1 482,9	104,2	1 378,7	1 608,3	35 885,9	29,1%	25 059,4	22 551,7	18 599,0
2036	4 922,3	3 316,2	147,5	3 463,7	1 458,6	1 405,5	1 113,8	42,9	1 070,9	1 271,5	37 157,4	29,2%	25 593,2	22 956,8	18 836,7
2037	4 251,7	3 073,5	126,1	3 199,7	1 052,0	1 003,5	793,1	4,2	789,0	963,6	38 121,0	29,3%	25 969,5	23 235,9	18 993,3
2038	3 696,6	2 871,1	108,2	2 979,3	717,4	672,8	529,4	0,0	529,4	682,1	38 803,0	29,4%	26 217,3	23 415,5	19 089,7
2039	3 226,5	2 693,4	93,0	2 786,4	440,1	399,7	311,7	0,0	311,7	445,1	39 248,1	29,4%	26 367,8	23 522,1	19 144,4
2040	2 810,2	2 473,2	81,7	2 555,0	255,2	219,5	168,4	0,0	168,4	275,3	39 523,4	29,4%	26 454,3	23 582,0	19 173,8
2041	2 464,1	2 340,3	70,6	2 410,9	53,2	20,7	10,0	0,0	10,0	113,1	39 636,5	29,4%	26 487,4	23 604,4	19 184,3
2025-2041	136 205,8	75 096,4	5 189,0	80 285,4	55 971,5	56 215,2	45 020,9	8 234,5	36 786,4	39 636,5	39 636,5	29,4%	26 487,4	23 604,4	19 184,3
2025-2060	153 701,2	105 720,3	5 606,5	111 326,8	55 971,5	42 323,3	31 129,0	8 234,5	22 894,6	26 476,2	26 476,2	29,4%	24 743,9	22 663,2	18 888,6

Табличное приложение 4.2. 12-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по варианту 3

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Всего расходы, учитываемые при определении налогооблагаемого дохода за вычетом амортизационных отчислений	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход	Оперативный доход (+), убыток (-) = совокупный годовой доход - эксплуатационные затраты	Чистая прибыль после выплаты КПП	Выплата налога на сверхприбыль	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности предприятия	Накопленный поток денежной наличности	Внутренняя норма доходности (ВНД) - IRR	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - NPV		
													7,5%	10,0%	15,0%
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	%	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2025	12 132,2	5 695,3	641,5	6 336,8	5 795,4	6 175,5	5 016,4	1 039,2	3 977,2	4 158,6	4 158,6	0,0%	3 868,5	3 780,5	3 616,2
2026	12 361,6	6 012,7	737,2	6 750,0	5 611,6	5 960,9	4 838,6	860,9	3 977,7	2 832,4	6 991,0	0,0%	6 319,4	6 121,4	5 757,9
2027	14 124,3	6 988,0	945,6	7 933,6	6 190,6	6 463,0	5 224,9	849,9	4 375,0	2 730,1	9 721,1	0,0%	8 517,1	8 172,5	7 553,0
2028	14 198,5	7 036,3	796,6	7 832,9	6 365,6	6 472,2	5 199,1	940,5	4 258,6	4 883,5	14 604,6	8,1%	12 173,8	11 508,0	10 345,1
2029	13 046,5	6 585,5	681,9	7 267,4	5 779,1	5 812,1	4 656,3	821,8	3 834,5	4 374,7	18 979,3	16,8%	15 221,1	14 224,4	12 520,1
2030	12 389,3	6 333,2	585,0	6 918,1	5 471,1	5 426,9	4 332,7	770,2	3 562,4	4 104,8	23 084,1	21,6%	17 880,8	16 541,4	14 294,7
2031	11 511,1	6 041,8	502,1	6 543,9	4 967,2	4 865,4	3 872,0	645,4	3 226,6	3 765,3	26 849,4	24,5%	20 150,4	18 473,6	15 710,2
2032	10 268,8	5 605,3	437,0	6 042,2	4 226,6	4 103,5	3 258,2	476,4	2 781,8	3 255,0	30 104,4	26,2%	21 975,4	19 992,1	16 774,3
2033	8 943,4	5 116,4	373,2	5 489,6	3 453,8	3 333,4	2 642,6	309,2	2 333,4	2 805,3	32 909,6	27,2%	23 438,6	21 181,8	17 571,7
2034	7 600,7	4 632,4	320,0	4 952,3	2 648,3	2 541,2	2 011,6	165,1	1 846,4	2 251,8	35 161,4	27,8%	24 531,2	22 050,0	18 128,3
2035	6 082,8	4 050,3	272,2	4 322,4	1 760,4	1 690,5	1 338,4	43,9	1 294,5	1 636,5	36 798,0	28,1%	25 269,8	22 623,6	18 480,1
2036	4 966,9	3 629,2	232,0	3 861,1	1 105,8	1 056,9	835,8	0,0	835,8	1 116,6	37 914,5	28,3%	25 738,6	22 979,3	18 688,8
2037	4 290,2	3 386,7	198,1	3 584,8	705,3	658,6	517,6	0,0	517,6	762,3	38 676,9	28,3%	26 036,3	23 200,2	18 812,7
2038	3 740,9	3 160,1	169,5	3 329,6	411,3	369,9	287,6	0,0	287,6	498,5	39 175,4	28,4%	26 217,5	23 331,4	18 883,2
2039	3 275,1	2 985,1	145,2	3 130,3	144,8	105,2	76,3	0,0	76,3	261,1	39 436,5	28,4%	26 305,7	23 393,9	18 915,2
2025-2039	138 932,4	77 258,3	7 099,4	84 357,7	54 637,1	55 035,4	44 108,0	6 922,6	37 185,4	39 436,5	39 436,5	28,4%	26 305,7	23 393,9	18 915,2
2025-2060	162 485,4	118 532,7	7 949,2	126 481,9	54 637,1	35 941,0	25 013,6	6 922,6	18 091,0	21 672,6	21 672,6	28,3%	23 859,8	22 054,2	18 481,3



Табличное приложение 4.2. 13-Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по варианту 1

Годы	НДС по реализованной продукции	НДС по приобретенным услугам и материалам	НДС по приобретенным основным средствам	ДОХОД ГОСУДАРСТВА Республики Казахстан												ВСЕГО доход РК	Дисконтированный доход государства при ставке дисконта		
				НДС к возмещению (НДС по продажам - НДС по покупкам)	Налог на добычу полезных ископаемых - нефть и газ	Рентный налог на экспорт нефти	Плата за эмиссии в окружающую среду	Экспортная таможенная пошлина	Земельный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверх прибыль	Налог на имущество	Социальный налог	Подоходный налог с физических лиц	Прочие налоги		7,5%	10%	15%
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2025	294,4	273,6	9,6	11,2	733,3	1 355,1	3,6	1 163,9	8,8	1 169,1	1 077,1	18,3	27,2	22,8	32,5	5 622,9	5 230,6	5 111,8	4 889,5
2026	300,0	302,1	184,9	-187,1	779,5	1 380,7	3,7	1 185,9	8,8	1 125,1	869,3	24,6	34,4	28,8	33,9	5 287,7	9 806,2	9 481,7	8 887,8
2027	330,3	326,8	2,6	0,9	842,0	1 520,2	4,1	1 305,7	8,8	1 295,6	1 148,1	22,6	34,4	28,8	36,9	6 248,1	14 835,7	14 176,0	12 996,0
2028	330,0	323,7	7,8	-1,4	845,3	1 519,1	4,1	1 304,8	8,8	1 318,7	1 237,9	20,6	34,4	28,8	36,9	6 358,1	19 596,6	18 518,7	16 631,2
2029	297,7	305,8	13,0	-21,2	782,3	1 370,1	3,7	1 176,8	8,8	1 165,0	1 024,4	18,8	34,4	28,8	33,7	5 625,6	23 515,2	22 011,8	19 428,2
2030	272,5	290,9	7,8	-26,2	731,1	1 254,4	3,4	1 077,5	8,8	1 049,7	873,9	17,0	34,4	28,8	31,2	5 083,9	26 809,4	24 881,5	21 626,1
2031	249,1	278,3	5,2	-34,4	690,5	1 146,6	3,1	984,9	8,8	937,5	731,5	15,2	34,4	28,8	28,9	4 575,8	29 567,5	27 229,6	23 346,3
2032	218,3	260,8	10,4	-52,9	642,0	1 004,8	2,7	863,0	8,8	783,7	526,5	13,7	34,4	28,8	26,0	3 881,6	31 744,0	29 040,5	24 615,2
2033	192,2	245,7	0,0	-53,5	605,7	884,6	2,4	759,8	8,8	655,2	374,9	12,0	34,4	28,8	23,7	3 336,8	33 484,4	30 455,6	25 563,8
2034	164,0	229,9	2,6	-68,5	558,7	754,9	2,1	648,4	8,8	514,4	219,5	10,5	34,4	28,8	21,0	2 733,0	34 810,4	31 509,3	26 239,3
2035	138,1	215,2	0,0	-77,2	516,1	635,5	1,8	545,9	8,8	384,9	104,2	9,2	34,4	28,8	18,5	2 210,8	35 808,3	32 284,2	26 714,5
2036	119,4	204,9	0,0	-85,4	488,7	549,8	1,6	472,2	8,8	291,7	42,9	8,0	34,4	28,8	16,8	1 858,3	36 588,5	32 876,3	27 061,9
2037	103,2	195,8	0,0	-92,7	463,2	474,9	1,4	407,9	8,8	210,4	4,2	7,0	34,4	28,8	15,3	1 563,6	37 199,2	33 329,2	27 316,0
2038	89,7	188,3	0,0	-98,6	440,9	412,9	1,2	354,6	8,8	143,5	0,0	6,1	34,4	28,8	14,0	1 346,6	37 688,4	33 683,8	27 506,3
2039	78,3	181,9	0,0	-103,6	416,4	360,4	1,0	309,5	8,8	88,0	0,0	5,4	34,4	28,8	12,8	1 161,9	38 081,1	33 962,0	27 649,1
2040	68,2	170,3	1,3	-103,4	383,5	313,9	0,9	269,6	8,8	51,0	0,0	4,8	33,0	27,7	11,6	1 001,3	38 395,9	34 179,9	27 756,1
2041	59,8	165,4	0,0	-105,6	365,0	275,2	0,8	236,4	8,8	10,6	0,0	4,2	33,0	27,7	10,7	866,8	38 649,4	34 351,4	27 836,7
2025-2041	3 305,0	4 159,5	245,3	-1 099,7	10 284,1	15 212,9	41,6	13 066,8	149,2	11 194,3	8 234,5	218,0	575,2	481,8	404,4	58 763,1	38 649,4	34 351,4	27 836,7
2025-2060	3 729,6	6 652,9	249,1	-3 172,4	15 139,7	17 167,0	47,2	14 745,3	315,9	11 194,3	8 234,5	243,6	1 140,4	955,4	525,1	66 535,9	40 035,0	35 172,6	28 143,8

Табличное приложение 4.2. 14-Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по варианту 3

Годы	НДС по реализованной продукции	НДС по приобретенным услугам и материалам	НДС по приобретенным основным средствам	ДОХОД ГОСУДАРСТВА Республики Казахстан												ВСЕГО доход РК	Дисконтированный доход государства при ставке дисконта		
				НДС к возмещению (НДС по продажам - НДС по покупкам)	Налог на добычу полезных ископаемых - нефть и газ	Рентный налог на экспорт нефти	Плата за эмиссии в окружающую среду	Экспортная таможенная пошлина	Земельный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверх прибыль	Налог на имущество	Социальный налог	Подоходный налог с физических лиц	Прочие налоги		7,5%	10%	15%
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2025	294,4	278,5	9,6	6,3	738,7	1 355,1	3,6	1 163,9	8,8	1 159,1	1 039,2	18,3	29,0	24,3	32,7	5 578,9	5 189,7	5 071,8	4 851,3
2026	300,0	303,6	184,0	-187,7	781,1	1 380,7	3,7	1 185,9	8,8	1 122,3	860,9	24,7	34,7	29,0	33,9	5 278,1	9 757,0	9 433,8	8 842,2
2027	342,7	357,3	278,2	-292,8	916,7	1 577,6	4,3	1 355,0	8,8	1 238,1	849,9	34,3	40,6	33,9	39,2	5 805,6	14 430,3	13 795,6	12 659,5
2028	344,5	358,8	7,8	-22,1	940,0	1 585,8	4,3	1 362,1	8,8	1 273,1	940,5	31,3	40,6	33,9	39,7	6 238,0	19 101,3	18 056,3	16 226,1
2029	316,6	340,7	13,0	-37,1	885,2	1 457,2	4,0	1 251,6	8,8	1 155,8	821,8	28,4	40,6	33,9	36,9	5 687,0	23 062,6	21 587,5	19 053,6
2030	300,6	330,7	10,4	-40,5	857,3	1 383,8	3,8	1 188,6	8,8	1 094,2	770,2	25,6	40,6	33,9	35,3	5 401,6	26 562,6	24 636,5	21 388,8
2031	279,3	319,3	7,8	-47,8	847,4	1 285,7	3,6	1 104,3	8,8	993,4	645,4	22,7	40,6	33,9	33,6	4 971,7	29 559,3	27 187,8	23 257,8
2032	249,2	302,6	10,4	-63,9	813,5	1 146,9	3,3	985,1	8,8	845,3	476,4	20,2	40,6	33,9	31,0	4 341,1	31 993,4	29 212,9	24 677,0
2033	217,0	285,0	2,6	-70,6	752,9	998,9	2,9	858,0	8,8	690,8	309,2	17,5	40,6	33,9	27,8	3 670,5	33 907,9	30 769,6	25 720,3
2034	184,4	267,5	2,6	-85,6	699,9	848,9	2,5	729,2	8,8	529,7	165,1	15,1	40,6	33,9	24,7	3 012,7	35 369,6	31 931,1	26 465,0
2035	147,6	246,1	0,0	-98,5	617,2	679,4	2,0	583,6	8,8	352,1	43,9	13,0	40,6	33,9	20,9	2 296,8	36 406,3	32 736,1	26 958,7
2036	120,5	230,4	0,0	-109,8	563,8	554,8	1,6	476,5	8,8	221,2	0,0	11,3	40,6	33,9	18,2	1 820,7	37 170,7	33 316,2	27 299,0
2037	104,1	221,3	0,0	-117,2	540,9	479,2	1,4	411,6	8,8	141,1	0,0	9,9	40,6	33,9	16,7	1 566,8	37 782,6	33 770,1	27 553,7
2038	90,8	213,9	0,0	-123,2	492,6	417,8	1,2	358,9	8,8	82,3	0,0	8,6	40,6	33,9	15,1	1 336,6	38 268,2	34 122,0	27 742,6
2039	79,5	207,7	0,0	-128,2	468,8	365,8	1,1	314,2	8,8	29,0	0,0	7,6	40,6	33,9	13,9	1 155,4	38 658,7	34 398,6	27 884,5
2025-2039	3 371,2	4 263,4	526,5	-1 418,7	10 916,1	15 517,5	43,1	13 328,4	131,6	10 927,4	6 922,6	288,3	591,4	494,0	419,7	58 161,4	38 658,7	34 398,6	27 884,5



2025-2060	3 942,7	7 613,3	531,6	-4 202,2	17 584,7	18 148,1	50,7	15 588,0	315,9	10 927,4	6 922,6	337,0	1 351,1	1 128,9	583,7	68 736,0	40 766,7	35 699,1	28 412,1



Протокол заседания НТС № 02/25
ТОО «Научно-производственный центр»

г. Актау

« » _____ 2025 г.

Председатель НТС
Члены НТС

Сакауов Б.
Котов В.
Овсеев М.
Драган А.
Телеков Б.
Кистаугалиев А.
Кожабеков Е.

Секретарь НТС

Крымкулова Ж.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

рассмотрение проектного документа

*«Дополнение к проекту разработки месторождения Сагиз Западный
(по состоянию изученности на 01.01.2025 г.)»*

СЛУШАЛИ:

С докладом о выполнении проекта выступил: Кистаугалиев А.

Месторождение Сагиз Западный вступило в промышленную разработку в сентябре 2021 года.

Действующим проектным документом является «Проект разработки месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.01.2021 г.)», который был согласован ЦКРР (протокол № 14/4 от «25» июня 2021 г.) по 3 варианту на период до конца 2023 г.

Ввиду завершения согласованных проектных показателей разработки по месторождению, в 2023 г. был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.07.2023 г.)», который согласован ЦКРР (протокол № 45/4 от «23-24» ноября 2023 г.). В рамках отчета уточнены проектные технико-экономические показатели разработки месторождения на 2024 г.

В 2024 г. был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.07.2024 г.)», который согласован ЦКРР (протокол № 57/19 от «21-22» ноября 2024 г.). В рамках данного отчета уточнены проектные технико-экономические показатели разработки месторождения на 2025 г.

Настоящее Дополнение к проекту разработки выполнено по состоянию на 01.01.2025 г. Основанием для разработки настоящего проектного документа на продолжение промышленной добычи является разработанный в 2025 г. ТОО «Научно-производственный центр» отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Сагиз Западный в Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 02.01.2025 г.)».

Целью составления отчета является обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении Сагиз Западный на основе новых утвержденных запасов в рамках отчета «Пересчет запасов ...» 2025 г.

По состоянию изученности на 01.01.2025 г. на месторождении Сагиз Западный пробурено 24 скважины. Конструкция скважин представлена двумя типами: вертикальные и наклонно-направленные. Эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 12 единиц, из которых: в действующем фонде – 9 ед., в бездействии – 3 ед. Нагнетательный фонд представлен 1 скважиной.



Запроектированное в рамках как основного проектного документа на промышленную разработку месторождения, так и анализа разработки бурение проектных скважин реализовано в полном объеме, при этом текущая степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти достигла 36,7 %, а текущая нефтеотдача составила 8,3 %, при обводненности добываемой продукции 27,3 %.

В рамках настоящего Дополнения к проектному документу обосновано выделение пяти эксплуатационных объектов, как и в предыдущих проектных работах, с дополнительным выделением в качестве самостоятельного объекта – продуктивного горизонта Т-VII, а также включением в I объект запасов горизонта Т-I в районе скважины САГЗ-9 (блок I+I6).

Учитывая текущую стадию разработки и степень выработанности извлекаемых запасов нефти, в рамках настоящей работы рассмотрены три варианта дальнейшей разработки месторождения Сагиз Западный, которые отличаются между собой реализацией различных геолого-технических мероприятий и вводу скважин из бурения.

Проведенные результаты технико-экономической оценки рассмотренных трех вариантов разработки позволили рекомендовать для практического продолжения реализации на месторождении Сагиз Западный 2 вариант разработки, который характеризуется наиболее выгодными технико-экономическими показателями разработки.

По рекомендуемому 2 варианту разработки будет достигнута нефтеотдача 22,6 % и рентабельные извлекаемые запасы нефти 629,8 тыс.т, а рентабельный период разработки (18 лет) – 2025-2042 гг.

Дальнейшие работы по доразведке месторождения Сагиз Западный могут быть связаны с уточнением характера распространения залежей отдельных блоков и залежей, где запасы нефти оценены по категории С₂.

Задачи дальнейшего изучения этих залежей связаны с необходимостью установления их промышленной значимости, и при получении положительных результатов, перевод запасов нефти из категории С₂ в промышленную категорию С₁. Решение данного вопроса рекомендуется возложить на ранее пробуренные и на эксплуатационные скважины, планируемых в рамках настоящего проекта, вскрытием перфорацией продуктивных интервалов и освоение объектов опробования.

В работе рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения продуктивных пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса исследовательских работ. Произведен расчет затрат на ликвидацию последствий недропользования.

В обсуждении доклада принимали участие: Сакауов Б., Котов В., Кожобеков Е., Овсеев М., Төлеков Б., Драган А. Докладчику были заданы вопросы, на которые получены исчерпывающие ответы.

Решение:

1. Подготовленный проектный документ «Дополнение к проекту разработки месторождения Сагиз Западный» одобрить и принять как завершённую работу.
2. Отчет направить на ознакомление и согласование «Заказчику» ТОО «Jasyl Energy» для ознакомления и утверждения.

Председатель ИТС

Секретарь ИТС



Сакауов Б.

Крымкулова Ж.



**Протокол заседания ГТС
ТОО «Научно-производственный центр» и ТОО «Jasyl Energy»**

г. Атырау

« » _____ 2025 г.

От ТОО «Jasyl Energy»:

Рзиева З.А. - Генеральный директор
Сугуров М.Ж. - Главный геолог на промысле
Чеботарев С.Ю. - Начальник отдела по разработке проектов
Уразбаева Б.Д. - Старший инженер по проектам

От ТОО «Научно-производственный центр»:

Сакауов Б. - Директор
Котов В. - Ведущий геолог отдела ГиГИМ УВС
Овсеенко М. - Ведущий геофизик отдела ГиГИМ УВС
Драган А. - Начальник отдела ПЭиООС
Телеков Б. - Ведущий геолог отдела ГиГИМ УВС
Кистаугалиев А. - Ведущий инженер отдела проектирования УВС
Кожобеков Е. - Ведущий инженер-экономист проектирования и экономического анализа разработки УВС

ПОВЕСТКА ДНЯ:

рассмотрение проектного документа

*«Дополнение к проекту разработки месторождения Сагиз Западный
(по состоянию изученности на 01.01.2025 г.)»*

СЛУШАЛИ:

С докладом о выполнении проекта выступил: Кистаугалиев А.

Месторождение Сагиз Западный вступило в промышленную разработку в сентябре 2021 года.

Действующим проектным документом является «Проект разработки месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.01.2021 г.)», который был согласован ЦКРР (протокол № 14/4 от «25» июня 2021 г.) по 3 варианту на период до конца 2023 г.

Ввиду завершения согласованных проектных показателей разработки по месторождению, в 2023 г. был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.07.2023 г.)», который согласован ЦКРР (протокол № 45/4 от «23-24» ноября 2023 г.). В рамках отчета уточнены проектные технико-экономические показатели разработки месторождения на 2024 г.

В 2024 г. был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.07.2024 г.)», который согласован ЦКРР (протокол № 57/19 от «21-22» ноября 2024 г.). В рамках данного отчета уточнены проектные технико-экономические показатели разработки месторождения на 2025 г.

Настоящее Дополнение к проекту разработки выполнено по состоянию на 01.01.2025 г. Основанием для разработки настоящего проектного документа на продолжение промышленной добычи является разработанный в 2025 г. ТОО «Научно-производственный центр» отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Сагиз Западный в Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 02.01.2025 г.)».

Целью составления отчета является обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении Сагиз Западный на основе новых утвержденных запасов в рамках отчета «Пересчет запасов ...» 2025 г.

По состоянию изученности на 01.01.2025 г. на месторождении Сагиз Западный пробурено 24 скважины. Конструкция скважин представлена двумя типами: вертикальные и наклонно-направленные. Эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 12



единиц, из которых: в действующем фонде – 9 ед., в бездействии – 3 ед. Нагнетательный фонд представлен 1 скважиной.

Запроектированное в рамках как основного проектного документа на промышленную разработку месторождения, так и анализа разработки бурение проектных скважин реализовано в полном объеме, при этом текущая степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти достигла 36,7 %, а текущая нефтеотдача составила 8,3 %, при обводненности добываемой продукции 27,3 %.

В рамках настоящего Дополнения к проектному документу обосновано выделение пяти эксплуатационных объектов, как и в предыдущих проектных работах, с дополнительным выделением в качестве самостоятельного объекта – продуктивного горизонта Т-VII, а также включением в I объект запасов горизонта Т-I в районе скважины САГЗ-9 (блок I+I6).

Учитывая текущую стадию разработки и степень выработанности извлекаемых запасов нефти, в рамках настоящей работы рассмотрены три варианта дальнейшей разработки месторождения Сагиз Западный, которые отличаются между собой реализацией различных геолого-технических мероприятий и вводу скважин из бурения.

Проведенные результаты технико-экономической оценки рассмотренных трех вариантов разработки позволили рекомендовать для практического продолжения реализации на месторождении Сагиз Западный 2 вариант разработки, который характеризуется наиболее выгодными технико-экономическими показателями разработки.

По рекомендуемому 2 варианту разработки будет достигнута нефтеотдача 22,6 % и рентабельные извлекаемые запасы нефти 629,8 тыс.т, а рентабельный период разработки (18 лет) – 2025-2042 гг.

Дальнейшие работы по доразведке месторождения Сагиз Западный могут быть связаны с уточнением характера распространения залежей отдельных блоков и залежей, где запасы нефти оценены по категории С₂.

Задачи дальнейшего изучения этих залежей связаны с необходимостью установления их промышленной значимости, и при получении положительных результатов, перевод запасов нефти из категории С₂ в промышленную категорию С₁. Решение данного вопроса рекомендуется возложить на ранее пробуренные и на эксплуатационные скважины, планируемых в рамках настоящего проекта, вскрытием перфорацией продуктивных интервалов и освоение объектов опробования.

В работе рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения продуктивных пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса исследовательских работ. Произведен расчет затрат на ликвидацию последствий недропользования.

Докладчику были заданы вопросы и получены ответы.

Выступили: Сакауов Б.К., Драган А.В.

Постановили:

1. Проект по Договору № S-PE-147-24 от «28» февраля 2024 г. Дополнительное соглашение № 1 от «01» июля 2024 г. «Дополнение к проекту разработки месторождения Сагиз Западный» принять как завершенную работу.
2. Подготовить отчет ОВОС к дополнению к проектному документу и согласовать в ДЭ МО.
3. Проект утвердить и направить на согласование в государственные органы и вынести на рассмотрение и согласование в ЦКРР Министерства энергетики Республики Казахстан.

Председатель ГТС

Секретарь ГТС





ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

Выдана ТОО "Научно-производственный центр"
(Мангистауская обл., г. Актау, мкр. 5, дом 5 "г", РНН 430100007165)
на занятие видом деятельности: проектирование горных производств.

Особые условия действия лицензии:

1. Генеральная;
2. Ежегодный отчет по лицензируемой деятельности;
3. Перечень работ и услуг согласно приложению к лицензии.

Орган, выдавший лицензию:

Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан

Руководитель (уполномоченное лицо):

Заместитель директора
Департамента прямых инвестиций
в недропользование



Д. Исмагулов

Дата переоформления лицензии 19 августа 2008 г.
Номер лицензии 002158
Дата первичной выдачи лицензии 22.02.2001 г. № 0003110
Город Астана.

ГЛ № 002158





**ПРИЛОЖЕНИЕ
К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ**

ТОО "Научно-производственный центр"
Мангистауская обл., г. Актау, мкр. 5, дом 5 "г", РНН 430100007165
Номер лицензии № 002158
Дата выдачи лицензии 19 августа 2008 г.

Подвиды лицензируемого вида деятельности - "проектирование горных производств":

- проектирование добычи нефти, газа, нефтегазоконденсата;
- составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений;
- составление технико-экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений.

Филиалы и представительства: нет.

Производственная база: Мангистауская обл., г. Актау, мкр. 5, д. 5 "г".

Примечание:

Приложение подлежит переоформлению или дополнению:

- при изменении производственной базы;
- при расширении производственной деятельности.

Орган, выдавший приложение к лицензии:

Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан

Руководитель (уполномоченное лицо):

Заместитель директора
Департамента прямых инвестиций
в недропользование


Д. Исмагулов

Дата переоформления приложения к лицензии 19 августа 2008 г.

Приложение № 1.

Город Астана.

Исп.: Тастанов Т., т.: 976-881.





ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

Выдана ТОО "НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР" Г. АКТАУ,
полное наименование юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество физического лица
МИКРОРАЙОН 5, 5Г

на занятие выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды
наименование вида деятельности (действия) в соответствии

с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»

Особые условия действия лицензии Лицензия действительна на территории
в соответствии со статьей 4 Закона
Республики Казахстан, ежегодное представление
отчетности
Республики Казахстан «О лицензировании»

Орган, выдавший лицензию МИНИСТЕРСТВО ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ
РК актисное наименование органа лицензирования
А. Т. Бекеев

Руководитель (уполномоченное лицо) 
фамилия и инициалы (полностью) (подпись)

орган, выдавший лицензию

Дата выдачи лицензии « 2 » июля 20 07

Номер лицензии 01005P № 0041501

Город Астана

У-АКТИВ-00





ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01005P № _____

Дата выдачи лицензии « 2 » июля 20 07 г.

Перечень лицензируемых видов работ и услуг, входящих в состав лицензируемого вида деятельности _____
природоохранное проектирование, нормирование работы в области
экологической экспертизы

Филиалы, представительства _____
Г. АКТАУ МИКРОРАЙОН 5 Ш

Производственная база _____
местонахождение

Орган, выдавший приложение к лицензии _____
МИНИСТЕРСТВО ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ РК

Руководитель (уполномоченное лицо) _____
приложение к лицензии А. Т. Бекеев
фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) органа, выдавшего лицензию и приложение к лицензии

Дата выдачи приложения к лицензии « 2 » июля 20 07 г.

Номер приложения к лицензии _____ № 0073213

Город Астана

г. Астана 108





АТТЕСТАТ

Выдан ТОО «Научно-производственный центр»

В соответствии с п. 1 статьи 14-13 Закона Республики Казахстан «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах» предоставлено право проведения работ в области обеспечения промышленной безопасности:

- проведения экспертизы в области промышленной безопасности.

Особые условия действия аттестата:

срок действия аттестата составляет пять лет.

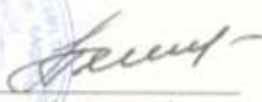
Орган, выдавший аттестат:

Комитет по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью МЧС РК

Руководитель (уполномоченное лицо):

Председатель

М.П.



(подпись)

С. Ахметов

Дата выдачи: 17 января 2011 года

№ 0001238



КОПИЯ



МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ДЕПАРТАМЕНТ ЮСТИЦИИ МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ
СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной перерегистрации
юридического лица
3803 – 1943 – ТОО
(регистр. номер)
010140003415
бизнес-идентификационный номер

город Актау « 06 » 04. 2005 г.

Наименование юридического лица:

**Товарищество с ограниченной ответственностью
«Научно-производственный центр»**

Местонахождение юридического лица:

*Республика Казахстан, Мангистауская область, 130000,
город Актау, 5 микрорайон, 5 «Г» дом*

Дата первичной регистрации: «04» 01. 2001 г.

**Свидетельство дает право осуществлять деятельность в
соответствии с учредительными документами в рамках
законодательства Республики Казахстан**

Начальник
Департамента юстиции Н. Кызылбаев

Серия В № 0296420
**СМОТРЕТЬ
НА ОБОРОТЕ**

