

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КОЖАН»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «OPTIMUM»

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
АО «КоЖАН»
Yu Longkun
2022 г.



ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОРСКОЕ, ВКЛЮЧАЯ
БЛОК ОГАЙСКОЕ
по состоянию на 01.01.2022 г.
Договор №255-21

Генеральный директор
ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»

Б.К. Құрманов



г. Актау, 2022 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель службы разработки №1, ответственный исполнитель

_____ А.Н. Карайдарова (разд. 1, 3, 4, 8)

Зам. генерального директора по науке (общее руководство)

_____ А.Е. Малютина

Руководитель службы подсчета запасов

_____ К.М. Абекеева (разд. 2, 10, п.разд. 8.2)

Руководитель службы проектирования строительства скважин

_____ Ю.М. Кулиев (разд. 7)

Руководитель службы охраны окружающей среды

_____ Т.Г. Пушкина (разд. 9)

Руководитель службы петрофизики

_____ Н.А. Драган (п.разд. 2.2, 2.4, 8.1)

Руководитель службы техники и технологии добычи нефти и газа

_____ Н.С. Пагуба (разд. 6, 8)

Главный специалист службы подсчета запасов

_____ Г.Р. Кызылкулова (разд. 2, 10, п.разд. 8.2)

Экономист по ТЭО службы разработки №1

_____ А.С. Мустафина (разд. 5, 12, п.разд. 3.5)

Специалист службы оформления проектов

_____ Баталова О.Н. (оформление отчета)

Специалист службы оформления проектов

_____ Диортгесова М.И. (оформление отчета)

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1
к Договору № 155-21
от « 05 » 08 2021 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на выполнение работ по разработке проектного документа
«Проект разработки
месторождения Морское включая блок Огайское» по состоянию на 01.01.2022г. и проект «ПредОВОС»

1.	Основание для выдачи задания:	Контракт № 1103 от 17 февраля 2003 года на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Морское, расположенного в Атырауской области, между Министерством нефти и газа Республики Казахстан и АО «КоЖан»
2.	Целевое назначение работ	• Уточнение основных технологических показателей, обоснование оптимального варианта разработки месторождения.
3.	Исходные данные для проектирования	<ul style="list-style-type: none"> • Проект поисковых работ на площади Морское, (протокол ЦКРР РК №215 от 08.09.2011 г.); Проект оценочных работ на контрактной территории Морское, (протокол ЦКРР РК №31 от 25.12.2012 г.); • Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Морское по состоянию на 01.10.2012 г.» (протокол ЦКРР РК №32 от 14.01.2013 г.); Пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское по состоянию на 01.09.2012 г, (протокол ГКЗ РК № 1303-13-У от 11.07.2013 г.); • «Подсчет запасов нефти и газа по блоку Огайское на контрактной территории месторождения Морское» по состоянию изученности на 01.02.2013г.» (протокол ГКЗ РК № 1363-13-У от 12.12.2013 г.); Уточненная технологическая схема разработки месторождения Морское, (протокол ЦКРР РК № 42/7 от 22.11.2013 г.); • Дополнение к проекту оценочных работ на контрактной территории Морское, (протокол ЦКРР РК №48/32 от 30.05.2014 г.); • «Технологическая схема разработки месторождения Огайское (по состоянию на 01.01.2014 г.)» (протокол ЦКРР РК № 51/8 от 12.09.2014 г.); • Перевод запасов нефти и растворенного газа из категории С₂ в категорию С₁ месторождения Морское Атырауской области Республики Казахстан по состоянию на 01.05.2015 г. (протокол ГКЗ РК № 1573-15-У от 03.07.15г.); • Анализ разработки месторождения Морское по состоянию на 01.01.2015 г. (протокол ЦКРР РК № 62-12 от 27.08.15г.); • «Совместный пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 02.01.2016 г.»(Атырауской области Республики Казахстан),(протокол ГКЗ РК № 1670-16-У от 05.05.16г.); • «Технологической схеме разработки месторождения Морское включая блок Огайское» (протокол ЦКРР РК № 75/3 от 19.08.16г.); • Дополнения №2 к Проекту оценочных работ на контрактной территории Морское, расположенной в Атырауской области РК(протокол ЦКРР РК № 84/11 от 28.04.17г.); • «Анализ разработки месторождения Морское» по состоянию на 01.07.2017 г.» (протокол ЦКРР РК № 89/7 от 29.09.17г.); Дополнения №3 к Проекту оценочных работ на контрактной территории Морское, расположенной в Атырауской области РК(протокол ЦКРР РК №6/1 от 31.05.2018г. • «Прирост и перевод запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.07.2017 г.»(Атырауской области Республики Казахстан),(протокол ГКЗ РК № 1904-18-У от 03.03.18г.); • Проект разработки месторождения Морское, включая блок Огайское» (протокол ЦКРР РК № 2/13 от 05.10.18г.); • «Проект разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Морское (протокол ЦКРР РК № 11/4 от 28.06.19г.); • «Пересчет запасов нефти и газа по месторождению Морское, включая блок Огайское» по состоянию на 01.11.2018г.
4.	Состав и содержание работы	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения о месторождении 2. Геолого-физическая характеристика месторождения 3. Подготовка геолого-промышленной и технико-экономической основы для <div style="border: 1px solid blue; padding: 2px; display: inline-block;"> </div>

		<p>проектирования разработки</p> <p>4. Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки.</p> <p>5. Технико-экономический анализ проектных решений</p> <p>6. Техника и технология добычи нефти и газа</p> <p>7. Требования к конструкциям скважин, производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин</p> <p>8. Обоснование проекта плана добычи нефти, газа, объемов буровых работ</p> <p>9. Контроль за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования</p> <p>10. Охрана недр и окружающей среды природной среды</p> <p>11. Основные проектные решения</p> <p>12. Мероприятия по доразведке месторождения</p> <p>13. Расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования</p>
5.	Основные требования к проектному документу	<ul style="list-style-type: none"> Проектный документ должен соответствовать требованиям инструкций и методических указаний по составлению проектных документов по изучению недр в Республике Казахстан: <ul style="list-style-type: none"> Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых от 15.06.2018 г. Кодекс о недрах и недропользовании с 29.06.18г. Проектный документ должен своевременно и в надлежащем виде представлено для рассмотрения Заказчику; рассмотрен в ЦКРР РК и утвержден уполномоченным органом по изучению и использованию недр. Наличие лицензионного программного обеспечения для разработки календарных планов, распределения ресурсов по задачам, отслеживания прогресса и анализа объемов работ (MS Project или аналог). Наличие лицензионного программного обеспечения для работы с результатами данных сейсмической интерпретации (предоставить сканированную копию с оригинала лицензионного соглашения (HampsonRussell, Geographix или аналог), договор купли-продажи, акт-прием передачи, счет-фактуру или договор аренды). Наличие лицензионного программного обеспечения для работы с материалами ГИС (предоставить сканированную копию с оригинала лицензионного соглашения (Techlog, Geolog, GeoOffice Solver или аналог), договор купли-продажи, акт-прием передачи, счет-фактуру или договор аренды). Наличие лицензионного программного обеспечения для работы с разрабатываемой геологической моделью и создания графических приложений (предоставить сканированную копию с оригинала лицензионного соглашения (Petrel или аналог), договор купли-продажи, акт-прием передачи, счет-фактуру или договор аренды). Наличие лицензионного программного обеспечения для расчёта загрязнения атмосферы, инвентаризации и расчета выбросов парниковых газов, расчёта количества образования отходов (ЭРА или аналог) подтвержденное договором покупки или аренды. Иметь в наличии сертифицированную аккредитованную организацией систему (сертифицированных систем) менеджмента качества в соответствии с требованиями государственных стандартов согласно действующему законодательству РК, с областью сертификации - геолого-гидродинамического моделирования; природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной иной деятельности (приложить сканированную копию с оригинала). Наличие необходимой лицензии для разработки отчета в области эксплуатации горных производств; Наличие лицензии на природоохранное проектирование. Все согласования с Заказчиком в области геологии и разработки определяются Протоколом на дату согласования. Все дальнейшие изменения ведут к пересмотру Календарного плана.

		<ul style="list-style-type: none"> ○ Подрядчик обязуется устраниТЬ все замечания за свой счет, которые могут возникнуть: <ul style="list-style-type: none"> - при согласовании предварительных результатов с Заказчиком. - при рассмотрении проектного документа в государственных органах. ○ Все дополнительные вопросы, не нашедшие отражения в настоящем техническом задании, которые могут возникнуть у Заказчика или Подрядчика, рассматриваются в рабочем порядке.
6.	Оценка воздействия на окружающую среду	<p>Проект «ПредОВОС». При необходимости подрядчик готовит пакет для подачи заявки, в т.ч. Проект ППМ на сайт электронного лицензирования Республики Казахстан http://www.license.kz от имени Заказчика. Заказчик загружает пакет документов, предоставленный Подрядчиком, на портал электронного лицензирования Республики Казахстан http://www.license.kz через ЭЦП Заказчика. Подрядчик предоставляет положительные заключения государственных экспертиз на проект, разрешения на эмиссию, согласованный план природоохранных мероприятий. В случае необходимости самостоятельно и за свой счет подготовить и опубликовать объявление о проведении общественных слушаний по плану природоохранных мероприятий (рус. и каз. языках), организовать и провести общественные слушания согласно утвержденных правил проведения общественных слушаний. Самостоятельно за свой счет и своими силами обеспечить присутствие на общественных слушаниях местных исполнительных и представительных органов, государственных органов, к компетенции которых относится принятие обсуждаемых решений, заинтересованной общественности, жителей районов. Проведение общественных слушаний в специально оборудованном конференц-зале (Заказчик не имеет собственного конференц-зала).</p>
7.	Ожидаемые результаты	<p>Составление «Проект разработки месторождения Морское» и Проекта «ПредОВОС» в соответствии с существующими инструкциями, правилами и стандартами.</p> <p>Рассмотрение проекта в АО «КоЖан» и утверждение протокола;</p> <p>Проектный документ должен своевременно и в надлежащем виде представлено на рассмотрения и согласования в уполномоченных и компетентных органах по изучению и использованию недр с получением заключения экспертизы</p> <p>Согласование Проекта с экспертом ЦКРР РК и работа по замечаниям;</p> <p>Защита Проекта в ЦКРР РК и сдача работы Заказчику.</p>
8.	Срок выполнения работ	<p>В течение 90 календарных дней с даты получения исходных данных и после получение протокола ГКЗ РК (с учетом времени в уполномоченных и компетентных органах и защиты на ЦКРР РК).</p>
9.	Форма отчётной документации	<ul style="list-style-type: none"> • Передача Заказчику 5 (пяти) экземпляров Проекта с графическими приложениями на бумажных носителях и в цифровом виде в количестве 3 экземпляров. Отчет представляется Заказчику в электронном виде на CD-R: <ul style="list-style-type: none"> - текстовая часть – Word; - табличные приложения – Excel; - рисунки и графические приложения в двух экземплярах, в виде рисунков (форматы: Jpg) и в виде векторной графики (CorelDraw). другие форматы графических приложений не принимаются.
10.	Количество отчетной документации, предоставляемой Заказчику	<ul style="list-style-type: none"> • Заказчику Подрядчиком передается отчет и все сопутствующие материалы в аналоговом варианте (жесткий переплет), включая экспертные заключения, и протокола ЦКРР РК. • Проектный документ должен быть представлен в виде отчета на бумажном и электронном носителе. Текст отчета должен быть представлен в формате word и pdf, таблицы в формате Excel, графические приложения в формате Corel Draw-15 версия, другие форматы графических приложений не принимаются.

ЗАКАЗЧИК

Pang Jingming
(Пан Джиминг)

12

ИСПОЛНИТЕЛЬ
Генеральный директор

Курманов Б.К.

"КоЖан" АК заң қанесінде
Оригинал АО "КоЖан"



ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОРСКОЕ,
ВКЛЮЧАЯ БЛОК ОГАЙСКОЕ

РЕФЕРАТ

Авторы: Малютина А.Е., Карайдарова А.Н., Пагуба Н.С. и др.

Проектная организация: ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», г.Актау, мкр. 3, здание №23, 130000, Мангистауская область Республика Казахстан. Государственная лицензия №16004668 от 14.03.2016 года «Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа»

Недропользователь: АО «КоЖан», г. Атырау, ул. Бақтыгерей Құлманов, 105, 060011, Атырауская область Республики Казахстан. Контракт на разведку и добычу УВС между Министерством энергетики Республики Казахстан и АО «КоЖан» №1103 от 17.02.2003 г. с дополнениями №1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 на месторождении Морское расположеннное в пределах блоков XXIX-14-D (частично), Е (частично); XXX-14-A (частично), В (частично) в Атырауской области.

«Проект разработки месторождения Морское, включая блок Огайское» состоит из:

Книга I – текст отчета содержит 188 страниц, включая 35 таблиц, 18 рисунков.

Книга II – текст отчета содержит 181 страниц, включая 58 таблиц, 7 рисунков и 30 табличных приложений.

Папка – 46 графических приложений, на 46 листах, ДСП – 46.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАЛЕЖЬ, ГОРИЗОНТ, ОБЪЕКТ, НЕФТЬ, ГАЗ, ВОДА, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, СКВАЖИНА, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ТЕМПЕРАТУРА, ДЕПРЕССИЯ, ДЕБИТ, ДОБЫЧА, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ, ППД, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ.

Область применения – нефтепромысел месторождения Морское, включая блок Огайское, контрактная территория АО «КоЖан»

Составитель реферата

Карайдарова А.Н.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	17
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	19
2.1 Характеристика геологического строения	19
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородность	51
2.2.1 Характеристика средних значений толщин	51
2.2.2 Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	51
2.3 Состав и свойства нефти и воды	72
2.3.1 Свойства нефти в поверхностных условиях.....	72
2.3.2 Свойства нефти в пластовых условиях	82
2.3.3 Состав и свойства растворенного в нефти газа.....	89
2.3.3 Состав и свойства свободного газа	92
2.3.4 Состав пластовых вод	99
2.4 Оценка изменения физико-гидродинамических характеристик продуктивных горизонтов	108
2.5 Запасы нефти и растворенного газа	122
3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	135
3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	135
3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения.....	136
3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки.....	136
3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов	155
3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов.....	156
3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки.....	156
3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки	157
3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	158
3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки	158
3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	162
3.4.3 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин	167
3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	169
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	173
4.1 Технологические показатели вариантов разработки.....	173
4.2 Экономические показатели разработки.....	202
4.2.1 Показатели экономической оценки вариантов разработки	203
4.2.2 Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат	209
4.2.2.1 Капитальные затраты.....	209
4.2.2.2 Эксплуатационные затраты	213
4.2.2.3 Бюджетная эффективность проекта	219

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	224
5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки.....	224
6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	229
6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутриставажинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин.....	229
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	236
6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	248
6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	255
6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента.....	258
6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт	263
7 ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	266
7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	266
7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	272
8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	276
9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	278
9.1 Контроль физико-химических свойств нефти, газа и воды	283
9.2 Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования.....	285
10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	287
11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	288
12 ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	290
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	292
ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ.....	293

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1 – Месторождение Морское. Характеристика залежей	48
Таблица 2.2.1 – Месторождение Морское. Характеристика толщин залежей	53
Таблица 2.2.2 – Месторождение Морское. Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов.....	63
Таблица 2.2.1 – Характеристика коллекторских свойств и газонасыщенности по объектам разработки	68
Таблица 2.2.2-Ряды распределения проницаемости залежей нижнего мела.....	71
Таблица 2.3.1 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти продуктивных горизонтов	78
Таблица 2.3.2 – Свойства пластовой нефти.....	86
Таблица 2.3.3 – Компонентный состав нефтяного газа (мольное содержание, %)	94
Таблица 2.3.4 – Компонентный состав свободного газа.....	98
Таблица 2.3.5 – Характеристика пластовой воды и содержания ионов и примесей по залежам	100
Таблица 2.4.1 – Результаты капилляриметрических исследований на образцах керна.....	114
Таблица 2.4.2 – Основные параметры насыпной модели пласта и результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой по новым скважинам.....	116
Таблица 2.4.3 – Результаты определения фазовых проницаемостей для нефти и воды.....	117
Таблица 2.4.4 – Определение динамической пористости.....	119
Таблица 2.5.1 – Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Морское, включая блок Огайское.....	123
Таблица 2.5.2 – Подсчет начальных запасов свободного газа и газа газовой шапки месторождения Морское, включая блок Огайское.....	130
Таблица 3.2.1.1 – Характеристика фонда скважин месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.01.2022 г.	140
Таблица 3.2.1.2 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Распределение дебита нефти в добывающих скважинах на 01.01.2022 г.	141
Таблица 3.2.1.3 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Распределение дебита жидкости в добывающих скважинах на 01.01.2022 г.	142
Таблица 3.2.1.4 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Распределение действующего фонда нагнетательных скважин по различным диапазонам приемистости по состоянию на 01.01.2022 г.	143
Таблица 3.2.1.5 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Распределение обводненности в добывающих скважинах на 01.01.2022 г.	143
Таблица 3.2.1.6 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Характеристика новых скважин по состоянию на 01.01.2022 г.	144
Таблица 3.2.1.7 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Морское, включая блок Огайское.....	148
Таблица 3.2.1.8 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект I. Сравнение проектных и фактических показателей разработки.....	150
Таблица 3.2.1.9 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект II. Сравнение проектных и фактических показателей разработки	152
Таблица 3.2.1.10 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект III. Сравнение проектных и фактических показателей разработки.....	154
Таблица 3.4.1.1 – Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки месторождения Морское, включая блок Огайское.....	161
График бурения новых добывающих скважин по объектам и вариантам разработки представлена в таблице 3.4.2.1	165

Таблица 3.4.2.1 – График бурения новых добывающих скважин по объектам и вариантам разработки	166
Таблица 3.5.1 – Технико-экономические нормативы капитальных вложений.....	170
Таблица 3.5.2 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат	171
Таблица 3.5.3 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции.....	172
Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Рекомендуемый вариант 3	174
Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Рекомендуемый вариант 3	176
Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по 1о объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3	178
Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 1о объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3	179
Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по 1з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3	180
Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 1з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3	181
Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по 1в объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3	182
Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 1в объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3	183
Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин по 2 объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3	184
Таблица 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 2 объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3	186
Таблица 4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин по 3з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3	188
Таблица 4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 3з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3	189
Таблица 4.1.13 – Характеристика основного фонда скважин по 3в объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3	190
Таблица 4.1.14 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 3в объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3	192
Таблица 4.1.15 – Характеристика основного фонда скважин по 4о объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3	194
Таблица 4.1.16 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 4о объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3	196
Таблица 4.1.17 – Характеристика основного фонда скважин по 4з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3	198
Таблица 4.1.18 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 4з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3	200
Таблица 4.2.1.1 – Расчет дохода от продажи продукции по рекомендуемому 3 варианту	204
Таблица 4.2.1.2 – Расчет чистой прибыли предприятия в тыс. тенге по рекомендуемому 3 варианту	206
Таблица 4.2.1.3 – Расчет потоков денежной наличности предприятия в тыс. тенге по рекомендуемому 3 варианту	208
Таблица 4.2.1.4 – Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по рекомендуемому 3 варианту.....	211
Таблица 4.2.1.5 - Расчет прямых эксплуатационных затрат, в тыс. тенге по рекомендуемому 3 варианту.....	215

Таблица 4.2.1.6 – Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода, тыс. тенге по рекомендуемому 3 варианту	217
Таблица 4.2.1.7 – Расчет налогооблагаемого дохода в рекомендуемом 3 варианте, тыс.тенге.....	220
Таблица 4.2.1.8 – Расчет бюджетной эффективности 3 варианта разработки, тыс. тенге.....	222
Таблица 5.1.1 – Технико-экономические показатели вариантов разработки, млн.тенге	227
Таблица 6.1.1 – Характеристика работы фонтанных скважин	229
Таблица 6.1.2 – Результаты расчета условий фонтанирования по объектам разработки.....	233
Таблица 6.1.3 – Характеристика работы насосных установок ВШНУ, применяемых на месторождении	235
Таблица 6.1.3 – Показатели эксплуатации скважин.....	236
Таблица 6.2.1 – Результаты работ по дострелу и реперфорации.....	240
Таблица 6.2.2 – Результаты работ по газокислотному разрыву пласта (ГКРП)	241
Таблица 6.2.3 – Результаты работ изоляции водопритоков методом ЦПД.....	243
Таблица 6.2.4 – Результаты работ изоляции водопритоков установкой ВП.....	244
Таблица 6.4.1 – Техническая характеристика оборудования	257
Таблица 6.4.2 – Прогнозные показатели разработки.....	257
Таблица 6.4.3 – Распределение потоков сырого газа для проектируемого периода	257
Таблица 6.5.1 – Физико-химический состав пластовых и закачиваемых вод месторождения Морское	260
Таблица 6.5.2 – Технологические показатели работы системы ППД месторождения Морское	261
Таблица 6.5.3 – Требования к качеству закачиваемой воды	262
Таблица 6.5.4 – Результаты исследований по контролю качества закачиваемой воды	262
Таблица 6.6.1 – Результаты расчёта допустимых устьевых давлений для нагнетательных скважин месторождения Морское	264
Таблица 7.1.1 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Рекомендуемая конструкция скважин.	266
Таблица 7.1.2 – Фактические конструкции скважин	267
Таблица 7.1.3 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Рекомендации по цементированию обсадных колонн.....	269
Таблица 7.1.4 – Оценка качества цементирования эксплуатационных колонн	270
Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объем буровых работ по месторождению Морское, включая блок Огайское	277
Таблица 9.1.1 – Комплекс исследований по контролю за разработкой.....	285

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Обзорная карта	18
Рисунок 2.6 – Структурная карта по кровле нижнего мела (отражающий горизонт II) по материалам отчета ТОО «БИДЖИПИ», 2018 г.....	20
Рисунок 2.7 – Структурная карта по кровле юрских отложений (III отражающий горизонт) по материалам отчета ТОО «БИДЖИПИ», 2018 г	21
Рисунок 2.4.1 – Связь проницаемости с пористостью	108
Рисунок 2.4.2 а, б – Сопоставление проницаемости с объёмной глинистостью	109
Рисунок 2.4.3 – Кривые капиллярного давления.....	111
Рисунок 2.4.4 – Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости и пористости для продуктивных отложений.....	112
Рисунок 2.4.5 – Зависимость коэффициента вытеснения от объёма профильтрованной воды	113
Рисунок 2.4.6 – Сопоставление коэффициента вытеснения с пористостью и проницаемостью	115
Рисунок 2.4.7 – Кривые относительной проницаемости для нефти и воды	117
Рисунок 2.4.8 – Сопоставление пористости динамической и открытой	119
Рисунок 2.4.9 – Сопоставление пористости динамической с проницаемостью по всему диапазону проницаемости	119
Рисунок 3.2.1.1 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению.....	147
Рисунок 3.2.1.2 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект I. Динамика основных технологических показателей разработки.....	149
Рисунок 3.2.1.3 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект II. Динамика основных технологических показателей разработки.....	151
Рисунок 3.2.1.4 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект III. Динамика основных технологических показателей разработки.....	153
Рисунок 5.1.1 – Сравнение экономических показателей по вариантам за проектный рентабельный период	225
Рисунок 6.3.1 – Схема внутрипромыслового сбора и подготовки продукции	254

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1	294
Приложение 2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Вариант 1	295
Приложение 3 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2	296
Приложение 4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Вариант 2	298

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Морское открыто в 1965 году скважиной №6, при опробовании которой, получен промышленный приток нефти из аптских отложений нижнего мела. Месторождение Огайское открыто в 1982 году скважиной №30, в которой при опробовании получен промышленный приток нефти из аптских отложений нижнего мела.

С 1966 года по 2003 год месторождение находилось в консервации.

С 2003 года на основании контракта от 17.02.2003 №1103 право на разведку и добычу углеводородного сырья получает АО «КоЖаН» (срок действия до 2034 г.).

В промышленной разработке месторождение Морское находится с 2007 года, месторождение Огайское с 2014 года.

В 2016 выполнен «Совместный пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию изученности на 02.01.2016 г.» где месторождение Огайское учтено как блок месторождения Морское (протокол ГКЗ РК № 1670-16-У от 05.05.2016 г.) [1].

На основе совместного пересчета запасов составлена «Технологическая схема разработки месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию 01.01.2016 г.» (протокол КГиН МИиНТ РК № 27-5/4617-Ин от 16.09.2016 г.) [2].

Полученные результаты после бурения новых оценочных и эксплуатационных скважин легли в основу для выполнения «Прирост и перевод запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское Атырауской области РК по состоянию изученности на 01.07.2017 г.» утвержденный ГКЗ протокол № 1904-18-У от 03.03.2018 г. [3].

В настоящее время действующим проектным документом на разработку месторождения является «Проект разработки месторождения Морское, включая блок Огайское» по состоянию на 01.01.2018 г. (протокол ЦКРР РК № 2/13 от 5.10.2018 г.) [5]. Проектные показатели были утверждены на период 2018-2021 годы по рекомендуемому варианту 2.

В 2019 г. выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.11.2018 г.» с учетом результатов бурения 37 новых скважин, переинтерпретации материалов ГИС и опробования. Отчет был принят к сведению, до завершения судебных разбирательств (протокол №2120-19 от 26.11.2019 г.) [6].

В 2020 г. был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Морское, включая блок Огайское» по состоянию на 01.01.2020 г., в котором были пересчитаны

технологические показатели на весь срок эксплуатации, согласно протоколу заседания ЦКРиР РК № 7/7 от 12.11.2020 г. показатели были утверждены на 3 года 2020-2022 гг.[7]

В 2021 году выполнен «Авторский надзор за выполнением проектных решений...» по состоянию на 01.07.2021 г. по договору № 097-21 от 25.03.2021 г., между АО «КоЖан» и ТОО «Проектный институт «OPTIMUM». [8]

В 2022 году в связи с завершением арбитражного суда в отношении месторождения Морское, включая блок Огайское, Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых (ГКЗ РК) было решено утвердить геологические и извлекаемые запасы нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское протоколом ГКЗ РК №2423-22-У от 28.03.2022 г., который является дополнением к Протоколу ГКЗ РК №2120-19 от 26.11.2019 г.

На основе «Пересчета запасов...» [6] составлен настоящий «Проект разработки месторождения Морское, включая блок Огайское» в соответствии с Техническим заданием недропользователя, Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» [9], «Единых правил по комплексному и рациональному использованию недр» [10], а также «Методическими рекомендациями по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» [11].

Авторы отчета выражают благодарность геологической службе АО «КоЖан» за сотрудничество при выполнении данной работы.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В тектоническом отношении район работ расположен в пределах Приморского поднятия. Солянокупольная структура Морское представляет собой соляной купол, который разрывным нарушением разделен на 3 блока – северо-западный и восточный и южное.

Месторождение Морское, включая блок Огайское расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины в Жылойском районе Атырауской области Республики Казахстан в прибрежной зоне Каспийского моря (рис. 1.1).

Районный центр и железнодорожная станция Кульсары находятся к северо-востоку от месторождения в 120 км, областной центр г. Атырау расположен в 310 км.

Ближайшими населенными пунктами являются поселки: Прорва (10 км) и Сарыкамыс (15 км).

На северо-востоке от месторождения находится разрабатываемое месторождение Тенгиз, на юге и юго-востоке – месторождения Западная Прорва и С. Нуржанов. В 16 км к востоку от месторождения проложен нефтепровод Прорва-Кульсары, в 134 км проходит газопровод Средняя Азия-Центр.

В орографическом отношении территория представляет собой слабо всхолмленную равнину с абсолютными отметками от минус 15 до минус 25 м.

Гидрографическая сеть и источники пресной воды отсутствуют. Снабжение питьевой водой осуществляется из водовода Астрахань-Мангышлак. Очистные сооружения по подготовке воды расположены в районном центре г. Кульсары. На месторождении питьевая вода доставляется автотранспортом из поселка Сарыкамыс и месторождения Тенгиз.

Климат района резко континентальный с холодной зимой: температура колеблется от минус 30 до 40 °С и жарким летом: июль плюс 38-42 °С. Преобладающее направление ветров в течение года - юго-восточное. Среднегодовое количество осадков 130-180 мм. Основное количество осадков выпадает в весенний и осенний периоды.

Растительность скудная, характерная для полупустынь и представлена, в основном, полынью и солянками.

Животный мир также типичный для зон полупустынь, и представлен преимущественно грызунами и пресмыкающимися.

Район характеризуется развитой инфраструктурой. По его территории проходят действующие нефтепроводы, газопровод и водовод к северо-востоку от месторождения:

–магистральный газопровод Средняя Азия-Центр;

- нефтепровод Тенгиз-Кульсары-Атырау-Новороссийск;
 - нефтепровод Узень-Кульсары-Атырау-Самара;
 - водовод Астрахань-Мангышлак.



Рисунок 1.1 – Обзорная карта

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

Структура Морское выявлена в 1963 г. Блок Огайское, расположенный на Северо-Западном крыле соляного купола Морское был открыт в 1982 г., когда при опробовании аптских и альбских отложений в скважине 30 получены притоки нефти и газа.

Геологоразведочные работы на месторождении проводились с 1974 г. по 2018 г.

В разрезе месторождения установлена продуктивность нижне- и верхнемеловых отложений, в котором выделено 6 продуктивных горизонтов: сеноманский, верхнеальбский, среднеальбский, нижнеальбский, аптский и неокомский.

По состоянию на 01.01.2022 г. на месторождении Морское, включая блок Огайское, в промышленной разработке находились три блока: Восточный, Западный и Огайское.

На месторождении пробурено 151 скважина, из которых 124 – добывающие, 12 - в освоении, 9 – ликвидированы, 5 – нагнетательные и 1- в консервации.

Литолого-стратиграфическая характеристика. На месторождении Морское вскрытый разрез пробуренных поисково-разведочных и оценочных скважин представлен отложениями от четвертичных до нижнепермских включительно (максимальная глубина 4755 м в скважине 1-Ог).

В тектоническом отношении структура Морская представляет собой солянокупольную структуру скрыто-прорванного типа. По особенностям строения и характеру взаимоотношений с перекрывающими породами в составе надсолевого комплекса Прикаспийской впадины выделяются несколько структурных подкомплексов: верхнепермско-триасовый, юрско-палеогеновый и неоген-четвертичный.

Морфология поверхности соли отражается в строении надсолевого комплекса, на формирование которого существенное влияние оказали разрывные нарушения меридионального и субширотного направлений.

Структура Морская субширотным разрывным нарушением (F) делится на три блока: Огайское, Западный и Восточный.

В 2018 году был составлен отчет «Отчет по результатам переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных данных 3Д, выполненных на контрактной территории АО «КоЖаН», получены структурные построения по 10-ти целевым горизонтам в меловых отложениях – K₂S₁, K₁al 1-1, K₁al 2-1, K₁al 2-2, K₁al 3, K₁al 3-3, K₁a, K₁nc 2-1, K₁nc 3, K₁nc 5, которые послужили основой при построении структурных карт по залежам. Кроме того, построены структурные карты по отражающим горизонтам II и III, стратиграфически приуроченные к кровлям нижнего мела и юры.

На структурной карте *по II отражающему горизонту* (рис. 2.6), характеризующей кровлю нижнемеловых отложений, блок Огайское закартирован в виде единого поднятия, вытянутого в северо-западном направлении и осложненного в западной и восточной частях нарушениями.

По Восточному и Западному блокам структурные планы сопоставимы со структурными поверхностями по кровле юрских отложений и имеют незначительные изменения.

На структурной карте по *отражающему горизонту III* (рис. 2.7) блок Огайское представляет собой достаточно крупное брахиантиклинально полузамкнутое поднятие северо-восточного простирания, примыкающее на юге к осевому тектоническому нарушению F субширотного простирания.

Восточная периклиналь поднятия осложнена четырьмя кулисообразными нарушениями f_1, f_2, f_3, f_4 , располагающимися под углом порядка 60° к осевому нарушению, один из которых упирается в него. Названия нарушений остались прежними, принятыми в рамках интерпретации 2011 года.

Западный блок, погруженный относительно блока Огайское, с севера ограничен сбросом F, в центральной части блока располагается брахиантиклиналь юго-западного – северо-восточного простирания с размерами $3,6 \times 1,3$ км и амплитудой свыше 20 м по замкнутой изогипсе минус 1820 м.

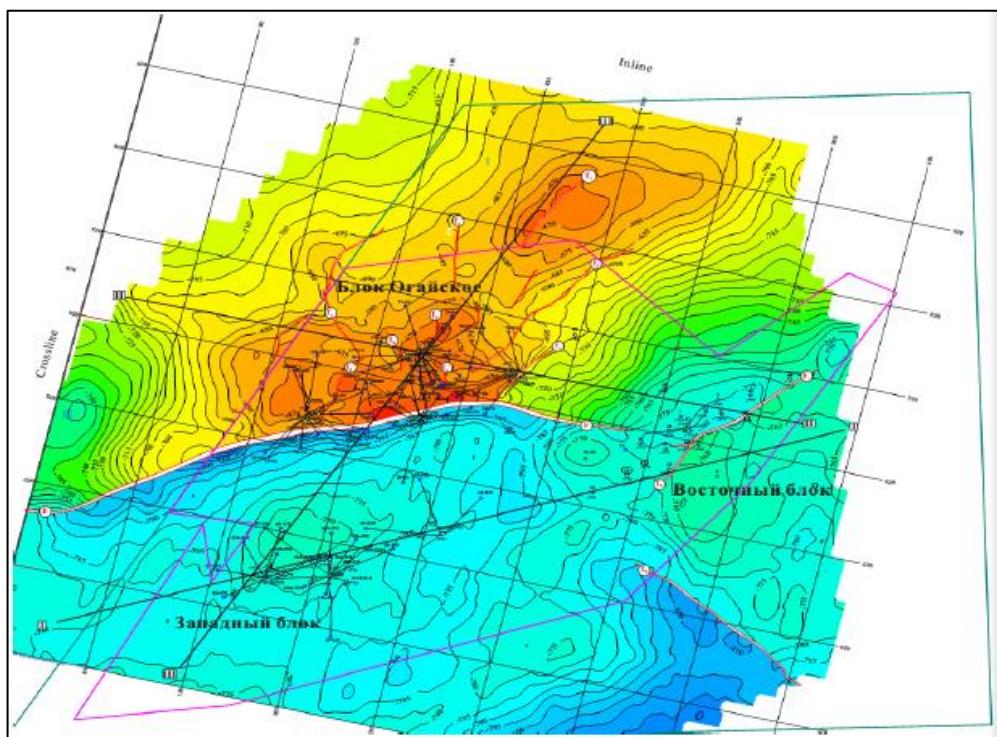


Рисунок 2.6 – Структурная карта по кровле нижнего мела (отражающий горизонт II) по материалам отчета ТОО «БИДЖИПИ», 2018 г.

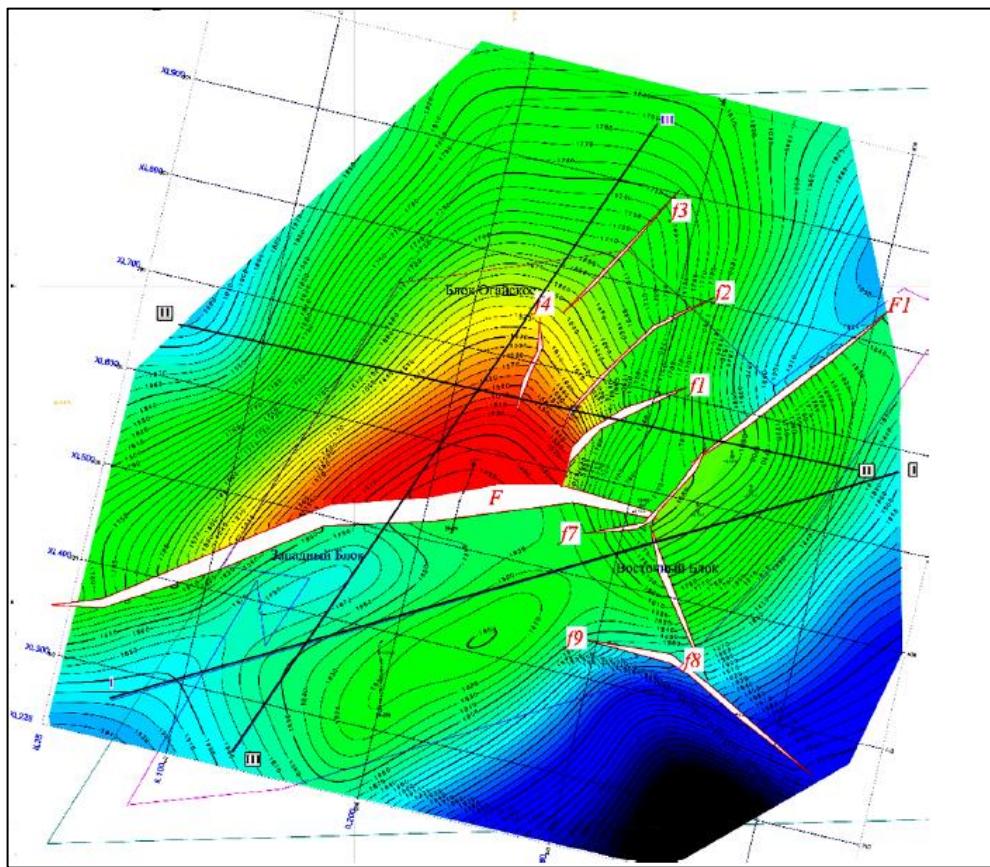


Рисунок 2.7 – Структурная карта по кровле юрских отложений (III отражающий горизонт) по материалам отчета ТОО «БИДЖИПИ», 2018 г.

Нефтеносность. Продуктивность месторождения Морское связана с отложениями нижнего и верхнего мела, в которых выделено пять продуктивных горизонтов: верхнеальбский, среднеальбский, нижнеальбский, аптский и неокомский.

Настоящий проект базируется на геолого-геофизической информации по 151 скважине, пробуренных на трех блоках: на Западном – 27 скважин, на Восточном – 21 скважины, на Огайском – 103 скважины.

По результатам бурения, интерпретации материалов ГИС и опробования скважин на месторождении оконтурено 33 залежи нефти и газа, из них на Западном и Огайском блоках по 13 залежей, на Восточном блоке – 7 залежей.

Ниже приводится характеристика и строение продуктивных горизонтов.

Верхнеальбский продуктивный горизонт (K_1al_3)

В отложениях выделены две продуктивные пачки $al_3\ 0$ и $al_3\ 1$. В Каждой из них прослежены по 3 продуктивных пласта.

Продуктивная пачка 0

Продуктивный пласт 0-1. Залежи выявлены на блоке Огайское, Восточном и Западном блоках.

В пределах блока Огайское структура тектоническим нарушением разделена на два блока I и II. Продуктивность II блока была доказана в разведочный период, когда при опробовании скважины 50-Ог в августе 2014 года из интервала опробования 647,8-653,4 (-668,8-674,4) м получен безводный приток нефти дебитом 20,3 м³/сут.

В скважине 51-Ог, расположенной в пределах I блока, при опробовании интервала 658,0-660,0 (-678,7-680,5) м (21.11-30.11.2014 г.) промышленного притока не было получена, на выходе пленка нефти с водой.

В эксплуатационный период опробование проведено в скважинах 50-Ог, 79-Ог, 80-Ог, 185-Ог, 407-Ог, 409-Ог, 416-Ог, 501-Ог, 504-Ог, 515-Ог, 518-ОГ, 519-Ог, 526-Ог, 528-Ог, СЗО-1. Все скважины пробурены во II блоке, во всех скважинах получены притоки нефти с водой различной интенсивности.

Блок I. По данным ГИС в скважинах 52-Ог, 73-Ог, 76-Ог, 139-Ог, 146-Ог, 170-Ог, 502-Ог, 516-Ог, 517-Ог, СЗО-1 ВНК установлен на отметках -681,7 м, -675,3 м, -675,8 м, -677,8 м, -676,3 м, -674,9 м, -674,2 м, -675,7 м, -676,8 м, -677,1 м соответственно. Наиболее низкая отметка продуктивности -683,4 м установлена в скважине 53-Ог, а кровля верхнего водонасыщенного – на отметке -684,8 м. В скважине 75-Ог выделены водонасыщенные пропластки с отметки -675,7 м.

Учитывая приведенные данные, ВНК I блока принимается в диапазоне отметок -674,2-683,4 м.

Блок II. В скважине 50-Ог приток нефти получен до отметки -674,4 м, по ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены до отметки -676,5 м, а кровля водонасыщенные с отметки -678,5 м.

В скважине 55-Ог, 142-Ог, 145-Ог, начальные ВНК отбиваются на отметках -676,5 м, -675,5 м, -670,6 м, а в скважине 167 по ГИС подошва нефти отбивается на отметке -675,9 м, а кровля воды на отметке -677,1 м.

По данным геофизики наиболее низкая отметка прямого контакта нефть-вода -677,1 м установлена в скважине 417-Ог, а наиболее высокая отметка -669,2 м – в скважине 80-Ог. ВНК вскрыт многими скважинами

Таким образом, ВНК принят наклонным от -669,0 м до 677,0 м.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

На Западном блоке из 29 скважин, в 7 скважинах (57-3М, 60-3М, 81-3М, 322-3М, 322-3М-ST, 348-3М, 364-3М) установлены продуктивные коллекторы, в остальных скважинах – водонасыщенные. Нефтенасыщенные коллекторы не опробованы.

Скважины 57-3М, 60-3М, 81-3М, 322-3М, 348-3М, 364-3М вскрыли ВНК на соответствующих абсолютных отметках -776,4 м, -774,0 м, -775,9 м, -776,1 м, -773,2 м, -773,5 м. В скважине 322-3М-СТ подошва продуктивного пласта установлена на отметке -774,0 м, а кровля водонасыщенного – -789,1 м. Из скважин, вскрывших только водонасыщенные коллекторы, наиболее высокая отметка воды установлена в скважине 380-3М на отметке -772,1 м.

Учитывая, вышеприведенные данные ВНК принят колеблющимся от -772,1 м до -776,4 м.

Залежь пластовая, сводовая, подстилается водой.

На *Восточном блоке* месторождения залежь выявлена по данным интерпретации ГИС в скважинах 21 и 23. Нефтенасыщенные пластины имеют толщины 1,8 м и 1,9 м.

По интерпретации ГИС в обеих скважинах подсечен водонефтяной контакт, в скважине 21 на отметке -771,9 м, в скважине 23 – на отметке -772,5 м.

ВНК принят по скважине 21, на отметке -772,5 м.

Залежь пластовая сводовая, подстилается водой.

Продуктивный пласт 0-2. Опробование скважин по данной залежи не проводилось. Залежь выявлена по данным интерпретации ГИС скважин 80-Ог, 186-Ог, 513-Ог, 411-Ог, 510-Ог.

Залежь осложнена разломом, скважина 186-Ог расположена в приразломной зоне, ВНК в районе скважины 186-Ог принят на отметке -683,0 м по водоразделу в этой скважине.

На остальной части залежи ВНК принят наклонным в диапазоне отметок -685,6-694,5 м по результатам ГИС обработки скважин 80-Ог, 513-Ог, 411-Ог, 510-Ог, в которых ВНК установлен на соответствующих отметках -685,6 м, -694,5 м, -691,4 м, -693,0 м.

Залежь пластовая, тектонически экранированная.

Продуктивный пласт 0-3. Продуктивность выявлена на блоке Огайское и Восточном блоке. На Западном блоке пластины-коллекторы водонасыщены.

Блок Огайское. В геолого-разведочный период залежь выявлена опробованием скважин 50-Ог, 51-Ог, 52-Ог, 53-Ог.

Блок I. В скважине 51-Ог в ноябре 2014 года из интервала 695,5-700,0 (-713,6-717,8) м получен фонтанный приток нефти с водой с соответствующими дебитами 30 м³/сут и 8 м³/сут. По ГИС в скважине подошва продуктивного пласта отбивается на отметке -717,8 м, а кровля верхнего водонасыщенного – на отметке -729,7 м.

В скважине 52-Ог в июне 2014 года получена пленка нефти и приток воды дебитом 8,1 м³/сут из интервала 698,8-703,0 (-715,0-718,9) м. По геофизике в скважине выделен ВНК на отметке -719,3 м.

В скважине 53-Ог в декабре 2014 года через 7 мм штуцер получен приток нефти и с водой дебитами 14,4 м³/сут и 1,47 м³/сут соответственно из интервала 703,7-708,0 (-715,4 - -719,3) м. По геофизическим кривым подошва продуктивного пласта отбивается на отметке -719,6 м, а кровля верхнего водонасыщенного – на отметке -721,7 м.

В последующие годы залежь опробована в скважинах 54-Ог, 65-Ог, 200-Ог, 502-Ог, 511-Ог, в которых притоки нефти с водой. Наиболее низкая отметка получения продукта - 713,2 м установлена в скважине 502-Ог.

По данным интерпретации ГИС ВНК отбивается на отметках -714,5 м, -715,4 м, -714,3 м соответственно в скважинах 170-Ог, 200-Ог, 516-Ог. Наиболее низкая отметка - 713,2 м продуктивного коллектора установлена в скважине 54-Ог, а наиболее высокая отметка -712,3 м водонасыщенного пласта в скважине 75-Ог.

ВНК залежи принят в диапазоне отметок -712-720 м.

Блок II. Продуктивность блока доказана результатами опробования скважины 50-Ог, в которой в июле 2014 года из интервала 684,0-690,0 м, 691,0-695,0 м (-705,0 - -711,0 м, -712,0 - -716,0 м) получен приток нефти с водой с соответствующими дебитами 16,0 м³/сут и 2,93 м³/сут.

В последующие годы залежь опробована в скважинах 55-Ог, 77-Ог, 79-Ог, 80-Ог, 175-Ог, 177-Ог, 178-Ог, 182-Ог, 185-Ог, 186-Ог, 202-Ог, 500-Ог, 502-Ог, 503-Ог, 506-Ог, 512-Ог, 513-Ог, 514-Ог, 523-Ог, 530-Ог, 532-Ог, в которых наиболее низкая отметка получения продукта -716,0 м установлена в скважине 513-Ог.

По данным ГИС наиболее низкий уровень ВНК установлен в скважине -718,7 м, а наиболее высокий – в скважине 71-Ог на отметке -710,8 м.

ВНК во II блоке принят наклонным от -711 м до -719 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

На *Восточном блоке* залежь выявлена по данным интерпретации ГИС в скважинах 6Д и 35. В скважине 15 коллекторы замещены глинистыми породами.

В скважине 6Д выделен один продуктивный пласт в интервале глубин 795,7-798,3 (-815,8-818,4) м, с эффективной толщиной 2,6 м. Кровля верхнего водонасыщенного коллектора отбивается на отметке -821,8 м. Скважина не опробована. ВНК принят на отметке -818,4 м, по подошве нефтенасыщенного пласта.

Залежь пластовая, тектонически экранированная.

В скважине 35 по данным ГИС выделен ВНК на отметке -824,2 м, который принят за отметку ВНК залежи. Толщина нефтенасыщенных по ГИС коллекторов составляет 6,7 м. Скважина опробована в марте 2019 года в интервале 794,5-796,0 м (-814,0- -816,1) м, получен приток нефти дебитом 4,5 м³/сут и воды 3,0 м³/сут.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Продуктивная пачка 1 делится на четыре пласта: 1-1, 1-2, 1-3, 1-4.

Пласт 1-1 продуктивен только на Западном и Огайском блоках, на Восточном блоке пласт водонасыщен.

В *блоке Огайское*. Продуктивность залежи в блоке I доказана результатами опробования скважин 33-Ог, 51-Ог.

В скважине 33-Ог в апреле 2013 года из интервала 771,0-785,0 (-729,9-738,6) м на 8 мм штуцере получен приток нефти с водой с дебитами 39,2 м³/сут и 1,2 м³/сут. По ГИС в скважине выделен продуктивный пласт до отметки -737,8 м.

В скважине 51-Ог получен безводный приток нефти дебитом 6,5 м³/сут до отметки -749,7 м. По ГИС в скважине 51-Ог установлен контакт на отметке -750,6 м.

В эксплуатационный период опробование проведено в скважинах 51-Ог, 75-Ог, 76-Ог, 162-Ог, 170-Ог, СЗО-1.

По данным ГИС в скважине 73-Ог ВНК установлен на отметке -743,8 м. наиболее низкая отметка продуктивного пласта -749,0 м установлена в скважине 52-Ог, а наиболее верхняя отметка -744,3 м водонасыщенного пласта – в скважине 516-Ог.

Таким образом, диапазон колебания ВНК принят от -744,0 м до -752,0 м.

Блок II. Залежь установлена по результатам опробования скважин 50-Ог, 63-Ог, 64-Ог, 66-Ог, 80-Ог, 182-Ог, 185-Ог, 203-Ог, 411-Ог, 414-Ог, 508-Ог, 522-Ог, 527-Ог, в которых наиболее низкая отметка получения продукта -739,9 м установлена в скважине 527-Ог, в которой получен приток нефти с водой дебитами 20,8 м³/сут и 6,0 м³/сут.

По ГИС наиболее низкие отметки продуктивного пласта -745,9 м, -745,5 м, -746,6 м, -745,1 м установлена соответственно в скважинах 50-Ог, 172-Ог, 177-Ог, 529-Ог. В скважинах 77-Ог, 180-Ог, 503-Ог, 525-Ог нефтенасыщенный коллектор выделен до соответствующих отметок -742,0 м, -743,0 м, -741,8 м, -742,4 м, а верхний водонасыщенный коллектор – с отметок -743,8 м, -743,4 м, -743,9 м, -742,7 м соответственно.

ВНК залежи принят в диапазоне отметок -743,0-747,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически- и литологически-экранированная.

На Западном блоке пласт опробован в 23 объектах в 15-ти скважинах 19-3М, 56-3М, 57-3М, 58-3М, 59-3М, 60-3М, 62-3М, 63-3М, 64-3М, 67-3М, 326Н-3М, 396-3М, 400-3М, 401-3М, 402-3М.

В скважине 57-3М при опробовании интервала 993,5-998,0 (-859,8-862,5) м получен приток газа дебитом 2,2 тыс.м³/сут.

В скважине 56-3М получен приток газа (дебит не замерен) из интервала 966,0-973,0 (-860,1-865,2) м.

В скважине 60-3М в интервале опробования 958,0-960,0 (-864,2-865,6) м получен приток сухого газа.

По данным ГИС в скважинах 56-3М, 59-3М, 346-3М, 396-3М, ЮЗМ-1 ГНК отбивается на соответствующих отметках -862,4 м, -862,0 м, -861,8 м, -862,0 м, -862,4 м. Наиболее низкая отметка газонасыщенного пласта выделена в скважине 81-3М на отметке -862,5 м, а кровля нефтенасыщенного в этой скважине установлена на отметке -863,8 м. Наиболее высокая отметка нефтенасыщенного пласта -861,6 м отмечается в скважине 322-ST-3М, при подошвенной отметке газонасыщенного пласта -861,2 м.

Учитывая, приведенные данные, ГНК принят на усредненной отметке -862,0 м.

В разведочный период залежь был опробована в скважине 19-3М, в которой (12.06-16.07.2014 г.) при опробовании интервала 850-856 м (-867,7-873,7 м) получен приток нефти с водой через 7 мм штуцер с дебитами 21,9 м³/сут и 2,75 м³/сут.

В скважине 56-3М подошвенная отметка интервала перфорации -872,7 м откуда получена безводная нефть дебитом 11 м³/сут.

В скважине 57-3М из интервала 1008,6-1012,0 (-868,8- -870,8) м при 8 мм штуцере также получен безводный приток нефти дебитом 12,5 м³/сут, при достреле вышележащего интервала 1003,3-1007,6 (-865,6- -868,2) м, получен приток нефти с содержанием пластовой воды до 10%. Дебит газа в обоих интервалах не замерен.

В скважине 59-3М через 12 мм штуцер получен приток нефти с водой с соответствующими дебитами 7,4 м³/сут и 2,1 м³/сут из интервала 847,2-851,0 (-864,4- -868,2) м.

В последующие годы скважины (60-3М, 62-3М, 63-3М, 64-3М, 67-3М, 326Н-3М, 396-3М, 400-3М, 401-3М, 402-3М) эксплуатировались механизированным способом, во всех получены притоки нефти с водой различной интенсивности.

По данным ГИС по залежи наблюдается большой диапазон колебания уровня ВНК, в скважинах, расположенных на западе и юго-западе структуры, ВНК опускается до

отметок от -866,4 м до -869,3 м, а в скважинах, пробуренных на юге и на востоке, повышение до отметок -870,9 - -877,8 м.

Так, в скважинах 67-3М, 83-3М, 360-3М ВНК вскрыт на соответствующих абсолютных отметках -868,8 м, -866,4 м, -869,3 м, а в скважинах 82-3М, 346-3М, 58-3М, 64-3М, 62-3М, 362-3М, на отметках -870,9 м, -872,2 м, -874,2 м, -873,6 м, -877,8 м, -871,0 м. Наиболее низкие отметки продуктивности -873,2 м, -873,1 м установлены в скважинах 19-3М, ЮЗМ-1, а наиболее высокая отметка воды -871,6 в скважине 63-3М.

Таким образом, диапазон колебания ВНК принят колеблющимся от -866,0 м до -878 м.

Залежь пластовая сводовая.

Пласт 1-2. Продуктивность пласта установлена на Западном блоке и в блоке Огайское.

В блоке *Огайское* продуктивность блока I установлена по результатам опробования скважины 200-Ог и подтверждена интерпретацией ГИС скважин 139-Ог, 146-Ог, 162-Ог, 170-Ог, 200-Ог. В скважине СЗО-1 с кровли -763,4 м выделен водонасыщенный пласт. В скважинах 51-Ог, 52-Ог, 53-Ог, 54-Ог, 73-Ог, 75-Ог, 76-Ог, 516-Ог, 517-Ог коллекторы отсутствуют.

Скважина 200-Ог опробована в интервале 936,0-938,0 м, 950,5-952,0 м (-750,2 - -751,3 м, -757,9 - -758,7 м) совместно с нижележащим пластом 1-3, в результате получен приток нефти и воды с соответствующими дебитами 2,1 м³/сут и 32,8 м³/сут. По ГИС в скважине определен ВНК на отметке -754,8 м.

В скважинах 139-Ог, 146-Ог, 162-Ог, 170-Ог продуктивные коллекторы установлены до отметок -755,9 м, -756,6 м, -754,5 м, -756,6 м.

ВНК в этом блоке принят на отметке -756,6 м.

Во II блоке залежь не опробована, оконтурена по результатам ГИС 185-Ог, 201-Ог, 417-Ог, 525-Ог, нефтенасыщенные коллекторы установлены до отметок -758,0 м, -751,5 м, -746,4 м, -746,3 м соответственно.

В скважинах 34-Ог, 186-Ог, 507-Ог, 512-Ог, 524-Ог, 529-Ог выделены водонасыщенные пласти с соответствующими отметками -752,6 м, -736,2 м, -748,6 м, -743,0 м, -746,5 м, -745,5 м.

В остальных скважинах коллекторы замещены непроницаемыми разностями.

ВНК в этом блоке принят на отметке -758,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически- и литологически-экранированная.

В *Западном блоке* установлена газонефтяная залежь.

Газоносность залежи доказана получением притока газа дебитом 88,09 тыс.м³/сут через 8 мм штуцер в скважине 60-3М при опробовании интервала 982,0-985,0 (-880,0-882,0) м. В скважинах 56-3М и 57-3М также получены притоки газа (дебиты не замерены) до соответствующих нижних перфорационных отметок -884,0 м и -888,4 м.

По данным ГИС в скважинах 19-3М, 56-3М, 57-3М, 60-3М, 81-3М, 82-3М, 342-3М, 398-3М установлен ГНК на следующих соответствующих отметках -885,0 м, -885,0 м, -885,1 м, -884,8 м, -886,0 м, -885,1 м, -885,2 м, -885,0 м. В скважинах 59-3М, 346-3М, 396-3М газонасыщенные коллекторы установлены до соответствующих отметок -883,9 м, -884,4 м, -883,5 м, а с отметок -885,2 м, -885,4 м, -885,3 м нефтенасыщенные - соответственно. Наиболее низкая отметка газонасыщенного коллектора отбивается в скважине 364-3М на абсолютной отметке -885,0 м.

Таким образом, ГНК залежи принимается на отметке -885,0 м.

В скважине 59-3М опробован интервал 868,0-869,0 (-885,2-886,2) м, из которого при 7 мм штуцере получен приток нефти дебитом 5,5 м³/сут, и заколонный переток воды из-за некачественного цементажа (4,4 м³/сут). По ГИС в скважине установлен ВНК на абсолютной отметке -887,0 м.

В скважине 58-3М проведено некачественное опробование интервала 875,0-876,5 (-893,4-894,9) м, где из-за нарушения эксплуатационной колонны получен приток пластовой воды и пленка нефти. По ГИС в скважине фиксируется ВНК на абсолютной отметке -895,1 м.

По данным интерпретации ГИС в большинстве скважин наблюдается приблизительно один уровень ВНК (-887,0 м), лишь в скважинах 62-3М и 58-3М наблюдается понижение уровня до соответствующих отметок -893,1 м и -895,1 м.

В скважинах 19-3М, 59-3М, 82-3М, 362-3М, 396-3М, 398-3М ВНК установлен на абсолютных отметках -886,6 м, -887,0 м, -886,6 м, -887,2 м, -887,8 м, -886,5 м соответственно. В скважине 56-3М нижняя отметка нефтенасыщенного коллектора отбивается на отметке -887,0 м, а кровля водонасыщенного - -888,5 м. В скважинах 63-3М, 64-3М кровельные отметки водонасыщенных пропластков соответствуют отметкам -891,3 м, -890,8 м.

Таким образом, ВНК на большей части залежи принят на отметке -887,0 м, с понижением в районе скважин 58-3М и 62-3М до отметок -895,1 м и 893,1 м соответственно.

Залежь пластовая, сводовая.

Пласт 1-3. Продуктивность пласта установлена на всех трех блоках: на Западном, Восточном и Огайском.

На *Западном блоке* пласт опробован в трех скважинах 57-3М, 59-3М, 60-3М, из которых получены притоки нефти с водой, получение воды, возможно, связано с близостью ВНК.

В скважине 57-3М в интервале глубин 1051,0-1057,0 (-893,7 - -897,3) м на 7 мм штуцере получен приток нефти с водой с соответствующими дебитами 8,4 м³/сут и 39,0 м³/сут.

В скважине 59-3М из интервала опробования 876,6-878,0 (-893,8 - -895,2) м на 7 мм штуцере также получен приток нефти с водой дебитами 17,2 м³/сут и 26,3 м³/сут соответственно.

В скважине 60-3М при опробовании интервала 999,5-1002,5 (-891,4 - -893,3) м через 6 мм штуцер получен приток газа дебитом 38,6 тыс.м³/сут, нефти - 5,5 м³/сут и воды - 3,9 м³/сут. Газ вероятнее всего получен по заколонному пространству из вышележащего нефтегазового пласта 1-2, где дебит газа составил 88 тыс.м³/сут. По данным ГИС-контроля получение воды связано с некачественным цементажом.

По ГИС в этих скважинах ВНК установлен на отметках -899,3 м, -896,3 м, -897,1 м соответственно.

Наиболее высокий уровень ВНК -892,6 м подсечен в скважине 380-3М, в скважине 322-3М отметка ВНК -899,2 м наиболее низкая.

Таким образом, контакт по залежи колеблется от -893,0 м до -899,0 м.

Залежь пластовая, сводовая.

Восточный блок. Залежь установлена в блоке I по результатам бурения скважин 35 и 6Д, а в блоке II – скважин 15 и 21. Во всех остальных скважинах коллекторы водонасыщенные.

В блоке I опробована скважина 35 в интервале 836,0-837,0 (-855,5 - -856,5) м, получен приток нефти с водой дебитами 4,3 м³/сут и 0,25 м³/сут, получение воды связано с близостью водонефтяного контакта, который по ГИС определен на отметке -858,8 м.

В скважине 6Д по данным геофизики ВНК отбивается на отметке -862,7 м, в скважине 24 кровля воды установлена на отметке -863,3 м.

ВНК в этом блоке принят колеблющимся от 859,0 м до -863,0 м.

Залежь пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

В блоке II ВНК принят на отметке -873,0 м по соответствующим отметкам вскрытого контакта -873,0 м и 873,1 м в скважинах 15 и 21.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Блок Огайское. Нефтеносность залежи в блоке I установлена по результатам ГИС скважин 139-Ог, 146-Ог, 162-Ог, 200-Ог, 516-Ог, 517-Ог. В остальных скважинах пластины водонасыщены. Скважины не опробованы.

В скважинах 139-Ог, 146-Ог, 200-Ог, 516-Ог ВНК вскрыт на отметках -761,8 м, -762,1 м, -761,0 м, -759,8 м. Наиболее высокая отметка воды -759,2 м установлена в скважине 54-Ог.

ВНК принят на отметках -759,2 - -761,8 м.

В блоке II опробованы скважины 33-Ог, 50-Ог, 74-Ог, 80-Ог, 182-Ог, 185-Ог, 186-Ог, 200-Ог, 201-Ог, 417-Ог, 505-Ог, 507-Ог, 512-Ог, 525-Ог.

В скважине 33-Ог в марте 2013 года в интервале 805,9-812,9 (-751,4 - -755,7) м получен безводный приток нефти дебитом 14,0 м³/сут. По ГИС нефтенасыщенные пластины выделены до отметки -755,2 м, а водонасыщенные – с отметки -760,7 м.

В скважине 50-Ог пласт опробован в интервале 737,3-742,7 (-758,3 - -763,7) м. Получен приток пластовой воды. Получение воды связано с тем, что перфорацией охвачена водоносная часть пласта.

В скважинах 417-Ог, 507-Ог, 512-Ог, 525-Ог, опробованных механизированным способом, дебиты нефти составили 11,4 м³/сут, 28,5 м³/сут, 22,6 м³/сут, 25,4 м³/сут соответственно.

ВНК по залежи колеблется в широких пределах от -751,6 м (скв. 186-Ог) до -763,6 м (скв. 50-Ог).

Залежь пластовая сводовая, тектонически-экранированная.

Пласт 1-4. Залежь установлена только в *блоке Огайском* во II блоке в районе скважины 50-Ог, которая в период разведки в июне 2014 года была опробована и из интервала опробования 766,5-770,0 (-787,5 - -791,0) м был получен безводный приток нефти дебитом 5,1 м³/сут. По ГИС в скважине ВНК определен на отметке -793,0 м.

В последующие годы 2018-2020 г.г. залежь опробована в скважинах 55-Ог, 79-Ог, 80-Ог, 182-Ог, 186-Ог, 187-Ог, 524-Ог, из них последние три скважины пробурены после подсчета запасов.

Скважина 186-Ог в марте 2020 года опробована в интервале 812,0-814,0 м, 816,5-820,5 м (-767,5 - -769,0 м, -770,9 - -773,9 м), получен приток нефти с водой дебитами 9,9 м³/сут и 17,1 м³/сут соответственно.

Скважина 187-Ог в мае 2019 года опробована в интервале 785,0-787,0 (-781,6 - -783,4) м и получен более высокий дебит нефти 20,7 м³/сут и воды 1,3 м³/сут.

В скважине 524-Ог в марте 2019 года из интервала 870,0-920,0 м, 920,0-970,0 м, 980,0-1085,0 м (-780,5 - -781,4 м, -781,4 - -781,7 м, -781,7 - -780,1 м) приток нефти с водой дебитами 9,9 м³/сут и 17,1 м³/сут соответственно.

Самая нижняя отметка продуктивного коллектора установлена в скважине 145-Ог на отметке -790,1 м, а самая верхняя отметка водонасыщенного коллектора -790,6 м – в скважине 70-Ог.

Скважины 64-Ог, 180-Ог, 142-Ог, 55-Ог, 182-Ог, 187-Ог, 510-Ог, 529-Ог, 187-Ог вскрыли ВНК на соответствующих отметках -790,5 м, -786,5 м, -787,7 м, -790,0 м, -789,3 м, -788,2 м, -787,6 м, -787,6 м.

Таким, образом, ВНК по залежи принят в диапазоне колебания от -787,0 м до -793,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически-экранированная.

Среднеальбский продуктивный горизонт (K1al2)

В разрезе горизонта выделена одна продуктивная пачка al₂ 2, которая содержит три продуктивных пласта al₂ 2-1, al₂ 2-2, al₂ 2-3.

Продуктивная пачка 2

Продуктивный пласт 2-1. Залежь выявлена только на Западном блоке.

В разведочный период залежь была опробована в скважинах 19-ЗМ, 56-ЗМ, 57-ЗМ, 58-ЗМ.

В скважине 19-ЗМ в феврале 2014 года опробован пласт до абсолютной отметки -1034,7 м (интервал глубин 1006,0-1008,0 м, 1010,0-1017,0 м) и при 8 мм штуцере получен приток нефти с водой с дебитами 27,4 м³/сут и 2,16 м³/сут соответственно, по данным ГИС ВНК подсечен на отметке -1038,3 м.

Скважина 56-ЗМ с декабря 2013 года по февраль 2014 года была в опробовании в интервале глубин 1183,0-1193,0 (-1027,9 - -1035,9) м, при 8 мм штуцере получен приток нефти с водой с соответствующими дебитами 15,9 м³/сут и 19,7 м³/сут. В июне-июле 2014 года был дострелян вышележащий интервал 1177,0-1179,0 (-1023,1 - -1024,7) м, дебиты нефти и воды при 7 мм штуцере составили 10,4 м³/сут и 22,4 м³/сут соответственно. По данным ГИС-к получение воды связано с заколонным перетоком из-за некачественного цементажа. ВНК по ГИС установлен на отметке -1038,2 м.

В скважине 57-ЗМ опробован интервал 1269-1272,0 м 1278,0-1288,0 м (-1026,8 - -1028,8 м, -1032,8 - -1039,5 м), из которого при 7 мм штуцере получен приток нефти с водой с дебитами 13,4 м³/сут и 15,37 м³/сут соответственно. Вода, возможно, подтянута по заколонному пространству из-за частичного сцепления цемента с колонной. По

интерпретации ГИС нефтенасыщенные пласты-коллекторы выделены до отметки -1041,6 м – это наиболее низкая отметка продуктивного коллектора. Кровельная отметка верхнего водонасыщенного коллектора отбивается на отметке -1044,1 м.

В скважине 58-ЗМ в декабре 2014 года получен безводный приток нефти из интервала 1011,0-1013 (-1029,4-1031,4) м (дебит нефти 1,5 м³/сут при 7 мм штуцере). Затем в сентябре 2014 года опробован интервал в интервале 1017,0 -1021,0 (-1035,4 - -1039,4) м, из которого получен приток пластовой воды (5,2 м³/сут) с нефтью (2,8 м³/сут). По данным ГИС-к вода поступает по заколонному пространству. ВНК по данным ГИС отбивается на отметке -1040,8 м.

В последующие годы были опробованы скважины 59-ЗМ, 67-ЗМ, 82-ЗМ, 83-ЗМ, 342-ЗМ, 348-ЗМ, 360-ЗМ, 362- ЗМ, 364-ЗМ, 380-ЗМ, 398-ЗМ до соответствующих абсолютных отметок -1036,2 м, -1030,3 м, -1035,4 м, -1033,1 м, -1033,4 м, -1031,2 м, -1028,5 м, -1034,1 м, -1029,3 м, -1028,7 м, -1032,1 м были получены притоки нефти с водой.

По данным ГИС ВНК вскрыт скважинами 59-ЗМ, 67-ЗМ, 81-ЗМ, 83-ЗМ, 348-ЗМ, 364-ЗМ на соответствующих абсолютных отметках -1037,6 м, -1035,8 м, -1037,4 м, -1037,3 м, -1039,1 м, -1036,2 м.

ВНК принят наклонным от -1036,0 м на северо-западе по верхней отметке воды в скважине 67-ЗМ далее на юго-запад на отметке -1037 м по скважине 83-ЗМ, далее на отметке -1038,0 м по скважине 19-ЗМ и на востоке – на отметке -1042,0 м по скважине 57-ЗМ.

Залежь пластовая сводовая, подстилается водой.

Продуктивный пласт 2-2. Продуктивность пласта установлена только на Западном блоке. Залежь газовая.

В июле 2014 года была опробована скважина 57-ЗМ, в которой из интервала 1346,0-1348,0 (-1079,7-1081,1) м получен приток газа дебитом 50 тыс. м³/сут через 8 мм штуцер. По ГИС в скважине в интервале опробования выделен газонасыщенный пласт с подошвенной отметкой -1081,0 м.

В скважинах 19-ЗМ, 56-ЗМ, 59-ЗМ, 60-ЗМ, 62-ЗМ, 63-ЗМ, ЮЗМ-1 пласты-коллекторы заглинизированы.

В скважинах 58-ЗМ и 64-ЗМ – водонасыщены с кровельных отметок -1088,3 м и -1084,1 м соответственно.

В скважинах 83-ЗМ и 398-ЗМ подошвы газонасыщенных пластов-коллекторов отбиваются на отметках -1082,2 м и -1079,5 м, а кровли водонасыщенных – на отметках -1083,1 м и -1082,4 м соответственно.

В скважинах 59-3М, 67-3М газонасыщенные коллекторы выделены до соответствующих отметок -1081,2 м, -1081,1 м, в остальных скважинах (81-3М, 82-3М, 342-3М, 346-3М, 348-3М, 360-3М, 362-3М, 380-3М, 396-3М) подошвы продуктивных коллекторов установлены на более высоких отметках.

ГВК залежи принят на отметке -1082,2 м по скважине 83-3М.

Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная.

Пласт al2-3. Продуктивность пласта установлена по данным интерпретации ГИС только на Западном блоке. Скважины не опробованы.

Нефтяная залежь делится зонами литологического замещения, образованными скважинами 348-3М, 59-3М, 326-3М, 56-3М, Ю3М-1, на три участка. В пределах первого участка пробурены две скважины 67-3М и 83-3М, в которых нефтенасыщенные коллекторы выделены до отметок -1095,7 м и -1100,0 м. Водонасыщенные коллекторы выделены в скважине 67-3М с отметки -1099,8 м. ВНК принят на отметке -1100 м.

Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная.

Второй участок продуктивности в районе скважины 57-3М, оконтурен по результатам бурения скважин 82-3М, 360-3М, 346-3М, 19-3М, 380-3М, 362-3М, 81-3М, 396-3М, 342-3М, 57-3М, 60-3М, 398-3М. В скважинах выделены только продуктивные коллекторы, водонасыщенные пласти не вскрыты ни в одной из скважин. Наиболее низкая отметка нефтенасыщенности -1105,2 м установлена в скважине 60-3М, во всех остальных скважинах подошвы продуктивных коллекторов установлены на более высоких отметках.

УВНК был принят условно на отметке -1105,0 м.

Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная.

В пределах третьего продуктивного участка пробурены скважины 62-3М, 63-3М, 64-3М, 58-3М.

В скважине 63-3М при опробовании интервала 1269,5-1271,1 (-1088,1 - -1089,3) м получен непромышленный приток нефти с водой с соответствующими дебитами 0,7 м³/сут и 0,22 м³/сут. Всего в период освоения добыто 42 м³ жидкости, из которых 5,3 м³ нефти и 36,1 м³ воды. По ГИС коллекторы нефтенасыщены до отметки -1096,5 м, а с отметки -1097,1 м водонасыщены.

В скважине 64-3М аналогично получен непромышленный приток нефти (0,5 м³/сут) с водой (0,44 м³/сут) из интервала опробования 1204,5-1206,0 м (-1087,7 - -1088,9) м. Всего в период освоения добыто 16 м³ жидкости, из которых 9,2 м³ нефти и 5,84 м³ воды. По ГИС подошва нижнего нефтенасыщенного коллектора установлена на отметке -1096,6 м, а кровля верхнего водонасыщенного на отметке -1097,1 м. В скважине 62-3М подошва

нефтенасыщенного пласта отбивается на отметке -1093,1 м. В скважине 58-3М выделены водонасыщенные пласти с отметки -1097,7 м.

ВНК принят на отметке -1097,0 м.

Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная.

Нижнеальбский продуктивный горизонт

Продуктивная пачка al3

В разрезе горизонта выделена продуктивная пачка al3, в которой прослеживается три пласта, из которых продуктивным является пласт al3-3.

Пласт al3-3. Залежи нефти установлены во всех трех блоках месторождения (блок Огайское, Восточный блок, Западный блок).

Блок Огайское. В 32-х скважинах коллекторы замещены глинистыми породами.

Нефтенасыщенный коллектор небольшой толщины выделен всего в 5-ти скважинах 20-Ог, 30-Ог, 143-Ог, 510-Ог, 64-Ог, залежь связана с двумя полулинзами.

Залежь в районе скважин 20-Ог, 30-Ог установлена опробованием в скважине 30-Ог, в которой в июле 1982 года из интервала 1051,0-1054,0 (-1078,3 - -1081,3) м получен приток нефти с газом дебитами 13,7 м³/сут и 6,0 тыс. м³/сут через 7 мм штуцер. По данным ГИС пласт представлен одним коллектором в интервале 1051,8-1053,6 (-1079,1 - -1080,9) м.

В скважине 20-Ог подошва нефтенасыщенного пласта отбивается на отметке -1074,8 м.

ВНК по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 30-Ог -1081,0 м.

Залежь в районе скважин 143-Ог, 64-Ог, 510-Ог установлена по результатам ГИС. Наиболее низкая отметка продуктивного коллектора -1084,3 м установлена в скважине 64-Ог, а в скважине 31-Ог кровельная отметка воды -1088,1 м.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 64-Ог -1084,0 м.

Залежь прерывистая, представлена отдельными полулинзами.

Западный блок. В период разведки залежь установлена опробованием скважин 19-3М, 56-3М, 58-3М, 59-3М.

В скважине 19-3М в мае 2013 года при опробовании интервала 1231,7-1237,0 (-1249,4 - -1254,7) м получена нефть с водой дебитами 75 м³/сут и 6 м³/сут соответственно через 7 мм штуцер. По ГИС скважина вскрыла ВНК на отметке -1256,8 м.

В скважине 56-3М в декабре того же года из интервала 1455,0-1459,0 (-1250,2 - -1252,7) м получен приток нефти 13 м³/сут через 8 мм штуцер. По результатам ГИС обработки подошва нижнего нефтенасыщенного пласта установлена на отметке -1255,6 м, а кровля водонасыщенного – на отметке -1256,2 м.

В скважине 58-3М (07-21.08.2014 г.) при опробовании из интервала 1237,5-1239,0 (-1255,9 - -1257,4) м при 9 мм штуцере получен приток нефти с водой, с соответствующими дебитами 6,5 м³/сут и 5,4 м³/сут, что соответствует интерпретации ГИС, скважина вскрыла ВНК на отметке -1257,5 м.

В скважине 59-3М при опробовании интервала 1235,5-1240,0 (-1252,7 - -1257,2) м в декабре 2014 года через 7 мм штуцер получен приток нефти с водой, дебитами 29,5 м³/сут и 5,3 м³/сут, соответственно. По ГИС подошвенная отметка продуктивного коллектора отбивается на отметке -1257,3 м, а кровля водонасыщенного – на отметке -1259,7 м.

В последующие годы залежь опробована скважинами 56-3М, 81-3М, 82-3М, 362-3М, 380-3М, 62-3М, во всех скважинах, кроме последней, получены притоки нефти с водой различной интенсивности.

В скважине 62-3М из интервала перфорации 1522,7-1523,9 (-1254,3 - -1255,2) м притока не получено. По ГИС в скважине 62-3М коллекторы продуктивны до отметки -1256,8 м, а отметки -1259,3 м – водонасыщены.

ВНК залежи принят на отметках -1254,0-1257,0 м.

Залежь пластовая сводовая.

Восточный блок тектоническими нарушениями разделен на три блока, в пределах которых выделено 5 залежей. На I и III блоки приходится по две залежи, II блок содержит одну нефтяную залежь.

В I блоке нефтяная залежь зоной литологического замещения, образованной скважинами 26 и 35, разделена на два участка.

В пределах первого участка залежь выявлена по результатам опробования скважин 6, 10, 11, 12, 15, 17, 21, 23 и 24.

В скважине 6 в феврале 1966 года получен приток газа с нефтью с соответствующими дебитами 2,6 тыс.м³/сут и 98,5 м³/сут через 7 мм штуцер из интервала опробования 1178,0-1182,0 (-1204,2 - -1208,2) м.

В скважине 10 из совместного интервала опробования 1170,5-1176,5 м, 1248,0-1263,0 м (-1191,0 - -1197,0 м, -1265,8 - -1283,5 м) залежей K_{1a}+K_{1al} 3-3 в июне 2005 года получен приток газа с нефтью с соответствующими дебитами 2,2 тыс.м³/сут и 102,0 м³/сут через 7 мм штуцер, при реперфорации интервала в декабре 2005 года получен приток нефти дебитом 81,5 м³/сут.

В скважинах 11 (03.2006 г.), 12 (01.2006 г.) и 23 (11.2003 г.) из соответствующих интервалов 1220,0-1226,0 (-1187,6 - -1193,1) м, 1213,5-1220,0 (-1189,9 - -1195,8) м и 1186,0-

1190,0 (-1206,2 - -1210,2) м получены безводные приток нефти дебитами 82,23 м³/сут, 96,06 м³/сут и 38,0 м³/сут соответственно.

В скважине 21 из интервала опробования 1182,5-1187,0 (-1200,6 - -1205,1) м, при 8 мм штуцере получен фонтанный приток нефти с водой с дебитами 41,1 м³/сут и 4,1 м³/сут соответственно.

В скважинах 15 и 24 были опробованы совместно залежи К_{1a}+К_{1al1} 3-3 и до соответствующих абсолютных отметок -1200,1 м и -1210,3 м получены притоки нефти с водой.

В скважине 17, пробуренной в присводовой части, выделены два пласта в интервалах 1176,3-1179,4 м (-1196,3-1199,4 м) и 1179,4-1180,6 м (-1199,4-1200,6) м. По данным ГИС раздел нефть-вода фиксируется на отметке -1199,4 м. Водонасыщенная толщина составляет 1,2 м. По заключению ГИС-к 2006 года, глубина 1179,5 м (-1199,4 м) определяется как кровля промытой зоны, то есть имеет место прорыв воды. При этом скважина вступила в разработку в декабре 2012 г. На северо-западе от нее расположена скважина 12, которая эксплуатируется с 2006 года. В связи с чем, водонасыщенный пласт-коллектор (1179,4-1180,6 м), выделенный по материалам промыслового-геофизических исследований, принимается как обводненный. По состоянию на 01.01.2016 г скважина находилась в бездействии в связи с высокой обводненностью (96,4 %).

По ГИС наиболее низкая отметка продуктивного коллектора -1210,4 м установлена в скважине 23, а скважины 6Д и 24 вскрыли ВНК на соответствующих отметках -1205,6 м и -1209,3 м.

ВНК на этом участке принят наклонным от -1206,0 м до -1210,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

В пределах второго участка пробурена скважина 22, в которой при опробовании интервала 1193,5-1197,5 (-1213,3 - -1217,3) м был получен приток нефти с водой дебитами 5,9 м³/сут и 4 м³/сут соответственно.

Поступление воды предположительно связано с негерметичностью эксплуатационной колонны, которая фиксируется по данным ГИС на глубине 1214,8 м, а также с близостью тектонического нарушения. По данным открытого ствола пласт представлен одним пластом коллектором с эффективной нефтенасыщенной толщиной 5,4 м, с Кнг – 0,88. Подошва пласта выделена на отметке -1218,8 м. ВНК принят на отметке -1219,0 м

Залежь пластовая, тектонически и литологически экранированная.

II блок. Залежь установлена по результатам опробования скважины 9, где из интервала 1184-1192,7 (-1208,3-1217,0) м получен приток нефти с водой. Получение воды связано с тем, что перфорирована водонасыщенная часть пласта. По данным ГИС ВНК фиксируется на глубине -1216,8 м. ВНК принимается на отметке -1217 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

В III блоке установлены две локальные залежи по результатам бурения скважин 1 и 7.

В скважине 1 при опробовании интервала 1194-1200 (-1216,8 - -1222,8) м получен приток нефти дебитом 8,3 м³/сут, по данным ГИС пласт полностью нефтенасыщен до отметки -1223,4 м, которая и принята за отметку ВНК для данной залежи.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

В скважине 7 по данным интерпретации ГИС ВНК определен на отметке -1216,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Аптский продуктивный горизонт - К₁а.

Продуктивность горизонта установлена во всех трех блоках месторождения: в блоке Огайское, Западном и Восточном блоках.

Блок Огайское. Залежь газонефтяная, продуктивность газовой шапки установлена испытанием в эксплуатационной колонне интервала 1120,0-1125,0 (-1147,3-1152,3) м в скважине 30-Ог, в которой был получен приток газа дебитом 150 тыс. м³/сут на 11 мм штуцере из пласта, подошва которого по ГИС отбивается на отметке -1152,5 м.

В скважинах 20-Ог, 64-Ог, 143-Ог, 148-Ог, 149-Ог, 159-Ог, 171-Ог по данным ГИС подошвы газонасыщенных пластов находятся на отметках -1149,6 м, -1152,1 м, -1153,0 м, -1147,8 м, -1153,2 м, -1148,8 м, -1152,6 соответственно.

В скважинах 180-Ог и 510-Ог вскрыты газонасыщенные коллекторы до соответствующих отметок -1152,3 м и -1151,4 м, а соответственно с отметок -1152,7 м и -1152,5 м – нефтенасыщенные.

ГНК принимается по данным ГИС и опробования на отметке -1153,0 м.

В период разведки нефтеносность залежи установлена опробованием скважины 1-Ог, в которой из интервала 1176,0-1182,0 (-1201,5 - -1207,5) м через 7 мм штуцер получен безводный приток нефти дебитом 24 м³/сут.

Результаты опробования скважин 31-Ог, 32-Ог, 33-Ог, 50-Ог подтвердили нефтеносность залежи, во всех скважинах при опробовании получены безводные притоки нефти.

Скважины 31-Ог, 32-Ог, 33-Ог, 50-Ог опробованы до соответствующих отметок -1158,7 м, -1194,9 м, -1172,6 м, -1177,0 м и при 6-7 мм штуцерах получены притоки нефти дебитами 64,15 м³/сут, 26,9 м³/сут, 17,87 м³/сут, 35,33 м³/сут соответственно. По ГИС подошвы продуктивных коллекторов в этих скважинах установлены на отметках -1158,7 м, -1195,0 м, -1173,1 м, -1176,5 м соответственно.

Позднее в эксплуатационный период опробование проведено в скважинах 54-Ог, 55-Ог, 70-Ог, 73-Ог, 74-Ог, 75-Ог, 78-Ог, 79-Ог, 142-Ог, 145-Ог, 155-Ог, 167-Ог, 170-Ог, 175-Ог, 177-Ог, 178-Ог, практически во всех скважинах в добываемой продукции присутствует вода. Наиболее низкая отметка получения продукта -1201,0 м находится в скважине 170-Ог. В скважине 75-Ог из интервала 1394,5-1396,7 м, 1388,8-1393,3 м (-1181,6 - -1183,1 м, -1177,7 - -1180,8 м) притока не получено, а в скважине 178-Ог из интервала 1304,5-1309,5 (-1185,8 - -1189,8) м получен приток воды.

Помимо самостоятельного опробования залежь была опробована еще и с нижележащими неокомскими залежами в скважинах 33-Ог, 72-Ог, 76-Ог, 77-Ог, 143-Ог, 162-Ог, получены притоки нефти с водой, наиболее низкая отметка получения продукта -1197,2 м в скважине 77-Ог.

Согласно интерпретации ГИС наиболее низкие отметки нефтенасыщенных коллекторов -1206,0 м и -1208,0 м установлены в скважинах 170-Ог и 1-Ог, отметка последней скважины принята за ВНК залежи.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Западный блок. Залежь осложнена разрывным нарушением f_7 , протянутым от скважины 64-ЗМ в связи с необходимостью разделения структуры на три блока из-за разности результатов опробования. На одних и тех же гипсометрических отметках получен флюид с разным характером насыщения – вода, нефть, газ.

Блок I. В скважине 64-ЗМ при опробовании интервала 1534,2-1536,3 (-1337,4 - -1339,0) м была получена пластовая вода. Кровля водонасыщенного коллектора при этом отбивается на отметке -1337,2 м.

В соседней скважине 62-ЗМ по ГИС выделены только выдонасыщенные пропластки, кровельная отметка верхнего - -1350,9 м.

Блок II. В пределах блока пробурено пять скважин, из которых одна скважина 57-ЗМ оказалась за контуром продуктивности, скважина вскрыла водонасыщенные коллектора с отметки -1355,1 м.

Нефтеносность блока установлена по результатам опробования скважины 396-ЗМ, в которой горизонт К₁а был опробован совместно с нижележащим неокомским горизонтом

1-А. При опробовании интервала 1517,0-1520,0 м, 1541,0-1546,0 м (-1343,2 - -1345,5 м, -1361,9 - -1365,8 м) получен приток нефти с водой. Подошва нефтенасыщенного коллектора -1345,6 м, кровля водонасыщенного - -1349,8 м.

В скважине 59-3М при опробовании интервала 1327,5-1330,4 м (-1344,7 - -1347,6 м) получен приток нефти расчетным дебитом 26,9 м³/сут. По ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора -1347,4 м, кровля водонасыщенного - -1353,3 м.

В скважинах 62-3М, 81-3М подошвы нефтенасыщенных коллекторов установлены на соответствующих отметках -1346,0 м, -1345,2 м, а кровли водонасыщенных - -1349,8 м, -1347,0 м.

ВНК в этом блоке принят на отметке -1347,0 м.

Блок III. В скважине 58-3М по опробованию из интервала 1320,5-1324,0 (-1338,4-1342,4) м был получен газ дебитом 54,2 тыс. м³/сут. В этой же скважине при опробовании интервала 1327-1328,5 (-1345,4-1346,9) м получен приток пластовой воды дебитом 13,9 м³/сут. По ГИС подошва газонасыщенного пласта отбивается на отметке -1342,8 м, а кровля водонасыщенного – с отметки -1345,4 м.

При опробовании скважины 56-3М газ дебитом 24 тыс. м³/сут был получен до отметки -1339,9 м (подошва газонасыщенного пласта по ГИС отбивается при этом на отметке -1342,3 м).

В скважинах 19-3М, 56-3М, 58-3М, 346-3М, 360-3М и 380-3М ниже газовых выделены только водяные коллектора. В скважинах 19-3М, 56-3М, 58-3М, 346-3М подошвы газонасыщенных коллекторов отбиваются на отметках -1342,5 м, -1342,3 м, -1342,8 м, -1339,4 м, а кровли водонасыщенных – с отметок -1343,4 м, -1344,3 м, -1345,4 м, -1342,0 м соответственно. ГВК в скважинах 360-3М и 380-3М установлен на отметках -1342,7 м и -1343,0 м соответственно.

Самая низкая подошва газонасыщенного по ГИС пласта фиксируется в скважине 58-3М на отметке -1342,8 м.

ГВК в этом блоке принят на отметке -1343,0 м.

Залежь является пластовой сводовой.

Восточный блок. В блоке I продуктивность горизонта установлена опробованием скважин 1, 6, 10, 12, 15, 21, 22, 23, 26, где были получены притоки безводной нефти. В скважинах 6Д, 7, 11, 13, 17, 24 и 35 получены притоки нефти с водой. Надо отметить, что в большинстве скважин, в которых получены притоки нефти с водой, это связано с заколонными перетоками по данным ГИСк. По результатам опробования скважины 7, где получен приток нефти с водой из интервала 1270-1273 (-1293,2-1296,2) м, пластовая вода

поступает из нижнего водоносного пласта из-за отсутствия цементного камня за колонной. В скважине 8, по данным ГИС, пласты-коллекторы водонасыщены с отметки -1298,6 м.

Раздел нефть-вода по данным промыслового-геофизических исследований фиксируется в скважинах 35, 22 и 26 на отметках -1298,4 м, -1298,6 м и -1299,3 м соответственно.

ВНК принимается на отметке -1299,0 м.

Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Блок II. Залежь установлена по данным интерпретации ГИС в скважине 9, в которой определен ВНК на отметке -1296,1 м.

По типу природного резервуара залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Неокомский продуктивный горизонт

В разрезе неокомского горизонта выделено 5 продуктивных пачек (1, 2, 3, 5, 6).

Продуктивная пачка 1

В продуктивной пачке 1 выделено два продуктивных пласта 1-А и 1-Б.

Пласт 1-А. Продуктивность пласта установлена в пределах блоков Огайское, западное и Восточное.

Блок Огайское. Залежь зоной глинизации, образованной скважинами 30-Ог, 149-Ог, 78-Ог, 32-Ог, 70-Ог, 79-Ог, 175-Ог, поделена на два участка. Наибольший по площади первый участок, кроме вышеуказанной зоны глинизацией, ограничен еще одной зоной непроницаемости (в скважинах 142-Ог, 177-Ог, 178-Ог отсутствует коллектор).

Продуктивность на этом участке установлена опробованием скважин 33-Ог и 53-Ог.

В скважине 53-Ог приток безводной нефти получен до отметки -1177,1 м, нефтенасыщенный коллектор выделен до отметки -1177,2 м.

В скважине 50-Ог пласт 1-А, по данным ГИС, выделен в интервале 1163,2-1168,4 (-1184,2 - -1189,4) м. При совместном опробовании пласта 1-А (1164,5-1168,5 м) с пластом 1-Б (1171,3-1175,9 м), получен приток нефти дебитом 16,1 м³/сут. По данным профиля притока все интервалы работают нефтью. При этом, на долю пласта 1-А приходится 42,9 % от общего дебита.

В скважине 52-Ог при опробовании получена пленка нефти с водой до отметки -1192,1 м. По данным интерпретации ГИС нефтенасыщенные пласты выделяются до отметки -1191,8 м.

В эксплуатационный период опробование проведено в скважинах 33-Ог, 76-Ог, 77-Ог, 159-Ог, 162-Ог, 517-Ог, как самостоятельно, так и совместно с пластами К₁а, К₁нс 1-Б, К₁нс 2.

По данным ГИС наиболее низкая отметка нефти -1204,6 м установлена в скважине 77-Ог, а в скважине 170-Ог - верхняя отметка воды -1207,9 м.

ВНК принят на отметке -1208,0 м.

На втором участке продуктивность установлена опробованием скважины 72-Ог, в которой при опробовании интервала 1304,5-1311,0 (-1185,6 - -1190,8) м получен дебит нефти с водой составил 5,07 м³/сут. По данным интерпретации ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены до отметки -1192,0 м.

В скважине 34-Ог при совместном опробовании с пластом К₁нс 1-Б получен безводный приток нефти дебитом 19,3 м³/сут через 7 мм штуцер. По ГИС пластины нефтенасыщены до абсолютной отметки -1173,2 м.

Нефтенасыщенные пластины выделены также в скважинах 64-Ог, 143-Ог, 34-Ог, 31-Ог, 510-Ог, 179-Ог, 1-Ог, наиболее низкая отметка продуктивности -1219,1 м установлена в скважине 1-Ог. В скважине 74-Ог выделены водонасыщенные коллекторы с отметки -1212,2 м.

В скважине 155-Ог пластины заглинизированы.

ВНК принят в районе скважины 74-Ог на отметке -1212,0 м, в районе скважины 1-Ог - на отметке -1219,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Западный блок. Пробуренные в блоке I скважины 63-ЗМ и 64-ЗМ с кровельных отметок -1388,2 м и -1366,0 м водонасыщенные.

Скважина 64-ЗМ была опробована в январе 2017 года, с отметки -1366,5 м получен приток пластовой воды.

Блоки II. Продуктивность блока доказана данными скважины 396-ЗМ, где при совместном с аптским горизонтом опробовании из интервала 1517 -1520 м (-1343,2 - -1345,5 м) был получен приток нефти с водой дебитами 15,5 м³/сут и 1,7 м³/сут, на штуцере диаметром 8 мм. По ГИС в скважине выделены нефтенасыщенные пластины до отметки -1370,8 м, а с отметки -1372,7 м – водонасыщенные.

При опробовании интервала 1675,0-1676,4 (-1362,3 - -1363,3) м в скважине 62-ЗМ по заколонному перетоку из водоносной части пласта получен приток воды. По ГИС в интервале опробования выделены два нефтенасыщенных коллектора 1675,2-1678,6 м;

1686,7-1689,9 м (-1362,4 - -1364,9 м; -1370,6 - -1372,9 м), в подошвенной части выделен водонасыщенный коллектор 1691,4-1701,3 (-1374,0 - -1381,0 м).

В скважине 81-3М коллекторы нефтенасыщены до отметки -1371,9 м, а с отметки -1372,8 м. В скважине 59-3М водонасыщенные пропластки выделяются с отметки -1370,6 м.

ВНК в этом блоке принимается в диапазоне отметок -1371,0 - -1373,0 м.

Скважины в блоке III не опробованы. В скважинах 380-3М, 360-3М, 19-3М выделены только продуктивные коллекторы до соответствующих отметок -1361,3 м, -1366,0 м, -1369,2 м.

В скважине 346-3М пластины нефтенасыщены до отметки -1367,6 м, а с отметки -1368,0 м – водонасыщены.

В скважине ЮЗМ-1 пластины с кровли -1369,9 м водонасыщены.

В скважинах 56-3М и 58-3М коллекторы замещены глинистыми пропластками.

ВНК в этом блоке принимается на отметке -1369 м по наиболее низкой отметке нефтенасыщенного по данным ГИС в скважине 19-3М.

Восточный блок. Пласт не опробован, нефтеносность установлена по данным ГИС. В двух скважинах (15, 13) выделены нефтенасыщенные коллекторы, в одиннадцати скважинах (6, 7, 8, 9, 10, 14, 21, 22, 23, 24, 25) – водонасыщенные, а в остальных (1, 11, 12, 17, 26, 35, 6Д) - коллекторы замещены непроницаемыми пропластками.

Залежь в районе скважины 15 установлена по данным интерпретации ГИС, в которой нефтенасыщенный пласт-коллектор толщиной 2,3 м выделен до отметки -1295,0 м. Водонасыщенные пластины не вскрыты. ВНК принимается условно на отметке -1295,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Также, в районе скважины 13 выделяется небольшая залежь, продуктивность которой предполагается по данным промыслово-геофизических исследований.

В скважине 13 выделяется только нефтенасыщенный по ГИС коллектор толщиной 1,3 м до глубины -1293,2 м. ВНК принимается условно на отметке -1293,0 м.

Залежь пластовая и литологически экранированная.

Пласт 1-Б. Продуктивность пласта установлена в блоках Огайское и Западное.

Блок Огайское. Газоносность блока доказан результатами опробования скважины 30-Ог, в которой при опробовании интервала 1134,0-1139,0 (-1161,3 - -1166,3) м в июне 1982 года получен приток газа с нефтью с ориентировочными дебитами 8,0 тыс.м³/сут и 28,0 м³/сут на 5 мм штуцере. По ГИС ГНК отбивается на отметке -1167,2 м, нефтенасыщенные толщины – до отметки -1170,6 м.

По результатам интерпретации геофизических кривых газонасыщенные коллекторы выделены в скважинах 134-Ог, 141-Ог, 148-Ог, 20-Ог, 159-Ог, 149-Ог, 171-Ог, 143-Ог, 31-Ог.

В скважинах 141-Ог, 149-Ог, 171-Ог, 143-Ог ГНК установлен на соответствующих отметках -1166,8 м, -1666,6 м, -1167,5 м, -1167,0 м.

В скважинах 134-Ог и 31-Ог газонасыщенные пропластки выделены до -1166,5 м и 1167,4 м, а нефтенасыщенные с отметок -1168,8 м и -1167,6 м соответственно.

Скважины 148-Ог и 20-Ог вскрыли газонасыщенные коллекторы до соответствующих отметок -1165,8 и -1162,2 м.

В скважине 159-Ог по ГИС выделены нефтенасыщенные пропластки с кровельной отметки -1167,2 м, что послужило причиной разделения газовой шапки на две части, но с одним уровнем ГНК на отметке -1167,0 м.

При опробовании скважин 31-Ог, 33-Ог, 50-Ог получены притоки нефти.

В скважине 31-Ог из интервала 1502,0-1520,0 (-1166,6 - -1176,8) м в августе 2012 года получен безводный приток нефти дебитом 26,46 м³/сут через 7 мм штуцер. По ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены до отметки -1176,7 м.

В скважине 33-Ог в том же году получен приток нефти с водой из интервала 1521,0-1538,0 (-1193,7 - -1204,1) м. По ГИС коллекторы нефтенасыщены до отметки -1203,6 м

В скважине 50-Ог приток нефти дебитом 3,36 м³/сут (дебит воды не замерен) получен при опробовании интервала 1171,3-1175,9 (-1192,3 - -1196,9) м в феврале 2014 года. Нефтенасыщенные пласти выделены по ГИС до отметки -1196,6 м.

В скважине 34-Ог при совместном опробовании с вышележащей залежью К₁nc 1-А получен приток безводной нефти дебитом 19,3 м³/сут на 7 мм штуцере до отметки -1178,3 м. Нефтенасыщенные коллекторы выделены по ГИС до отметки -1186,3 м.

В скважинах 55-Ог и 143-Ог получены притоки нефти с водой до соответствующих отметок -1193,4 м и -1152,4 м. По ГИС подошвы нефтенасыщенных пластов отбиваются на отметках -1194,8 м и -1171,4 м.

Наиболее низкая отметка нефтенасыщенного коллектора -1231,1 м установлена в скважине 170-Ог, а в скважине 1-Ог кровля водонасыщенного пласта – на отметке -1222,8 м.

В скважинах 75-Ог, 52-Ог, 51-Ог, 54-Ог, 162-Ог, 155-Ог, 178-Ог, 77-Ог, 79-Ог, 175-Ог, 70-Ог, 32-Ог, 74-Ог коллекторы по ГИС не выделяются.

Учитывая вышеприведенные данные, ВНК принимается наклонным от отметки -1223,0 м в восточной части залежи по кровле водонасыщенного коллектора в скважине 1-Ог и до -1231,0 м в западной части скважин 170-Ог, 177-Ог, 79-Ог.

Залежь по типу природного резервуара пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

На *Западном блоке* залежь выявлена по данным интерпретации ГИС в блоках II и III.

Блок II. В пределах блока пробурено пять скважин (59-3М, 57-3М, 81-3М, 396-3М, 62-3М), из них в двух скважинах 59-3М, 57-3М выделены водонасыщенные пропластки, наиболее высокая отметка водонасыщенного коллектора установлена в скважине 59-3М на отметке -1395,3 м.

В скважине 62-3М выделены только продуктивные коллекторы до абсолютной отметки -1394,3 м.

Скважина 81-3М вскрыла ВНК на отметке -1396,3 м.

В скважине 396-3М коллектора отсутствуют.

С учетом приведенных данных, можно заключить, что диапазон колебания ВНК небольшой от -1395,0 м до -1396,0 м.

Блок III. Залежь в районе скважины 19-3М оконтурена по результатам бурения пяти скважин 19-3М, 360-3М, 346-3М, ЮЗМ-1, 380-3М. Наиболее низкая отметка продуктивного коллектора -1392,0 м определена в скважине 19-3М, которая принята за УВНК этой залежи.

УВНК (-1388,0 м) для залежи в районе скважины 58-3М принят по подошвенной отметке нефтенасыщенного коллектора этой скважины -1388,3 м.

В скважине 56-3М пластины водонасыщены с кровли -1386,5 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Пачка 2. Залежь нефти установлена только в пределах *блока Огайское*.

Продуктивность доказана опробованием скважин 20-Ог, 30-Ог, 31-Ог, 51-Ог, 52-Ог.

В скважине 20-Ог в ноябре 2012 года опробован интервал 1178,0-1193,0 (-1193,1 - -1207,4) м и получен безводный приток нефти дебитом 8,0 м³/сут. В следующем месяце из вышележащего интервала 1160,0-1170,0 (-1176,0 - -1185,5) м получен фонтан нефти дебитом свыше 90 м³/сут при 9 мм штуцере. По ГИС в скважине в интервалах опробования выделено четыре нефтенасыщенных пласта, подошва нижнего отбивается на отметке -1207,6 м.

В скважине 31-Ог аналогично получен фонтан безводной нефти дебитом 45,28 м³/сут при 7 мм штуцере из интервала опробования 1540,0-1565,0 (-1188,2 - -1202,5) м. По ГИС также выделены нефтенасыщенные коллекторы до отметки -1207,0 м.

В скважине 30-Ог на устье отмечалось слабое газопроявление при простреле интервала 1174,0-1180,0 (-1201,3 - -1207,3) м, по ГИС в скважине выделены нефтенасыщенные пропластки до отметки -1200,0 м.

В скважине 51-Ог из интервала 1233,0-1257,4 (-1196,2 - -1218,1) м получен приток нефти с водой с соответствующими дебитами 34,86 м³/сут и 27,6 м³/сут при 8 мм штуцере. По ГИС нефтенасыщенные коллекторы установлены до отметки -1218,3 м, а с отметки -1219,8 м – водонасыщенные.

В скважине 52-Ог получена пленка нефти с водой при опробовании интервала 1328,5-1333,3 (-1215,5 - -1219,2) м. По ГИС нефтенасыщенные коллекторы установлены до отметки -1218,8 м, а с отметки -1222,3 м – водонасыщенные.

В скважине 55-Ог коллекторы замещены непроницаемыми разностями.

В скважинах 76-Ог, 51-Ог, 52-Ог, расположенных на западе, уровень ВНК колеблется от -1213,5 м до -1219,0 м.

Скважина 76-Ог вскрыла ВНК на отметке -1213,5 м, а в скважинах 51-Ог и 52-Ог нефтенасыщенные отметки выделены до отметок -1218,3 м и -1218,8 м, водонасыщенные – с отметок -1219,8 м и -1222,3 м.

ВНК скважин 53-Ог, 54-Ог, 146-Ог, 162-Ог, 142-Ог, 33-Ог, 50-Ог, расположенных на северо-западе и севере, принят на усредненной отметке -1217,0 м, за исключением района скважины 53-Ог, где контакт опускается до -1220,0 м. По ГИС скважин 53-Ог, 54-Ог, 146-Ог, 162-Ог, 142-Ог, 33-Ог, 50-Ог нефтенасыщенные коллекторы установлены до соответствующих отметок -1220,3 м, -1216,3 м, -1215,4 м, -1215,9 м, -1216,6 м, -1212,9 м, -1216,1 м, а с отметок -1220,7 м, -1217,3 м, -1217,1 м, -1218,4 м, -1217,1 м, -1225,0 м, -1217,5 м – водонасыщенные.

На северо-востоке в скважинах 145-Ог, 167-Ог, 78-Ог, 72-Ог, 155-Ог, 34-Ог уровень ВНК наблюдается на отметках от -1213,0 м до -1217,0 м. Скважины 145-Ог и 155-Ог вскрыли ВНК на отметках -1213,8 м и -1216,1 м соответственно. В скважинах 167-Ог, 78-Ог, 34-Ог по ГИС нефтенасыщенные коллекторы определены до соответствующих отметок -1215,1 м, -1216,9 м, -1199,8 м, а с отметок -1215,4 м, -1217,5 м, -1212,8 м – водонасыщенные. В скважине 72-Ог выделены водонасыщенные пласти с кровли -1215,1 м.

Таким образом, ВНК по залежи варьируют от 1213,0 м до -1220,0 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Пачка 3 разделена на два пласта 3А и 3Б. Пласт 3Б непродуктивен.

Пласт 3А. Залежи выявлены в блоке Огайское и Западном блоке.

Блок Огайское. Залежь установлена по данным ГИС скважин 51-Ог, 73-Ог, 53-Ог, 139-Ог, 134-Ог, 159-Ог, 30-Ог, 171-Ог, 31-Ог, 143-Ог. Зоны отсутствия коллекторов образованы скважинами 20-Ог, 141-Ог, 146-Ог, 149-Ог, 148-Ог, 172-Ог, 162-Ог, 180-Ог, 155-Ог, 18-Ог, 167-Ог, 175-Ог, 79-Ог.

В скважине 30-Ог в результате опробования интервала 1185-1192 (-1212,3 - -1219,3) м притока практически не было получено, лишь пленка нефти, на устье наблюдалось слабое выделение газа.

В скважине 53-Ог из интервала 1331,9-1336,5 (-1228,6 - -1232,0) м приток получен не был.

Скорее всего, обе скважины 30-Ог и 53-Ог недоисследованы, так как по данным ГИС открытого ствола нефтенасыщенные пласти в них выделены до соответствующих отметок -1228,5 м и -1232,0 м, и имеют нефтенасыщенную толщину 7,4 м и 3,3 м соответственно с коэффициентами нефтенасыщенности более 0,60 д.ед.

В целом, по залежи с востока на запад наблюдается повышение уровня ВНК.

Так, на востоке залежи в скважине 51-Ог на отметке -1231,0 м наблюдается прямой контакт нефть-вода, а в скважине 76-Ог с кровельной отметки -1227,6 м установлены водонасыщенные коллекторы.

На западе в скважинах 31-Ог, 143-Ог нефтенасыщенные коллекторы выделены до соответствующих отметок -1211,5 м, -1214,6 м, а с отметки -1212,3 м, -1215,7 м – водонасыщенные.

Скважина 34-Ог вскрыла водонасыщенные коллекторы с отметки -1217,7 м.

Таким образом, ВНК залежи имеет большой диапазон колебания, от -1227-1232 м на востоке до -1212-1215 м на западе.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Западный блок. Залежь нефти установлена только в пределах III блока, продуктивность которого установлена получением притока нефти при опробовании интервала 1409-1414 м (-1426,6 - -1431,6 м) в скважине 19-ЗМ дебитом 28 м³/сут и подтверждена при опробовании скважин 346-ЗМ, 360-ЗМ, 380-ЗМ, ЮЗМ-1.

В скважине 346-ЗМ по ГИС выделяется нефть до отметки -1232,4 м, а вода с отметки -1433,8 м. По опробованию приток нефти (содержание воды незначительное) в скважине получен до отметки -1430,0 м.

В скважине 360-ЗМ при опробовании был получен приток нефти с водой до отметки -1426,2 м, присутствие воды в добываемой продукции близким положением ВНК на отметке -1428,9 м.

В скважине ЮЗМ-1 при опробовании получен приток нефти дебитом 21,1 м³/сут (дебит воды незначительный 0,48 м³/сут) из интервала 1453,5-1457,5 м (-1421,6 - -1425,4 м). По данным ГИС коллектор нефтенасыщен до отметки -1428,9 м, а с отметки -1429,6 м – водонасыщен.

В скважине 380-ЗМ получен приток нефти с водой с соответствующими дебитами 10,4 м³/сут и 21,53 м³/сут из интервала опробования 1452,5-1456,5 (-1421,8 - -1425,7) м. По заключению ГИС скважина вскрыла только кровельную часть пласта на отметке -1451,8 м.

Наиболее высокая отметка кровли водонасыщенного пласта встречена в скважинах 56-ЗМ на отметке -1426,9 м.

ВНК принят на отметках -1427-1433 м.

Залежь пластовая сводовая.

Пачка 5. Залежь нефти установлена только на Западном блоке в III блоке опробованием скважины 19-ЗМ, в которой из интервала 1462,0-1464,0 (-1479,2 - -1481,2) м через 7 мм штуцер получен приток безводной нефти дебитом 8,5 м³/сут. Подошва нефтенасыщенного пласта по ГИС отбивается на отметке -1485,4 м, с отметки -1486,2 м пласти водонасыщен.

В скважинах 56-ЗМ и 58-ЗМ, пробуренных в этом блоке, разрез водонасыщен с кровельных отметок -1505,6 м и -1511,2 м соответственно.

ВНК залежи принят на отметке -1485,4 м.

Залежь пластовая сводовая.

Пачка 6. Залежь нефти выявлена по интерпретации ГИС на Восточном блоке. Нефтенасыщенные толщины выделены в разрезе скважин 21 и 23.

В скважине 21 нефтенасыщенные пласти выделены по данным ГИС до отметки -1483,9 м. Водонасыщенные пласти начинаются с отметки -1516,4 м.

В скважине 23 нефтенасыщенные пласти выделены по ГИС до отметки -1473,3 м, водонасыщенные пласти начинаются с отметки -1486,8 м.

ВНК залежи принят на отметке -1484 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Таблица 2.1.1 – Месторождение Морское. Характеристика залежей

Залежь	Блок	Тип залежи	Тип коллектора	Площадь продуктивности, тыс.м ²	Характер насыщения	Принятый уровень (абс.отм.), м	
						ГНК, ГВК	ВНК
1	2	3	4	5	6	7	8
Блок Огайское							
K ₁ al ₃ 0-1	I	пластовая сводовая, тектонически экранированная	теригенно-карбонатный	701	нефтяной	-	-674,2 - -683,4
	II			1818		-	-669,0 - -677,0
K ₁ al ₃ 0-2		пластовая сводовая, тектонически экранированная	теригенно-карбонатный	394	нефтяной	-	-683,0
K ₁ al ₃ 0-3	I	пластовая сводовая, тектонически экранированная	теригенно-карбонатный	799	нефтяной	-	-712,0 - -720,0
	II			1995		-	-711,0 - -719,0
K ₁ al ₃ 1-1	I	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	теригенно-карбонатный	717	нефтяной	-	-744,0 - 752,0
	II			1771		-	-743,0 - -747,0
K ₁ al ₃ 1-2	I	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	теригенно-карбонатный	246	нефтяной	-	-754,8
	II			724		-	-758,0
K ₁ al ₃ 1-3	I	пластовая сводовая, тектонически экранированная	теригенно-карбонатный	145	нефтяной	-	-759,5 - -761,8
	II			1631		-	-751,6 - -763,3
K ₁ al ₃ 1-4	II	пластовая сводовая, тектонически экранированная	теригенно-карбонатный	979	нефтяной	-	-787,0 - -793,0
K ₁ al ₁ 3-3	р-н. скв. 20-Ог	линзы	теригенно-карбонатный	31	нефтяной	-	-1081,0
	р-н. скв. 143-Ог			100		-	-1084,0
K ₁ a		пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	теригенно-карбонатный	4580	газонефтяной	-1153,0	-1208,0
K ₁ nc 1-А		пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	теригенно-карбонатный	2534	нефтяной	-	-1208,0
				890		-	-1212,0 - -1219,0
K ₁ nc 1-Б		пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	теригенно-карбонатный	649 (газ) 1522 (нефть)	газонефтяной	-1167,0	-1223,0 - -1231,0

Продолжение таблицы 2.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8
K ₁ nc 2		пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	теригенно-карбонатный	2706	нефтяной	-	-1212,0 - -1219,0
K ₁ nc 3-А		пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	теригенно-карбонатный	784	нефтяной	-	-1227,0 - -1232,0 -1212,0 - -1215,0
Западный блок							
K ₁ al ₃ 0-1		пластовая сводовая, подстилается водой	теригенно-карбонатный	1523	нефтяной	-	-772,1 - -776,4
K ₁ al ₃ 1-1		пластовая сводовая	теригенно-карбонатный	1052 (газ) 5198 (нефть)	газонефтяной	-862,0	-866,0 - -878,0
K ₁ al ₃ 1-2		пластовая сводовая, литологически ограниченная	теригенно-карбонатный	2007 (газ) 2951 (нефть)	газонефтяной	-885,0	-887,0
K ₁ al ₃ 1-3		пластовая сводовая	теригенно-карбонатный	2107	нефтяной	-	-893,0 - -899,0
K ₁ al ₂ 2-1		пластовая сводовая, подстилается водой	теригенно-карбонатный	5289	нефтяной	-	-1036,0 - -1042,0
K ₁ al ₂ 2-2		пластовая сводовая, литологически экранированная	теригенно-карбонатный	2024	газовый	-	-1082,2
K ₁ al ₂ 2-3	p-н скв.67	пластовая сводовая, литологически экранированная	теригенно-карбонатный	1659	нефтяной	-	-1100,0
	p-н скв.57			1718		-	-1105,0
	p-н скв.62			1414		-	-1097,0
K ₁ al ₁ 3-3		пластовая сводовая	теригенно-карбонатный	2029	нефтяной	-	-1254,0-1257,0
K ₁ a	II	пластовая сводовая	теригенно-карбонатный	1070	газонефтяной	-	-1347,0
	III			1312		-1343,0	-
K ₁ nc 1-А	II	пластовая сводовая, литологически ограниченная	теригенно-карбонатный	1258	нефтяной	-	-1371,0 - -1373,0
	III			-		-	-1369,0
K ₁ nc 1-Б	II	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	теригенно-карбонатный	522	нефтяной	-	-1395,0-1396,0
	III			970		-	p-н скв. 19-3М - 1392,0 м; p-н скв. 58-3М - 1388,0 м;
K ₁ nc 3-А	III	пластовая сводовая	теригенно-карбонатный	801	нефтяной	-	-1427,0 - -1433,0
K ₁ nc 5	III	пластовая сводовая	теригенно-карбонатный	503	нефтяной	-	-1485,4

Продолжение таблицы 2.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8		
Восточный блок									
K _{1al3} 0-1		пластовая сводовая, подстилается водой	теригенно-карбонатный	376	нефтяной	-	-772,5		
K _{1al3} 0-3	I	пластовая сводовая, тектонически экранированная	теригенно-карбонатный	407	нефтяной	-	-824,2		
	II			13		-	-818,4		
K _{1al3} 1-3	I	пластовая сводовая, тектонически экранированная	теригенно-карбонатный	644	нефтяной	-	-859,0 - -863,0		
	II			100		-	-873,0		
K _{1al1} 3-3	I	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	теригенно-карбонатный	767	нефтяной	-	-1206,0-1210,0 р-н скв.22 -1219,0		
	II			253		-	-1217,0		
	III			110		-	р-н скв.1 -1223,0 р-н скв.7 -1216,0		
	I			47		-			
K _{1a}	II	пластовая сводовая, тектонически экранированная	теригенно-карбонатный	12	нефтяной	-			
	I			2232		-	-1299,0		
K _{1nc} 1-A	II	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	теригенно-карбонатный	107	нефтяной	-	-1296,0		
	р-н скв.15			103		-	-1295,0		
				35		-	-1293,0		
K _{1nc} 6		пластовая сводовая, тектонически экранированная	теригенно-карбонатный	493	нефтяной	-	-1484,0		

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородность

2.2.1 Характеристика средних значений толщин

Продуктивность месторождения связана с отложениями нижнего и верхнего мела, в которых выделено 5 продуктивных горизонтов: верхнеальбский, среднеальбский, нижнеальбский, аптский и неокомский.

Характеристика толщин по залежам, коллекторские свойства пластов и показатели неоднородности получены по данным бурения всех скважин.

В таблице 2.2.1 дана характеристика общих, эффективных и нефтенасыщенных толщин залежей выделенных горизонтов на 01.01.2022 г.

Общая толщина залежей посчитана как разница между подошвой нижнего и кровлей верхнего коллекторов, а там, где выделен один коллектор, высчитывалась как разница между кровлей и подошвой этого коллектора. Общая толщина выделенных коллекторов изменяется от первых метров до нескольких сотен метров. Минимальное среднее значение общей толщины 2,3 установлено у залежи K_{1nc} 1-А Огайского блока, максимальное значение - 201,2 м у залежи Восточного блока.

Наименьшим средним значением эффективной толщины 1,8 м обладает залежь K_{1nc} 1-А Восточного блока, а наибольшим – залежь K_{1al_3} 1-4 Огайского блока (табл. 2.2.1).

Практически все залежи характеризуются средним значением нефтенасыщенной толщины менее 10 м, и только у залежи K_{1nc} 2 Огайского блока оно составляет 13,1 м, а наименьшим значением по 1,8 м характеризуются залежи K_{1nc} 1-А Восточного блока и K_{1al_3} Западного блока.

2.2.2 Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Несмотря на сложность строения, при детальной пластовой корреляции пробуренных скважин отмечается четкое расчленение продуктивного разреза на горизонты. Внутри горизонтов выделены пласты-коллекторы, которые независимо от приуроченности к разным блокам, хорошо коррелируются и образуют залежи.

Средний коэффициент расчлененности по залежам колеблется от 1,2 (залежь K_{1al_1} 3-3 блока Огайское) до 20,0 (залежь K_{1nc} 6 Восточного блока), среднее значение коэффициента песчанистости, характеризующего долю коллектора, колеблется от 0,23 д.ед. (залежь K_{1nc} 6 Восточного блока) до 0,97 д.ед. (залежь K_{1nc} 3-3 блока Огайское).

Наименьший коэффициент распространения коллектора 0,59 д.ед присущ залежи K_{1al_3} 1-2 блока Огайское.

В таблице 2.2.2 приведены результаты статистических обработок, показателей неоднородности залежей.

Таблица 2.2.1 – Месторождение Морское. Характеристика толщин залежей

Горизонт	Толщина	Наименование	Зоны насыщения						В целом по горизонту
			Г	ГН	ГНВ	ГВ	Н	НВ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Блок Огайское									
K ₁ al ₃ 0-1	Общая	Средняя, м						18,4	18,4
		Коэф. вариации, д. ед.						0,141	0,141
		Интервал изменения, м						5,7-42,1	5,7-42,1
	Эффективная	Средняя, м						12,5	12,5
		Коэф. вариации, д. ед.						0,106	0,106
		Интервал изменения, м						3,4-23,0	3,4-23,0
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						5,8	5,8
		Коэф. вариации, д. ед.						0,173	0,173
		Интервал изменения, м						1,3-10,7	1,3-10,7
K ₁ al ₃ 0-2	Общая	Средняя, м						23,6	23,6
		Коэф. вариации, д. ед.						0,596	0,596
		Интервал изменения, м						6,6-62,3	6,6-62,3
	Эффективная	Средняя, м						10,9	10,9
		Коэф. вариации, д. ед.						0,053	0,053
		Интервал изменения, м						5,4-13,9	5,4-13,9
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						3,4	3,4
		Коэф. вариации, д. ед.						0,088	0,088
		Интервал изменения, м						1,2-4,5	1,2-4,5
K ₁ al ₃ 0-3	Общая	Средняя, м						29,7	29,7
		Коэф. вариации, д. ед.						0,169	0,169
		Интервал изменения, м						18,5-69,5	18,5-69,5
	Эффективная	Средняя, м						19,3	19,3
		Коэф. вариации, д. ед.						0,028	0,028
		Интервал изменения, м						12,8-25,1	12,8-25,1
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						7,7	7,7
		Коэф. вариации, д. ед.						0,111	0,111
		Интервал изменения, м						1,4-13,7	1,4-13,7

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K _{1al3} 1-1	Общая	Средняя, м					10,8	16,0	12,4
		Коэф. вариации, д. ед.					0,617	0,227	0,473
		Интервал изменения, м					0,5-40,7	10,1-40,0	0,5-40,7
	Эффективная	Средняя, м					5,6	9,5	6,8
		Коэф. вариации, д. ед.					0,338	0,055	0,261
		Интервал изменения, м					0,5-12,0	3,9-13,8	0,5-13,8
	Нефте-насыщенная	Средняя, м					5,4	5,3	5,3
		Коэф. вариации, д. ед.					0,348	0,180	0,296
		Интервал изменения, м					0,5-12,0	2,2-8,9	0,5-12,0
K _{1al3} 1-2	Общая	Средняя, м					4,0	9,7*	4,6
		Коэф. вариации, д. ед.					0,482	-	0,473
		Интервал изменения, м					0,5-11,1	-	0,5-11,1
	Эффективная	Средняя, м					2,6	6,5*	3,0
		Коэф. вариации, д. ед.					0,196	-	0,282
		Интервал изменения, м					0,5-4,3	-	0,5-6,5
	Нефте-насыщенная	Средняя, м					2,6	3,2*	2,7
		Коэф. вариации, д. ед.					0,196	-	0,172
		Интервал изменения, м					0,5-4,3	-	0,5-4,3
K _{1al3} 1-3	Общая	Средняя, м						24,9	24,9
		Коэф. вариации, д. ед.						0,106	0,106
		Интервал изменения, м						10,5-60,6	10,5-60,6
	Эффективная	Средняя, м						25,3	25,3
		Коэф. вариации, д. ед.						0,101	0,101
		Интервал изменения, м						8,9-39,3	8,9-39,3
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						5,2	5,2
		Коэф. вариации, д. ед.						0,368	0,368
		Интервал изменения, м						0,6-16,3	0,6-16,3
K _{1al3} 1-4	Общая	Средняя, м						84,5	84,5
		Коэф. вариации, д. ед.						0,143	0,143
		Интервал изменения, м						15-108,1	15-108,1
	Эффективная	Средняя, м						60,9	60,9
		Коэф. вариации, д. ед.						0,172	0,172
		Интервал изменения, м						13,7-89,0	13,7-89,0
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						5,8	5,8
		Коэф. вариации, д. ед.						0,323	0,323
		Интервал изменения, м						1,8-15,2	1,8-15,2

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K _{1al1} 3-3	Общая	Средняя, м					2,5	-	2,5
		Коэф. вариации, д. ед.					0,147	-	0,147
		Интервал изменения, м					1,3-4,0	-	1,3-4,0
	Эффективная	Средняя, м					2,1	-	2,1
		Коэф. вариации, д. ед.					0,060	-	0,060
		Интервал изменения, м					1,3-2,8	-	1,3-2,8
	Нефте-насыщенная	Средняя, м					2,1	-	2,1
		Коэф. вариации, д. ед.					0,060	-	0,060
		Интервал изменения, м					1,3-2,8	-	1,3-2,8
K _{1a}	Общая	Средняя, м	4,8	7,0			4,7	8,7*	4,8
		Коэф. вариации, д. ед.	0,140	0,413			0,505	-	0,413
		Интервал изменения, м	2,9-9,1	2,5-11,5			1,1-19,0	-	1,1-19,0
	Эффективная	Средняя, м	3,8	2,7			4,0	8,7*	4,1
		Коэф. вариации, д. ед.	0,053	0,052			0,228	-	0,212
		Интервал изменения, м	2,7-5,6	2,1-3,3			1,1-8,1	-	1,1-8,7
	Газо-насыщенная	Средняя, м	3,8	0,4					3,8
		Коэф. вариации, д. ед.	0,053	0,031					0,053
		Интервал изменения, м	2,7-5,6	0,4-5,6					2,7-5,6
	Нефте-насыщенная	Средняя, м		2,3			4,0	5,8*	4,1
		Коэф. вариации, д. ед.		0,092			0,228	-	0,220
		Интервал изменения, м		1,6-3,0			1,1-8,1	-	1,1-8,1
K _{1nc} 1-А	Общая	Средняя, м					5,0		5,0
		Коэф. вариации, д. ед.					0,564		0,564
		Интервал изменения, м					0,7-23,6		0,7-23,6
	Эффективная	Средняя, м					3,9		3,9
		Коэф. вариации, д. ед.					0,250		0,250
		Интервал изменения, м					0,19-9,5		0,19-9,5
	Нефте-насыщенная	Средняя, м					3,9		3,9
		Коэф. вариации, д. ед.					0,250		0,250
		Интервал изменения, м					0,2-9,5		0,2-9,5
K _{1nc} 1-Б	Общая	Средняя, м	3,8	10,0			6,0		7,3
		Коэф. вариации, д. ед.	0,360	0,086			0,278		0,348
		Интервал изменения, м	1,5-6,0	7,8-19,7			0,5-10,7		0,5-19,7
	Эффективная	Средняя, м	3,7	9,5			5,1		6,1
		Коэф. вариации, д. ед.	0,347	0,051			0,258		0,271
		Интервал изменения, м	1,5-5,8	7,0-13,6			0,5-9,9		0,15-13,6

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K _{1al1} 3-3	Общая	Средняя, м					2,5	-	2,5
		Коэф. вариации, д. ед.					0,147	-	0,147
		Интервал изменения, м					1,3-4,0	-	1,3-4,0
	Эффективная	Средняя, м					2,1	-	2,1
		Коэф. вариации, д. ед.					0,060	-	0,060
		Интервал изменения, м					1,3-2,8	-	1,3-2,8
	Нефте-насыщенная	Средняя, м					2,1	-	2,1
		Коэф. вариации, д. ед.					0,060	-	0,060
		Интервал изменения, м					1,3-2,8	-	1,3-2,8
K _{1a}	Общая	Средняя, м	4,8	7,0			4,7	8,7*	4,8
		Коэф. вариации, д. ед.	0,140	0,413			0,505	-	0,413
		Интервал изменения, м	2,9-9,1	2,5-11,5			1,1-19,0	-	1,1-19,0
	Эффективная	Средняя, м	3,8	2,7			4,0	8,7*	4,1
		Коэф. вариации, д. ед.	0,053	0,052			0,228	-	0,212
		Интервал изменения, м	2,7-5,6	2,1-3,3			1,1-8,1	-	1,1-8,7
	Газо-насыщенная	Средняя, м	3,8	0,4					3,8
		Коэф. вариации, д. ед.	0,053	0,031					0,053
		Интервал изменения, м	2,7-5,6	0,4-5,6					2,7-5,6
	Нефте-насыщенная	Средняя, м		2,3			4,0	5,8*	4,1
		Коэф. вариации, д. ед.		0,092			0,228	-	0,220
		Интервал изменения, м		1,6-3,0			1,1-8,1	-	1,1-8,1
K _{1nc} 1-А	Общая	Средняя, м					5,0		5,0
		Коэф. вариации, д. ед.					0,564		0,564
		Интервал изменения, м					0,7-23,6		0,7-23,6
	Эффективная	Средняя, м					3,9		3,9
		Коэф. вариации, д. ед.					0,250		0,250
		Интервал изменения, м					0,19-9,5		0,19-9,5
	Нефте-насыщенная	Средняя, м					3,9		3,9
		Коэф. вариации, д. ед.					0,250		0,250
		Интервал изменения, м					0,2-9,5		0,2-9,5
K _{1nc} 1-Б	Общая	Средняя, м	3,8	10,0			6,0		7,3
		Коэф. вариации, д. ед.	0,360	0,086			0,278		0,348
		Интервал изменения, м	1,5-6,0	7,8-19,7			0,5-10,7		0,5-19,7
	Эффективная	Средняя, м	3,7	9,5			5,1		6,1
		Коэф. вариации, д. ед.	0,347	0,051			0,258		0,271
		Интервал изменения, м	1,5-5,8	7,0-13,6			0,5-9,9		0,15-13,6

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K _{1al3} 0-3	Общая	Средняя, м						16,9	16,9
		Коэф. вариации, д. ед.						0,000	0,000
		Интервал изменения, м						16,9-16,9	16,9-16,9
	Эффективная	Средняя, м						11,9	11,9
		Коэф. вариации, д. ед.						0,00016	0,00016
		Интервал изменения, м						11,7-12,0	11,7-12,0
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						4,7	4,7
		Коэф. вариации, д. ед.						0,194	0,194
		Интервал изменения, м						2,6-6,7	2,6-6,7
K _{1al3} 1-3	Общая	Средняя, м						26,5	26,5
		Коэф. вариации, д. ед.						0,019	0,019
		Интервал изменения, м						20,3-29,3	20,3-29,3
	Эффективная	Средняя, м						22,5	22,5
		Коэф. вариации, д. ед.						0,053	0,053
		Интервал изменения, м						13,6-26,2	13,6-26,2
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						3,5	3,5
		Коэф. вариации, д. ед.						0,117	0,117
		Интервал изменения, м						1,8-4,8	1,8-4,8
K _{1al1} 3-3	Общая	Средняя, м					4,9	4,7	4,8
		Коэф. вариации, д. ед.					0,014	0,011	0,014
		Интервал изменения, м					4,1-6,0	3,9-5,2	3,9-6,0
	Эффективная	Средняя, м					4,7	4,4	4,6
		Коэф. вариации, д. ед.					0,021	0,014	0,021
		Интервал изменения, м					3,0-5,5	3,9-5,2	3,0-5,5
	Нефте-насыщенная	Средняя, м					4,7	2,4	4,1
		Коэф. вариации, д. ед.					0,021	0,148	0,098
		Интервал изменения, м					3,0-5,5	1,3-3,7	1,3-5,5
K _{1a}	Общая	Средняя, м					12,3	13,1	12,5
		Коэф. вариации, д. ед.					0,021	0,012	0,019
		Интервал изменения, м					9,7-17,0	11,0-15,2	9,7-17,0
	Эффективная	Средняя, м					11,0	10,9	11,0
		Коэф. вариации, д. ед.					0,018	0,018	0,018
		Интервал изменения, м					9,7-14,6	8,5-12,4	8,2-14,6
	Нефте-насыщенная	Средняя, м					11,0	6,1	9,6
		Коэф. вариации, д. ед.					0,018	0,121	0,085
		Интервал изменения, м					9,7-14,6	3,9-9,1	4,1-14,6

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K _{1nc} 1-A	Общая	Средняя, м				2,3			2,3
		Коэф. вариации, д. ед.				0,189			0,189
		Интервал изменения, м				1,3-3,3			1,3-3,3
	Эффективная	Средняя, м				1,8			1,8
		Коэф. вариации, д. ед.				0,077			0,077
		Интервал изменения, м				1,3-2,3			1,3-2,3
	Нефте-насыщенная	Средняя, м				1,8			1,8
		Коэф. вариации, д. ед.				0,077			0,077
		Интервал изменения, м				1,3-2,3			1,3-2,3
K _{1nc} 6	Общая	Средняя, м						201,2	201,2
		Коэф. вариации, д. ед.						0,013	0,013
		Интервал изменения, м						178,1-224,2	178,1-224,2
	Эффективная	Средняя, м						44,0	44,0
		Коэф. вариации, д. ед.						0,025	0,025
		Интервал изменения, м						37,1-50,9	37,1-50,9
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						3,3	3,3
		Коэф. вариации, д. ед.						0,053	0,053
		Интервал изменения, м						2,5-4,0	2,5-4,0
Западный блок									
K _{1al3} 0-1	Общая	Средняя, м						21,3	21,3
		Коэф. вариации, д. ед.						0,011	0,011
		Интервал изменения, м						19,4-25,2	19,4-25,2
	Эффективная	Средняя, м						18,7	18,7
		Коэф. вариации, д. ед.						0,102	0,102
		Интервал изменения, м						5,2-24,6	5,2-24,6
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						2,6	2,6
		Коэф. вариации, д. ед.						0,046	0,046
		Интервал изменения, м						1,9-3,6	1,9-3,6
K _{1al3} 1-1	Общая	Средняя, м		12,4	16,6			15,91	15,7
		Коэф. вариации, д. ед.		0,041	0,006			0,147	0,067
		Интервал изменения, м		9,8-16,3	14,6-19,2			9,6-30,3	9,6-30,3
	Эффективная	Средняя, м		9,1	11,9			12,0	11,5
		Коэф. вариации, д. ед.		0,150	0,023			0,077	0,065
		Интервал изменения, м		5,1-14,6	9,1-14,6			6,3-16,9	5,1-16,9

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K _{1al3} 1-1	Газо-насыщенная	Средняя, м		2,8	1,9				2,2
		Коэф. вариации, д. ед.		0,280	0,309				0,334
		Интервал изменения, м		0,8-4,96	0,8-4,3				0,8-4,96
	Нефте-насыщенная	Средняя, м		5,3	6,1			5,6	5,8
		Коэф. вариации, д. ед.		0,267	0,041			0,420	0,194
		Интервал изменения, м		2,3-9,8	3,8-8,1			1,6-13,5	1,6-13,5
K _{1al3} 1-2	Общая	Средняя, м	5,7	7,6	10,4			4,1	7,3
		Коэф. вариации, д. ед.	0,208	0,036	0,135			0,047	0,226
		Интервал изменения, м	2,6-8,4	5-9,1	6,3-18,3			2,9-5,0	2,5-18,3
	Эффективная	Средняя, м	5,2	6,7	8,1			4,1	6,2
		Коэф. вариации, д. ед.	0,169	0,038	0,020			0,047	0,115
		Интервал изменения, м	2,6-7,7	5,0-8,5	6,3-10,2			2,9-5,0	2,5-10,2
	Газо-насыщенная	Средняя, м	5,2	4,8	3,2				4,2
		Коэф. вариации, д. ед.	0,169	0,080	0,178				0,178
		Интервал изменения, м	2,6-7,7	3,1-7,1	1,1-5,06				1,1-7,7
	Нефте-насыщенная	Средняя, м		1,9	1,7			2,0	1,8
		Коэф. вариации, д. ед.		0,211	0,047			0,028	0,121
		Интервал изменения, м		1,1-3,2	1,4-2,5			1,6-2,4	1,1-3,2
K _{1al3} 1-3	Общая	Средняя, м						17,3	17,3
		Коэф. вариации, д. ед.						0,020	0,02
		Интервал изменения, м						13,1-23,1	13,1-23,1
	Эффективная	Средняя, м						15,8	15,8
		Коэф. вариации, д. ед.						0,018	0,018
		Интервал изменения, м						12,6-19,7	12,6-19,7
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						3,7	3,7
		Коэф. вариации, д. ед.						0,149	0,149
		Интервал изменения, м						1,0-5,8	1,0-5,8
K _{1al2} 2-1	Общая	Средняя, м						33,0	33,0
		Коэф. вариации, д. ед.						0,027	0,027
		Интервал изменения, м						16,9-46,5	16,9-46,5
	Эффективная	Средняя, м						22,8	22,8
		Коэф. вариации, д. ед.						0,036	0,036
		Интервал изменения, м						10,6-30,7	10,6-30,7
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						8,6	8,6
		Коэф. вариации, д. ед.						0,078	0,078
		Интервал изменения, м						2,7-12,4	2,7-12,4

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K _{1al2} 2-2	Общая	Средняя, м	3,1		6,5				3,6
		Коэф. вариации, д. ед.	0,306		0,009				0,314
		Интервал изменения, м	0,7-5,9		5,9-7,1				0,7-7,1
	Эффективная	Средняя, м	2,5		4,2				2,7
		Коэф. вариации, д. ед.	0,320		0,033				0,290
		Интервал изменения, м	0,7-4,9		3,47-5,0				0,7-5,0
	Газо-насыщенная	Средняя, м	2,5		2,6				2,5
		Коэф. вариации, д. ед.	0,322		0,471				0,345
		Интервал изменения, м	0,7-4,9		0,8-4,3				0,7-4,9
K _{1al2} 2-3	Общая	Средняя, м				10,1	13,8	10,9	
		Коэф. вариации, д. ед.				0,142	0,114	0,153	
		Интервал изменения, м				1,1-14,5	9,4-20,2	1,1-20,2	
	Эффективная	Средняя, м				6,4	8,4	6,8	
		Коэф. вариации, д. ед.				0,26	0,092	0,226	
		Интервал изменения, м				1,1-12,4	5,3-11,5	1,1-12,4	
	Нефте-насыщенная	Средняя, м				6,4	5,2	6,2	
		Коэф. вариации, д. ед.				0,26	0,092	0,243	
		Интервал изменения, м				1,1-12,4	3,1-6,9	1,1-12,4	
K _{1al2} 3-3	Общая	Средняя, м						14,4	14,4
		Коэф. вариации, д. ед.						0,125	0,125
		Интервал изменения, м						7,3-23,5	7,3-23,5
	Эффективная	Средняя, м						10,7	10,7
		Коэф. вариации, д. ед.						0,161	0,161
		Интервал изменения, м						4,8-20,0	4,8-20,0
	Нефте-насыщенная	Средняя, м						4,6	4,6
		Коэф. вариации, д. ед.						0,294	0,294
		Интервал изменения, м						1,2-10,4	1,2-10,4
K _{1a}	Общая	Средняя, м				14,3	12,9	13,8	
		Коэф. вариации, д. ед.				0,007	0,002	0,008	
		Интервал изменения, м				11,9-16,1	11,9-13,5	11,9-16,1	
	Эффективная	Средняя, м				10,5	7,9	9,6	
		Коэф. вариации, д. ед.				0,016	0,027	0,035	
		Интервал изменения, м				9,3-13,4	6,0-9,7	6,0-13,4	
	Газо-насыщенная	Средняя, м				5,8		5,8	
		Коэф. вариации, д. ед.				0,075		0,087	
		Интервал изменения, м				3,7-8,5		3,7-8,5	

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
К ₁ а	Нефте-насыщенная	Средняя, м						3,0	3,6
		Коэф. вариации, д. ед.						0,023	0,103
		Интервал изменения, м						2,3-3,5	2,3-5,7
К ₁ пс 1-А	Общая	Средняя, м				6,1	14,7	11,0	
		Коэф. вариации, д. ед.				0,091	0,03	0,192	
		Интервал изменения, м				3,9-8,4	11,8-18,6	3,9-18,6	
К ₁ пс 1-Б	Эффективная	Средняя, м				4,9	8,7	7,0	
		Коэф. вариации, д. ед.				0,125	0,045	0,137	
		Интервал изменения, м				3,1-7,2	7,3-11,8	3,1-11,8	
К ₁ пс 1-Б	Нефте-насыщенная	Средняя, м				4,9	4,2	4,5	
		Коэф. вариации, д. ед.				0,125	0,141	0,14	
		Интервал изменения, м				3,1-7,2	2,0-6,26	2,0-7,2	
К ₁ пс 3-А	Общая	Средняя, м				4,6	4,4	4,5	
		Коэф. вариации, д. ед.				0,108	0,25	0,142	
		Интервал изменения, м				2,1-6,6	2,2-6,6	2,1-6,6	
К ₁ пс 3-А	Эффективная	Средняя, м				4,2	3,9	4,1	
		Коэф. вариации, д. ед.				0,11	0,196	0,131	
		Интервал изменения, м				2,1-5,9	2,2-5,7	2,1-5,9	
К ₁ пс 3-А	Нефте-насыщенная	Средняя, м				4,2	2,5	3,8	
		Коэф. вариации, д. ед.				0,11	0,184	0,163	
		Интервал изменения, м				2,1-5,9	1,4-3,5	1,4-5,9	
К ₁ пс 3-А	Общая	Средняя, м						7,6	7,6
		Коэф. вариации, д. ед.						0,02	0,02
		Интервал изменения, м						6,5-9,5	6,5-9,5
К ₁ пс 3-А	Эффективная	Средняя, м						7,0	7,0
		Коэф. вариации, д. ед.						0,03	0,03
		Интервал изменения, м						5,6-8,9	5,6-8,9
К ₁ пс 3-А	Нефте-насыщенная	Средняя, м						5,3	5,3
		Коэф. вариации, д. ед.						0,05	0,05
		Интервал изменения, м						4,0-7,0	4,0-7,0

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
К _{1nc} 5	Общая	Средняя, м					7,9*		7,9*
		Коэф. вариации, д. ед.					-		-
		Интервал изменения, м					-		-
	Эффективная	Средняя, м					6,3*		6,3*
		Коэф. вариации, д. ед.					-		-
		Интервал изменения, м					-		-
	Газо-насыщенная	Средняя, м							
		Коэф. вариации, д. ед.							
		Интервал изменения, м							
	Нефте-насыщенная	Средняя, м					5,6*		5,6*
		Коэф. вариации, д. ед.					-		-
		Интервал изменения, м					-		-

Примечание: * - значение по одной скважине

Таблица 2.2.2– Месторождение Морское. Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов

Горизонт	Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанистости, доли ед.			Коэффициент расчлененности, д.ед.			Коэф. распространения, д.ед.
		Среднее значение	Коэф. вариации	Интервал изменения	Среднее значение	Коэф. вариации	Интервал изменения	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Блок Огайское								
K ₁ al ₃ 0-1	59	0,72	0,082	0,27-1,0	4,0	0,164	2-10	0,98
K ₁ al ₃ 0-2	7	0,66	0,178	0,22-1,0	4,4	0,289	2-9	0,95
K ₁ al ₃ 0-3	48	0,71	0,073	0,24-1,0	5,5	0,191	2-13	0,99
K ₁ al ₃ 1-1	30	0,67	0,162	0,09-1,0	3,1	0,351	1-9	0,86
K ₁ al ₃ 1-2	10	0,80	0,111	0,14-1,0	1,8	0,296	1-4	0,59
K ₁ al ₃ 1-3	31	0,85	0,028	0,35-1,0	3,9	0,129	2-7	1,00
K ₁ al ₃ 1-4	22	0,73	0,036	0,42-0,96	12,5	0,158	4-24	0,96
K ₁ al ₁ 3-3	5	0,90	0,020	0,70-1,0	1,2	0,111	1-2	0,69
K ₁ a	39	0,92	0,029	0,37-1,0	1,4	0,230	1-3	0,88
K ₁ nc 1-А	34	0,88	0,099	0,22-1,0	1,8	0,454	1-6	0,76
K ₁ nc 1-Б	28	0,88	0,023	0,56-1,0	2,1	0,198	1-4	0,70
K ₁ nc 2	31	0,70	0,064	0,24-1,0	5,3	0,097	3-10	0,98
K ₁ nc 3-А	12	0,68	0,116	0,28-1,0	3,4	0,335	1-8	0,75
Восточный блок								
K ₁ al ₃ 0-1	2	0,93	0,006	0,86-1,0	3,5	0,184	2-5	1,0
K ₁ al ₃ 0-3	2	0,70	0,0002	0,69-0,71	5,0	0,040	4-6	0,99
K ₁ al ₃ 1-3	4	0,83	0,015	0,67-0,94	4,3	0,038	3-5	1,0
K ₁ al ₁ 3-3	11	0,97	0,008	0,73-1,0	1,3	0,122	1-2	0,85
K ₁ a	17	0,88	0,013	0,67-1,0	3,0	0,235	1-6	1,0
K ₁ nc 1-А	2	0,85	0,032	0,70-1,0	2,0	0,250	1-3	0,65
K ₁ nc 6	2	0,23	0,071	0,17-0,29	20,0	0,090	14-26	1,0
Западный блок								
K ₁ al ₃ 0-1	7	0,88	0,084	0,26-1,0	3,1	0,186	2-6	1,0
K ₁ al ₃ 1-1	24	0,74	0,034	0,52-0,98	5,0	0,127	2-9	1,0
K ₁ al ₃ 1-2	21	0,91	0,020	0,56-1,0	2,9	0,167	1-6	1,0
K ₁ al ₃ 1-3	16	0,92	0,003	0,82-1,0	3,9	0,091	2-6	1,0
K ₁ al ₂ 2-1	22	0,69	0,015	0,51-0,82	7,6	0,057	5-12	1,0
K ₁ al ₂ 2-2	14	0,81	0,045	0,45-1,0	1,9	0,118	1-3	0,73
K ₁ al ₂ 2-3	15	0,64	0,082	0,31-1,0	4,3	0,553	1-15	0,82
K ₁ al ₁ 3-3	13	0,75	0,046	0,43-1,0	4,6	0,495	2-15	1,0

Продолжение таблицы 2.2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
K _{1a}	11	0,69	0,016	0,50-0,83	3,8	0,060	2-5	1,0
K _{1nc} 1-А	7	0,68	0,030	0,48-0,86	3,7	0,160	2-6	0,86
K _{1nc} 1-Б	8	0,92	0,005	0,82-1,0	1,9	0,102	1-3	0,98
K _{1nc} 3-А	4	0,92	0,013	0,75-1,0	1,8	0,061	1-2	0,98
K _{1nc} 5	1	0,80*	-	-	3,0*	-	-	0,72

Примечание: * - значение по одной скважине

Характеристика фильтрационно-ёмкостных свойств выполнена на основе данных, полученных на керне, отобранном в 49 скважинах, в том числе 3-х горизонтальных скважинах Огайского блока 80-Ог, 185-Ог и 1-ЮЗМ, керн которых анализировался после ПЗ-2019г., и интерпретации материалов ГИС по 151 пробуренным скважинам.

В целом по месторождению с отбором керна пройдено 1107,22 м, вынос составил 801,26 м (72,37 % от проходки), исследовано 2315 образцов, из них в новых скважинах отобрано 18,45 м, (97,88 % от проходки), изучено 59 образцов.

В интервале продуктивного разреза отобрано 753,21 м с выносом 75,83 % от проходки с отбором, исследовано 2216 образцов, из них 55 образцов новых, представительных 1357 образцов, из них 41 образцов новых.

Освещенность отбором керна отдельных блоков (Восточный, Западный, Огайский) месторождения следующая: на Восточном блоке при проходке с отбором в 12 скважинах из 21 пробуренных, вынос составил 231,72 м (52,52 %), изучено 337 образцов, представительных 220 образцов. На Западном блоке отобрано 195,55 м (93,0 %) в 12 скважинах из 29 пробуренных, изучено 732 образца, представительных 512 образцов. На Огайском блоке отобрано 373,99 м (82,05 %) в 25 скважинах из 101 пробуренных, изучено 1258 образцов, 625 образцов представительные.

На керне выполнены стандартные исследования, включающие: определение пористости, газопроницаемости, минералогической и объёмной плотности, гранулометрического состава, карбонатности и специальные исследования: определение фазовых проницаемостей в системе «нефть-вода», УЭС при 100%-ной и переменной водонасыщенности, капиллярное давление, коэффициент вытеснения нефти водой.

Для характеристики коллекторских свойств и коэффициента нефтенасыщенности по ГИС использованы результаты интерпретации, выполненные по всем 151 скважинам, в том числе 41 скважине, пробуренной после подсчета запасов (ПЗ-2019). Из новых скважин одна скважина 398-ЗМ наклонно-направленная, пробурена на Западном блоке, остальные скважины горизонтальные - на Огайском блоке. Из 40 скважин Огайского блока 30 скважин пробурены на альбский горизонт; скважины 64-1, 516-Н на апт; скважины 509-Н, 510-Н, 517-Н, 529-Н на неоком, и скважины 113-Н, 114-Н, 530-Н - на палеоген.

Продуктивные отложения в скважинах вскрывались долотами диаметром 215,9 мм, за исключением скважин №№12, 21, 20, где диаметр долота 311,2 мм и скважины №28 - 190,5 мм. В качестве промывочных жидкостей использовались растворы на водной основе, с различными полимерными добавками, с удельным весом 1,15-1,42 г/см³, вязкостью 28-76

сек, и с удельным электрическим сопротивлением 0,028÷0,25 Омм при температуре пласта 29 -51°C.

По результатам анализа параметры пробы пластовой воды, отобранный из сеноманского горизонта, следующие: плотность 1,087г/см³, минерализация 130 г/см³, сопротивление 0,082 Омм при T=20°C. Минерализация воды альбского горизонта на Западном блоке составляет в среднем 135 г/л, плотность -1,095 г/см³, УЭС – 0,075 Омм; на Восточном и Огайском блоках минерализация до 157-165 г/л и плотность до 1,118 г/см³, УЭС - 0,046 Омм при температуре в среднем 44 °С. Минерализация воды из аптского и неокомского горизонтов на всех блоках близкая, среднее значение 178,7 г/л при плотности 1,127 г/см³, сопротивление пластовой воды 0,036 Омм при температуре в среднем 47°C.

Коллекторами нижнемеловых отложений являются полимиктовые мелкозернистые песчаники и песчанистые алевролиты, иногда с незначительным содержанием среднезернистой фракции, реже с тонкими прослойками мелкообломочных гравелитов в неокоме. Песчаники характеризуются сходным минеральным составом с незначительными вариациями, например, в коллекторах апта и неокома наблюдается повышенное содержание карбонатного материала и меньшее содержание полевых шпатов относительно коллекторов альба. Глинистые минералы представлены каолинитом, хлоритом, иллитом; слюды, биотитом и мусковитом. Тип коллектора терригенный, поровый.

Комплекс применяемых на месторождении геофизических методов состоял из общих, выполняемых по всему стволу, и детальных - в интервале продуктивного разреза. Общие исследования включали: потенциал самопроизвольной поляризации (ПС); кавернометрии (ДС); радиоактивный каротаж - естественная радиоактивность (ГК) и нейтронный каротаж (нейтронный гамма-каротаж (НГК) преимущественно до 2000 г, после - компенсированный нейтрон-нейтронный каротаж с результирующей кривой водородосодержания (ННК, W)). Методы сопротивления обычно представлены кровельным и подошвенным 2-х метровыми градиент-зондами, фокусированными методами БК или ИК (одно или двух-зондовые установки). В интервале продуктивного разреза проводился комплекс детальных исследований, набор методов которого изменялся в соответствии с датой проведения работ и оснащенностью сервисных компаний, но в общем случае включал боковой и индукционный каротажи (преимущественно многозондовые установки); микробоковой каротаж (МБК), высокочастотный индукционный каротаж изометрического зондирования (ВИКИЗ), спектральный гамма-каротаж с регистрацией радиоактивных изотопов U, Th, K, гамма-гамма плотностной каротаж с регистрацией фотоэлектрического эффекта (ГГКп+ФЭФ); акустический каротаж (АК) и микрозондирование (градиент и потенциал микрозонды (МКЗ)).

Положение ствола скважины в пространстве контролировалось проведением инклинометрии приборами «Горизонт 90 К-6» и ИОН. По замерам инклинометрии с вертикальными стволами – 31 скважина, наклонно-направленными- 75, горизонтальными – 44.

Техническое состояние эксплуатационных колонн и качество их цементирования оценивалось по материалам акустической цементометрии (АКЦ).

Выделение пластов-коллекторов проводилось по прямым критериям, основанным на признаках проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт, и количественным параметрам (граничным значениям): объемной глинистости 34 % для всех залежей нижнего мела, пористости 16 % для альба и 14 % для залежей горизонтов апта и неокома; нефтенасыщенности 40 %; проницаемости – $2*10^{-3}$ мкм² для альба и $0,5*10^{-3}$ мкм² для апта и неокомских залежей.

Ниже приведена петрофизическая характеристика пород-коллекторов на базе исследования керна и материалов ГИС нижнего мела (альб, апт, неоком).

Горизонт *Kal3* охарактеризован керном 12 скважин: шесть скважин на Западном блоке (скважины 56, 58, 59, 60, 81, 396) и шесть на Огайском (скважины 50, 51, 53, 170, 182, 185). Всего с отбором керна по горизонту пройдено 133,53 м, вынесено 115,13 м (86,2%), проанализирован 291 образец, представительные 232 образца. Основные запасы нефти связаны с Огайским и Западным блоком. Судя по анализам керна и результатам интерпретации ГИС, характеристика коллекторских свойств отложений обоих блоков близкая: на Огайском блоке по керну пористость в среднем составляет 0,32 д.ед. на Западном 0,31 д.ед., проницаемость соответственно $1703,0*10^{-3}$ мкм² и $1132,5*10^{-3}$ мкм². По материалам ГИС на Огайском блоке пористость нефтенасыщенных коллекторов в среднем равна 0,27 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности 0,66 д.ед, на Западном пористость 0,29 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности 0,64 д.ед.

Горизонт *Kal2* охарактеризован керном из 9 скважин Западного блока, и одной скважины 21-ВМ на Восточном блоке. Всего с отбором керна по залежи пройдено 95,51 м, вынесено 91,89 м (96,2%), проанализировано 400 образцов, представительных 253. Средняя пористость по керну и ГИС равна 0,27 д.ед., проницаемость по керну $247,2*10^{-3}$ мкм², коэффициент нефтенасыщенности по ГИС 0,54 д.ед.

Горизонт *Kal1* охарактеризован керном из 6 скважин: скв.33 на Огайском блоке, скважины 58, 67 на Западном, на Восточном (скважины 11, 12, 22). Всего с отбором керна по горизонту пройдено 83,94 м, вынесено 49,06 м (58,4 %), проанализировано 108 образцов. Представительными образцами (78 образцов) освещены Западный и Восточный блоки, керн Огайского блока разрушился в процессе подготовки к исследованиям. Среднее значение

пористости по керну Западного и Восточного блоков - 0,29 д.ед, по ГИС -0,26 д.ед, среднее значение проницаемости по керну $552,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и коэффициент нефтенасыщенности по ГИС 0,65 д.ед.

Горизонт K1a охарактеризован керном из 24 скважин. Всего с отбором керна по горизонту пройдено 237,73 м, вынесено 197,35 м (83,0%), проанализировано 614 образцов, из них представительные 379, с дефектами 122 образца. Наиболее изучен Огайский блок, по которому керн отобран в 13 скважинах, изучено 364 образца. Среднее значение пористости по керну составляет 0,27 д.ед., по ГИС 0,261 д.ед, проницаемость по керну $323,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, коэффициент нефтенасыщенности по ГИС - 0,73 д.ед.

Горизонт K1sc охарактеризован керном из 19 скважин. Всего с отбором керна по неокому пройдено 213,26 м, вынесено 208,62 м (97,8%), проанализирован 791 образец, в том числе представительных 419 образцов и с визуальными дефектами 188.

Наиболее изучен Огайский блок, на котором керн отобран в 13 скважинах, изучено 364 образца. Менее остальных изучен Восточный блок - 89 образцов керна, отобранных в одной скважине 21.

Среднее значение пористости по керну составляет 0,25 д.ед., по ГИС 0,244 д.ед., проницаемость по керну $187,8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, коэффициент нефтенасыщенности по ГИС - 0,67 д.ед.

В таблице 2.2.1 приведена статистическая характеристика фильтрационно-ёмкостных свойств и коэффициента нефтегазонасыщенности объектов разработки по керну и материалам ГИС. В таблице 2.2.2 приведены ряды распределения проницаемости, определённой на керне и ГИС, где видно, что подавляющее число значений приходится на диапазон от 10 до $50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Таблица 2.2.1 – Характеристика коллекторских свойств и газонасыщенности по объектам разработки

Метод определения	Наименование	Проницаемость, $\cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	Пористость, д.ед.	Нефтегазонасыщенность, д.ед.
1	2	3	4	5
<i>I объект (Верхнеальбский продуктивный горизонт-K1a)</i>				
<i>Блок Огайское</i>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	6	6	
	Количество определений	80	80	
	Среднее значение	1760,2	0,36	
	Интервал изменения	2,8-6277,0	0,21-0,40	
	Коэффициент вариации	0,621	0,111	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	77	77	77
	Количество определений	868	868	868
	Среднее значение	158,8	0,27	0,67
	Интервал изменения	2,2-6638,4	0,16-0,41	0,40-0,92
	Коэффициент вариации	2,7	0,162	0,187

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5
Блок Западный				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	6	6	
	Количество определений	152	152	
	Среднее значение	1132,5	0,34	
	Интервал изменения	2,7-2719,0	0,19-0,40	
	Коэффициент вариации	0,796	0,144	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	26	26	26
	Количество определений	229	229	229
	Среднее значение	294,4	0,27	0,63
	Интервал изменения	2,37-4627,8	0,19-0,40	0,41-0,91
	Коэффициент вариации	2,498	0,177	0,147
Блок Восточный				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	Не проводились		
	Количество определений			
	Среднее значение			
	Интервал изменения			
	Коэффициент вариации			
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	3	3	3
	Количество определений	6	6	6
	Среднее значение	1502,3	0,36	0,66
	Интервал изменения	761,9-2249,1	0,35-0,38	0,58-0,79
	Коэффициент вариации	0,385	0,030	0,111
I объект (в целом)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	12	12	
	Количество определений	232	232	
	Среднее значение	1348,9	0,35	
	Интервал изменения	2,7-6277,0	0,19-0,40	
	Коэффициент вариации	0,754	0,135	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	106	106	106
	Количество определений	1103	1103	1103
	Среднее значение	193,1	0,27	0,66
	Интервал изменения	193,1-6638,4	0,16-0,41	0,40-0,92
	Коэффициент вариации	2,778	0,167	0,187
II объект (Среднеальбский продуктивный горизонт-<i>K₁al₂</i>)				
Блок Западный				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	9	9	
	Количество определений	227	227	
	Среднее значение	247,2	0,30	
	Интервал изменения	2,1-1672,8	0,18-0,41	
	Коэффициент вариации	1,224	0,150	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	18	18	18
	Количество определений	71	71	71
	Среднее значение	2,2,3	0,28	0,57
	Интервал изменения	2,4-2249,1	0,19-0,38	0,40-0,80
	Коэффициент вариации	2,074	0,151	0,178
III объект (Нижненеальбский продуктивный горизонт-<i>K₁al₁</i>)				
Блок Огайский				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	
	Количество определений	1	1	
	Среднее значение	10,6	0,15	
	Интервал изменения	-	-	
	Коэффициент вариации	-	-	

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	5	5	5
	Количество определений	6	6	6
	Среднее значение	123,3	0,27	0,61
	Интервал изменения	6,9-370,3	0,22-0,33	0,43-0,90
	Коэффициент вариации	1,137	0,153	0,281
Блок Западный				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	2	
	Количество определений	44	44	
	Среднее значение	121,6	0,26	
	Интервал изменения	2,1-774,0	0,17-0,33	
	Коэффициент вариации	1,504	0,154	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	13	13	13
	Количество определений	26	26	26
	Среднее значение	99,2	0,26	0,58
	Интервал изменения	2,4-531,2	0,19-0,34	0,18-0,81
	Коэффициент вариации	1,622	0,182	0,231
III объект (Нижненеальб+аптский продуктивные горизонты-К₁ал₁+К₁а) Блок Восточный				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	3	
	Количество определений	33	33	
	Среднее значение	1143,9	0,32	
	Интервал изменения	473,0-3191,0	0,30-0,34	
	Коэффициент вариации	0,514	0,021	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	10	10	10
	Количество определений	13	13	13
	Среднее значение	250,5	0,30	0,81
	Интервал изменения	761,9-3256,9	0,24-0,35	0,68-0,88
	Коэффициент вариации	250,5	0,100	0,072
III объект (в целом)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	6	6	
	Количество определений	78	78	
	Среднее значение	552,7	0,29	
	Интервал изменения	2,1-3191	0,15-0,34	
	Коэффициент вариации	0,904	1,176	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	28	28	28
	Количество определений	45	45	45
	Среднее значение	146,1	0,27	0,65
	Интервал изменения	2,3-761,9	0,19-0,35	0,18-0,9
	Коэффициент вариации	1,342	0,172	0,247
IV (аптский+неокомский горизонт)				
Блок Огайский				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	17	17	
	Количество определений	544	544	
	Среднее значение	112,8	0,25	
	Интервал изменения	0,5-2178,0	0,14-0,40	
	Коэффициент вариации	1,909	0,232	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	50	50	50
	Количество определений	420	420	420
	Среднее значение	98,9	0,23	0,69
	Интервал изменения	0,6-11420,2	0,14-0,39	0,40-0,92
	Коэффициент вариации	5,822	0,173	0,155
Блок Западный				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	6	6	
	Количество определений	19	19	
	Среднее значение	575,2	0,28	
	Интервал изменения	0,5-3207,0	0,14-0,40	
	Коэффициент вариации	1,441	0,231	

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	10	10	10
	Количество определений	38	38	38
	Среднее значение	232,0	0,26	0,58
	Интервал изменения	1,3-2378,9	0,16-0,35	0,4-0,79
	Коэффициент вариации	1,785	0,148	0,158
<i>IV (в целом)</i>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	23	23	
	Количество определений	563	563	
	Среднее значение	178,3	0,25	
	Интервал изменения	0,5-3207,0	0,14-0,40	
	Коэффициент вариации	2,273	0,237	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	60	60	60
	Количество определений	458	458	458
	Среднее значение	110,0	0,23	0,68
	Интервал изменения	0,6-11420,2	0,14-0,39	0,40-0,92
	Коэффициент вариации	5,149	0,175	0,162

Таблица 2.2.2-Ряды распределения проницаемости залежей нижнего мела

№№ п/п	Интервалы изменения, *10 ⁻³ мкм ²	Число случаев (по ГИС/керну)		
		Огайский	Западный	Восточный
1	2	3	4	5
I объект (верхнеальбский горизонт)				
1	2-10	120/2	30/10	-/-
2	10-50	307/-	79/6	-/-
3	50-100	139/-	25/12	-/-
4	100-500	247/9	45/35	-/-
5	500-1000	32/9	10/10	1/-
6	1000>	23/60	21/79	4/-
II (среднеальбский горизонт)				
1	2-10	-	10/35	-
2	10-50	-	47/46	-
3	50-100	-	24/19	-
4	100-500	-	11/79	-
5	500-1000	-	6/38	-
6	1000>	-	5/8	-
III (нижеальбский горизонт)				
1	2-10	-/-	5/11	-
2	10-50	5/1	6/16	-
3	50-100	1/-	1/2	-
4	100-500	-/-	1/12	-
5	500-1000	-/-	2/3	-
6	1000>	-/-	-/-	-
III (нижеальбский+аптский горизонт)				
1	0,5-2	-	-	/-
2	2-10	-	-	3/-
3	10-50	-	-	11/4
4	50-100	-	-	7/6
5	100-500	-	-	20/45
6	500-1000	-	-	7/67
7	1000>	-	-	9/43
IV (аптский+неокомский горизонт)				
1	0,5-1	5/1	-/9	-
2	1-10	23/7	7/8	-
3	10-50	37/15	17/10	-
4	50-100	10/12	2/16	-

Продолжение таблицы 2.2.2

1	2	3	4	5
5	100-500	13/23	20/22	-
6	500-1000	-/-	1/2	-
7	1000>	-/3	2/22	-

2.3 Состав и свойства нефти и воды**2.3.1 Свойства нефти в поверхностных условиях**

Всего по состоянию на месторождении было отобрано и проанализировано 373 пробы из 58 скважин.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях Западного блока изучены по 51 пробе нефти (из них 11 проб отбраковано), отобранным из трех горизонтов K_{1al}, K_{1a}, K_{1nc}. Наибольшим количеством дегазированных проб (205 исследований) освещен Восточный блок, из которых 16 проб были признаны некачественными, пробы были отобраны из горизонтов K_{1al}, K_{1a}. Дегазированная нефть блока Огайское изучена по 121 пробе из четырех горизонтов Pg, K_{1al}, K_{1a}, K_{1nc}, 24 пробы отбракованы.

Причины отбраковки проб – высокие значения плотности, кинематической вязкости, несоответствие температур вспышки и застывания.

Западный блок

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях Западного блока изучены по 40 кондиционным пробам, отобранным из залежей K_{1al3} 1, K_{1al3} 2, K_{1al3} 3, K_{1a}, K_{1nc} 3, K_{1nc} 5, K_{1nc} 6, и совместно опробованных залежей K_{1a}+ K_{1nc} 1.

Верхнеальбский горизонт. Пачка 1. Залежь K_{1al3} 1. Свойства нефти описаны результатами исследований 16 кондиционных проб дегазированной нефти из скважин 19-3М, 57-3М, 59-3М, четыре пробы со скважин 63-3М, 348-3М, 342-3М и 401-3М отбракованы.

Дегазированная нефть битуминозная, плотность нефти в среднем по горизонту составляет 0,9644 г/см³. Кинематическая вязкость при температуре 20 °С составляет 854,13 мм²/с, при 50 °С – 101,22 мм²/с. По содержанию общей серы, нефть высокосернистая (2,36 % масс.), по содержанию парафинов - малопарафинистая (1,27 % масс.), по содержанию асфальто-смолистых веществ - высокосмолистая (30,02 % масс.). Температура застывания в среднем по горизонту составляет минус 13 °С.

Температура начала кипения нефти по горизонту – плюс 223 °С, выход фракций, выкипающих до температуры 300 °С – 19 % об., бензиновые фракции в нефти отсутствуют.

Среднеальбский горизонт, пачка 2. Залежь K1al2 2. Всего отобрано 14 проб дегазированной нефти, из которых 1 проба со скважины 19-3М не учтена при осреднении параметров залежи.

По результатам исследований 13 проб дегазированной нефти из скважин 19-3М, 56-3М, 57-3М, 59-3М, 67-3М и 83-3М нефть характеризуется как битуминозная, плотность нефти в среднем по горизонту составляет 0,9403 г/см³. Кинематическая вязкость при температуре 20 °С составляет 199,64 мм²/с, при 50 °С – 36,91 мм²/с. По содержанию общей серы нефть высокосернистая (2,02 % масс), по содержанию парафинов - малопарафинистая (1,13 % масс), по содержанию смол-селикагелевых веществ - смолистая (22,09 % масс). Температура застывания в среднем по горизонту составляет минус 30 °С. Температура начала кипения нефти по горизонту составляет плюс 210°С. Объемный выход фракций, выкипающих до температуры 300 °С, составляет 14 % об.

Нижнеальбский горизонт, пачка 3. Залежь K1al1 3 описана результатами исследований 7 проб дегазированной нефти из скважин 19-3М, 59-3М, 81-3М, 362-3М.

Дегазированная нефть нижнеальбского горизонта битуминозная, плотность нефти в среднем по горизонту составляет 0,9513 г/см³.

Кинематическая вязкость при температуре 20 °С составляет 370,63 мм²/с, при 50 °С – 53,60 мм²/с. По содержанию общей серы, нефть высокосернистая (2,82 % масс), по содержанию парафинов - малопарафинистая (1,94 % масс), по содержанию смол-селикагелевых веществ - смолистая (20,49 % масс). Температура застывания в среднем по горизонту составляет минус 20 °С. Температура начала кипения нефти по горизонту составляет плюс 187°С. Объемный выход фракций, выкипающих до температуры 300 °С, составляет 21 % об.

Аптский горизонт. Залежь K1a. Физико-химические свойства дегазированной нефти изучены только по одной пробе, отобранной в 2014 году из скважины 59-3М.

Нефть битуминозная (плотность 0,9552 г/см³), высоковязкая (при 20 °С - 109,7 мм²/с, при 50 °С - 23,27 мм²/с), малопарафинистая (0,48 % масс), высокосмолистая (34,06 % масс), высокосернистая (2,61 % масс), застывающая при температуре минус 30 °С и с малым выходом светлых фракций (14 % об). Бензиновые фракции практически отсутствуют (1 % об.).

Третий неокомский горизонт. Залежь K1pc3. Дегазированная нефть характеризуется по трем пробам со скважины 19-3М как битуминозная (0,9566 г/см³) с соответствующей ей кинематической вязкостью, при температуре 20 °С – 366,13 мм²/с, при 50 °С – 61,40 мм²/с. По массовому содержанию общей серы, нефть высокосернистая (2,42 %), по содержанию

парафинов - парафинистая (2,2 %), по содержанию смолселикагелевых веществ - смолистая (24,5 %). Температура застывания нефти составляет минус 19 °C.

Температура начала кипения нефти составляет плюс 162 °C. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °C, составляет 12 %, выход бензиновых фракций (до 200 °C) отсутствует.

Свойства дегазированной нефти *пятого и шестого неокомских горизонтов*. Залежи *K1nc 5 и K1nc 6* оценены по 1 пробе нефти из скважины 19-ЗМ. Обе пробы признаны некондиционными по определению температуры вспышки в закрытом тигле.

Результаты исследований проб дегазированной нефти из скважин 396-ЗМ (*K1a+K1nc 1-A*), отобранные в августе 2019 года и в ноябре 2021 года отбракованы.

В целом нефть Западного блока является битуминозной, высоковязкой, высокосернистой, малопарафинистой и парафинистой, смолистой.

Восточный блок

Свойства дегазированной нефти Восточного блока изучены по 206 пробам, отобранным из залежей: *K1al3 0, K1al3 1, K1al1 3, K1a*.

Верхнеальбский горизонт, пачка 0. Залежь K1al3 0. Свойства дегазированной нефти изучены по двум пробам нефти, отобранным из скважины 21 в 2013 году и одной пробе из скважины 35, отобранный в 2021 году.

Нефть характеризуется, как битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет 0,9719 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °C составила 1152,20 мм²/с, при 50 °C – 156,71 мм²/с. По массовому содержанию общей серы, нефть высокосернистая (2,99 %), по содержанию парафинов - малопарафинистая (0,7 %), по содержанию асфальто-смолистых веществ - смолистая (29,05 %). Температура застывания нефти составляет минус 11 °C.

Температура начала кипения нефти составляет плюс 212 °C. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °C, не высок и в среднем составляет 15%, бензиновые фракции (до 200 °C) в нефти практически отсутствуют (1%).

Верхнеальбский горизонт, пачка 1. Залежь K1al3 1. Свойства дегазированной нефти изучены по четырем пробам нефти, отобранным из скважины 21 в 2013 году.

Нефть характеризуется, как битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет 0,9655 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °C составила 860,68 мм²/с, при 50 °C – 100,80 мм²/с.

Дегазированная нефть по средним параметрам – малопарафинистая (0,30 % масс), высокосернистая (2,69 % масс.). Содержание асфальто-смолистых веществ составило 36,33 % масс, нефть высокосмолистая. Температура застывания нефти в среднем составила минус 19 °C.

Температура начала кипения по горизонту высокая и составляет плюс 228 °C. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °C, не высок и в среднем составляет 14 % об. Бензиновые фракции, выкипающие до температуры 200 °C, в нефти отсутствуют.

Нижнеальбский горизонт, пачка 3. Залежь K1all 3. Свойства дегазированной нефти изучены по 35 пробам из 7 скважин: 1, 6, 11, 12, 21, 22, 23, из них 3 пробы из скважин 6, 12 и 21 отбракованы.

Нефть нижнеальбского горизонта характеризуется, как битуминозная и высоковязкая. Плотность нефти в среднем составляет 0,9456 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °C составила 308,67 мм²/с, при 50 °C – 55,62 мм²/с.

Дегазированная нефть по средним параметрам – парафинистая (2,3 % масс), высокосернистая (2,52 % масс.). Содержание асфальто-смолистых веществ составило 23,84 % масс, нефть высокосмолистая. Температура застывания нефти в среднем составила минус 23 °C.

Температура начала кипения по горизонту составляет плюс 139 °C. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °C, невысок и в среднем составляет 26 % об. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °C, составил 6 % об.

Из совместно опробованных нижнеальбского и аптского горизонтов K1all 3+K1a отобрано 55 проб из 8 скважин (6, 10, 11, 12, 17, 21, 22, 23), одна пробы отбракована (скв. 10).

Нефть характеризуется, как битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет 0,9476 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °C составила 299,17 мм²/с, при 50 °C – 54,58 мм²/с. Нефть - парафинистая (2,11 % масс), высокосернистая (2,69 % масс.). Содержание асфальто-смолистых веществ составило 23,44 % масс., нефть высокосмолистая. Температура застывания нефти в среднем составила минус 21 °C.

Температура начала кипения по горизонту составляет плюс 158 °C. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °C, невысок и в среднем составляет 28 % об. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °C, составил 7 % об.

Аптский горизонт. Залежь K1a. Физико-химические свойства дегазированной нефти аптского горизонта (K1a) изучены по 109 пробам, отобранным из 14 скважин (6, 6Д, 10, 11, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 35).

При анализе свойств нефти были отбракованы некачественные результаты, не согласующиеся с другими результатами дегазированной нефти аптского горизонта со скважин 6 (3 пробы), 10 (1 пробы), 13 (одна пробы), 21 (4 пробы), 23 (2 пробы), 26 (1 пробы).

Нефть характеризуется, как битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет 0,9477 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °C составила 367,46 мм²/с, при 50 °C – 59,66 мм²/с.

Дегазированная нефть по средним параметрам – парафинистая (1,73 % масс), высокосернистая (2,63 % масс.). Содержание асфальто-смолистых веществ составило 29,64 % масс, нефть высокосмолистая. Температура застывания нефти в среднем составила минус 21°C.

Температура начала кипения по горизонту составляет плюс 144 °C. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °C, невысок и в среднем составляет 24 % об. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °C, составил 7 % об.

Из совместно опробованных аптского и неокомского горизонтов *K1a+K1nc 1-B* отобрана одна пробы нефти из скважины 10. Отбор пробы и лабораторные исследования были проведены по данному горизонту в 2014 году.

Нефть битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет 0,9452 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °C составила 213,6 мм²/с, при 50 °C – 26,3 мм²/с.

Дегазированная нефть малопарафинистая (1,3 % масс), высокосернистая (2,95 % масс.), высокосмолистая (24,6 % масс.).

Температура застывания нефти в среднем составила минус 24°C. Температура начала кипения по горизонту составляет плюс 135 °C. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °C, невысок и в среднем составляет 20 % об., выкипающих до температуры 200 °C - 6 % об.

Средние параметры дегазированной нефти, полученные по горизонтам Восточного блока, схожи и характеризуют нефть, как битуминозную, высоковязкую, малопарафинистую и парафинистую, высокосмолистую, застывающую при отрицательной температуре и с незначительным выходом светлых фракций. По содержанию общей серы нефть всех горизонтов относится к классу высокосернистой нефти.

Блок Огайское

Свойства и состав дегазированной нефти блока Огайское изучены по результатам исследований 109 проб нефти.

Верхнеальбский горизонт, пачка 0. Залежь K1al3 0. Всего отобрано 17 проб дегазированной нефти, из которых пять проб нефти из скважин 80-Ог (31.08.18 г.), 185-Ог (28.09.18 г., 30.09.18 г.) отбракованы. Свойства нефти охарактеризованы по результатам исследований 12 кондиционных проб нефти из скважин 501-Ог, 53-Ог, 50-Ог, 185-Ог, 55-Ог, 139-Ог.

Нефть битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет 0,9655 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С составила 522,93 мм²/с, при 50 °С – 78,47 мм²/с.

Дегазированная нефть парафинистая (1,94 % масс.), высокосернистая (2,69 % масс.), высокосмолистая (22,89 % масс.).

Характерна температура застывания нефти (минус 14 °С). Температура начала кипения по горизонту составляет плюс 217 °С. Выход фракций, выкипающих до температуры 300 °С, в среднем составляет 21 % об. Бензиновые фракции, выкипающие до температуры 200 °С, определены только в одной скважине 139-Ог и составляют 3 % об.

Верхнеальбский горизонт, пачка 1. Залежь K1al3 1. Всего исследовано 13 поверхностных проб, однако, 8 проб из скважин 33-Ог (1 проба), 80-Ог (6 проб) и 187-Ог (1 проба) отбракованы.

Нефть битуминозная и высоковязкая. Плотность в среднем составляет 0,9606 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С составила 440,42 мм²/с, при 50 °С – 64,82 мм²/с.

По содержанию парафина, серы и смол дегазированная нефть характеризуется как парафинистая (3,08 % масс.), высокосернистая (2,54 % масс.), высокосмолистая (18,92 % масс.).

Температура застывания нефти – минус 15 °С. Температура начала кипения по горизонту составляет плюс 224 °С. Выход фракций, выкипающих до температуры 300 °С, в среднем составляет 20 % об. Бензиновые фракции, выкипающие до температуры 200 °С, отсутствуют.

Нижнеальбский горизонт, пачка 3. Залежь K1al1 3. Дегазированная нефть изучена по 9 пробам из скважины 30-Ог.

Нефть битуминозная и вязкая. Плотность в среднем составляет 0,9226 г/см³. Кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С составила 74,66 мм²/с, при 50 °С – 17,70 мм²/с.

Дегазированная нефть малопарафинистая (1,85 % масс.), высокосернистая (2,43 % масс.), смолистая (24,54 % масс.).

Температура застывания нефти – минус 23 °С. Температура начала кипения по горизонту составляет плюс 120 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, в среднем составляет 34 % об., бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С – 11% об.

Нефть продуктивных горизонтов блока Огайское по своим свойствам и составу немного легче, чем нефть продуктивных горизонтов Восточного и Западного блоков. Нефть битуминозная и вязкая.

Таблица 2.3.1 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти продуктивных горизонтов

Наименование	Пласт			
	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
Западный блок				
Альбский горизонт				
Верхнеальбский горизонт. Пачка 1				
Вязкость, мПа*с	4	16	262,5-1295,0	854,13
при 20оС				
30оС	4	16	132,7-539,6	375,02
40 оС	4	16	74,0-256,8	119,68
50 оС	4	16	44,8-136,1	101,22
60 оС	-	-	-	-
100 оС	-	-	-	-
Температура застывания, оС	4	16	-23	-13
Температура насыщения парафином, оС	4	16	-	-
Температура вспышки в закрытом тигле, оС	4	16	88-119	100
Температура вспышки в открытом тигле, оС	-	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	4	16	1,3-2,81
	Смолсиликагелевых и асфальтенов	4	16	19,76-47,22
	Парафинов	4	16	0,30-3,30
Объемный выход фракций, %	н.к. 100оС	4	16	196-250
	до 250 оС	4	15	фев.13
	до 300 оС	4	16	ноя.24
Среднеальбский горизонт. Пачка 2				
Вязкость, мПа*с	6	14	82,8-246,2	199,64
при 20оС				
30оС	6	14	47,3-385,2	103,24
40 оС	6	14	29,3-191,5	58,9
50 оС	6	14	19,6-105,3	36,91
60 оС	6	14	-	-
100 оС	6	14	-	-
Температура застывания, оС	6	14	-34	-30
Температура насыщения парафином, оС	6	14	-	-
Температура вспышки в закрытом тигле, оС	6	14	71-120	93
Температура вспышки в открытом тигле, оС	6	14	-	-
Массовое содержание, %	Серы	6	14	0,82-2,63
	Смолсиликагелевых	6	14	7,27-28,84
	Асфальтенов	6	14	2,77-6,70
	Парафинов	6	14	0,50-3,10

Продолжение таблицы 2.3.1

1	2	3	4	5
Объемный выход фракций, %	н.к. 100оС	6	14	185-235
	до 250 оС	3	5	04.июн 5
	до 300 оС	6	14	мар.26 14
Нижнеальбский горизонт. Пачка 3				
Вязкость, мПа*с при 20оС	4	7	110,6-933,3	370,63
	30оС	4	7	60,3-414,6 172,46
	40 оС	4	7	36,6-208,1 91,86
	50 оС	4	7	24,0-115,3 53,6
	60 оС	4	7	- -
	100 оС	4	7	- -
	Температура застывания, оС	4	7	-9 -20
Температура насыщения парафином, оС				
Температура вспышки в закрытом тигле, оС				
Температура вспышки в открытом тигле, оС				
Массовое содержание, %	Серы	4	7	2,36-3,47 2,82
	Смолсиликагелевых	4	7	6,41-39,64 20,49
	Асфальтенов	4	7	2,61-9,36 4,47
	Парафинов	4	7	0,40-3,64 1,94
Объемный выход фракций, %	н.к. 100оС	4	7	133-210 187
	до 250 оС	2	2	13-16 15
	до 300 оС	4	7	апр.32 21
Аптский горизонт (К1а)				
Вязкость, мПа*с при 20оС	1	1	-	109,7*
	30оС	1	1	- 60,16*
	40 оС	1	1	- 36,1*
	50 оС	1	1	- 23,3*
	60 оС	1	1	- -
	100 оС	1	1	- -
	Серы	1	1	- 2,61*
Массовое содержание, %	Смолсиликагелевых	1	1	- 28,9*
	Асфальтенов	1	1	- 5,16*
	Парафинов	1	1	- 0,5*
	н.к. 100оС	1	1	- -
Объемный выход фракций, %	до 250 оС	1	1	- -
	до 300 оС	1	1	- 12*
	до 300 оС	1	1	- -
Третий неокомский горизонт К1нс3				
Вязкость, мПа*с при 20оС	1	3	178,86-475,6	366,13
	30оС	1	3	97,7-245,9 186,23
	40 оС	1	3	58,0-130,8 101,33
	50 оС	1	3	35,4-81,2 61,4
	60 оС	1	3	- -
	100 оС	1	3	- -
	Серы	1	3	1,72-3,27 2,42
Массовое содержание, %	Смолсиликагелевых	1	3	10,5-26,34 16,01
	Асфальтенов	1	3	4,33-7,71 5,89
	Парафинов	1	3	1,4-2,6 2,17
	н.к. 100оС	1	3	150-185 162
Объемный выход фракций, %	до 250 оС	1	3	01.июл 4
	до 300 оС	1	3	июн.19 12

Продолжение таблицы 2.3.1

1	2	3	4	5
Восточный блок				
Альбский горизонт K1al				
Верхнеальбский горизонт. Пачка 0 (K1al3 0)				
Вязкость, мПа*с				
при 20оС	2	3	1059,0-1200,9	1152,2
30оС	2	3	451,5-881,4	674,93
40 оC	2	3	218,4-362,9	294,37
50 оC	2	3	117,6-192,2	156,71
60 оC	2	3	-	-
100 оC	2	3	-	-
Массовое содержание, %	Серы	2	3	2,47-3,45
	Смолсиликагелевых	2	3	13,7-33,4
	Асфальтенов	2	3	4,25-6,7
	Парафинов	2	3	0,3-1,07
Объемный выход фракций, %	н.к. 100оС	2	3	192-235
	до 250 оC	2	3	1-6,5
	до 300 оC	2	3	15-16
Верхнеальбский горизонт. Пачка 1 (K1al3 1)				
Вязкость, мПа*с				
при 20оС	1	4	607,7-1033	860,68
30оС	1	4	279,3-444,5	374,38
40 оC	1	4	143,9-209,8	182,93
50 оC	1	4	81,6-116,6	100,8
60 оC	1	4	-	-
100 оC	1	4	-	-
Массовое содержание, %	Серы	1	4	2,54-2,86
	Смолсиликагелевых	1	4	30,91-34,11
	Асфальтенов	1	4	3,14-5,08
	Парафинов	1	4	0,3-0,3
Объемный выход фракций, %	н.к. 100оС	1	4	220-235
	до 250 оC	1	4	01.мар
	до 300 оC	1	4	дек.16
Нижнеальбский горизонт. Пачка 3 (K1al1 3)				
Вязкость, мПа*с				
при 20оС	6	27	151,8-442,4	308,67
30оС	6	22	85,0-208,7	156,28
40 оC	6	27	35,2-111,2	89,03
50 оC	6	27	32,1-70,3	55,62
60 оC	-	-	-	-
100 оC	-	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	6	27	0,99-3,23
	Смолсиликагелевых и асфальтенов	6	27	8,4-46,57
	Парафинов	6	27	0,3-3,7
Объемный выход фракций, %	н.к. 100оС	6	27	85-200
	до 250 оC	6	23	июл.22
	до 300 оC	6	27	17-41
Аптский горизонт (K1a)				
Вязкость, мПа*с				
при 20оС	12	88	119,0-1255,0	367,46
30оС	12	82	69,0-512,7	185,21
40 оC	12	86	37,0-214,9	101,04
50 оC	12	88	26,6-105,2	59,66
60 оC	-	-	-	-
100 оC	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.3.1

1	2	3	4	5
Массовое содержание, %	Серы	12	85	0,72-3,48
	Смолсиликагелевых и асфальтенов	12	87	15,89-52,76
	Парафинов	12	86	0,8-4,9
Объемный выход фракций, %	н.к. 100оС	12	82	80-218
	до 250 оС	12	82	фев.24
	до 300 оС	12	85	16-35
Блок Огайское				
Верхнеальбский горизонт. Пачка 0				
Вязкость, мПа*с	при 20оС	4	12	349,27-736,02
		30оС	4	229,47-340,71
	40 оС	4	8	121,99-169,66
	50 оС	4	8	94-118
	60 оС	-	-	-
	100 оС	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	4	12	2,43-2,94
	Смолсиликагелевых	4	12	10,6-26,73
	Асфальтены	4	12	2,2-6,75
Объемный выход фракций, %	Парафинов	4	12	0,20-3,93
	н.к. 100оС	4	12	178-248
	до 250 оС	4	12	1,0-8,5
	до 300 оС	4	12	14-26
Верхнеальбский горизонт. Пачка 1				
Вязкость, мПа*с	при 20оС	3	5	323,6-694,7
		30оС	3	163,39-180,35
	40 оС	3	2	91,60-94,06
	50 оС	3	5	52,67-87,04
	60 оС	-	-	-
	100 оС	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	3	5	2,48-2,63
	Смолсиликагелевых	3	5	10,79-33,01
	Асфальтены	3	5	2,89-5,87
Объемный выход фракций, %	Парафинов	3	5	0,5-4,72
	н.к. 100оС	3	5	225-243
	до 250 оС	3	5	3-6,5
	до 300 оС	3	5	16-23
Нижнеальбский горизонт. Пачка 3				
Вязкость, мПа*с	при 20оС	1	9	40,7-176,8
		30оС	1	28,10-28,10
	40 оС	1	1	18-43-18,43
	50 оС	1	9	12,6-35,9
	60 оС	-	-	-
	100 оС	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	1	9	2,31-2,63
	Смолсиликагелевых	1	9	2,43-3,41
	Асфальтены	1	9	4,18-7,38
Объемный выход фракций, %	Парафинов	1	9	0,4-5,6
	н.к. 100оС	1	9	90-160
	до 250 оС	1	9	сен.29
	до 300 оС	1	9	20-42

Продолжение таблицы 2.3.1

1	2	3	4	5
Аптский горизонт				
Вязкость, мПа*с	7	30	13,3-336,6	46,81
при 20оС				
30оС	7	1	18,41-18,41	18,41
40 оC	7	1	12,77-12,77	12,77
50 оC	7	30	7,3-55	13,7
60 оC	-	-	-	-
100 оC	-	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	7	31	0,52-2,6
	Смолсиликагелевых	7	31	5,47-33,46
	Асфальтены	7	31	1,03-7,49
	Парафинов	7	31	0,2-5,8
Объемный выход фракций, %	н.к. 100оС	7	29	73-210
	до 250 оC	7	28	апр.33
	до 300 оC	7	28	14-47
Первый неокомский горизонт К1nc1				
Вязкость, мПа*с	6	16	13,8-42,0	26,86
при 20оС				
30оС	6	1	21,58-21,58	21,58
40 оC	6	1	16,06-16,06	16,06
50 оC	6	15	5,5-11,16	8,53
60 оC	-	-	-	-
100 оC	-	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	6	17	1,81-2,44
	Смолсиликагелевых	6	16	6,88-27,16
	Асфальтены	6	17	1,39-7,4
	Парафинов	6	16	0,4-3,8
Объемный выход фракций, %	н.к. 100оС	6	16	65-103
	до 250 оC	6	16	19-35
	до 300 оC	6	16	31-50
Второй неокомский горизонт К1nc2				
Вязкость, мПа*с	8	20	55,0-213,5	93,35
при 20оС				
30оС	8	4	37,23-72,55	27,14
40 оC	8	4	24,89-45,68	17,42
50 оC	8	20	15,6-30,09	22,45
60 оC	8	-	-	-
100 оC	8	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	8	20	0,45-2,88
	Смолсиликагелевых	8	20	9,69-29,43
	Асфальтены	8	20	4,14-7,43
	Парафинов	8	20	0,4-4,27
Объемный выход фракций, %	н.к. 100оС	8	20	80-165
	до 250 оC	8	20	дек.26
	до 300 оC	8	20	24-40

2.3.2 Свойства нефти в пластовых условиях

Всего было отобрано и исследовано 140 глубинных проб нефти, из них 31 проба на Западном блоке из 4-х скважин (19-3М, 56-3М, 57-3М, 59-3М), 47 проб на Восточном блоке из скважин 13-ти скважин (6, 10, 11, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 35), 62 пробы на Огайском блоке из 14-ти скважин (1, 20, 30, 31, 32, 33, 50, 51, 53, 70, 74, 80, 177, 185). Из общего количества проб 24 пробы отбракованы в связи повышенным значением вязкости.

В настоящем разделе физико-химические свойства пластовой нефти оценивалась отдельно по блокам и по залежам.

Западный блок

Физико-химические свойства пластовой нефти Западного блока изучены по 31 пробе, отобранных из залежей K_{1al3} 1, K_{1al2} 2, K_{1al1} 3, K_{1a} , K_{1nc} 3, K_{1nc} 5, K_{1nc} 6.

Пластовая нефть характеризуется как тяжелая, высоковязкая, недонасыщенная газом, так как давление насыщения нефти ниже пластового. В отличие от одноименных залежей Восточного и Огайского блоков пластовая нефть Западного блока отличается большим газосодержанием.

Верхнеальбский горизонт. Пачка 1 – залежь K_{1al3} 1.

Свойства пластовой нефти описаны по 8 кондиционным исследованиям (две пробы со скважины 19-3М отбракованы). Глубинные пробы отобраны из скважин 19-3М, 57-3М, 59-3М. Среднее значение давления насыщения нефти составляет 6,64 МПа, усадка нефти – 4,91 %, объемный коэффициент – 1,052 д.ед., газосодержание – 23,59 м³/т, вязкость – 84,83 мПа*с, плотность пластовой нефти - 0,933 г/см³.

Среднеальбский горизонт. Пачка 2 – залежь K_{1al2} 2.

Глубинные пробы взяты из скважин 19-3М, 56-3М, 57-3М, 59-3М в количестве 13 отборов. Все пробы кондиционные. Давление насыщения нефти в среднем составляет 6,42 МПа, усадка нефти – 5,68 %, объемный коэффициент – 1,060 д.ед., газосодержание – 28,13 м³/т, вязкость пластовой нефти – 29,46 мПа*с, плотность пластовой нефти – 0,909 г/см³.

Нижнеальбский горизонт. Пачка 3 – залежь K_{1all} 3.

Свойства пластовой нефти описаны 3 исследованиями глубинных проб нефти, отобранных из скважин 19-3М и 59-3М. Нефть характеризуется следующими средними параметрами: плотность пластовой нефти - 0,911 г/см³, давление насыщения - 11,88 МПа, газосодержание – 43,70 м³/т, объемный коэффициент – 1,092 д.ед., вязкость пластовой нефти – 24,72 мПа*с.

Аптский горизонт. Залежь K_{1a} представлена единичной пробой глубинной нефти из скважины 59-3М. Давление насыщения нефти составляет 12,40 МПа, усадка нефти составляет 7,00 %, объемный коэффициент - 1,075 д.ед., газосодержание – 41,32 м³/т, вязкость пластовой нефти – 8,44 мПа*с, плотность пластовой нефти - 0,904 г/см³.

Третий неокомский продуктивный горизонт. Залежь K_{1nc} 3. Пластовая нефть охарактеризована единственным исследованием пробы из скважины 19-3М. Давление насыщения составляет 13,35 МПа, газосодержание - 66,90 м³/т, вязкость и плотность

пластовой нефти равны 15,90 мПа*с и 0,919 г/см³ соответственно, объемный коэффициент нефти составляет 1,106 д.ед.

Пятый неокомский продуктивный горизонт. Залежь *K1nc 5.* Пластовая нефть охарактеризована 2 исследованиями скважины 19-ЗМ. Давление насыщения составляет 7,70 МПа, газосодержание – 62,24 м³/т, вязкость и плотность пластовой нефти равны 8,73 мПа*с и 0,887 г/см³ соответственно, объемный коэффициент нефти составляет 1,103 д.ед.

Шестой неокомский продуктивный горизонт. Залежь *K1nc 6.* Пластовая нефть охарактеризована единичным исследованием пробы из скважины 19-ЗМ. Давление насыщения составляет 10,99 МПа, газосодержание – 103,20 м³/т, вязкость и плотность пластовой нефти равны 3,90 мПа*с и 0,812 г/см³ соответственно, объемный коэффициент нефти составляет 1,198 д.ед.

Восточный блок

Физико-химические свойства пластовой нефти Восточного блока изучены по 47 пробам, отобранных из горизонтов *K1al*, *K1a* и совместных *K1al1 3+K1a*.

Пластовая нефть характеризуется как тяжелая, высоковязкая, недонасыщенная газом, так как давление насыщения нефти ниже пластового. Газосодержание Восточного блока по сравнение с одноименными залежами Западного блока ниже, но выше по сравнению с залежами Огайского блока.

Нижнеальбский горизонт. Пачка 3 – Залежь K1a11 3. Свойства пластовой нефти описаны 11-тью исследованиями глубинных проб нефти, отобранных из скважин 6, 11, 12, 21 и 23. Из 11 проб, одна пробы со скважины 12 отбракована по причине высокой вязкости пластовой нефти (51,90 мПа*с).

Плотность пластовой нефти составила 0,895 г/см³, давление насыщения в среднем равно 7,24 МПа, газосодержание составляет 30,60 м³/т, объемный коэффициент – 1,085 д.ед., вязкость пластовой нефти – 25,28 мПа*с.

Аптский горизонт. Залежь K1a. Всего отобрано 34 пробы, из которых 19 проб отбракованы в связи с пониженными значениями давления насыщения и газосодержания, при усреднении данных они не учитывались. Свойства пластовой нефти описаны 15 кондиционным пробам из скважин 6, 13, 15, 21, 23, 24, 35.

По данным анализов давление насыщения нефти составляет 7,15 МПа, усадка нефти в среднем – 6,78 %, объемный коэффициент - 1,086 д.ед., вязкость – 26,19 мПа*с, плотность нефти в пластовых условиях - 0,893 г/см³, газосодержание – 30,75 м³/т.

Пластовая нефть совместных горизонтов *K1a13+K1a* представлена 2 исследованиями из скважины 10. Давление насыщения нефти составляет 7,13

МПа, усадка нефти в среднем 16,20 %, объемный коэффициент в среднем составляет 1,195 д.ед., газосодержание в среднем – 16,05 м³/т, вязкость пластовой нефти – 29,10 мПа*с, плотность пластовой нефти в среднем - 0,798 г/см³.

Блок Огайское

Физико-химические свойства пластовой нефти блока Огайское изучены по 62 пробам, отобранных из горизонтов $K_{1al3}\ 0$, $K_{1al3}\ 1$, $K_{1al3}\ 3$, K_{1a} , K_{1nc1} , K_{1nc2} .

Пластовая нефть характеризуется как тяжелая, высоковязкая, недонасыщенная газом, отличается пониженными значениями газосодержания.

Верхнеальбский горизонт. Пачка 0. Залежь $K_{1al3}\ 0$. Всего отобрано 12 проб нефти, из которых кондиционными признаны 6 проб со скважины 50- ОГ.

Результаты 4-х проб со скважины 185-Ог отбракованы из-за повышенных значений пластовой вязкости, также не учтены 2 пробы со скважины 50-ОГ из-за заниженных значений давления насыщения.

Давление насыщения нефти составляет в среднем 1,80 МПа, усадка нефти – 2,10 %, объемный коэффициент - 1,022 д.ед., газосодержание – 6,79 м³/т, вязкость пластовой нефти составляет 159,55 мПа*с, плотность пластовой нефти – 0,951 г/см³.

Верхнеальбский горизонт. Пачка 1. Залежь $K_{1al3}\ 1$. Свойства пластовой нефти охарактеризованы результатами 13 исследований из скважин 33-Ог, 50-Ог и 80-Ог. Одна проба со скважины 33-ОГ отбракована, в связи с несоответствием значения вязкости (495 мПа*с).

Пластовая нефть обладает следующими средними значениями: давление насыщения нефти – 2,93 МПа, усадка нефти – 3,94 %, объемный коэффициент – 1,041 д.ед., газосодержание – 11,92 м³/т, вязкость – 128,88 мПа*с, плотность пластовой нефти – 0,937 г/см³.

Нижнеальбский горизонт. Пачка 3. Залежь $K_{1al1}\ 3$. Свойства пластовой нефти представлены двумя результатами анализов нефти, отобранных из скважины 30-Ог.

Давление насыщения нефти составляет 2,86 МПа, усадка нефти - 2,44 %, объемный коэффициент – 1,025 д.ед., газосодержание – 9,00 м³/т, вязкость – 20,35 мПа*с, плотность пластовой нефти – 0,912 г/см³.

Аптский горизонт K_{1a} . Залежь K_{1a} представлена исследованиями 15 проб пластовой нефти, отобранных из скважин 1-Ог, 31-Ог, 32-Ог, 50-Ог, 70-Ог, 74-Ог, 177-Ог.

В среднем давление насыщения нефти составляет 5,50 МПа, усадка нефти в среднем 6,18 %, объемный коэффициент в среднем составляет 1,067 д.ед., газосодержание в среднем

– 31,09 м³/т, вязкость пластовой нефти – 11,01 мПа*с, плотность пластовой нефти в среднем – 0,875 г/см³.

Первый неокомский горизонт К1пс 1. Залежь К1пс 1. Пластовая нефть охарактеризована результатами исследований 9 проб пластовой нефти, отобранных из скважин 31-Ог, 33-Ог, 50-Ог, 53-Ог.

Проба со скважины 33-Ог (18.12.2012 г.) отбракована по причине низкого значения давления насыщения.

Давление насыщения составляет 4,72 МПа, газосодержание – 37,55 м³/т, вязкость и плотность пластовой нефти равны 8,36 мПа*с и 0,855 г/см³ соответственно, объемный коэффициент нефти составляет 1,097 д.ед.

Второй неокомский продуктивный горизонт К1пс 2. Залежь К1пс 2. Пластовая нефть охарактеризована 9 исследованиями со скважин 20-Ог, 31-Ог, 51-Ог, 53-Ог. Давление насыщения составляет 6,94 МПа, газосодержание – 36,04 м³/т, вязкость и плотность пластовой нефти равны 13,09 мПа*с и 0,867 г/см³ соответственно, объемный коэффициент нефти составляет 1,105 д.ед.

Таблица 2.3.2 – Свойства пластовой нефти

№ № п/п	Наименование	По состоянию на 01.07.2021 г.			
		Кол-во исследованных скважин	проб	Диапазон изменения	Среднее значение
1	2	3	4	5	6
Западный блок					
<i>а) Нефть</i>		<i>Верхнеальбский горизонт. Пачка 1 – залежь К1ал3 1</i>			
1	Давление насыщения газом, МПа	3	8	3,84-8,28	6,64
2	Газосодержание, м ³ /т	3	8	16,90-31,09	23,59
3	Давление пластовое, МПа	3	8	9,05-9,24	9,17
4	Плотность, г/см ³	3	8	0,906-0,948	0,933
5	Вязкость, мПа×с	3	8	68,48-113,61	84,83
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	3	8	1,039-1,068	1,052
7	Пластовая температура, °С	3	8	33,49-45,50	39,29
<i>а) Нефть</i>		<i>Среднеальбский горизонт. Пачка 2 – залежь К1ал2 2</i>			
1	Давление насыщения газом, МПа	4	13	3,32-9,52	6,42
2	Газосодержание, м ³ /т	4	13	13,82-47,2	28,13
3	Давление пластовое, МПа	4	13	10,17-11,76	10,98
4	Плотность, г/см ³	4	13	0,894-0,952	0,909
5	Вязкость, мПа×с	4	13	15,90-46,27	29,46
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	4	13	1,036-1,089	1,060
7	Пластовая температура, °С	4	13	36,90-42,85	40,61
<i>а) Нефть</i>		<i>Нижнеальбский горизонт. Пачка 3 – залежь К1ал1 3</i>			
1	Давление насыщения газом, МПа	2	3	10,97-12,56	11,88
2	Газосодержание, м ³ /т	2	3	39,11-53,20	43,70
3	Давление пластовое, МПа	2	3	13,35-13,59	13,47
4	Плотность, г/см ³	2	3	0,898-0,934	0,911

Продолжение таблицы 2.3.2

1	2	3	4	5	6
5	Вязкость, мПа×с	2	3	18,11-31,33	24,72
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	2	3	6,84-10,02	8,61
7	Пластовая температура, °С	2	3	44,6-48,1	46,35
	<i>а) Нефть</i>			<i>Аптский горизонт. Залежь К1а</i>	
1	Давление насыщения газом, МПа	1	1	-	12,40
2	Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	41,32
3	Давление пластовое, МПа	1	1	-	14,34
4	Плотность, г/см ³	1	1	-	0,904
5	Вязкость, мПа×с	1	1	-	8,44
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	1	-	1,075
7	Пластовая температура, °С	1	1	-	47,0
	<i>а) Нефть</i>			<i>Третий неокомский продуктивный горизонт. Залежь К1nc3</i>	
1	Давление насыщения газом, МПа	1	1	-	13,35
2	Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	66,90
3	Давление пластовое, МПа	1	1	-	15,30
4	Плотность, г/см ³	1	1	-	0,919
5	Вязкость, мПа×с	1	1	-	15,90
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	1	-	1,106
7	Пластовая температура, °С	1	1	-	51,0
	<i>а) Нефть</i>			<i>Пятый неокомский продуктивный горизонт. Залежь К1nc 5</i>	
1	Давление насыщения газом, МПа	1	2	5,1-10,29	7,70
2	Газосодержание, м ³ /т	1	2	30,58-93,90	62,24
3	Давление пластовое, МПа	1	2	14,83-15,89	15,36
4	Плотность, г/см ³	1	2	0,887-0,887	0,887
5	Вязкость, мПа×с	1	2	4,20-13,25	8,73
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	2	1,074-1,132	1,103
7	Пластовая температура, °С	1	2	49,3-54,0	51,65
	<i>а) Нефть</i>			<i>Шестой неокомский продуктивный горизонт. Залежь К1nc 6</i>	
1	Давление насыщения газом, МПа	1	1	-	10,99
2	Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	103,20
3	Давление пластовое, МПа	1	1	-	16,95
4	Плотность, г/см ³	1	1	-	0,812
5	Вязкость, мПа×с	1	1	-	3,90
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	1	-	1,198
7	Пластовая температура, °С	1	1	-	55,0
	<i>Восточный блок</i>				
	<i>а) Нефть</i>			<i>Нижнеальбский горизонт. Пачка 3 – залежь К1al 3</i>	
1	Давление насыщения газом, МПа	5	10	5,19-8,60	7,24
2	Газосодержание, м ³ /т	5	10	24,50-33,80	30,60
3	Давление пластовое, МПа	5	10	10,91-13,04	13,04
4	Плотность, г/см ³	5	10	0,867-0,910	0,895
5	Вязкость, мПа×с	5	10	15,32-33,20	25,28

Продолжение таблицы 2.3.2

1	2	3	4	5	6
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	5	10	1,061-1,111	1,085
7	Пластовая температура, °C	5	10	43,33-45,10	46,45
	<i>а) Нефть</i>			<i>Аптский горизонт. Залежь К1а</i>	
1	Давление насыщения газом, МПа	7	15	5,68-10,63	7,15
2	Газосодержание, м ³ /т	7	15	19,70-39,60	30,75
3	Давление пластовое, МПа	7	15	11,91-16,83	11,37
4	Плотность, г/см ³	7	15	0,858-0,916	0,893
5	Вязкость, мПа×с	7	15	15,20-36,15	26,19
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	7	15	1,054-1,133	1,086
7	Пластовая температура, °C	7	15	44,60-46,80	40,13
				<i>Огайский блок</i>	
	<i>а) Нефть</i>			<i>Верхнеальбский горизонт. Пачка 0. Залежь К1ал₃ 0</i>	
1	Давление насыщения газом, МПа	1	6	1,50-2,21	1,80
2	Газосодержание, м ³ /т	1	6	4,22-8,45	6,79
3	Давление пластовое, МПа	1	6	6,98-7,58	7,26
4	Плотность, г/см ³	1	6	0,948-0,958	0,951
5	Вязкость, мПа×с	1	6	145,09-173,40	159,55
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	6	1,012-1,032	1,022
7	Пластовая температура, °C	1	6	30,55-33,85	31,95
	<i>а) Нефть</i>			<i>Верхнеальбский горизонт. Пачка 1. Залежь К1ал₃ 1</i>	
1	Давление насыщения газом, МПа	3	13	1,25-5,64	2,93
2	Газосодержание, м ³ /т	3	13	4,59-25,46	11,92
3	Давление пластовое, МПа	3	13	5,53-7,96	6,89
4	Плотность, г/см ³	3	13	0,914-0,951	0,937
5	Вязкость, мПа×с	3	13	98,50-147,75	128,88
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	3	13	1,022-1,070	1,041
7	Пластовая температура, °C	3	13	32,33-35,80	33,55
	<i>а) Нефть</i>			<i>Нижнеальбский горизонт. Пачка 3. Залежь К1ал₃ 3</i>	
1	Давление насыщения газом, МПа	1	2	2,77-2,95	2,86
2	Газосодержание, м ³ /т	1	2	8,30-9,70	9,00
3	Давление пластовое, МПа	1	2	8,10-8,10	8,10
4	Плотность, г/см ³	1	2	0,911-0,913	0,912
5	Вязкость, мПа×с	1	2	20,35-20,35	20,35
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	2	1,025-1,025	1,025
7	Пластовая температура, °C	1	2	39,40-39,40	39,40
	<i>а) Нефть</i>			<i>Аптский горизонт К1а. Залежь К1а</i>	
1	Давление насыщения газом, МПа	6	15	3,01-9,65	5,50
2	Газосодержание, м ³ /т	6	15	16,15-59,48	31,09
3	Давление пластовое, МПа	6	15	8,39-14,26	10,91
4	Плотность, г/см ³	6	15	0,836-0,896	0,875
5	Вязкость, мПа×с	6	15	3,68-23,67	11,01
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	6	15	1,039-1,132	1,067
7	Пластовая температура, °C	6	15	39,80-45,10	42,52
	<i>а) Нефть</i>			<i>Первый неокомский горизонт К1нс 1. Залежь К1нс 1</i>	
1	Давление насыщения газом, МПа	4	9	1,68-9,72	4,72

Продолжение таблицы 2.3.2

1	2	3	4	5	6
2	Газосодержание, м ³ /т	4	9	25,90-58,17	37,55
3	Давление пластовое, МПа	4	9	10,90-14,00	12,44
4	Плотность, г/см ³	4	9	0,831-0,879	0,855
5	Вязкость, мПа×с	4	9	4,30-14,30	8,36
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	4	9	1,057-1,154	1,097
7	Пластовая температура, °С	4	9	42,99-43,77	43,62
	<i>а) Нефть</i>	<i>Второй неокомский продуктивный горизонт К1nc 2</i>			
1	Давление насыщения газом, МПа	3	9	4,75-8,88	6,94
2	Газосодержание, м ³ /т	3	9	11,32-46,50	36,04
3	Давление пластовое, МПа	3	9	11,60-12,90	12,18
4	Плотность, г/см ³	3	9	0,827-0,901	0,867
5	Вязкость, мПа×с	3	9	7,49-15,18	13,09
6	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	3	9	1,042-1,150	1,105
7	Пластовая температура, °С	3	9	42,20-44,60	43,82

2.3.3 Состав и свойства растворенного в нефти газа

Всего по месторождению Морское, включая блок Огайское, было исследовано 146 проб газа из 34 скважин.

Западный блок

Компонентный состав растворённого газа Западного блока изучен по 35 пробам, полученным после однократного разгазирования глубинных проб нефти, отобранных из горизонтов К1al, К1a и К1nc (табл. 2.3.3).

Нефтяной газ метанового типа, основными компонентами которого являются метан, этан, бутаны и углекислый газ. В составе газа сероводород обнаружен не был.

Верхнеальбский горизонт, пачка 1. Залежь К1al₃ 1 представлена исследованиями 12 проб нефтяного газа из скважин 19-3М, 57-3М, 59-3М, 60-3М. Газ характеризуется как «сухой» с содержанием метана в среднем 95,80 % мольн., этана – 0,32 % мольн., пропанбутановых фракций – 0,27 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 0,31 % мольн. и азота – 3,16 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,584.

Среднеальбский горизонт, пачка 2. Залежь К1al₂ 2 охарактеризована результатами исследований 12 проб растворённого газа из скважин 19-3М, 56-3М, 57-3М, 59-3М, 83-3М.

Газ - «сухой» с содержанием метана в среднем 96,56 % мольн., этана – 0,73 % мольн., пропанбутановых фракций – 0,69 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 0,35 % мольн. и азота – 1,44 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,580.

Нижнеальбский горизонт K_{1al1} , пачка 3. Залежь K_{1al1} 3 представлена 3 исследованиями проб газа из скважин 19-3М и 59-3М.

Газ является «полусухим» с содержанием метана в среднем 92,87 % мольн., этана – 3,04 % мольн., пропан-бутановых фракций – 2,00 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 0,59 % мольн. и азота – 0,86 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,619.

Аптский горизонт. Залежь K_{1a} представлена двумя исследованиями растворённого газа из скважин 19-3М и 59-3М.

Газ «полусухой» с содержанием метана в среднем 92,72 % мольн., этана – 2,41 % мольн., пропан-бутановых фракций – 1,06 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 0,43 % мольн. и азота – 3,07 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,604.

Неокомский горизонт. Залежи K_{1nc} 1-А, K_{1nc} 3-А, K_{1nc} 5, K_{1nc} 6. Всего исследовано шесть проб, полученных при однократном разгазировании глубинных пробы нефти из скважины 19-3М, из которых пять проб признаны кондиционными, одна проба (глубина отбора – 1467,6 м) от 12-13.12.2012 г. отбракована из-за большого содержания азота и не учитывалась при усреднении.

Газ неокомского горизонта «полусухой» с содержанием метана в среднем 86,65 % мольн., этана – 1,41 % мольн., пропан-бутановых фракций – 5,28 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 0,42 % мольн. и азота – 3,06 % мольн. Относительная плотность газа - 0,714.

Нефтяной газ Западного блока метанового типа. Наиболее тяжёлым является газ залежи K_{1nc} 6. Практически все залежи Западного блока слабо освещены исследованиями растворённого газа.

Восточный блок

Компонентный состав растворённого газа Восточного блока изучены по 48 пробам, полученным после однократного разгазирования глубинных проб нефти, отобранных из горизонтов K_{1al} , K_{1a} и совместно из K_{1al1} 3+ K_{1a} .

Альбский горизонт. Залежь K_{1al} 3 представлена 11 исследованиями растворённого газа из скважин 11, 12, 21 и 35. Газ альбского горизонта «полусухой» с содержанием метана в среднем 87,94 % мольн., этана – 2,45 % мольн., пропан-бутановых фракций – 4,51 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 1,91 % мольн. и азота – 0,81 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,703.

Исследования 2 проб растворённого газа из скважины 10 в 2013 г. представляют совместно **залежи *K1a1, 3+K1a***.

Газ «жирный» с содержанием метана в среднем 81,33 % мольн., этана – 6,77 % мольн., пропан-бутановых фракций – 7,17 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 2,35 % мольн. и азота – 0,05 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,754.

Аптский горизонт. **Залежь *K1a*** представлена исследованиями 35 проб растворённого газа из 12 скважин 6, 11, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 35.

Результаты исследования 2 проб растворённого газа из скважины 21 от 29.06.2013 г. отбракованы из-за завышенного содержания азота и не учитывались при усреднении.

Газ аптской залежи «полусухой» с содержанием метана в среднем 90,88 % мольн., этана – 1,40 % мольн., пропан-бутановых фракций – 3,07 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 1,21 % мольн. и азота – 2,02 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,661.

Растворённый в нефти газ Восточного блока метанового типа с низким содержанием азота и углекислого газа. Исследований по определению сероводорода по не проводилось.

Блок Огайское

Компонентный состав растворённого газа по блоку Огайское изучен по 62 пробам газа однократного разгазирования (табл. 2.3.3).

Верхнеальбский горизонт, пачка 0. Залежь *K1a1з 0* описана результатами 12 исследований растворённого газа из скважин 50-Ог, 53-Ог, 185-Ог.

Газ «сухой» с содержанием метана в среднем 93,08 % мольн., этана – 0,48 % мольн., пропан-бутановых фракций – 0,22 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 2,09 % мольн. и азота – 3,76 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,603.

Верхнеальбский горизонт, пачка 1. Залежь *K1a1з 1* описана результатами 14 исследований растворённого газа из скважин 33-Ог, 50-Ог и 80-Ог.

Газ «полусухой» с содержанием метана в среднем 92,92 % мольн., этана – 1,13 % мольн., пропан-бутановых фракций – 0,42 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 3,69 % мольн. и азота – 1,54 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,574.

Нижнеальбский горизонт, пачка 3. Залежь *K1a1 3* описана исследованиями 2 проб растворённого газа из скважины 30-Ог.

Газ «жирный» с содержанием метана в среднем 81,59 % мольн., этана – 2,17 % мольн., пропан-бутановых фракций – 5,49 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 1,32 % мольн. и азота – 6,20 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,749.

Аптский горизонт. Залежь К1а представлена исследованиями 15 проб растворённого газа из скважин 1-Ог, 31-Ог, 32-Ог, 50-Ог, 70-Ог, 74-Ог, 177-Ог.

Газ «жирный» с содержанием метана в среднем 81,08 % мольн., этана – 3,34 % мольн., пропан-бутановых фракций – 8,28 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 2,53 % мольн. и азота – 1,23 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,787.

Первый неокомский горизонт. Залежь К1пс1 описана исследованиями 10 проб газа однократного разгазирования из скважин 31-Ог, 33-Ог, 50-Ог, 53-Ог и 1 пробой устьевого газа из скважины 72-Ог.

Газ «жирный» с содержанием метана в среднем 74,30 % мольн., этана – 4,27 % мольн., пропан-бутановых фракций – 10,85 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 3,27 % мольн. и азота – 2,94 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,826.

Второй неокомский горизонт. Залежь К1пс2 описана исследованиями 8 проб из скважин 20-Ог, 31-Ог, 51-Ог, 53-Ог.

Газ «жирный» с содержанием метана в среднем 79,37 % мольн., этана – 3,05 % мольн., пропан-бутановых фракций – 7,22 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 7,02 % мольн. и азота – 0,30 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,792.

Исследования по определению сероводорода проводились по верхнеальбскому, аптскому и первому неокомскому продуктивным горизонтам. По результатам исследований сероводород был обнаружен только в пробах растворённого газа верхнеальбского горизонта и составил в среднем 0,48 % мольн.

2.3.3 Состав и свойства свободного газа

Состав и свойства свободного газа изучены по 2 пробам газа из скважин 56-ЗМ и 58-ЗМ Западного блока, отобранным в период 2013-2014 г.г.

По составу газ характеризуется как сухой, содержание углеводородных компонентов составляет 1,584 об. %, содержание метана – 95,65 об. %.

По неуглеводородным компонентам: содержание двуокиси углерода – 1,22 % об. или 0,283 % мольн.; содержание азота 2,5 об. % или 2,48 % мол.

Содержание сероводорода в пробе из скважины 56 не обнаружено, а в пробе из скважины 58 обнаружено незначительное количество - 1,247 мг/м³ или 0,00009 % мольн. и характеризуется как следы. Метилмеркаптанов и этилмеркаптанов не обнаружено.

Молекулярная масса газа составила, в среднем, 16,864 г/моль: по пробе из скважины 56 – 16,756 г/моль и 16,971 по пробе из скважины 58. Плотность по воздуху, в среднем, равна 0,583, сжимаемость – 0,998 д.ед (табл. 2.3.4).

Таблица 2.3.3 – Компонентный состав нефтяного газа (мольное содержание, %)

Залежь	Содержание компонентов, % мольные												Плотность, кг/м ³	Вязкость расчетная мПа*с	
	угл. газ	азот	метан	этан	пропан	i-бутан	n-бутан	i-пентан	n-пентан	гексан	гептан	октан			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Западный блок															
K _{1al₃} 1	0,1	3,19	94,92	0,53	0,09	0,05	0,17	0,16	0,2	0,33	0,23	0,03	-	0,597	
	0,23	5,13	93,52	0,46	0,1	0,03	0,1	0,1	0,09	0,18	0,06	-	-	0,593	
	0,18	6	93,2	0,44	0,03	0	0,02	0,03	0,01	0,04	0,03	-	-	0,587	
	0,39	1,5	97,67	0,3	0,02	0	0,01	0,02	0,01	0,02	0,06	0,01	-	0,569	
	1,41	-	97,57	0,33	0,16	0,07	0,09	0,06	0,05	0,08	0,1	0	-	-	
	0,18	1,57	97,28	0,33	0,31	0,13	0,1	0,08	0,01	0,01	-	-	-	0,573	
	0,19	1,63	97,16	0,33	0,34	0,14	0,13	0,08	0,01	0,003	-	-	-	0,574	
	0,19	1,38	95,69	0,41	0,17	0,12	0,32	0,3	0,3	0,63	0,39	0,1	-	0,611	
	0,29	2,09	97,24	0,27	0,01	0	0	0,01	0	0,05	0,02	0,01	-	0,57	
	0,35	0,99	97,61	0,32	0,21	0,15	0,13	0,05	0,02	0,08	0,08	0,02	-	0,58	
	0,05	5,89	93,72	0,09	0,02	0,001	0,01	0,002	0,002	0,01	0,2	-	-	0,586	
	0,16	5,44	94,02	0,08	0,01	0,002	0,01	0,003	0,004	0,002	-	-	-	0,581	
K _{1al₂} 2	0,37	1,65	97,57	0,23	0,14	0,01	0,02	0,01	-	-	0,01	-	-	0,568	
	0,47	0,83	96,04	0,92	1,16	0,15	0,27	0,08	0,01	0,05	0,02	-	-	0,588	
	0,07	3,45	94,58	0,87	0,33	0,13	0,12	0,17	0,04	0,18	0,06	-	-	0,591	
	0,17	3,06	94,44	0,95	0,75	0,14	0,12	0,09	0,06	0,17	0,07	0,01	-	0,593	
	0,67	1,37	94,12	1,27	1,68	0,15	0,36	0,1	0,05	0,15	0,06	-	-	0,605	
	0,37	0,32	97,95	0,81	0,16	0,13	0,06	0,09	0,02	0,06	0,04	0	-	0,572	
	0,3	4,25	95,13	0,17	0,03	0,01	0	0,01	0,01	0,05	0,03	0,01	-	0,58	
	0,34	0,53	98,32	0,37	0,03	0,14	0,04	0,07	0,02	0,06	0,06	0,02	-	0,57	
	0,52	0,39	98	0,48	0,2	0,19	0,06	0,1	0,01	0,05	0,02	-	-	0,573	
	0,59	0,22	97,9	0,53	0,21	0,22	0,08	0,11	0,03	0,07	0,04	-	-	0,576	
	0,37	0,75	95,28	2,14	0,78	0,29	0,15	0,08	0,02	0,09	0,03	0,01	-	0,591	
	-	0,48	99,33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,555	
K _{1al₁} 3	0,62	0,68	91,64	5,24	0,86	0,59	0,11	0,14	0,02	0,06	0,05	-	-	0,613	
	0,64	1,15	93,48	1,77	0,62	0,95	0,13	0,33	0,12	0,44	0,36	0,03	-	0,625	
	0,52	0,74	93,48	2,12	0,61	1,98	0,14	0,11	0,01	0,2	0,1	0,01	-	0,62	
K _{1a}	0,48	5,17	93,03	0,54	0,14	0,3	0,04	0,07	0,04	0,11	0,08	-	-	0,597	
	0,38	0,97	92,41	4,27	0,91	0,62	0,11	0,14	0,02	0,08	0,05	0,02	-	0,61	
K _{1nc} 1	0,65	2,43	95,78	0,47	0,14	0,28	0,03	0,08	0,02	0,06	0,06	0,01	-	0,585	

Продолжение таблицы 2.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K₁nc 3	0,46	4,12	92,14	0,99	0,4	0,8	0,06	0,29	0,03	0,35	0,26	0,11	-	0,621	
K₁nc 5	0,49	5,93	85,26	1,29	1,1	2,11	0,53	1,42	0,33	1,09	0,41	0,04	-	0,711	
	0,4	2,1	85,38	1,85	1,85	3,09	0,89	1,98	0,52	1,44	0,5	0,01	-	0,748	
K₁nc 6	0,11	1,68	73,37	2,94	4,77	3,96	5,89	3,01	2,42	1,63	0,23	-	-	0,921	
Восточный блок															
K_{1al1} 3-3	1,99	1,36	86,77	0,58	0,94	3,43	0,53	1	0,32	1,77	0,74	0,6	-	0,754	
	2,08	0,36	87,38	0,53	0,96	3,57	0,57	1,03	0,37	1,8	0,76	0,59	-	0,757	
	1,89	2,36	86,15	0,63	0,91	3,29	0,48	0,97	0,27	1,74	0,71	0,6	-	0,752	
	0,18	-	92,07	2,34	1,5	1,91	0,72	0,86	0,17	0,25	-	-	-	0,65	
	3,47	0,71	87,56	1,88	2,45	2,08	0,34	0,51	0,1	0,52	0,32	0,06	-	0,694	
	3,51	0,73	87,44	1,85	2,41	2,12	0,37	0,56	0,13	0,5	0,33	0,05	-	0,698	
	3,81	0,33	88,13	1,91	1,13	2,45	0,43	0,66	0,17	0,68	0,31	-	-	0,696	
	2,01	0,33	88,72	3,62	1,49	1,62	0,69	0,6	0,3	0,45	0,17	-	-	0,674	
	1,74	0,23	89,62	3,43	1,32	1,42	0,65	0,55	0,33	0,51	0,19	-	-	0,667	
	0,22	0,78	90,2	3,41	1,35	1,45	0,64	0,59	0,36	0,69	0,28	0,02	-	0,663	
	0,38	0,95	83,32	6,77	2,63	2,79	0,98	0,82	0,39	0,65	0,3	0,01	-	0,724	
K_{1al1} 3-3+K_{1a}	2,44	0,03	81,29	6,72	3,02	3,04	1,07	0,86	0,34	0,6	0,58	0,01	-	0,754	
	2,25	0,06	81,36	6,82	3,11	3	1,1	0,8	0,33	0,61	0,26	0,01	-	0,754	
K_{1a}	3,9	0,15	90,62	2,15	0,65	1,35	0,4	0,47	0,06	-	-	-	-	0,623	
	0,44	2,09	92,42	1,51	0,55	1,57	0,37	0,52	0,16	0,31	0,06	0	-	0,64	
	0,31	1,46	94,29	0,98	0,28	1,14	0,26	0,46	0,16	0,52	0,12	0	-	0,625	
	0,49	2,94	89,99	2,26	1,09	1,53	0,5	0,43	0,19	0,32	0,08	0,03	-	0,662	
	0,52	2,56	90,84	1,89	0,95	1,71	0,35	0,43	0,13	0,33	0,09	0,04	-	0,658	
	1,62	0,48	96,8	0,31	0,18	0,26	0,08	0,08	0,08	0,1	0,06	-	-	0,58	
	1,44	0,45	96,98	0,31	0,18	0,25	0,08	0,08	0,04	0,12	0,07	-	-	0,58	
	6,79	1,53	84,6	1,38	1,66	0,39	1,03	0,94	0,48	0,75	0,22	0,23	-	0,701	
	5,03	1,48	89,02	0,92	0,79	0,26	0,49	0,67	0,24	0,65	0,27	0,18	-	0,663	
	6,8	1,54	81,15	1,5	1,83	3,08	1,12	1	0,57	0,83	0,28	0,3	-	0,754	
	0,22	1,85	89,93	1,48	2,38	2,04	0,48	0,61	0,19	0,53	0,23	0,06	-	0,667	
	0,22	2,49	86,14	1,91	2,59	3,75	0,81	0,93	0,26	0,65	0,21	0,04	-	0,727	
	2,67	0,94	91,6	0,61	0,54	1,47	0,41	0,62	0,21	0,65	0,28	0,01	-	0,649	
	2,54	0,87	91,73	0,61	0,54	1,5	0,4	0,67	0,22	0,62	0,3	-	-	0,646	
	1,06	0,99	89,69	2,11	1,81	2,66	0,51	0,45	0,16	0,38	0,14	-	-	0,806	
	0,27	1,06	91,65	1,55	1,51	2,4	0,39	0,44	0,14	0,41	0,14	0,01	-	0,79	

Продолжение таблицы 2.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K _{1a}	0,44	1,34	91,97	1,52	1,22	2	0,34	0,43	0,13	0,4	0,17	0,04	-	0,649	
	4,67	0,93	88,31	1,41	1,01	2	0,5	0,52	0,2	0,3	0,15	0,03	-	0,665	
	4,63	0,34	86,86	0,75	1,22	3,51	0,7	0,89	0,28	0,72	0,07	0,02	-	0,702	
	5,39	0,4	88,76	0,53	0,77	2,09	0,49	0,54	0,25	0,52	0,26	0,02	-	0,663	
	4,32	0,42	84,77	1,82	1,43	2,74	1,3	1,5	0,58	0,89	0,23	0,01	-	0,727	
	5,66	0,4	85,19	1,03	1,13	2,54	1,15	1,38	0,51	0,82	0,2	0	-	0,714	
	0,54	1,11	93,94	1,33	0,34	1,48	0,25	0,38	0,12	0,37	0,15	-	-	0,625	
	0,42	1,1	94,77	0,99	0,39	1,14	0,24	0,34	0,13	0,32	0,15	-	-	0,616	
	0,41	1,1	91,26	1,94	0,35	2,83	0,41	0,59	0,2	0,6	0,29	0,02	-	0,665	
	1,82	1,09	92,39	1,83	0,72	0,93	0,37	0,39	0,22	0,17	0,05	0,03	-	0,627	
	1,53	1,5	91,79	2,44	0,81	0,8	0,35	0,29	0,19	0,19	0,07	0,03	-	0,632	
	1,31	0,54	93,28	1,09	0,62	1,93	0,21	0,35	0,11	0,38	0,16	0,02	-	0,635	
	1,76	0,42	92,64	1,28	0,48	1,39	0,46	0,64	0,27	0,52	0,13	0	-	0,645	
	1,63	0,36	93,27	1,26	0,43	1,34	0,37	0,57	0,2	0,45	0,13	0	-	0,636	
	0,9	0,73	95,43	1,47	0,27	0,6	0,12	0,17	0,04	0,19	0,07	0	-	0,645	
	0,86	0,38	95,71	1,83	0,27	0,48	0,11	0,14	0,05	0,13	0,05	0	-	0,636	
	0,73	0,07	91,18	2,17	0,73	3,16	0,39	0,6	0,16	0,55	0,25	0,02	-	0,666	
Блок Огайское															
K _{1a1, 0}	2,67	2,87	94,13	0,23	0,05	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	-	-	0,595	
	2,51	4,34	92,84	0,23	0,04	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	-	-	-	0,599	
	2,7	2,62	93,54	0,72	0,3	0,02	0,01	0,02	0,02	0,06	0,01	-	-	0,601	
	2,29	3,23	93,49	0,56	0,28	0,04	0,02	0,02	0,02	0,05	0,01	-	-	0,599	
	3,66	4,54	91	0,55	0,05	0,01	0,01	0,02	0,01	0,04	0,04	-	-	0,615	
	1,33	3,6	93,35	0,66	0,23	0,08	0,14	0,12	0,12	0,25	0,12	-	-	0,604	
	0,23	5,04	93,99	0,42	0,06	0,02	0,05	0,04	0,03	0,08	0,04	0,01	-	0,586	
	4,26	3,39	91,44	0,54	0,11	0,03	0,03	0,05	0,02	0,07	0,05	-	-	0,619	
	0,09	4,39	92,37	0,68	0,28	0,09	0,31	0,33	0,45	0,82	0,18	-	-	0,624	
	0,47	4,35	94,02	0,53	0,09	0,02	0,05	0,07	0,08	0,19	0,12	-	-	0,592	
	2,29	3,67	93,16	0,35	0,07	0,03	0,05	0,07	0,07	0,13	0,05	0,06	-	0,603	
K _{1a1, 1}	2,59	3,13	93,64	0,29	0,04	0,01	0,02	0,03	0,03	0,19	0,03	0,01	-	0,601	
	2,64	1,26	94,19	0,85	0,73	0,09	0,04	0,07	0,03	0,03	0,06	0,01	-	0,603	
	2,83	1,12	94,3	0,68	0,77	0,08	0,03	0,05	0,02	0,05	0,07	0,01	-	0,604	
	2,62	0,83	94,53	0,93	0,82	0,04	0,03	0,04	0,02	0,05	0,07	0,02	-	0,602	
	2,54	0,81	94,57	1	0,71	0,1	0,04	0,06	0,03	0,04	0,07	0,02	-	0,062	

Продолжение таблицы 2.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K _{1al3} 1	8,66	5,17	85,65	0,24	0	0,01	0,04	0,05	0,02	0,03	0,02	-	-	0,665	
	6,07	4,35	88,53	0,15	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	-	-	0,639	
	3,4	0,39	95,15	0,95	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01	0,03	0,02	-	-	0,596	
	4	0,25	94,42	1,21	0,03	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02	0,02	-	-	0,603	
	4,44	0,43	92,98	1,83	0,08	0,02	0,04	0,05	0,03	0,06	0,05	0,01	-	0,614	
	3,88	0,65	93,51	1,25	0,17	0,02	0,05	0,06	0,07	0,18	0,14	0,03	-	0,615	
	3,01	0,79	94,73	0,77	0,53	0,03	0,01	0,02	0,01	0,04	0,06	0,01	-	0,6	
	2,8	0,77	94,65	0,75	0,02	0,06	0,15	0,16	0,15	0,27	0,19	0,04	-	0,61	
	3,82	3,16	89,12	3,3	0,13	0,06	0,04	0,08	0,03	0,16	0,1	0	-	0,632	
	0,91	1,55	94,48	1,91	0,54	0,1	0,21	0,08	0,07	0,11	0,04	0,01	-	0,596	
K _{1al1} 3	1,34	5,59	82,27	2,14	2,15	1,1	2,2	1,07	0,69	0,86	0,54	0,06	-	0,745	
	1,3	6,8	80,91	2,2	2,23	1,08	2,21	1,07	0,68	0,91	0,55	0,06	-	0,752	
K _{1a}	8,55	3,06	63,85	6,29	2,24	4,72	2,78	2,56	1,66	2,66	1,22	0,32	-	1,101	
	3,41	0,8	85,41	2,29	2,09	2,53	1,09	0,81	0,39	0,76	0,36	0,06	-	0,734	
	3,45	0,75	83,86	2,36	2,29	2,93	1,31	1,05	0,52	1	0,42	0,06	-	0,761	
	1,93	0,55	81,68	3,32	4,7	1,85	2,23	1,37	0,94	1,03	0,32	0,07	-	0,778	
	1,83	0,73	84,32	2,98	3,98	1,54	1,8	1,08	0,73	0,76	0,22	0,03	-	0,738	
	0,77	4,04	78,25	2,05	4,81	2,26	3,38	1,78	1,25	1,14	0,25	0,01	-	0,814	
	0,72	5,17	77,89	1,87	4,57	2,19	3,27	1,74	1,19	1,12	0,23	0,01	-	0,808	
	3,17	0,33	83,29	3,92	3,31	1,82	1,61	1	0,58	0,72	0,21	0,02	-	0,743	
	2,54	0,22	82,21	3,79	3,99	1,57	2,53	1,3	0,97	0,77	0,11	0	-	0,764	
	2,41	0,43	82,25	3,72	3,82	1,52	2,47	1,32	1,02	0,91	0,12	0	-	0,765	
	1,77	0,22	91,33	2,09	1,4	1,18	0,71	0,47	0,33	0,49	-	-	-	0,654	
	1,43	0,6	79,25	3,43	5,21	2,69	3,47	1,59	1,13	0,9	0,29	0,02	-	0,813	
	1,97	0,91	77,85	3,51	5,29	2,72	3,51	1,63	1,18	1,04	0,37	0,01	-	0,829	
	1,91	0,25	83,93	3,88	3,74	1,76	2,06	1,01	0,69	0,58	0,19	0,02	-	0,77	
	2,12	0,36	80,89	4,62	4,7	2,15	2,44	1,13	0,76	0,61	0,21	0,02	-	0,783	
K _{1nc} 1	1,53	0,84	87,43	2,49	3,48	1,04	1,3	1,05	0,35	0,5	-	-	-	0,697	
	7,65	0,37	83,82	1,86	1,25	2,09	0,38	0,59	0,55	0,94	0,47	0,01	-	0,741	
	2,59	6,99	71,01	4,1	5,6	2,89	2,97	1,57	0,97	0,98	0,29	0,02	-	0,852	
	1,26	5,43	68,23	5,06	7,35	2,88	4,7	2,14	1,56	0,23	0	0	-	-	
	1,62	5,21	63,96	5,66	8,61	3,22	5,11	2,22	1,62	1,26	1,5	0,01	-	-	
	1,57	6,52	81,48	1,19	1,82	1,5	2,01	1,3	1,04	1,26	0,3	0,02	-	0,762	
	1,58	6,21	80,82	1,04	1,99	1,5	2,34	1,61	1,19	1,34	0,35	0,02	-	0,773	

Продолжение таблицы 2.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K ₁ nc 1	3,53	0,24	77,51	4,44	5,08	1,93	3,11	1,6	1,21	1,11	0,22	0,01	-	0,823	
	3,17	0,17	78,58	4,34	4,96	1,84	3,04	0,54	1,17	1,01	0,17	0	-	0,81	
	5,74	0,09	62,69	8,59	8,92	3,6	4,74	2,49	1,61	1,3	0,21	0	-	0,982	
	5,76	0,29	61,77	8,21	10,19	3,4	4,53	2,47	1,64	1,51	0,21	0,01	-	0,993	
K ₁ nc 2	4,21	0,18	78,61	4,3	4,62	1,83	2,73	1,73	1,01	0,92	0,19	-	-	0,8	
	3,14	0,05	79,84	4,63	4,14	2,52	2,12	1,42	0,79	0,99	0,34	-	-	0,793	
	2,76	0,81	81,71	4,03	3,87	2,11	1,88	1	0,65	0,82	0,33	0,03	-	0,764	
	3,37	0,35	80,05	4,32	4,21	2,15	2,24	1,38	0,82	0,91	0,29	0,03	-	0,786	
	6,96	0,44	79,14	3,01	3,87	2,09	1,32	1,09	0,58	1,06	0,41	0,02	-	0,796	
	7,25	0,35	79,33	2,94	3,88	1,96	1,24	1,03	0,55	1,03	0,41	0,04	-	0,792	
	7,11	0,4	79,24	2,98	3,88	2,03	1,28	1,06	0,57	1,05	0,41	0,03	-	0,794	
	9,98	0,17	80,61	1,61	1,88	3,51	0,62	0,83	0,24	0,75	0,24	0	-	0,777	
	11	0,2	77,41	1,81	1,17	3,53	0,79	0,89	0,3	0,77	0,28	0,02	-	0,812	
	10,49	0,19	79,01	1,71	1,53	3,42	0,71	0,86	0,27	0,76	0,26	0,02	-	0,795	
	10,82	0,19	78,3	2,08	2,29	3,31	0,73	0,98	0,3	0,87	0,11	0,02	-	0,801	
	7,95	0,28	79,15	2,77	2,98	2,73	1,24	1,07	0,49	0,9	0,27	0,03	-	0,794	

Таблица 2.3.4 – Компонентный состав свободного газа

Залежь	Содержание компонентов, в % об.										Плотность, кг/м ³		Вязкость расчетная мПа*с		
	угл. газ	азот	метан	этан	пропан	i-бутан	n-бутан	i-пентан	n-пентан	гексан	гептан	октан	ст. усл.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Западный блок															
K ₁ a	2,27	2,30	95,98	0,51	0,12	0,27	0,02	0,04	0,01	0,33	0,04	0,00	-	0,586	-
	0,17	2,70	95,32	1,55	0,13	0,07	0,01	0,02	0,00	0,03	0,02	0,00	-	0,579	-

2.3.4 Состав пластовых вод

Месторождение Морское, включая блок Огайское находится в пределах Прикаспийского гидрогеологического бассейна и приурочено к Южно-Эмбинскому району.

Минерализация вод **четвертичных отложений** высокая.

Минерализация **палеогенского горизонта** определена по одной пробе со скважины 113-Ог Огайского блока и составляет 116,5 г/л, по классификации относится к рассолам хлоркальциевого типа, характеризуется общей жесткостью 1791,34 мг-экв.

Из **альбского горизонта** отобрано 36 проб воды и 7 проб совместно с аптскими горизонтами, в котором плотность составляет от 1,087 г/см³ до 1,159 г/см³. Подземные воды по классификации В.А.Сулина имеют хлоркальциевый тип, слабо сульфатные. Минерализация подземных вод альбского горизонта колеблется от 121,1 до 193,3 г/л и с общей жесткостью - 247-528мг-экв/л.

Из **аптского горизонта** отобраны 47 проб и 7 проб совместно с альбскими горизонтами. Подземные воды по классификации В. А. Сулина по химическому составу являются рассолами хлоркальциевого типа, слабо сульфатные, плотностью 1,089-1,129г/см³ с минерализацией от 121,1 до 210,9 г/л и характеризуется колебаниями общей жесткости от 247 до 740 мг-экв/л.

Воды **неокомских горизонтов** изучены по 11 пробам. Минерализация подземных вод колеблется в широком диапазоне 133,3 - 236 г/л при колебаниях плотности 1,094-1,161 г/см³, характеризуется общей жесткостью, которая колеблется 348-648 мг-экв/л. По классификации В.А.Сулина относится к рассолам хлоркальциевого типа.

Подземные воды **верхнеюрского горизонта** изучены по анализу одной пробы воды из скважины 1 (Восточный блок). Подземные воды характеризуются плотностью 1,13 г/см³. Минерализация составляет 166,2 г/л, по классификации В.А.Сулина относится к рассолам хлоркальциевого типа. Общая жесткость юрских вод обусловлена суммарным содержанием Ca^{2+} и Mg^{2+} и исходя из значений данных компонентов, является очень жесткой.

Подземные воды **среднеюрских отложений** охарактеризованы одной пробой со скважины 65, определены только плотность равная 1,1655 г/см³ и минерализация - 252,1 г/л.

Таблица 2.3.5 – Характеристика пластовой воды и содержания ионов и примесей по залежам

Горизонт	Характеристика и содержание	По состоянию на 01.01.2022			
		Кол-во иссл-х		Диапазон изменения	Среднее значение
		скв	проб		
1	2	3	4	5	6
Восточный блок					
K ₁ al ₃ -3	Плотность, кг/см ³	1	1	-	1,122
	Общая минерализация, г/л	1	1	-	187,6
	Водородный показатель (рН)	-	-	-	6,33
	Общая жесткость, мг-экв/л	1	1	-	500
	Тип воды				ХК
	Содержание железа, мг/л	-	-	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	1	0,04
		Брома	-	-	11,08
	Содержание ионов,	Cl ⁻	1	1	3258
	мг-экв/л	SO ₄ ²⁻	1	1	отс
		HCO ₃ ⁻	1	1	5,4
		Ca ²⁺	1	1	270-285
		Mg ²⁺	1	1	170-175
		Na ⁺ + K ⁺	1	1	2921,1-2940,7
					2763,4
K ₁ al ₃ -3	Плотность, кг/см ³	4	14	1,099-1,131	1,115
	Общая минерализация, г/л	4	14	147,0-192,7	167,1
	Водородный показатель (рН)	4	14	5,91-7,90	6,61
	Общая жесткость, мг-экв/л	4	14	205-520	426
	Тип воды	4	14	-	ХК
	Содержание железа, мг/л	4	14	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	4	13	0,03-2,54
		Брома	4	13	0,66-20,3
	Содержание ионов,	Cl ⁻	4	14	2539,7-3348,5
	мг-экв/л	SO ₄ ²⁻	4	14	3
		HCO ₃ ⁻	4	14	1,4-11,0
		Ca ²⁺	4	14	67,9-280,0
		Mg ²⁺	4	14	96,3-265,0
		Na ⁺ + K ⁺	4	14	190,8
					2456,7
K ₁ al ₁ 3-1	Плотность, кг/см ³	1	1	-	1,119
	Общая минерализация, г/л	1	1	-	168,1
	Водородный показатель (рН)	1	1	-	6,75
	Общая жесткость, мг-экв/л	1	1	-	400
	Тип воды	1	1	-	ХК
	Содержание железа, мг/л	1	1	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	1	-
		Брома	1	1	-
	Содержание ионов,	Cl ⁻	1	1	-
	мг-экв/л	SO ₄ ²⁻	1	1	2906
		HCO ₃ ⁻	1	1	0,98
		Ca ²⁺	1	1	4,2
		Mg ²⁺	1	1	270
		Na ⁺ + K ⁺	1	1	130
					2511,2
K ₁ a	Плотность, кг/см ³	14	47	1,114-1,143	1,127
	Общая минерализация, г/л	14	47	148,2-210,9	180,6
	Водородный показатель (рН)	14	47	5,33-7,78	6,76
	Общая жесткость, мг-экв/л	14	47	362-740	468
	Тип воды	14	47	-	ХК

Продолжение таблицы 2.3.5

1	2	3	4	5	6
	Содержание железа, мг/л	14	47	-	-
	Содержание, Йода мг/л	14	47	0,03-12,84	2,6
	Брома	14	47	0,09-231,6	39,4
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	14	47	2570,7-3653,0
K _{1a}	SO ₄ ²⁻	14	47	0,7-3,73	1,7
	Содержание ионов, мг-экв/л	HCO ₃ ⁻	14	47	0,2-7,4
	Ca ²⁺	14	47	142,9-560,0	263,1
	Mg ²⁺	14	47	140,0-392,4	204
K _{1a+K_{1a1}} 3-2	Na ⁺⁺ K ⁺	14	47		2670,1
	Плотность, кг/см ³	2	2	1,116-1,128	1,122
	Общая минерализация, г/л	2	2	151,9-163,5	157,7
	Водородный показатель (pН)	2	2	7,44-7,58	7,51
	Общая жесткость, мг-экв/л	2	2	377-383	380
	Тип воды	2	2	-	XK
	Содержание железа, мг/л	2	2	-	-
	Содержание, Йода мг/л	2	1	-	12,78
	Брома	2	1	-	216,1
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	2	2	2627,7-2833
K _{1a+K_{1a1}} 3-3	SO ₄ ²⁻	2	2	0,6-0,8	0,7
	HCO ₃ ⁻	2	2	2,5-3,7	3,1
	Ca ²⁺	2	2	193,1-231,2	212,2
	Mg ²⁺	2	2	146,1-189,8	168
	Na ⁺⁺ K ⁺	2	2	2260,1-2459	2359,6
	Плотность, кг/см ³	2	3	1,117-1,130	1,124
	Общая минерализация, г/л	2	3	169,5-170,3	169,9
	Водородный показатель (pН)	2	3	6,99-7,04	7,02
	Общая жесткость, мг-экв/л	2	3	337-480	409
	Тип воды	2	3	-	XK
K _{1a+K_{1a1}}	Содержание железа, мг/л	2	3	-	-
	Содержание, Йода мг/л	2	3	-	11,69
	Брома	2	3	-	220,7
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	2	3	2932,6-2947,3
	SO ₄ ²⁻	2	3	отс-2,2	1,1
	HCO ₃ ⁻	2	3	2,8-6,6	4,7
	Ca ²⁺	2	3	206,7-280	243,4
	Mg ²⁺	2	3	130,7-200,0	165,4
	Na ⁺⁺ K ⁺	2	3	2470,0-2609,2	2539,6
	Плотность, кг/см ³	2	2	1,116-1,124	1,12
K _{1a+K_{1a1}}	Общая минерализация, г/л	2	2	155,3-181,4	168,4
	Водородный показатель (pН)	2	2	6,88-7,22	7,05
	Общая жесткость, мг-экв/л	2	2	375-520	448
	Тип воды	2	2	-	XK
	Содержание железа, мг/л	2	2	-	-
	Содержание, Йода мг/л	2	2	-	-
	Брома	2	2	-	-
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	2	2	2684,1-3167,8
	SO ₄ ²⁻	2	2	отс-0,5	0,25
	HCO ₃ ⁻	2	2	4,9-7,0	6
	Ca ²⁺	2	2	229,8-240,0	234,9
	Mg ²⁺	2	2	145,3-280,0	212,7
	Na ⁺⁺ K ⁺	2	2	2319,6-2644,8	2482,2

Продолжение таблицы 2.3.5

1	2	3	4	5	6
K _{1nc}	Плотность, кг/см ³	1	3	1,094-1,161	1,131
	Общая минерализация, г/л	1	3	133,3-236,0	182,2
	Водородный показатель (рН)	1	3	4,7-7,8	6,2
	Общая жесткость, мг-экв/л	1	3	432,1-648,0	561
	Тип воды	1	3	-	ХК
	Содержание железа, мг/л	1	3	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	-	3,28
		Брома	1	-	н/о
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	2249,1-4066,2	3137,3
		SO ₄ ²⁻	1	2,4-29	18,7
		HCO ₃ ⁻	1	2,9-3,7	3,2
K _{1nc}	Содержание ионов, мг-экв/л	Ca ²⁺	1	288,0-325,7	301
		Mg ²⁺	1	106,4-360,1	260
		Na ⁺ + K ⁺	1	1913,6-3502,1	2623,2
J ₃	Плотность, кг/см ³	1	1	-	1,13
	Общая минерализация, г/л	1	1	-	166,2
	Водородный показатель (рН)	1	1	-	-
	Общая жесткость, мг-экв/л	1	1	-	492
	Тип воды	1	1	-	ХК
	Содержание железа, мг/л	1	1	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	-	-	-
		Брома	-	-	-
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	-	2898,4
		SO ₄ ²⁻	1	-	21,4
		HCO ₃ ⁻	1	-	2,65
		Ca ²⁺	1	-	0,38
		Mg ²⁺	1	-	492,1
		Na ⁺ + K ⁺	1	-	2365
Западный блок					
K _{1al3} 1-1	Плотность, кг/см ³	1	1	-	1,159
	Общая минерализация, г/л	1	1	-	119,2
	Водородный показатель (рН)	1	1	-	6,4
	Общая жесткость, мг-экв/л	1	1	-	397
	Тип воды	1	1	-	ХК
	Содержание железа, мг/л	1	1	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	3	0,2-12,65	5,3
		Брома	3	5,85-217,8	105,4
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	-	2080,5
		SO ₄ ²⁻	1	-	1,8
		HCO ₃ ⁻	1	-	2,6
		Ca ²⁺	1	-	193
		Mg ²⁺	1	-	204
		Na ⁺ + K ⁺	1	-	1688
K _{1al3} 1-2	Плотность, кг/см ³	1	1	-	1,097
	Общая минерализация, г/л	1	1	-	141,1
	Водородный показатель (рН)	1	1	-	6,8
	Общая жесткость, мг-экв/л	1	1	-	372
	Тип воды	1	1	-	ХК
	Содержание железа, мг/л	1	1	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	3	0,07-13,55	4,2
		Брома	3	3,76-329,6	143,9

Продолжение таблицы 2.3.5

1	2	3	4	5	6
K _{1al3} 1-3	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	1	- 2444
		SO ₄ ²⁻	1	1	-
		HCO ₃ ⁻	1	1	- 2,2
		Ca ²⁺	1	1	- 240,5
		Mg ²⁺	1	1	- 131,8
		Na ⁺ + K ⁺	1	1	- 2078,5
		Плотность, кг/см ³	2	2	1,152-1,159 1,156
K _{1al3} 1-3		Общая минерализация, г/л	2	2	119,2-193,3 156,3
		Водородный показатель (рН)	2	2	6,0-6,4 6,2
		Общая жесткость, мг-экв/л	2	2	321-397 359
		Тип воды	2	2	- ХК
		Содержание железа, мг/л	2	2	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	1	- 0,57
		Брома	1	1	- 20,1
		Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	2	2080,5-3342,0 2711,3
			SO ₄ ²⁻	2	0,3-1,8 1,1
			HCO ₃ ⁻	2	2,0-2,6 2,3
K _{1al3} 1-3	Содержание ионов, мг-экв/л	Ca ²⁺	2	2	153,6-193,0 173,3
		Mg ²⁺	2	2	167,6-204,0 185,8
		Na ⁺ + K ⁺	2	2	1688,0-3023,3 2355,7
		Плотность, кг/см ³	3	4	1,091-1,099 1,096
K _{1al2} 2-1		Общая минерализация, г/л	3	4	121,9-145,5 132
		Водородный показатель (рН)	3	4	6,2-7,8 7,1
		Общая жесткость, мг-экв/л	3	4	369-446 409,3
		Тип воды	3	4	- ХК
		Содержание железа, мг/л	3	4	-
	Содержание, мг/л	Йода	2	2	9,7-13,8 11,8
		Брома	2	2	205,4-224,6 215
		Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	3	4 2124,0-2501,1 2285,2
			SO ₄ ²⁻	3	4 отс-12,6 3,3
			HCO ₃ ⁻	3	4 1,3-6,03 3,9
K _{1al2} 2-4			Ca ²⁺	3	4 179,4-260,5 209
			Mg ²⁺	3	4 172,3-267,3 200,4
			Na ⁺ + K ⁺	3	4 1684,0-2048,8 1879,4
		Плотность, кг/см ³	1	1	- 1,099
		Общая минерализация, г/л	1	1	- 148,7
		Водородный показатель (рН)	1	1	- 6,12
		Общая жесткость, мг-экв/л	1	1	- 372
		Тип воды	1	1	- ХК
		Содержание железа, мг/л	1	1	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	1	- 1,05
K _{1al3} 1-3		Брома	1	1	- 33,93
		Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	1 - 2574,3
			SO ₄ ²⁻	1	1 - отс
			HCO ₃ ⁻	1	1 - 2,6
			Ca ²⁺	1	1 - 235,5
			Mg ²⁺	1	1 - 136,8
			Na ⁺ + K ⁺	1	1 - 2209,9
		Плотность, кг/см ³	1	1	- 1,092
		Общая минерализация, г/л	1	1	- 123,1
		Водородный показатель (рН)	1	1	- 6,62

Продолжение таблицы 2.3.5

1	2	3	4	5	6
	Общая жесткость, мг-экв/л	1	1	-	322
	Тип воды	1	1	-	ХК
	Содержание железа, мг/л	1	1	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	1	9,13
		Брома	1	1	190,2
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	1	2124
	SO ₄ ²⁻	1	1	-	0,4
	HCO ₃ ⁻	1	1	-	11,3
	Ca ²⁺	1	1	-	185
	Mg ²⁺	1	1	-	137
	Na ⁺ + K ⁺	1	1	-	1815
K _{1al3} 1-1+ K _{1al3} 1-2	Плотность, кг/см ³	1	2	1,097-1,097	1,097
	Общая минерализация, г/л	1	2	144,9-144,9	144,9
	Водородный показатель (рН)	1	2	6,90-6,99	6,95
	Общая жесткость, мг-экв/л	1	2	525-528	526,5
	Тип воды	1	2	-	ХК
	Содержание железа, мг/л	1	2	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	2	-
		Брома	1	2	-
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	2	2523,4-2526,2
	SO ₄ ²⁻	1	2	4,8-4,8	4,8
	HCO ₃ ⁻	1	2	2,0-2,5	2,3
K _{1al3} 1-1+ K _{1al3} 1-2	Содержание ионов, мг-экв/л	Ca ²⁺	1	2	310,0-310,6
	Ca ²⁺	1	2	310,0-310,6	310,3
	Mg ²⁺	1	2	215,0-217,8	216,4
	Na ⁺ + K ⁺	1	2	2008-2008	2008
K _{1al3} 1-3+ K _{1al2} 2-1	Плотность, кг/см ³	1	2	1,095-1,099	1,097
	Общая минерализация, г/л	1	2	132,3-140,1	136,2
	Водородный показатель (рН)	1	2	5,9-7,6	6,8
	Общая жесткость, мг-экв/л	1	2	403-453	428
	Тип воды	1	2	-	ХК
	Содержание железа, мг/л	1	2	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	2	-
		Брома	1	2	341,1
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	2	2299,7-2437,8
	SO ₄ ²⁻	1	2	отс-0,8	0,4
	HCO ₃ ⁻	1	2	1,1-1,9	1,5
	Ca ²⁺	1	2	248,3-280,6	264,5
	Mg ²⁺	1	2	154,8-172,3	163,6
	Na ⁺ + K ⁺	1	2	1903,4-1992,7	1948,1
K _{1nc} 3-А	Плотность, кг/см ³	2	3	1,107-1,147	1,129
	Общая минерализация, г/л	2	3	139,0-206,8	172,2
	Водородный показатель (рН)	2	3	6,0-7,7	6,6
	Общая жесткость, мг-экв/л	2	3	348-423	379
	Тип воды	2	3	-	ХК
	Содержание железа, мг/л	2	3	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	2	0,27-3,95
		Брома	1	2	4,93-219,1
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	2	3	2406,4-3574,8
	SO ₄ ²⁻	2	3	отс-1,2	0,5
	HCO ₃ ⁻	2	3	0,8-2,7	1,9
	Ca ²⁺	2	3	58,0-260,5	183,5

Продолжение таблицы 2.3.5

1	2	3	4	5	6
	Mg ²⁺	2	3	133,2-290,0	195,1
	Na ⁺ + K ⁺	2	3	2049,4-3159,4	2615,3
	Плотность, кг/см ³	1	1	-	1,125
	Общая минерализация, г/л	1	1	-	158,3
	Водородный показатель (рН)	1	1	-	6,6
	Общая жесткость, мг-экв/л	1	1	-	321
	Тип воды	1	1	-	XK
	Содержание железа, мг/л	1	1	-	-
K _{1a} +K _{1nc} 1-A	Содержание, мг/л	Йода	1	1	-
		Брома	1	1	-
	Содержание ионов,	Cl ⁻	1	1	-
	мг-экв/л	SO ₄ ²⁻	1	1	-
		HCO ₃ ⁻	1	1	-
		Ca ²⁺	1	1	-
		Mg ²⁺	1	1	-
		Na ⁺ + K ⁺	1	1	-
					2438,78
Блок Огайское					
K _{1al3} 0-1	Плотность, кг/см ³	2	2	1,097-1,105	1,101
	Общая минерализация, г/л	2	2	127,8-157,3	142,6
	Водородный показатель (рН)	2	2	6,73-6,80	6,77
	Общая жесткость, мг-экв/л	2	2	374,6-495,0	434,8
	Тип воды	2	2	-	XK
	Содержание железа, мг/л	2	2	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	2	2	0,25-10,26
		Брома	2	2	6,01-203,70
	Содержание ионов,	Cl ⁻	2	2	1512,0-2736,8
	мг-экв/л	SO ₄ ²⁻	2	2	0,32-1,04
K _{1al3} 0-1	Содержание ионов,	HCO ₃ ⁻	2	2	3,82-4,20
	мг-экв/л	Ca ²⁺	2	2	227,7-280,0
		Mg ²⁺	2	2	146,9-215,0
		Na ⁺ + K ⁺	2	2	1848,9-2247,0
					2047,9
K _{1al3} 1-2	Плотность, кг/см ³	1	1	-	1,093
	Общая минерализация, г/л	1	1	-	121,1
	Водородный показатель (рН)	1	1	-	6,8
	Общая жесткость, мг-экв/л	1	1	-	371,9
	Тип воды	1	1	-	XK
	Содержание железа, мг/л	1	1	-	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	1	-
		Брома	1	1	-
	Содержание ионов,	Cl ⁻	1	1	-
	мг-экв/л	SO ₄ ²⁻	1	1	-
		HCO ₃ ⁻	1	1	-
		Ca ²⁺	1	1	-
		Mg ²⁺	1	1	-
		Na ⁺ + K ⁺	1	1	-
K _{1al1} 3-3	Плотность, кг/см ³	1	1	-	1,134
	Общая минерализация, г/л	1	1	-	184,9
	Водородный показатель (рН)	1	1	-	6
	Общая жесткость, мг-экв/л	1	1	-	413
	Тип воды	1	1	-	XK
	Содержание железа, мг/л	1	1	-	-

Продолжение таблицы 2.3.5

1	2	3	4	5	6
K _{1a}	Содержание, мг/л	Йода	1	1	-
		Брома	1	1	-
	Содержание ионов, мг-ЭКВ/л	Cl ⁻	1	1	-
		SO ₄ ²⁻	1	1	0,4
		HCO ₃ ⁻	1	1	3,4
		Ca ²⁺	1	1	171
		Mg ²⁺	1	1	242
		Na ⁺ + K ⁺	1	1	2793
	Плотность, кг/см ³		2	3	1,089-1,131
	Общая минерализация, г/л		2	3	129,3-187,6
K _{1nc 2}	Водородный показатель (рН)		2	3	6,2-6,5
	Общая жесткость, мг-ЭКВ/л		2	3	470-540
	Тип воды		2	3	-
	Содержание железа, мг/л		2	3	-
	Содержание, мг/л	Йода	2	3	0,4-15,5
		Брома	2	3	0,92-203,7
	Содержание ионов, мг-ЭКВ/л	Cl ⁻	2	3	2254,3-3258,0
		SO ₄ ²⁻	2	3	отс-0,7
		HCO ₃ ⁻	2	3	2,0-6,2
		Ca ²⁺	2	3	260,0-353,9
K _{1nc 6}		Mg ²⁺	2	3	186,3-212,8
		Na ⁺ + K ⁺	2	3	203
	Плотность, кг/см ³		3	4	1,083-1,134
	Общая минерализация, г/л		3	4	115,4-170,1
	Водородный показатель (рН)		3	4	6,0-8,0
	Общая жесткость, мг-ЭКВ/л		3	4	267,0-515,9
	Тип воды		3	4	-
	Содержание железа, мг/л		3	4	-
	Содержание, мг/л	Йода	3	4	0,6-15,6
		Брома	3	4	0,6-223,9
K _{1nc 1-A}	Содержание ионов, мг-ЭКВ/л	Cl ⁻	3	4	1992,6-2929,8
		SO ₄ ²⁻	3	4	1,04-7,5
	Плотность, кг/см ³		1	1	-
	Общая минерализация, г/л		1	1	-
	Водородный показатель (рН)		1	1	-
	Общая жесткость, мг-ЭКВ/л		1	1	-
	Тип воды		1	1	-
	Содержание железа, мг/л		1	1	-
	Содержание, мг/л	Йода	1	1	-
		Брома	1	1	-
K _{1nc 1-A}	Содержание ионов, мг-ЭКВ/л	Cl ⁻	1	1	-
		SO ₄ ²⁻	1	1	3846
		HCO ₃ ⁻	1	1	7,4
		Ca ²⁺	1	1	0,8
		Mg ²⁺	1	1	280
		Na ⁺ + K ⁺	1	1	150
	Плотность, кг/см ³		1	1	3424,2
					1,135

Продолжение таблицы 2.3.5

1	2	3	4	5	6
Pg	Общая минерализация, г/л	1	1	-	116,5
	Водородный показатель (рН)	1	1	-	7,6
	Общая жесткость, мг-экв/л	1	1	-	314
	Тип воды	1	1	-	ХК
	Содержание железа, мг/л	1	1	-	-
	Содержание йода, мг/л	1	1	-	-
	Брома	1	1	-	-
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	1	2965,9
	SO ₄ ²⁻	1	1	-	2,3
	HCO ₃ ⁻	1	1	-	1,3
	Ca ²⁺	1	1	-	178,9
	Mg ²⁺	1	1	-	135,5
	Na ⁺ + K ⁺	1	1	-	2660,2
	Плотность, кг/см ³	1	1	-	1,18
Pg	Общая минерализация, г/л	1	1	-	116,5
	Водородный показатель (рН)	1	1	-	7,2
	Общая жесткость, мг-экв/л	1	1	-	1791
	Тип воды	1	1	-	ХК
	Содержание железа, мг/л	1	1	-	-
	Содержание йода, мг/л	1	1	-	8,12
	Брома	1	1	-	185,2
	Содержание ионов, мг-экв/л	Cl ⁻	1	1	2015,9
	SO ₄ ²⁻	1	1	-	0,88
	HCO ₃ ⁻	1	1	-	6,19
	Ca ²⁺	1	1	-	265,9
	Mg ²⁺	1	1	-	99,7
	Na ⁺ + K ⁺	1	1	-	1657,3

2.4 Оценка изменения физико-гидродинамических характеристик продуктивных горизонтов

Всего по месторождению на лабораторные анализы отобрано 2315 образцов, в интервале продуктивного разреза исследовано 2204, из них без визуальных повреждений 1744 образцов и 1357 представляющих коллектор.

Связь проницаемости с пористостью. После подсчёта запасов 2019 г определение пористости и проницаемости выполнено на 17 учтённых образцах альба и 24 неокома. Новые данные не повлияли, как и следовало ожидать, на вид зависимостей $K_{\text{пр}}=f(K_{\text{п}})$, принятых для этих отложений ранее (рис. 2.4.1). Сопоставление $K_{\text{п}} - K_{\text{пр}}$ для апта и неокома описывается единым уравнением. Линии трендов практически сливаются с ранее рассчитанными.

$$\text{Альб} \quad K_{\text{пр}} = 0,0025 \cdot e^{36.082 \cdot K_{\text{п}}} \quad R^2 = 0,83 \quad (2.4.1)$$

$$\text{Апт+неоком} \quad K_{\text{пр}} = 0,0026 \cdot e^{39.223 \cdot K_{\text{п}}} \quad R^2 = 0,71 \quad (2.4.2)$$

Высокие коэффициенты аппроксимации связей позволяют рекомендовать их для определения пористости.

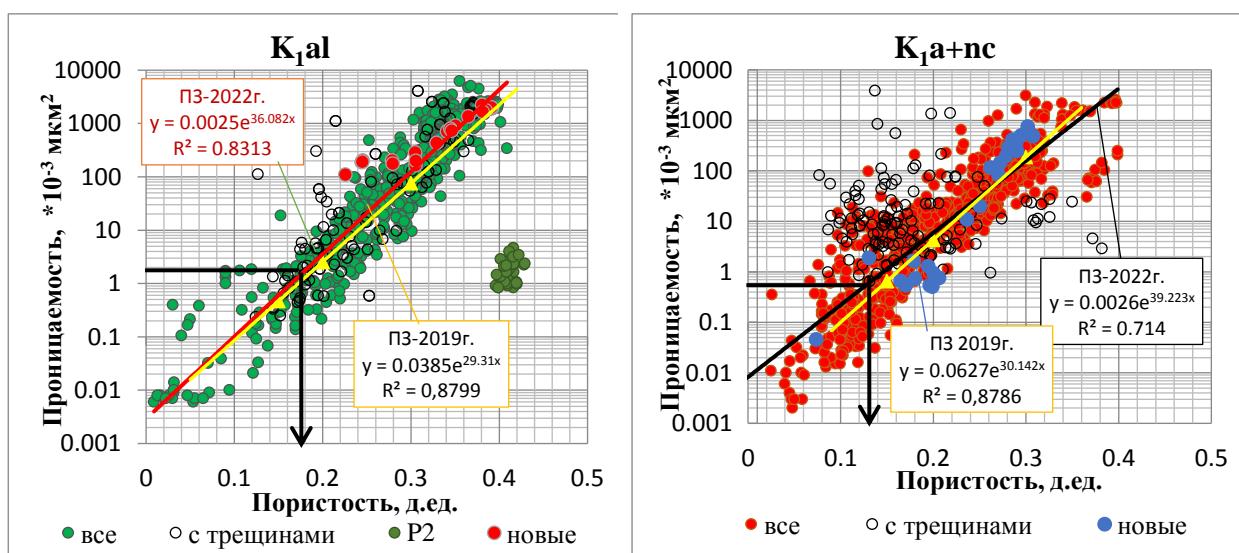


Рисунок 2.4.1 – Связь проницаемости с пористостью

На графике связи $K_{\text{пр}}=f(K_{\text{п}})$ для альба принятому граничному значению проницаемости $2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, соответствует пористость 0,175 д.ед., для апта+неокома граничному значению проницаемости $0,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ соответствует пористость 0,136 д.ед., что близко принятой ранее 0,14 д.ед.

Сопоставление проницаемости с объемной глинистостью. На рисунке 2.4.2 представлена связь проницаемости с объемной глинистостью с добавлением новых данных. Несмотря на значительный разброс точек, на обоих рисунках прослеживается уменьшение

проницаемости с увеличением глинистости. При граничном значении $K_{\text{пр}}=2*10^{-3} \text{ мкм}^2$ для альба и $K_{\text{пр}}=0,5*10^{-3} \text{ апт+неокома}$ граничное значение $K_{\text{гл}}$ принято равным 0,34 д.ед. для продуктивных отложений нижнего мела.

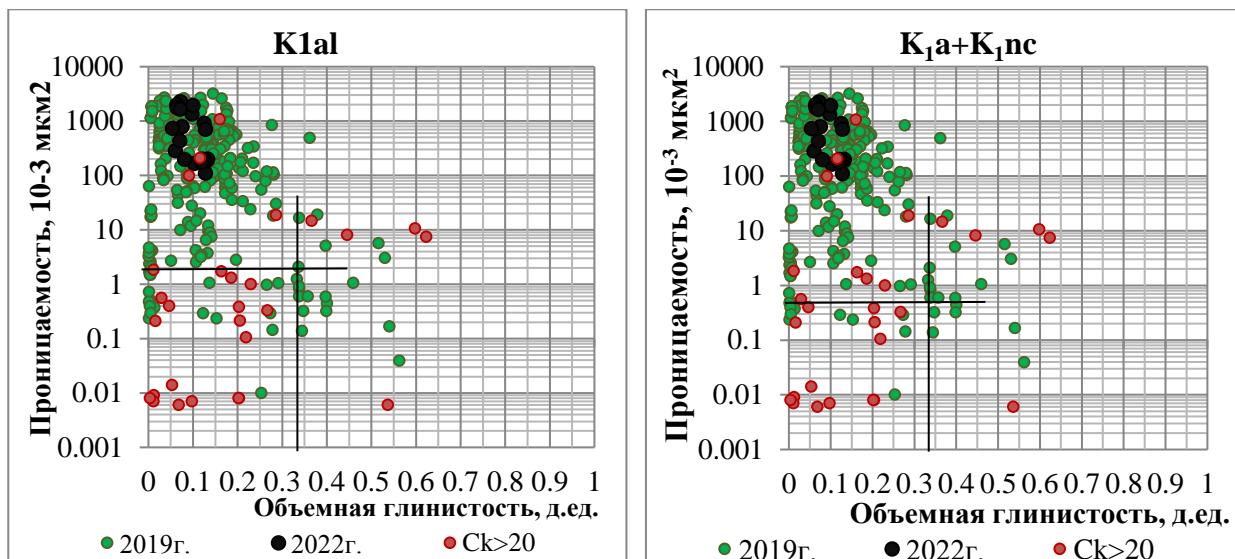


Рисунок 2.4.2 а, б – Сопоставление проницаемости с объёмной глинистостью

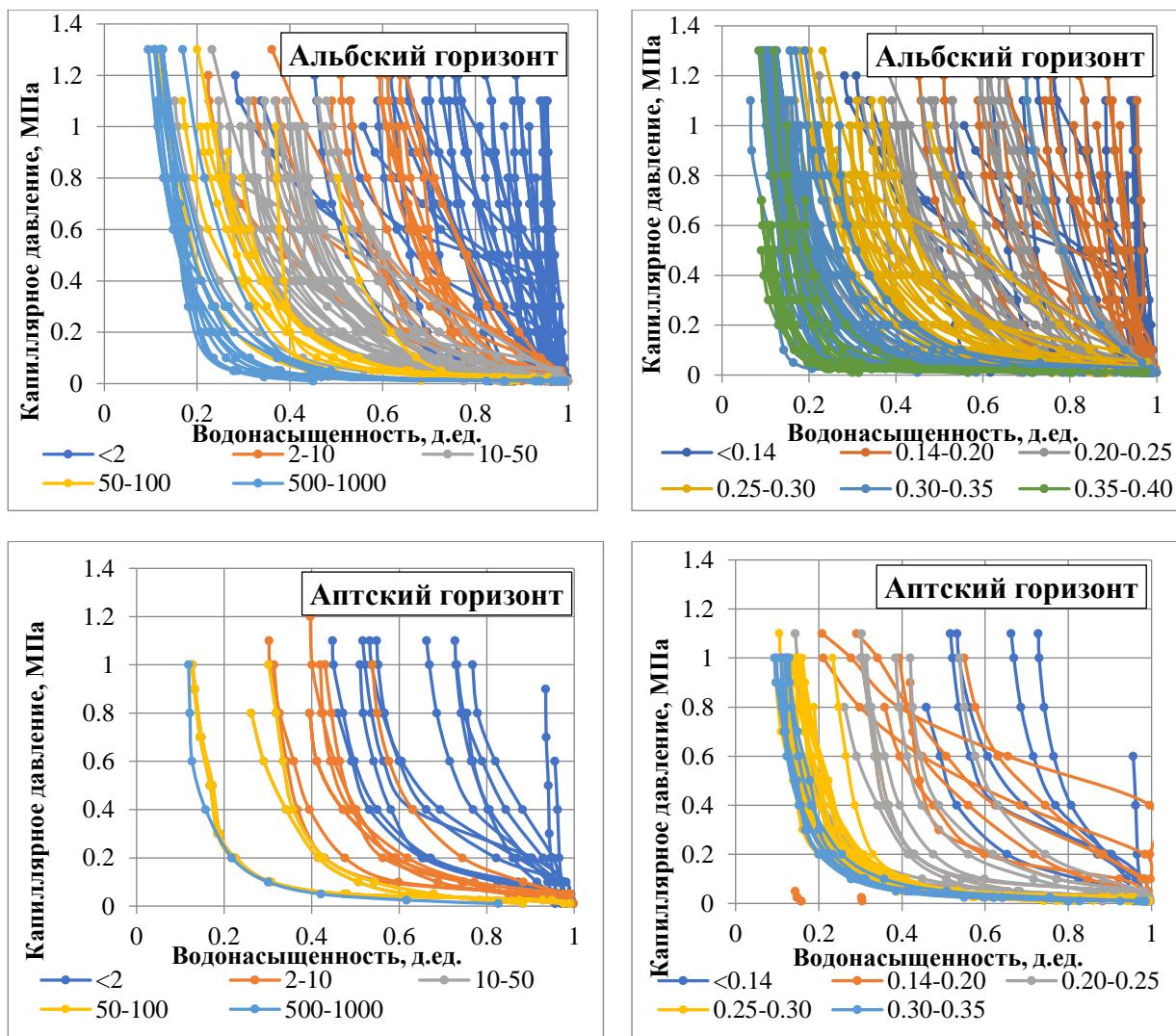
Кривые капиллярного давления. ККД выполнены на 326 старых образцах (170 альба, 60 апта и 96 неокома), на 20 новых (15 обр. неокома - скважина ЮЗМ-1 с пористостью в диапазоне $K_{\text{п}}=0,2-0,24$ д.ед. и проницаемостью от $0,50*10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $489,1*10^{-3} \text{ мкм}^2$, 12 обр. альба - скважина 185-Ог с пористостью в диапазоне $K_{\text{п}}=0,25-0,35$ д.ед. и проницаемостью от $0,50*10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $489,1*10^{-3} \text{ мкм}^2$). ККД выполнены методом полуупроницаемой мембранны. Достигнутое капиллярное давление соответствует 1,2 МПа. На рис.2.4.3 представлены все выполненные на образцах керна месторождения кривые капиллярного давления по диапазонам проницаемости рис.2.4.3а и пористости рис.2.4.3б. На подавляющем количестве образцов достигнута неснижаемая водонасыщенность, величина которой изменяется от 0,10 д.ед. и до 0,90 д.ед. и более. Кривые дифференцированы по диапазонам пористости и проницаемости. Исходные данные по новым скважинам приведены в таблице 2.4.1

Определение остаточной водонасыщенности (Кво) коллекторов выполнено на 353 образцах, где остаточная водонасыщенность была определена методом центрифуги.

На графиках 2.4.4 наблюдается полное соответствие новых определений $S_{\text{ов}}$ с выполненными ранее в ПЗ-2019г. При относительной проницаемости нефти, равной

$2*10^{-3} \text{ мкм}^2$ для альба соответствует $S_{\text{ов}}=0,58$ д.ед., для отложений апта и неокома граничному значению проницаемости $0,5*10^{-3} \text{ мкм}^2$, остаточная водонасыщенность будет равна 0,62 д.ед. Близкие значения получены и при сопоставлении $S_{\text{ов}}$ с пористостью: для

альба граничному значению $K_p=0,16$ д.ед соответствует значение остаточной водонасыщенности 0,70 д.ед, для апт-неокома пористости 0,14 д.ед - Sov 0,65 д.ед. Следует отметить, что связи остаточной водонасыщенности с пористостью характеризуются несколько меньшими коэффициентами аппроксимации, чем с проницаемостью, но также высоки, что позволяет использовать их в зоне предельного нефтенасыщения как альтернативный метод для определения K_{Ng} .



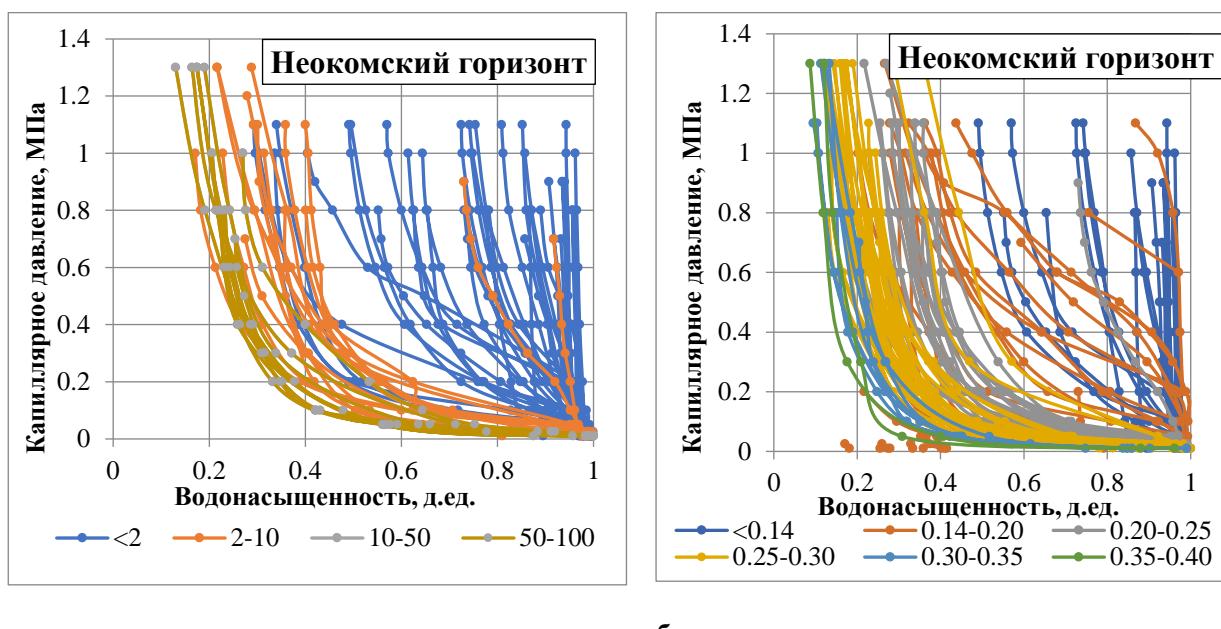
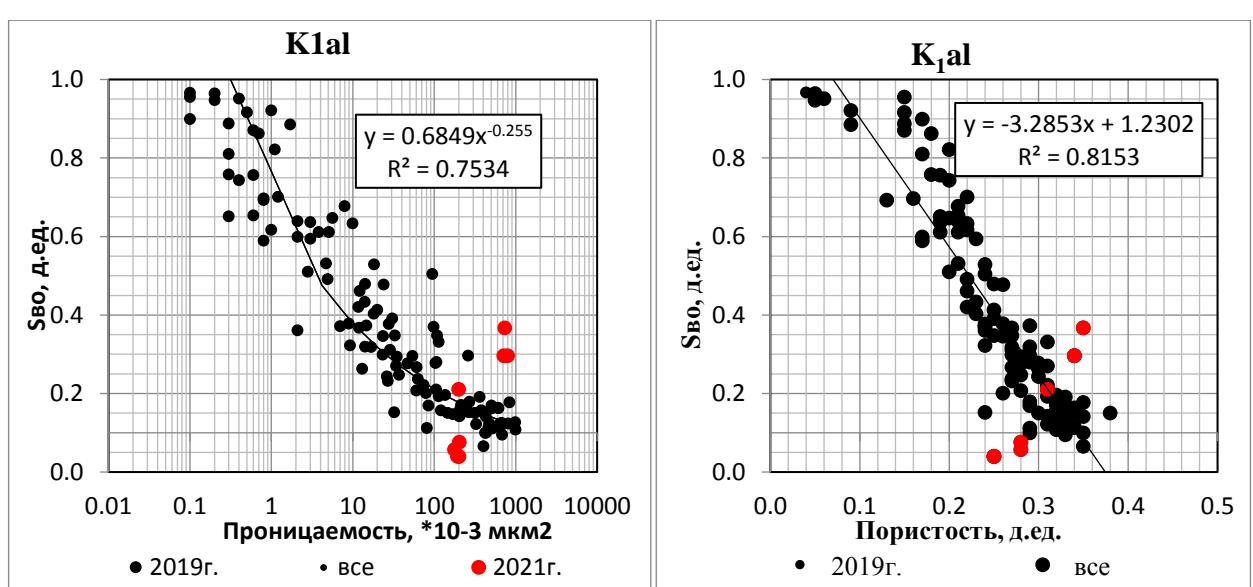


Рисунок 2.4.3 – Кривые капиллярного давления



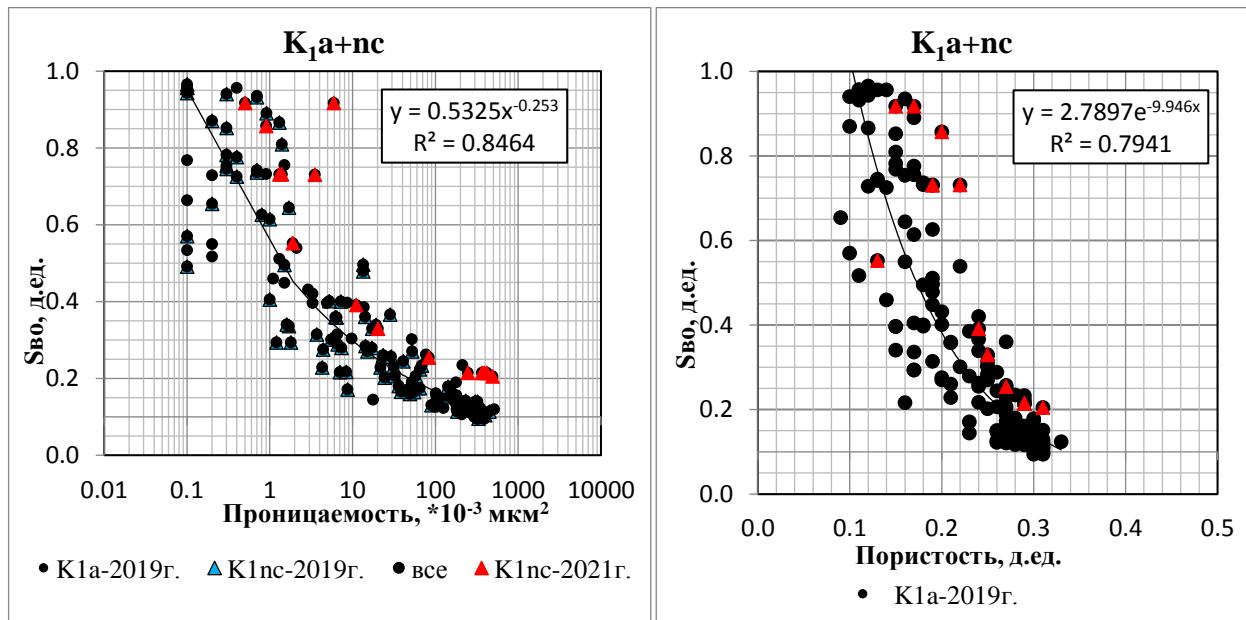


Рисунок 2.4.4 – Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости и пористости для продуктивных отложений

граничному значению проницаемости $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность будет равна 0,62 д.ед. Близкие значения получены и при сопоставлении Сов с пористостью: для альба: граничному значению Кп=0,16 д.ед соответствует значение остаточной водонасыщенности 0,70 д.ед, для апт-неокома пористости 0,14 д.ед значение Сов 0,65 д.ед. Следует заметить, что связи остаточной водонасыщенности с пористостью характеризуются несколько меньшими коэффициентами аппроксимации, чем с проницаемостью, но также высоки, что позволяет использовать их в зоне предельного нефтенасыщения как альтернативный метод для определения Кнг.

Все связи описываются уравнениями с высокими коэффициентами аппроксимации, причём связь остаточной водонасыщенности с проницаемостью более тесная, чем с пористостью.

Альб:

$$K_{в0}=1,23^{-3,2853} \cdot K_{п} \quad R^2 = 0,815 \quad (2.4.3)$$

$$K_{в0}=0,6849e^{-0,255 \cdot K_{пр}} \quad R^2 = 0,838 \quad (2.4.4)$$

Апт+неоком:

$$K_{в0}=2,7897 \cdot e^{-9,946 \cdot K_{п}} \quad R^2 = 0,70 \quad (2.4.5)$$

$$K_{в0}=0,5325 \cdot K_{пр}^{-0,253} \quad R^2 = 0,776 \quad (2.4.6)$$

Коэффициент вытеснения нефти водой, остаточная нефтенасыщенность, относительная фазовая проницаемость для нефти и воды. Коэффициент вытеснения нефти водой определялся на образцах керна, отобранных из скважин 80-Ог (палеоген), 185-

Ог (альб), ЮЗМ-1 (неоком). Для эксперимента было взято 12 образцов с проницаемостью от $2,05 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $2250 \cdot 10^{-3}$ мкм². Эксперимент проводился на пяти образцах и четырех составных моделях (по два образца). В таблице 2.4.2 приведены основные параметры образцов, компоновка их при создании модели. Графики зависимости коэффициента вытеснения от объема прокачки вытесняющей воды представлены на рис. 2.4.5. Судя по графикам коэффициент вытеснения выходит на асимптоту при прокачке более двух объемов воды.

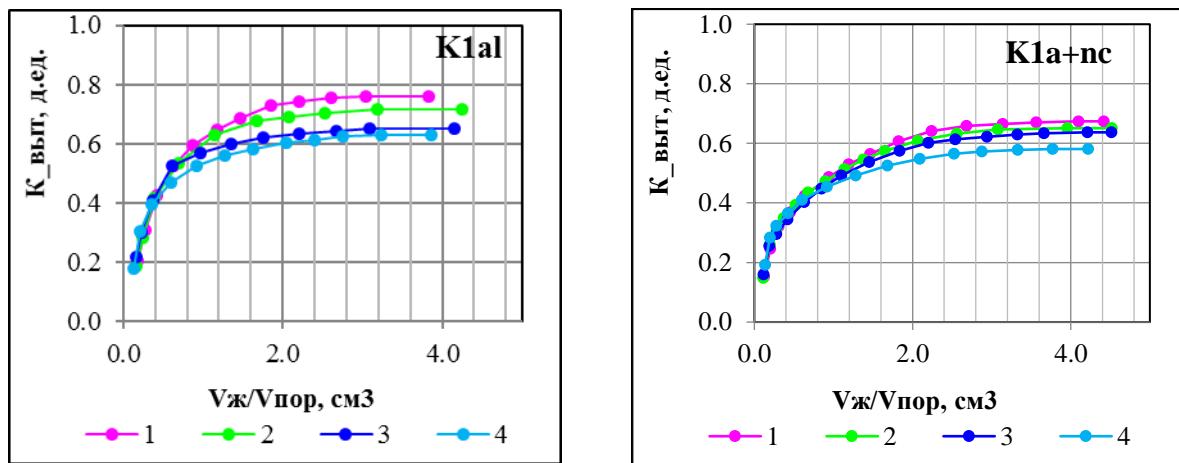


Рисунок 2.4.5 – Зависимость коэффициента вытеснения от объёма профильтрованной воды

К отчету, принимая во внимание новые, выполнено 112 определений коэффициент вытеснения. При сопоставлении $K_{\text{выт}}$ с $K_{\text{п}}/K_{\text{пр}}$ (рис. 2.4.6) можно заметить, что на керне альба по 60 экспериментам $K_{\text{выт}}$ изменяется от 38,2% до 79,8 %, среднее значение 61,1 %. По апту новых определений нет, коэффициент вытеснения, выполненный на 15 образцах к предыдущему подсчёту, изменяется от 44,2 % до 74,1 %, среднее значение 59,8 %. По неокомским отложениям коэффициент вытеснения с учётом новых определений выполнен на 37 образцах. Значения $K_{\text{выт}}$ изменяются от 44,3 % до 67,7 %, среднее значение 57,7 %.

Таблица 2.4.1 – Результаты капиллярометрических исследований на образцах керна

№ обр.	Кпр, *-10 ³ МКМ ²	Кп, %	Ков, %	Коэффициент водонасыщенности Kv (%) и параметр насыщения Rh при давлении Рс (Мпа)																															
				Рс=0Мпа		Рс=0.01Мпа		Рс=0.025Мпа		Рс=0.05Мпа		Рс=0.1Мпа		Рс=0.2Мпа		Рс=0.3Мпа		Рс=0.4Мпа		Рс=0.5Мпа		Рс=0.6Мпа		Рс=0.7Мпа		Рс=0.8Мпа		Рс=0.9Мпа		Рс=1,0 Bar					
				Kv	Rh	Kv	Rh	Kv	Rh	Kv	Rh	Kv	Rh	Kv	Rh	Kv	Rh	Kv	Rh	Kv	Rh	Kv	Rh	Kv	Rh	Kv	Rh	Kv	Rh						
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				
80-Ог																																			
3	1,05	39,25	58,7	100,0	1,0	-	-	96,8	1,11	95,3	1,14	94,6	1,19	92,2	1,22	89,4	1,3	83,4	1,4	76,4	1,81	68,1	2,18	62,3	2,39	58,7	2,73	-	-	-	-				
6	1,41	40,25	58,8	100,0	1,0	-	-	96,7	1,11	95,1	1,16	94,3	1,22	92,1	1,23	89,4	1,32	82,9	1,41	75,8	1,85	69,6	2,2	62,1	2,22	58,8	2,85	-	-	-	-				
9	0,88	38,96	59,1	100,0	1,0	-	-	97,1	1	95,5	1,12	94,8	1,18	92,6	1,21	89,8	1,27	85,1	1,39	77,6	1,74	71,1	2,14	63,4	2,18	59,1	2,57	-	-	-	-				
11	2,11	42,46	58,2	100,0	1,0	-	-	96,1	1,13	95,1	1,17	94,1	1,22	92,4	1,25	88,3	1,32	81,4	1,43	74,1	2,21	67,7	2,31	62,1	2,37	58,2	2,85	-	-	-	-				
17	1,45	40,14	58,3	100,0	1,0	-	-	96,3	1,12	95,1	1,15	94,4	1,21	92,2	1,23	89,4	1,31	82,7	1,41	75,9	1,83	69,1	2,19	62,4	2,21	58,3	2,81	-	-	-	-				
185-Ог																																			
2	772,80	654,18	34,12	-	-	-	-	7,17	33,17	13,25	23,28	18,01	19,78	24,24	17,21	27,54	16,16	29,62	15,49	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
3	773,00	687,45	34,48	-	-	-	-	1,72	71,39	10,44	25,43	14,00	21,4	18,71	18,56	21,83	17,1	24,07	16,26	26,50	15,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
6	773,62	663,83	34,60	-	-	-	-	10,8	27,30	16,81	21,50	22,68	18,02	30,6	15,74	34,24	14,91	36,73	14,51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
10	774,25	694,15	24,53	-	-	-	-	1,53	79,41	1,76	72,37	2,07	66,28	2,41	60,1	2,92	53,92	3,39	48,32	3,74	45,82	3,93	45,33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
11	774,41	151,45	24,50	-	-	-	-	1,13	96,01	1,18	91,72	1,31	87,37	1,7	81,7	2,03	76,42	2,46	71,21	2,84	67,91	3,16	64,88	3,48	62,74	3,66	61,57	3,87	60,25	4,01	59,51	-	-		
12	774,68	154,17	27,85	-	-	-	-	1,13	92,14	2,16	66,62	3,14	55,27	4,15	47,79	5,03	43,89	5,47	41,81	5,89	40,02	6,21	39,00	6,89	37,68	7,36	36,39	7,65	35,57	-	-				
14	775,02	1015,75	36,48	-	-	-	-	1,77	69,53	9,33	25,76	12,7	21,95	15,7	18,81	18,97	16,75	21,08	15,32	23,8	14,62	24,26	14,19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
15	775,22	1643,87	39,17	-	-	-	-	2,52	58,92	8,21	29,86	11,93	24,77	15,44	22,14	18,01	20,52	18,82	19,96	20,00	19,59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
16	775,34	154,82	27,95	-	-	-	-	1,09	95,70	1,39	84,6	2,33	66,21	3,07	57,7	3,53	53,9	3,91	51,37	4,33	49,24	4,56	48,00	4,89	46,55	5,27	45,32	5,42	44,51	5,70	43,58				
17	775,56	169,54	30,34	-	-	-	-	7,00	39,70	10,50	32,19	13,47	28,9	15,92	26,79	17,83	25,34	19,89	24,3	21,06	23,53	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
18	775,76	1687,55	39,11	-	-	-	-	1,57	81,16	6,72	38,16	9,41	31,57	12,82	27,27	14,97	24,97	16,79	23,63	18,50	22,30	19,52	22,00	20,19	21,69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	775,88	1481,27	38,45	-	-	-	-	5,95	37,75	14,99	22,10	20,62	18,06	29,37	16,10	35,78	14,72	35,81	14,14	41,90	13,66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
ЮЗМ-1																																			
3	242,73	28,61	21,41	100	1	85,91	1,24	62,03	1,83	45,20	3,47	35,13	6,19	28,53	8,45	25,38	9,92	23,43	11,74	22,15	12,97	21,58	13,10	21,41	13,32	-	-	-	-	-	-				
4	482,25	30,16	20,52	100	1</																														

При сопоставлении коэффициента вытеснения с пористостью и проницаемостью (рис.2.4.6) отмечается полное соответствие новых определений с выполненными ранее. Сопоставление коэффициента вытеснения с проницаемостью более тесные ($R^2=0,7$ альб, $R^2=0,8$ апт+неоком) относительно связей с пористостью ($R^2=0,58$ альб, $R^2=0,54$ апт+неоком).

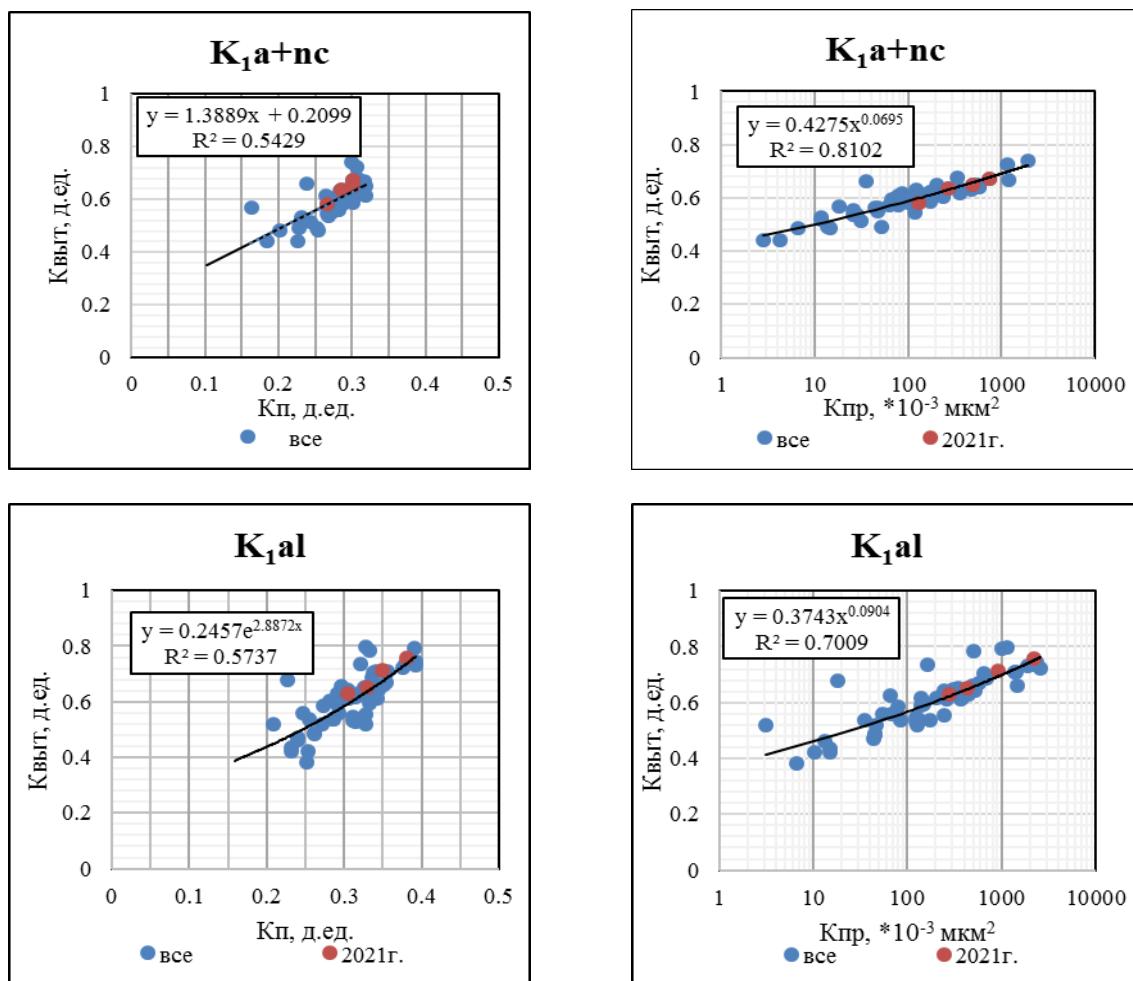


Рисунок 2.4.6 – Сопоставление коэффициента вытеснения с пористостью и проницаемостью

Определение относительных фазовых проницаемостей (ОФП), остаточной нефтенасыщенности выполнялось параллельно с определением коэффициента вытеснения на одной коллекции образцов. На рис 2.4.7 приведены кривые относительных фазовых проницаемостей нефти и воды на образцах керна альбских отложений скважины 185-Ог и неокома керна скважины ЮЗМ-1. Несмотря на некоторое различие коллекторских свойств образцов альба и неокома (таблица 2.4.3), относительные проницаемости нефти и воды равны при коэффициенте водонасыщенности $0,60 \pm 0,01$ д.ед. или коэффициенте нефненасыщенности $0,40 \pm 0,01$ д.ед. и полностью совпадают с результатами ранее выполненных работ.

Таблица 2.4.2 – Основные параметры насыпной модели пласта и результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой по новым скважинам

Скв	Гори- зонт	№ Мод.	№ образца в модели	Глу-бина, м	Длина модели. L, см	Диам. модели- D, см	Объем пор- Vпор. см ³	Порис- тость- Кп. д.ед.	Зерн. плотн- ть, г/см ³	Проницаемость. Кпр, мкм ² *10 ⁻³				Остат.в одонасы- щеност- ь. Свост. (Swi- Кв), д.ед.	Остат. нефте- сыщен- ность. Shост. (Sor- Кн), д.ед.	Коэф. вытесне- ния. β. доли ед.
										по газу	по воде при 100% водо- нас-ти	по нефти при остат. водона- сыщ-ти	по воде при остат. нефте- сыщ-ти			
80-Ог	P ₂	1	2	144,85	7,93	3,7	33,33	0,391	2,49	2,05	0,452	0,259	0,033	0,489	0,301	0,25
80-Ог	P ₂		4	145,33					2,49							
185-Ог	K ₁ al ₃	1	4	773,2	4,47	3,6	17,28	0,38	2,62	2250,1	1859,9	1311,6	528,57	0,115	0,237	0,759
185-Ог	K ₁ al ₃	2	1	772,6	4,82	3,8	19,12	0,35	2,63	916,1	680,14	503,14	164,02	0,15	0,263	0,715
185-Ог	K ₁ al ₃	3	7	773,72	4,87	3,82	18,4	0,33	2,62	433,02	281,62	159,37	45,74	0,255	0,274	0,65
185-Ог	K ₁ al ₃	4	5	773,42	10,4	3,84	36,71	0,305	2,63	275,16	179,46	128,16	30,246	0,285	0,275	0,631
Ю3М-1	K ₁ nc	1	5	1462,56	10,17	3,8	34,81	0,302	2,64	748,01	640,91	409,37	107,74	0,18	0,288	0,674
Ю3М-1	K ₁ nc	2	4	1462,4	10,22	3,8	35,04	0,301	2,65	494,13	355,04	202,35	33,47	0,24	0,284	0,651
Ю3М-1	K ₁ nc		15	1463,85												
Ю3М-1	K ₁ nc	3	2	1462,17	10,34	3,8	33,521	0,286		267,77	189,84	108,59	13,28	0,268	0,287	0,637
Ю3М-1	K ₁ nc		3	1462,31												
Ю3М-1	K ₁ nc	4	1	1462,03	10,86	3,8	32,867	0,267		130,45	84,69	48,41	7,45	0,301	0,317	0,581
Ю3М-1	K ₁ nc		11	1463,33					2,66							

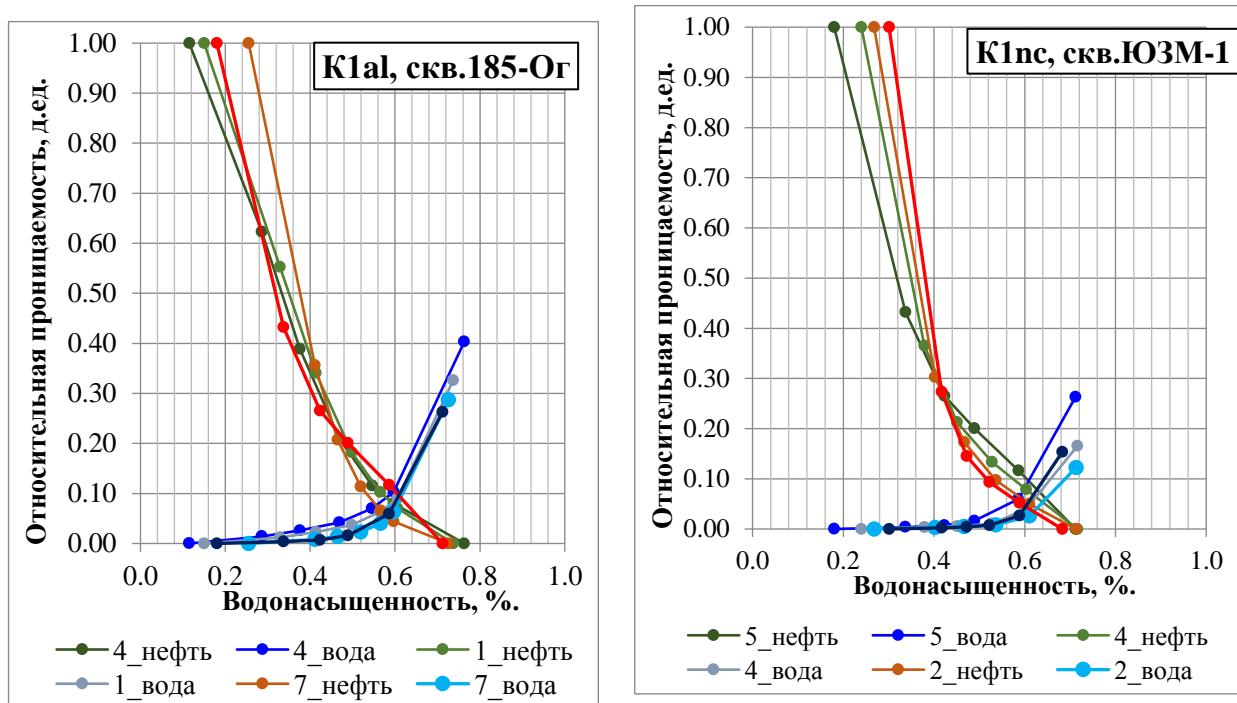


Рисунок 2.4.7 – Кривые относительной проницаемости для нефти и воды

Таблица 2.4.3 – Результаты определения фазовых проницаемостей для нефти и воды

скв	Образцы №№	№ режима	Доля флюида в потоке, %		Насыщенность, д.ед.		Фазовая проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$		Относительная фазовая проницаемость, д.ед.	
			нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
80-Ог	2;4	1	100	0	0,51	0,49	0,3	0	1	0
80-Ог	2;4	2	75	25	0,49	0,51	0,1	0,001	0,25	0
80-Ог	2;4	3	50	50	0,47	0,53	0,04	0,002	0,17	0,01
80-Ог	2;4	4	25	75	0,44	0,57	0,02	0,004	0,11	0,02
80-Ог	2;4	5	10	90	0,39	0,61	0,01	0,006	0,05	0,02
80-Ог	2;4	6	5	95	0,36	0,64	0	0,011	0,03	0,04
80-Ог	2;4	7	0	100	0,3	0,7	0	0,033	0	0,13
185-Ог	4	1	0	100	0,89	0,12	1311,6	0,00	1,00	0,00
185-Ог	4	2	100	0	0,71	0,29	817,1	18,4	0,62	0,01
185-Ог	4	3	90	10	0,62	0,38	510,2	34,1	0,39	0,03
185-Ог	4	4	75	25	0,53	0,47	274,1	55,1	0,21	0,04
185-Ог	4	5	50	50	0,45	0,55	152,1	91,8	0,12	0,07
185-Ог	4	6	25	75	0,4	0,6	104,9	135,1	0,08	0,1
185-Ог	4	7	10	90	0,24	0,76	0,00	528,6	0,00	0,4
185-Ог	1	1	0	100	0,85	0,15	503,1	0,00	1,00	0,00
185-Ог	1	2	100	0	0,67	0,33	278,2	6,04	0,55	0,01
185-Ог	1	3	90	10	0,59	0,41	171,6	11,6	0,34	0,02
185-Ог	1	4	75	25	0,5	0,5	91,6	18,6	0,18	0,04
185-Ог	1	5	50	50	0,44	0,57	51,8	31,7	0,1	0,06
185-Ог	1	6	25	75	0,39	0,61	35,2	45,3	0,07	0,09
185-Ог	1	7	10	90	0,26	0,74	0,00	164,00	0,00	0,33
185-Ог	7	1	0	100	0,75	0,26	159,4	0,00	1,00	0,00
185-Ог	7	2	100	0	0,59	0,41	56,7	1,3	0,36	0,01
185-Ог	7	3	90	10	0,54	0,47	33,00	2,2	0,21	0,01

Продолжение таблицы 2.4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
185-Ог	7	4	75	25	0,48	0,52	18,2	3,7	0,11	0,02
185-Ог	7	5	50	50	0,43	0,57	10,5	6,4	0,07	0,04
185-Ог	7	6	25	75	0,4	0,6	7,00	10,00	0,04	0,06
185-Ог	7	7	10	90	0,27	0,73	0,00	45,7	0,00	0,29
185-Ог	5	1	0	100	0,72	0,29	128,2	0,00	1,00	0,00
185-Ог	5	2	100	0	0,57	0,43	39,3	0,9	0,31	0,01
185-Ог	5	3	90	10	0,51	0,49	20,9	1,4	0,16	0,01
185-Ог	5	4	75	25	0,45	0,55	10,8	2,2	0,08	0,02
185-Ог	5	5	50	50	0,41	0,59	6,5	3,97	0,05	0,03
185-Ог	5	6	25	75	0,38	0,62	4,7	6,02	0,04	0,05
185-Ог	5	7	10	90	0,28	0,73	0,00	30,2	0,00	0,24
ЮЗМ-1	5	1	100	0	0,82	0,18	409,4	0,00	1,00	0,00
ЮЗМ-1	5	2	75	25	0,66	0,34	176,9	1,6	0,43	0,00
ЮЗМ-1	5	3	50	50	0,58	0,42	108,6	2,9	0,27	0,01
ЮЗМ-1	5	4	25	75	0,51	0,49	82,1	6,6	0,2	0,02
ЮЗМ-1	5	5	5	95	0,41	0,59	47,8	24,3	0,12	0,06
ЮЗМ-1	5	6	0	100	0,29	0,71	0,00	107,7	0,00	0,26
ЮЗМ-1	4	1	100	0	0,76	0,24	202,4	0,00	1,00	0,00
ЮЗМ-1	4	2	75	25	0,62	0,38	73,9	0,7	0,37	0,00
ЮЗМ-1	4	3	50	50	0,55	0,45	43,00	1,2	0,21	0,01
ЮЗМ-1	4	4	25	75	0,47	0,53	27,00	2,2	0,13	0,01
ЮЗМ-1	4	5	5	95	0,4	0,6	15,9	8,1	0,08	0,04
ЮЗМ-1	4	6	0	100	0,28	0,72	0,00	33,5	0,00	0,17
ЮЗМ-1	2	1	100	0	0,73	0,27	108,6	0,00	1,00	0,00
ЮЗМ-1	2	2	75	25	0,6	0,4	32,9	0,3	0,3	0,00
ЮЗМ-1	2	3	50	50	0,53	0,47	18,8	0,5	0,17	0,00
ЮЗМ-1	2	4	25	75	0,46	0,54	10,6	0,8	0,1	0,01
ЮЗМ-1	2	5	5	95	0,39	0,61	5,5	2,8	0,05	0,03
ЮЗМ-1	2	6	0	100	0,29	0,71	0,00	13,3	0,00	0,12
ЮЗМ-1	1	1	100	0	0,7	0,3	48,4	0,00	1,00	0,00
ЮЗМ-1	1	2	75	25	0,58	0,42	13,2	0,1	0,27	0,00
ЮЗМ-1	1	3	50	50	0,53	0,47	7,00	0,2	0,15	0,00
ЮЗМ-1	1	4	25	75	0,48	0,52	4,5	0,36	0,09	0,01
ЮЗМ-1	1	5	5	95	0,41	0,59	2,5	1,28	0,05	0,03
ЮЗМ-1	1	6	0	100	0,32	0,68	0,00	7,44	0,00	0,15

При подсчете запасов (ПЗ- 2019) граничные значения пористости и проницаемости были определены корреляционным способом по сопоставлению с динамической пористостью на большом фактическом материале: по альбским отложениям - 57 образцов, апту - 15 образцов, неокому - 33 образца. Динамическая пористость (Кп_дин) рассчитывалась по уравнению:

$$Кп_дин = Кп \times (1 - S_{вo} - S_{ho}), \quad (2.4.3)$$

где $S_{вo}$, S_{ho} определены в ходе эксперимента по вытеснению воды нефтью и нефти водой.

Новые данные (таблица 2.4.4), выполненные на четырёх образцах альба и четырёх моделях неокома, не изменили связь Кп_дин с пористостью открытой (рис.2.4.8) и проницаемостью (рис.2.4.9).

Таблица 2.4.4 – Определение динамической пористости

Скв	Гори- зонт	№ обр.	Порис- тость, д.ед.	Проницаемость,* 10^{-3} мкм ²				Остат. водоносыщ. Св0, д.ед.	Остат. нефено- сыщ. Сно. д.ед.	Коэф. вытес- нения, д.ед.	Кп дин, д.ед.
				по газу	по воде при 100% водоно- сыщ.	по нефти при остат. водоно- сыщ.	по воде при остат. нефено- сыщ.				
80-Ог	P ₂	2	0,39	2,1	0,5	0,3	0,0	0,489	0,301	0,250	0,08
185-Ог	K _{1al3}	4	0,38	2250,1	1859,9	1311,6	528,6	0,115	0,237	0,759	0,25
185-Ог	K _{1al3}	1	0,35	916,1	680,1	503,1	164,0	0,150	0,263	0,715	0,21
185-Ог	K _{1al3}	7	0,33	433,0	281,6	159,4	45,7	0,255	0,274	0,650	0,16
185-Ог	K _{1al3}	5	0,31	275,2	179,5	128,2	30,2	0,285	0,275	0,631	0,13
ЮЗМ- 1	K1nc	5	0,30	748,0	640,9	409,4	107,7	0,180	0,288	0,674	0,16
ЮЗМ- 1	K1nc	4									
		15	0,30	494,1	355,0	202,4	33,5	0,240	0,284	0,651	0,14
ЮЗМ- 1	K1nc	2									
		3	0,29	267,8	189,8	108,6	13,3	0,268	0,287	0,637	0,13
ЮЗМ- 1	K1nc	1									
		11	0,27	130,5	84,7	48,4	7,5	0,301	0,317	0,581	0,10

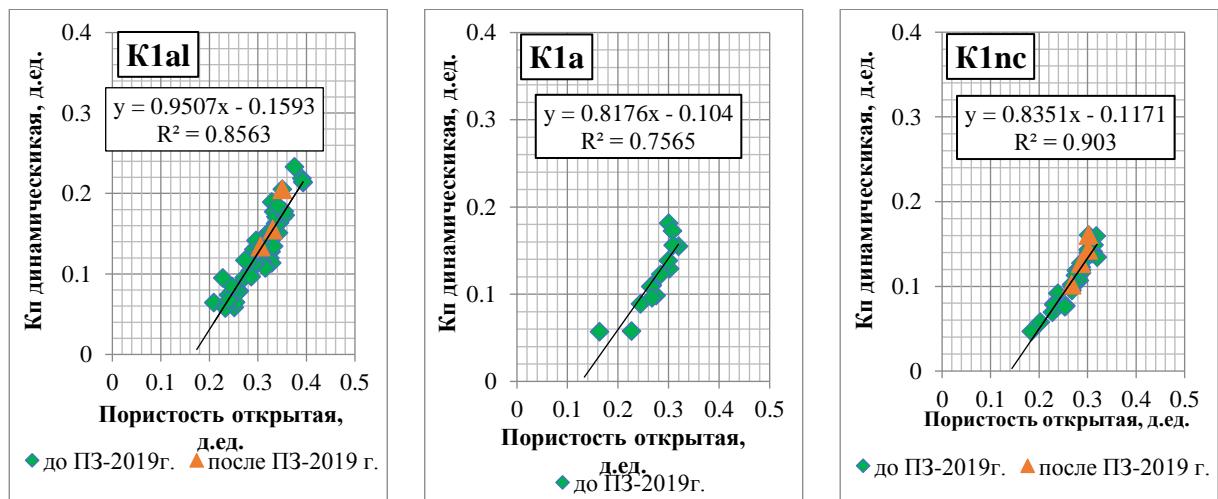


Рисунок 2.4.8 – Сопоставление пористости динамической и открытой

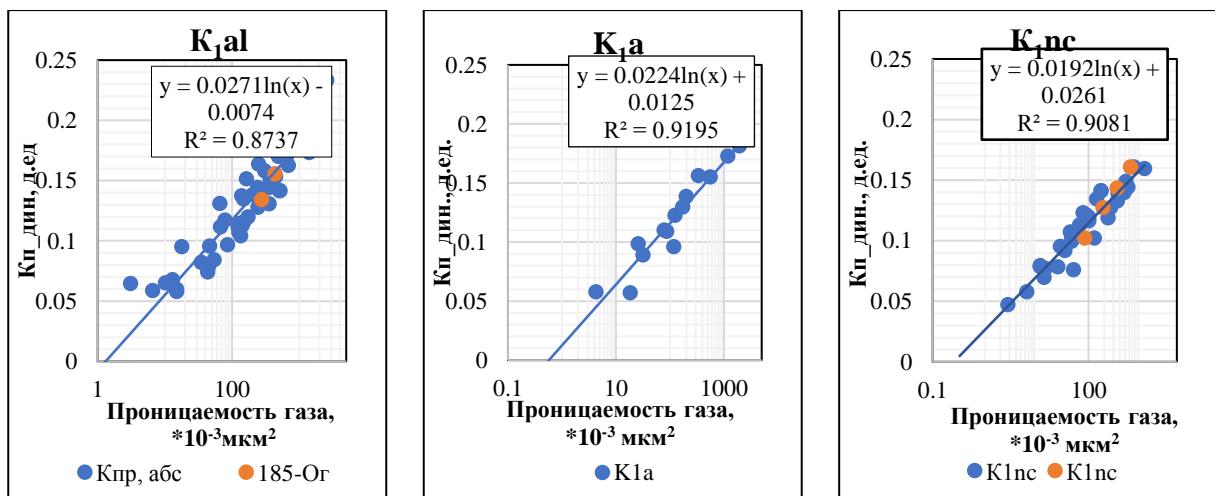


Рисунок 2.4.9 – Сопоставление пористости динамической с проницаемостью по всему диапазону проницаемости

Выводы

Выполненные после ПЗ-2019 г. стандартные и специальные исследования полностью соответствуют проведенным ранее и подтверждают принятые граничные значения коллекторов. Физико-гидродинамические свойства продуктивных горизонтов альба, апта, неокома, на керне которых выполнены эксперименты по ККД, ОФП, коэффициенту вытеснения, остаточной водонасыщенности близкие. Связи, построенные для определения граничных значений коллекторов, являются устойчивыми и рекомендуется для использования дальнейших работ.

На подавляющем большинстве образцов с параметрами Кп и Кпр выше граничных при капиллярном давлении $\geq 0,8$ МПа достигнута неснижаемая водонасыщенность, величина которой колеблется от 0,10 д.ед. до 0,90 д.ед.

Сопоставление Ков с проницаемостью и пористостью описываются уравнениями с высокими коэффициентами аппроксимации. Граничному значению Кп=0,16 д.ед., соответствует Кво=0,56 д.ед. или Кнг=0,44 д.ед., граничному значению Кпр= $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² соответствует Кво=0,62 д.ед, Кнг=0,38 д.ед.

На керне альба по 60 экспериментам Квыт изменяется от 38,2% до 79,8 %, среднее значение 61,1 %; по апту коэффициент вытеснения, выполненный на 15 образцах, изменяется от 44,2 % до 74,1 %, среднее значение 59,8 %; по неокому коэффициент вытеснения, определённый на 37 образцах, изменяется от 44,3 % до 67,7 %, среднее значение 57,7 %. Граничным значениям пористости 0,16 д.ед и проницаемости $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² коллекторов альба соответствует значение Квыт=0,3899÷ 0,3985, среднее значение 0,3942 д.ед.; для апт+неоком граничным значениям коллекторов Кп=0,14 д.ед и Кпр=0,5*10-3мкм² соответствует значение Квыт=0,4043÷ 0,4074 д.ед, среднее значение 0,40587 д.ед.

По кривым фазовой проницаемости значение коэффициента водонасыщенности, при котором фазовые проницаемости воды и нефти равны, изменяется от 0,58 до 0,60 д.ед.

2.5 Запасы нефти и растворенного газа

В 2013 году на месторождениях Морское и Огайское выполнен пересчет запасов нефти и газа, запасы утверждены Протоколами ГКЗ РК от 11.07.2013 г. №1303-13-У и от 12.12.2013 г. №1363-13-У.

В 2015 году выполнен перевод запасов нефти, свободного газа и растворенного газа по месторождениям Морское и Огайское (Протокол ГКЗ РК от 03.07.2015 г. №1572-15-У и №1573-15-У).

В 2016 году выполнен совместный пересчет запасов нефти и газа месторождений Морское и Огайское, где месторождение Огайское учтено как блок месторождения Морское (Протокол от 05.05.2016 г. №1670-16-У).

В 2017 г. был выполнен «Прирост и перевод запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.07.2017 г.» запасы нефти и газа были утверждены Протоколом ГКЗ РК за № 1904-18-У от 03.03.2018 г.

В 2018 году выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское» (Протокол ГКЗ РК от 26.11.2019 г. №2120-19).

Числящиеся на Государственном балансе геологические / извлекаемые запасы нефти и газа составили:

всего по месторождению:

геологические / извлекаемые запасы нефти:

по категории В – 2661 / 974 тыс.т.;

по категориям В+С₁ – 30140 / 9878 тыс.т.;

по категории С₁ – 27479 / 8904 тыс.т.;

по категории С₂ – 5742 / 1357 тыс.т.;

геологические / извлекаемые запасы растворенного газа:

по категории В+С₁ – 775 / 251 млн.м³;

по категории С₂ – 165 / 38 млн.м³;

геологические / извлекаемые запасы свободного газа:

по категории С₁ – 92 / 72 млн.м³;

по категории С₂ – 88 / 70 млн.м³;

геологические / извлекаемые газа газовой шапки:

по категории С₁ – 146 / 115 млн.м³;

по категории С₂ – 45 / 34 млн.м³.

В таблицах 2.5.1 и 2.5.2 приведены утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти и газа по состоянию на 01.01.2022 г.

Таблица 2.5.1 – Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Морское, включая блок Огайское

Гори- зонт	Про- дук- тив- ный пласт	Участок	Зона по харак- теру насы- щения	Кате- гория запасов	Площадь нефте- нос- ности, тыс.м ²	Средне- взве- шенная нефтена- сыщен- ная толщина, м	Нефте- насы- щен- ный объем, тыс. м ³	Порис- тость, д.ед.	Нефте- насы- щенность, д.ед.	Плот- ность нефти, т/м ³	Перес- четный коэф., д.ед.	КИН, д.ед.	Начальные запасы нефти, тыс.т		Газо- содер- жа- ние, м ³ /т	Начальные запасы растворен- ного газа, млн.м ³		
													геоло- гичес- кие	извле- кае- мые				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Блок Огайское																		
Верхнеальбский	0-1	I	hb	C ₂	701	2,2	1542	0,32	0,65	0,966	0,976	0,243	302	73	7,33	2	1	
		II	hb	C ₁	1704	4,9	8350	0,29	0,71	0,966	0,976	0,327	1621	530	7,33	12	4	
			hb	C ₂	176	2,3	405	0,29	0,71	0,966	0,976	0,243	79	19	7,33	1	0	
	всего по пласту 0-1			C ₁	1704		8350						1621	530		12	4	
	всего по пласту 0-1			C ₂	877		1947						381	92		3	1	
	0-2	II	hb	C ₂	394	1,1	433	0,27	0,63	0,966	0,976	0,243	69	17	7,33	1	0	
	всего по пласту 0-2			C ₂	394	1,1	433						69	17		1	0	
	0-3	I	hb	C ₁	616	4,9	3018	0,33	0,60	0,966	0,976	0,327	563	184	7,33	4	1	
			hb	C ₂	183	1,6	293	0,33	0,60	0,966	0,976	0,243	55	13	7,33	0	0	
		II	hb	C ₁	1995	6,1	12170	0,30	0,68	0,966	0,976	0,327	2341	766	7,33	17	6	
	всего по пласту 0-3			C ₁	2611		15188						2904	950		21	7	
	всего по пласту 0-3			C ₂	183		293						55	13		0	0	
	1-1	I	h	C ₁	90	6,9	621	0,28	0,68	0,962	0,957	0,327	109	36	13,4	1	0	
			hb		551	4,4	2424	0,29	0,57	0,962	0,957	0,327	369	121	13,4	5	2	
			hb	C ₂	76	2,3	175	0,29	0,57	0,962	0,957	0,243	27	7	13,4	0	0	
		II	h	C ₁	1153	6,1	7033	0,27	0,66	0,962	0,957	0,327	1154	378	13,4	15	5	
			hb	C ₁	630	6,1	3843	0,26	0,67	0,962	0,957	0,327	616	202	13,4	8	3	
			hb	C ₂	72	1,7	122	0,26	0,67	0,962	0,957	0,243	20	5	13,4	0	0	
	всего по пласту 1-1			C ₁	2424		13921						2248	737		29	10	
	всего по пласту 1-1			C ₂	148		297						47	12		0	0	

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
верхнеальбский	1-2	I	H	C ₁	85	2,9	247	0,25	0,65	0,962	0,957	0,327	37	12	13,4	0	0		
					169	1,7	287	0,25	0,77	0,962	0,957	0,327	51	17	13,4	1	0		
		II	H	C ₂	688	2,5	1720	0,26	0,65	0,962	0,957	0,243	268	65	13,4	4	1		
					154	1,1	169	0,26	0,65	0,962	0,957	0,243	26	6	13,4	0	0		
	всего по пласту 1-2			C ₁	254		534						88	29		1	0		
					C ₂	842		1889					294	71		4	1		
	1-3	I	HВ	C ₁	126	2,2	277	0,28	0,82	0,962	0,957	0,327	59	19	13,4	1	0		
					C ₁	1631	6,1	9949	0,27	0,76	0,962	0,957	0,327	1880	616	13,4	25	8	
	всего по пласту 1-3			C ₁	1757		10226						1939	635		26	8		
	1-4	II, р-н скв 50	HВ		C ₁	979	4,6	4503	0,27	0,62	0,962	0,957	0,327	694	227	13,4	9	3	
		всего по пласту 1-4			C ₁	979		4503					694	227		9	3		
Всего по верхнеальбскому горизонту				C ₁	9729		52722						9494	3108		98	32		
					C ₂	2444		4859					846	205		8	2		
ниже-альбский	3-3		H	C ₁	31	0,5	16	0,29	0,82	0,976	0,924	0,225	3	1	9	0	0		
					C ₂	54	1,7	92	0,29	0,82	0,976	0,924	0,225	20	5	9	0	0	
			HВ		C ₂	15	0,5	8	0,29	0,82	0,976	0,924	0,225	2	0	9	0	0	
Всего по нижнеальбскому горизонту				C ₁	31		16						3	1		0	0		
					C ₂	69		100					22	5		0	0		
апт-ский			ГН	C ₁	138	1,1	152	0,270	0,74	0,919	0,936	0,331	26	9	32,2	1	0		
					C ₁	3924	3,8	14911	0,25	0,79	0,919	0,936	0,331	2533	838	32,2	82	27	
					C ₁	480	1,9	912	0,25	0,79	0,919	0,936	0,331	155	51	32,2	5	2	
Всего по аптскому горизонту				C ₁	4542		15975						2714	898		88	29		
неокомский	1-А	I	H	C ₁	2334	3,3	7702	0,24	0,69	0,897	0,913	0,331	1045	346	37,7	39	13		
					C ₁	144	0,6	86	0,24	0,69	0,897	0,913	0,331	12	4	37,7	0	0	
			HВ		C ₁	56	1,0	56	0,24	0,69	0,897	0,913	0,331	8	3	37,7	0	0	
			HВ		C ₁	802	2,1	1684	0,22	0,66	0,897	0,913	0,331	200	66	37,7	8	2	
	II		HВ	C ₁	59	1,7	100	0,22	0,66	0,897	0,913	0,331	12	4	37,7	0	0		
					C ₁	29	2,2	64	0,22	0,66	0,897	0,913	0,331	8	3	37,7	0	0	
Всего по пласту 1-А				C ₁	3424		9692						1285	426		47	15		

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
неокмский	1-Б		гн	C ₁	500	5,4	2687	0,24	0,74	0,897	0,913	0,331	391	130	37,7	15	5	
			гн	C ₂	64	4,7	301	0,24	0,74	0,897	0,913	0,229	44	10	37,7	2	0	
			н	C ₁	1657	3,6	5965	0,24	0,68	0,897	0,913	0,331	797	264	37,7	30	10	
			н	C ₂	845	3,4	2836	0,24	0,68	0,897	0,913	0,229	379	87	37,7	14	3	
			нв	C ₁	17	3,0	51	0,24	0,68	0,897	0,913	0,331	7	2	37,7	0	0	
			нв	C ₂	77	2,0	154	0,24	0,68	0,897	0,913	0,229	21	5	37,7	1	0	
	Всего по пласту 1-Б			C ₁	2174		8703						1195	396		45	15	
				C ₂	986		3291						444	102		17	3	
	2	I	н	C ₁	1145	16,3	18664	0,24	0,74	0,924	0,903	0,331	2766	917	34	94	31	
			нв		1559	7,3	11381	0,25	0,67	0,924	0,903	0,331	1591	527	34	54	18	
	Всего по пачке 2			C ₁	2704		30045						4357	1444		148	49	
	3-А	I	н	C ₂	230	4,8	1104	0,24	0,68	0,958	0,904	0,229	156	36	66,9	10	2	
			нв		242	3,4	823	0,26	0,65	0,958	0,904	0,229	120	27	66,9	8	2	
			н	C ₂	42	5,3	223	0,23	0,460	0,958	0,904	0,229	20	5	66,9	1	0	
			нв		185	4,3	796	0,28	0,69	0,958	0,904	0,229	133	30	66,9	9	2	
	Всего по пласту 3-А			C ₂	699		2946						429	98		28	6	
	Всего по неокомскому горизонту			C ₁	8302		48440						6837	2266		240	79	
				C ₂	1685		6237						873	200		45	9	
	Всего по блоку Огайское			C ₁	22604		117153						19048	6273		426	140	
				C ₂	4198		11196						1741	410		53	11	
верхнеальбский	Восточный блок																	
	0-1	I	нв	C ₂	376	0,3	113	0,38	0,7	0,969	0,962	0,245	28	7	20	1	0	
	всего по пласту 0-1			C ₂	376	0,3	113						28	7		1	0	
	0-3	I	нв	C ₂	407	2,8	1140	0,36	0,65	0,969	0,962	0,245	249	61	20	5	1	
			нв	C ₂	13	2,2	29	0,36	0,65	0,969	0,962	0,245	6	1	20	0	0	
	Всего по пласту 0-3			C ₂	420	2,8	1169						255	62		5	1	

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
верхнеальб- ский	1-3	I	нв	C ₁	200	2,6	520	0,37	0,7	0,963	0,966	0,250	125	31	22	3	1		
			нв	C ₂	444	1,9	844	0,37	0,7	0,963	0,966	0,245	203	50	22	4	1		
			II	нв	C ₂	100	2,5	250	0,37	0,7	0,963	0,966	0,245	60	15	22	1	0	
	Всего по пласту 1-3			C ₁	200	2,6	520							125	31		3	1	
				C ₂	544	2,0	1094							263	65		5	1	
	Всего по верхнеальбскому горизонту			C ₁	200		520							125	31		3	1	
				C ₂	1340		2376							546	134		11	2	
	нижеальбский	I	н	B	541	4,4	2380	0,29	0,84	0,943	0,927	0,366	507	186	30,4	15	6		
			н	C ₁	67	3,0	203	0,29	0,84	0,943	0,927	0,366	43	16	30,4	1	0		
			нв		159	1,6	254	0,28	0,77	0,943	0,927	0,366	48	18	30,4	1	1		
		II	н	B	23	3,9	90	0,29	0,84	0,943	0,927	0,366	19	7	30,4	1	0		
			нв		26	3,8	99	0,28	0,77	0,943	0,927	0,366	19	7	30,4	1	0		
			н	C ₁	71	2	142	0,29	0,84	0,943	0,927	0,366	30	11	30,4	1	0		
			нв		133	1,6	213	0,28	0,77	0,943	0,927	0,366	40	15	30,4	1	0		
		III	н	C ₁	76	4,3	327	0,29	0,81	0,943	0,927	0,366	67	25	30,4	2	1		
			нв		34	2,2	75	0,28	0,77	0,943	0,927	0,366	14	5	30,4	0	0		
		IV	н	C ₁	10	3,9	39	0,29	0,81	0,943	0,927	0,366	8	3	30,4	0	0		
			нв		37	1,8	67	0,28	0,77	0,943	0,927	0,366	13	5	30,4	0	0		
		V	нв	C ₂	12	0,3	4	0,28	0,77	0,943	0,927	0,275	1	0	30,4	0	0		
Всего по нижеальбскому горизонту			B		590		2569						545	200		17	6		
аптский	I	н	B		587		1320						263	98		6	2		
		нв		C ₁	12		4						1	0		0	0		
	II	н	B		1074	10,6	11384	0,27	0,79	0,944	0,923	0,366	2116	774	32,1	68	25		
		нв	C ₁		1158	4,8	5558	0,30	0,70	0,944	0,923	0,366	1017	372	32,1	33	12		
		нв	C ₂		28	13	364	0,27	0,79	0,944	0,923	0,275	68	19	32,1	2	1		
Всего по аптскому горизонту			B		79	5,2	411	0,30	0,70	0,944	0,923	0,275	75	21	32,1	2	1		
нв		C ₂		1074		11384						2116	774		68	25			
н		C ₁		1158		5558						1017	372		33	12			
нв		C ₂		107		775						143	40		4	2			

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
неок омск ий	1-A	I	н	C ₂	41	1,4	57	0,22	0,56	0,939	0,913	0,275	6	2	37,7	0	0	
			нв		62	1,3	81	0,22	0,56	0,939	0,913	0,275	9	2	37,7	0	0	
		II	н	C ₂	17	0,1	2	0,22	0,56	0,939	0,913	0,275	0	0	37,7	0	0	
			нв		18	0,1	2	0,22	0,56	0,939	0,913	0,275	0	0	37,7	0	0	
	Всего по пласту 1-A			C ₂	138		142						15	4		0,0	0,0	
	6	I	нв	C ₂	493	1,9	937	0,26	0,62	0,875	0,835	0,275	110	30	103,2	11	3	
	Всего по пачке 6			C ₂	493		937						110	30		11	3	
	Всего по неокомскому горизонту			C ₂	631		1079						125	34		11	3	
	Всего по Восточному блоку			B	1664		13953						2661	974		85	31	
				C ₁	1945		7398						1405	501		42	15	
				C ₂	2090		4234						815	208		26	7	
Западный блок																		
верхнеальбский	0-1	II	нв	C ₂	1523	1,3	1980	0,31	0,60	0,97	0,962	0,234	344	80	20	7	2	
	Всего по пласту 0-1			C ₂	1523		1980						344	80		7	2	
	1-1		н	C ₁	114	5,5	627	0,26	0,59	0,962	0,955	0,315	88	28	21,3	2	1	
			гнв	C ₁	851	4,6	3915	0,29	0,57	0,962	0,955	0,315	595	187	21,3	13	4	
			гнв	C ₂	55	2	110	0,29	0,57	0,962	0,955	0,234	17	4	21,3	0	0	
			нв	C ₁	2059	3,6	7412	0,30	0,62	0,962	0,955	0,315	1267	399	21,3	27	8	
			нв	C ₂	2083	1,4	2916	0,30	0,62	0,962	0,955	0,234	498	116	21,3	11	2	
	Всего по пласту 1-1			C ₁	3024		11954						1950	614		42	13	
				C ₂	2138		3026						515	120		11	2	
	1-2		гн	C ₁	221	0,6	133	0,31	0,66	0,962	0,955	0,315	25	8	21,3	1	0	
			нв	C ₁	73	0,1	7	0,33	0,59	0,962	0,955	0,315	1	0	21,3	0	0	
			нв	C ₂	1185	0,2	237	0,33	0,59	0,962	0,955	0,234	42	10	21,3	1	0	
			гн	C ₂	368	1	368	0,31	0,66	0,962	0,955	0,234	69	16	21,3	1	0	
			гнв	C ₁	207	0,7	145	0,27	0,67	0,962	0,955	0,315	24	8	21,3	1	0	
			гнв	C ₂	897	0,7	628	0,27	0,67	0,962	0,955	0,234	104	24	21,3	2	1	

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
верхне-альбский	Всего по пласту 1-2			C ₁	501		285						50	16		2	0		
				C ₂	2450		1233						215	50		4	1		
	1-3	нв	C ₁	1140	2,7	3078	0,33	0,58	0,963	0,955	0,315	542	171	21,3	12	4			
			C ₂	918	0,6	551	0,33	0,58	0,963	0,955	0,234	97	23	21,3	2	0			
	Всего по пласту 1-3			C ₁	1140		3078						542	171		12	4		
				C ₂	918		551						97	23		2	0		
	Всего по верхнеальбскому горизонту			C ₁	4665		15317						2542	801		56	17		
				C ₂	7029		6790						1171	273		24	5		
	среднеальбский	2-1	нв	C ₁	4130	4,6	18998	0,28	0,52	0,942	0,942	0,315	2455	773	27,8	68	21		
				C ₂	1159	0,8	927	0,28	0,52	0,942	0,942	0,232	120	28	27,8	3	1		
		Всего по пласту 2-1			C ₁	4130		18998					2455	773		68	21		
		C ₂		1159		927						120	28		3	1			
		2-3	р-н скв 57	н	C ₂	1105	4,4	4862	0,25	0,49	0,942	0,942	0,232	529	123	27,8	15	3	
					C ₂	590	2,0	1180	0,26	0,45	0,942	0,942	0,232	123	29	27,8	3	1	
			р-н скв 67	н	C ₂	142	3,8	540	0,25	0,49	0,942	0,942	0,232	59	14	27,8	2	0	
					C ₂	1517	1,8	2731	0,26	0,45	0,942	0,942	0,232	284	66	27,8	8	2	
			р-н скв 62	н	C ₂	238	3,0	714	0,25	0,49	0,942	0,942	0,232	78	18	27,8	2	1	
					C ₂	1176	1,7	1999	0,26	0,45	0,942	0,942	0,232	208	48	27,8	6	1	
	Всего по пласту 2-3			C ₂	4768		12026						1281	298		36	8		
	Всего по среднеальбскому горизонту			C ₁	4130		18998						2455	773		68	21		
				C ₂	5927		12953						1401	326		39	9		
ни	ж	не	3-3	нв	C ₁	2029	3,7	7507	0,25	0,6	0,954	0,917	0,236	985	232	45,2	45	10	
Всего по нижнеальбскому горизонту				C ₁	2029		7507						985	232		45	10		
аптский			нв			1070	2,8	2996	0,26	0,56	0,955	0,930	0,310	387	120	41,3	16	5	
Всего по аптскому горизонту				C ₁	1070		2996						387	120		16	5		

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
неокомски й	1-А		н	C ₁	199	3,6	716	0,25	0,53	0,897	0,913	0,310	78	24	37,7	3	1	
			hb	C ₁	345	2,7	932	0,22	0,53	0,897	0,913	0,310	89	28	37,7	3	1	
			н	C ₂	142	4,0	568	0,25	0,53	0,897	0,913	0,230	62	14	37,7	2	1	
			hb	C ₂	572	2,5	1430	0,22	0,53	0,897	0,913	0,230	137	31	37,7	5	1	
неокомский	1-А	Всего по пласту 1-А		C ₁	544		1648							167	52		6	2
				C ₂	714		1998							199	45		7	2
	1-Б	скв19-62	н	C ₂	552	3,1	1711	0,25	0,54	0,897	0,913	0,230	189	43	37,7	7	2	
		скв.58	н	C ₂	215	2,8	602	0,25	0,54	0,897	0,913	0,230	67	15	37,7	3	1	
			hb		755	1,9	1435	0,25	0,54	0,897	0,913	0,230	159	37	37,7	6	1	
		Всего по пласту 1-Б		C ₂	1522		3748							415	95		16	4
	3-А		н	C ₁	184	3,1	570	0,23	0,46	0,958	0,904	0,310	52	16	66,9	3	1	
			hb	C ₁	537	2,8	1504	0,30	0,61	0,958	0,904	0,310	238	74	66,9	16	5	
Всего по пласту 3- А				C ₁	721		2074							290	90		19	6
5		hb		C ₁	503	2,3	1157	0,31	0,66	0,931	0,907	0,310	200	62	62,2	12	4	
Всего по пачке 5				C ₁	503		1157							200	62		12	4
Всего по неокомскому горизонту				C ₁	1768		4879							657	204		37	12
				C ₂	2236		5746							614	140		23	6
Всего по Западному блоку				C ₁	13662		49697							7026	2130		222	65
				C ₂	15192		25489							3186	739		86	20
Итого по месторождению				B	1664		13953							2661	974		85	31
				C ₁	38211		174248							27479	8904		690	220
				B+C ₁	39875		188201							30140	9878		775	251
				C ₂	21480		40919							5742	1357		165	38

Таблица 2.5.2 – Подсчет начальных запасов свободного газа и газа газовой шапки месторождения Морское, включая блок Огайское

Горизонт	Блок	Зона по характеру насыщения	Категория запасов	Площадь газоносности, тыс.м ²	Средневзвеш. газонас. толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	Начальн. пластовое давление, Мпа	Конечн. пластовое давление, Мпа	Поправка			Коэффициент перевода техн. в физ.	Геологические запасы пластов газа, млн.м ³	Коэффициент извлечения газа	Извлекаемые запасы пластов газа, млн.м ³	Мольная доля сухого газа д.ед.	Геологические запасы сухого газа, млн.м ³	Извлекаемые запасы сухого газа, млн.м ³																	
											12	13	14																								
Западный блок																																					
газ в газовой шапке																																					
Верхнеальбский	пласт 1-1		гн	C ₂	1020	1,7	1734	0,26	0,59	8,9	0,11	1,10	1	0,947	9,87	24	0,775	19	1,0	24	19																
			Всего по пласту 1-1	C ₂	1020	1,7	1734										24		19	1	24	19															
			г	C ₁	140	4,1	574	0,26	0,57	11,38	0,11	1,10	1	0,947	9,87	10	0,775	8	1,0	10	8																
			гн		1202	3,0	3606	0,31	0,66	11,38	0,11	1,10	1	0,947	9,87	86	0,775	67	1,0	86	67																
			г	C ₂	229	2,2	504	0,24	0,57	11,38	0,11	1,10	1	0,947	9,87	8	0,775	6	1,0	8	6																
			гн		436	0,7	305	0,31	0,66	11,38	0,11	1,10	1	0,947	9,87	7	0,775	5	1,0	7	5																
			Всего по пласту 1-2	C ₁	1342	3,1	4180										96		75		96	75															
				C ₂	665	1,2	809										15		11		15	11															
Всего по западному блоку (газ в газовой шапке)			C ₁	1342		4180											96		75		96	75															
			C ₂	1685		2543											39		30		39	30															

Продолжение таблицы 2.5.2

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21			
свободный газ																									
среднеальбский	пласт 2-2	г	C ₁	408	1,8	734	0,25	0,54	11,90	0,11	1,190	1	0,880	9,87	12	0,775	9	1,0	12	9					
		гв		112	1,0	112	0,20	0,72	11,90	0,11	1,190	1	0,880	9,87	2	0,775	2	1,0	2	2					
	K _{1a}	г	C ₂	649	1,8	1168	0,25	0,54	11,90	0,11	1,190	1	0,880	9,87	19	0,775	15	1,0	19	15					
		гв		716	1,6	1146	0,20	0,72	11,90	0,11	1,190	1	0,880	9,87	20	0,775	16	1,0	20	16					
		Всего по пласту 2-2		C ₁	520	1,6	846									14		11		14	11				
			C ₂	1365	1,7	2314										39		31		39	31				
	K _{1a}	гв	C ₁	785	5,3	4161	0,258	0,60	12,19	0,11	1,163	1	0,872	9,87	78	0,786	61	1,0	78	61					
		гв	C ₂	527	5,0	2635	0,258	0,60	12,19	0,11	1,163	1	0,872	9,87	49	0,786	39	1,0	49	39					
		Всего по апту		C ₁	785	5,3	4161									78		61		78	61				
			C ₂	527	5,0	2635										49		39		49	39				
	Всего по западному блоку (свободный газ)		C ₁	1305		5007										92		72		92	72				
			C ₂	1892		4949										88		70		88	70				
Блок Огайское																									
газ в газовой шапке																									
Некомский	1-Б	I	г	C ₁	314	3,4	1068	0,258	0,69	12,19	0,11	1,163	1	0,872	9,87	23	0,786	18	1,0	23	18				
			гн		138	1,8	248	0,268	0,74	12,19	0,11	1,163	1	0,872	9,87	6	0,786	5	1,0	6	5				
			итого	C ₁	452	2,9	1316										29		23		29	23			
Некомский	1-Б	I	г	C ₁	26	4,6	120	0,19	0,53	12,19	0,11	1,163	1	0,872	9,87	1	0,786	1	1,0	1	1				
			гн		417	4,0	1668	0,19	0,53	12,19	0,11	1,163	1	0,872	9,87	20	0,786	16	1,0	20	16				
		I	гн	C ₂	186	2,5	465	0,19	0,53	12,19	0,11	1,163	1	0,872	9,87	6	0,786	5	1,0	6	5				
			Всего по пласту 1-Б		C ₁	443	4,3	1788									21		17		21	17			
ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОРСКОЕ, ВКЛЮЧАЯ БЛОК ОГАЙСКОЕ																									

Продолжение таблицы 2.5.2

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

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

Для контроля за разработкой месторождения с целью оценки продуктивности скважин, фильтрационных параметров пластов, энергетического состояния залежей в «Проекте разработки...» [5] рекомендовалось выполнение комплекса гидродинамических исследований, включающего в себя исследования методом установившихся отборов (МУО), методом восстановления давления (КВД), замеры забойных и пластовых давлений и температур и т.д. Для получения достоверной информации по ёмкостно-фильтрационным характеристикам рекомендовалось проводить исследования МУО не менее чем на 3 режимах прямым и обратным ходом с отработкой на каждом режиме двое суток.

За период разработки (с 2018 г. по 2021 г.) на месторождении Морское, включая блок Огайское были проведены гидродинамические исследования, как в переходящих, так и в новых скважинах. В ПР [5] приведены результаты исследований с 2016 по 2017 г., а также были рассчитаны и приведены средние значения коэффициента продуктивности и основных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов. (таблица 5.4.3)

Интерпретация ГДИ выполнялась компанией ТОО «УзеньГеоСервис» с использованием специализированного программного продукта «Saphir NL».

За анализируемый период (2018-2021 гг.) проведено 50 гидродинамических исследований в 37 скважинах. Из них 22 КВД – в 4 (№№20, 159, 398, 516Н) скважинах, МУО в одной скважине, 19 КВУ – в 12 (№№33, 20, 51, 59, 70, 76, 80, 81, 141, 155, 402, 524) скважинах и 1 замер пластового давления – в 3 (55, 80, 185) скважинах.

Результаты всех исследований представлены в таблице 3.1.1.

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

Проектным документом на разработку месторождения является «Проект разработки месторождения Морское, включая блок Огайское» [5].

По утвержденному 2 варианту разработки выделено 4 объекта разработки:

I объект – объединяет нижнеальбские и аптские нефтяные залежи Восточного блока;

II объект – объединяет альбские и аптские газонефтяные и нефтяные залежи, и неокомские нефтяные залежи Западного блока;

III объект – объединяет альбские нефтяные, аптские и неокомские газонефтяные и нефтяные залежи блока Огайское;

IV объект – сеноманские нефтяные залежи блока Огайское.

3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки

По состоянию на 01.01.2022 г. на месторождении Морское, включая блок Огайское всего пробурено 151 скважина. Добывающий фонд составляет 124 ед., из них действующие – 122 ед. и бездействующие – 2 ед. Нагнетательный фонд составляет 5 ед., все скважины действующие. В консервации находится одна скважина. В освоении после бурения находятся 12 оценочных скважин. Ликвидированы 9 скважин, из них по геологическим причинам 6 ед., по техническим причинам 3 ед.

На дату анализа действующие скважины эксплуатируются фонтанным и механизированным способами: фонтанным – 5 ед., механизированным – 117 ед. (ВШНУ – 86 ед., УЭЦН – 31 ед.).

Действующий фонд состоит из 54,1% (66 ед.) наклонно-направленных скважин, 36% (44 ед.) горизонтальных скважин и 10% (12 ед.) вертикальных скважин.

Характеристика фонда скважин по месторождению в целом и по объектам по состоянию на 01.01.2022 г. представлена в таблице 3.2.1.1.

За анализируемый период (2018-2021 гг.) на месторождении пробурено 63 новых скважин, из них 35 добывающих (10 наклонно-направленные и 25 горизонтальные) и 7 оценочных скважин пробурены согласно «Проекту разработки...» [5] и 16 добывающих (16 горизонтальные) и 5 оценочных скважин согласно «Анализу разработки...» [7].

I объект (Восточный блок)

На I объекте по состоянию на 01.01.2022 г. пробурено 20 скважин. В добывающем фонде находятся 14 скважин (№№6, 6Д, 10, 11, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 35), из них 12 действующих (№№6Д, 10, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 35) и 2 бездействующих (№№6, 11). Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин составляет 2 ед. (№№7, 9), из них все действующие. В консервации находится одна скважина (№14). Ликвидировано 3 (№№1, 8, 25) скважины, из них по геологическим причинам 2 скважины (№№8, 25), по техническим причинам одна скважина (№1).

II объект (Западный блок)

На II объекте по состоянию на 01.01.2022 г. пробурено 30 скважин. В добывающем фонде находятся 23 скважин (№№19, 56, 59, 60, 67, 81, 82, 346, 348, 360, 362, 380, 400, 401, 402, ЮЗМ-1, 57, 396, 83, 322Н, 326Н, 342, 364), из них все действующие. В эксплуатационном фонде нагнетательных скважин находится одна действующая скважина (№58). В освоении после бурения находятся 4 оценочных скважин. Ликвидированы две скважины, одна скважина (№4) по техническим причинам и одна (№Р-2) по геологическим причинам.

За анализируемый период на данном объекте пробурено 9 новых добывающих скважин (№№360, 362, 380, 400, 401, 402, ЮЗМ-1, 342, 364), из них 3 горизонтальные скважины (№№400, 401, 402) и 6 наклонно-направленные скважины (№№ЮЗМ-1, 342, 360, 362, 364, 380).

III объект (блок Огайское)

На III объекте по состоянию на 01.01.2022 г. пробурено 101 скважина. В добывающем фонде находятся 87 скважин (№№20, 30, 31, 32, 33, 34, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 70, 71, 72, 73, 76, 77, 78, 79, 80, 134, 139, 141, 142, 143, 145, 146, 148, 149, 155, 159, 162, 167, 170, 171, 172, 175, 177, 178, 179, 180, 182, 185, 186, 187, 200, 201, 202, 203, 407, 409, 411, 414, 416, 417, 500, 501, 502, 503, 504, 505, 506, 507, 508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516, 517, 518, 519, 522, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532) из них из них 2 скважины (№№20, 32) во временном простое. В эксплуатационном фонде нагнетательных скважин находятся 2 скважины (№№1, 74). В освоении после бурения находятся 8 оценочных скважин. Ликвидированы 4 скважины (№№12, 18, 28, 29), из них 3 (№№12, 28, 29) по геологическим причинам, 1 (№18) по техническим причинам.

За анализируемый период на данном объекте пробурено 43 новых добывающих скважин, из них 39 горизонтальные скважины (№№186, 203, 407, 409, 411, 414, 416, 417, 500, 501, 502, 503, 504, 505, 506, 507, 508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516, 517, 518,

519, 522, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532) и 4 наклонно-направленные скважины (№№187, 200, 201, 202)

В таблицах 3.2.1.2 – 3.2.1.5 представлены распределения действующего эксплуатационного фонда скважин по дебиту нефти и жидкости, обводненности и по приемистости нагнетательных скважин по состоянию на 01.01.2022 г.

Как видно из таблицы 3.2.1.2 основной фонд добывающих скважин (53,4 %) работают с дебитом нефти в диапазоне от 10 т/сут до 30 т/сут, 40,8 % - до 10 т/сут, 5,8 % - от 30 т/сут до 50 т/сут.

Приемистостью от 100 м³/сут до 250 м³/сут работают две скважины (№№1, 74) и от 350 м³/сут до 450 м³/сут две скважины (№№7, 9), одна скважина (№58) работает с приемистостью больше 550 м³/сут.

Как видно из таблицы 3.2.1.5 процент обводненности от 40% до 70% приходится на 48,3 % скважин добывающего фонда, с обводненностью до 10 % работают 5,8% в основном новые скважины, от 10% до 40% - 20,0 %, с обводненностью больше 90% работают 2,5 % (2 скважины – №№76, 514).

Характеристика новых скважин

Характеристика дебитов нефти и обводненности новых скважин представлена в таблице 3.2.1.6.

Как видно из таблицы всего на месторождении за анализируемый период пробурено 51 добывающая скважина. Из них на II объект (Западное Морское) – 8 скважин, на III объект (Огайское) – 43 скважин.

На II объекте новые скважины были пробурены в 2018 году на верхне-, средне-, нижне-альбские горизонты. Из 8-ми пробуренных скважин 3 скважины горизонтальные (№№400, 401, 402), остальные наклонно-направленные (№№342, 360, 362, 364, 380). Все скважины работают механизированным способом (УЭЦН, ВН).

Начальные дебиты новых скважин варьируют в диапазоне от 7,4 т/сут (№400) до 25,3 т/сут (№362), начальная обводненность скважин варьирует в диапазоне от 10,2 % (№362) до 64,3 % (№342).

По состоянию на 01.01.2022 г. по новым скважинам наблюдается снижение дебитов нефти и увеличение обводненности. Снижение дебита нефти от начального, выше 50%, наблюдается по скважинам №№342, 402, 400, 401. Обводненность больше 50% наблюдается по скважинам №№342, 360, 364, 402, 400.

На III объекте новые скважины были пробурены в 2018 году в количестве 11 ед., в 2019 году – 16 ед., в 2021 году – 16 ед. Все скважины были пробурены на верхнеальбские, аптские и неокомские горизонты. Из 43-х пробуренных скважин 4 скважины наклонно-направленные, 39 скважин – горизонтальные. Фонтанным способом эксплуатации работают 3 скважины, остальные скважины механизированным способом (УЭЦН, ВН).

Начальные дебиты новых скважин варьируют в диапазоне от 8,9 т/сут (№417) до 55,2 т/сут (№500), начальная обводненность скважин варьирует в диапазоне от 1,4 % (№529) до 66,9 % (№531).

По состоянию на 01.01.2022 г. по новым скважинам наблюдается снижение дебитов нефти и увеличение обводненности. Снижение дебита нефти от начального, выше 50%, наблюдается по скважинам №№504, 501, 502, 505, 186, 524, 516, 512, 507, 529, 526, 528, 514. Обводненность больше 50% наблюдается по скважинам №№504, 500, 503, 501, 502, 505, 203, 186, 187, 519, 516, 512, 507, 518, 515, 526, 531, 528, 514.

Таблица 3.2.1.1 – Характеристика фонда скважин месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.01.2022 г.

№ п/п	Фонд	Категория	Объекты			Всего, ед.
			I объект	II объект	III объект	
1	Фонд добывающих скважин	в т.ч. действующих, ед.	12	23	87	122
		из них	Фонтанные	1 (10)	1 (396)	5
			ВШНУ	11 (6Д, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 35)	16 (19, 56, 59, 60, 67, 81, 82, 346, 348, 360, 362, 380, 400, 401, 402, ИОЗМ-1)	57 (30, 33, 50, 51, 53, 54, 55, 71, 72, 73, 76, 77, 78, 79, 80, 134, 139, 141, 143, 148, 155, 159, 162, 167, 171, 175, 177, 178, 179, 180, 182, 185, 186, 187, 200, 201, 202, 203, 414, 417, 500, 502, 505, 506, 507, 509, 511, 512, 513, 517, 518, 519, 522, 525, 526, 531, 532)
			УЭЦН		6 (57, 83, 322Н, 326Н, 342, 364)	25 (31, 34, 52, 70, 142, 145, 146, 170, 172, 407, 409, 411, 416, 501, 503, 504, 508, 514, 515, 516, 523, 524, 527, 528, 530)
		в простое				2 (20, 32)
		в бездействии	2 (11, 6)			2
		Всего, ед.	14	23	87	124
2	Фонд нагнетательных скважин	в т.ч.: действующих	2 (7, 9)	1 (58)	2 (1, 74)	
		в бездействии				
		Всего, ед.	2	1	2	5
3	Фонд в консервации	добычающих	1 (14)			
		нагнетательных				
		Всего, ед.	1			1
4	Фонд оценочных скважин	в испытании		4 (62, 63, 64, 398)	8 (63-1, 64-1, 65, 66, 75, 113, 114, С3О-1)	
		Всего, ед.		4	8	12
5	Фонд контрольных скважин	Всего, ед.				0
6	Фонд ликвидированных скважин	по геологическим причинам	2 (8, 25)	1 (Р-2)	3 (12, 28, 29)	
		по техническим причинам	1 (1)	1 (4)	1 (18)	
		Всего, ед.	3	2	4	9
7	Итого пробуренный фонд, ед.		20	30	101	151

Таблица 3.2.1.2 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Распределение дебита нефти в добывающих скважинах на 01.01.2022 г.

Объект разработки	Диапазон изменения дебита нефти, т/сут														Всего	
	<5		5-10		10-15		15-20		20-30		30-40		40-50			
	кол.	№№	кол.	№№	кол.	№№	кол.	№№	кол.	№№	кол.	№№	кол.	№№	кол.	№№
I	4	13, 17, 26, 35	4	6Д, 15, 21, 24	4	10, 12, 22, 23										12
II	6	56, 67, 348, 396, 400, 402	6	57, 59, 60, 81, 342, 401	9	19, 82, 83, 322, 346, 360, 362, 364, Ю3М-1	2	326, 380								23
III	5	30, 72, 76, 514, 526	24	33, 50, 51, 53, 55, 71, 73, 141, 155, 159, 175, 178, 179, 180, 182, 185, 186, 411, 414, 505, 507, 512, 524, 528	22	34, 54, 70, 77, 79, 134, 139, 142, 143, 167, 171, 172, 187, 200, 201, 417, 501, 502, 508, 515, 529, 531	16	31, 52, 146, 177, 203, 407, 409, 416, 504, 509, 510, 511, 513, 525, 527, 530	11	78, 80, 145, 149, 162, 170, 506, 516, 517, 518, 522	6	31, 500, 503, 519, 523, 532	1	202	85	
% действующего фонда скважин	12,5		28,3		29,2		15,0		9,2		5,0		0,8		0,0	120

Таблица 3.2.1.3 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Распределение дебита жидкости в добывающих скважинах на 01.01.2022 г.

Объект разработки	Диапазон изменения дебита жидкости, т/сут												Всего		
	<5		5-10		10-20		20-30		30-40		40-50				
	кол.	№№	кол.	№№	кол.	№№	кол.	№№	кол.	№№	кол.	№№	кол.		
I					4	17, 21, 26, 35	3	6Д, 13, 24	4	12, 15, 22, 23			1	10	12
II			4	60, 67, 396, 402	4	56, 322, 400, 401	7	81, 82, 342, 348, 362, 364, 380	6	59, 83, 326, 346, 360, ЮЗМ-1	2	19, 57			23
III	1	72	2	30, 141	20	34, 51, 53, 70, 73, 143, 167, 172, 179, 180, 186, 411, 414, 417, 508, 509, 510, 524, 525, 529	27	33, 50, 54, 55, 71, 77, 79, 134, 139, 146, 159, 162, 175, 178, 182, 185, 200, 201, 407, 512, 514, 515, 517, 522, 527, 530, 531	14	52, 76, 78, 145, 148, 149, 171, 177, 187, 409, 416, 505, 511, 513	8	142, 155, 170, 502, 506, 507, 523, 526	13	31, 80, 202, 203, 500, 501, 503, 504, 516, 518, 519, 528, 532	85
% действующего фонда скважин	0,8		5,0		23,3		30,8		20,0		8,3		11,7		100,0

Таблица 3.2.1.4 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Распределение действующего фонда нагнетательных скважин по различным диапазонам приемистости по состоянию на 01.01.2022 г.

Объект разработки	Диапазон изменения приемистости, м ³ /сут												Всего	
	<100		100-250		250-350		350-450		450-550		>550			
	кол.	№№	кол.	№№	кол.	№№	кол.	№№	кол.	№№	кол.	№№		
I							2	7, 9					2	
II											1	58	1	
III			2	1, 74									2	
% действующего фонда скважин	0,0		40,0		0,0		40,0		0,0		20,0		5	

Таблица 3.2.1.5 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Распределение обводненности в добывающих скважинах на 01.01.2022 г.

Объект разработки	Диапазон изменения обводненности, %												Всего	
	<10		10-20		20-40		40-70		70-90		>90			
	кол.	№№	кол.	№№	кол.	№№	кол.	№№	кол.	№№	кол.	№№		
I							5	21, 22, 23, 24, 35	7	6Д, 10, 12, 13, 15, 17, 26			12	
II					2	322, 380	13	60, 67, 81, 82, 83, 326, 360, 362, 364, 396, 401, 402, ЮЗМ-1	7	19, 56, 57, 59, 342, 346, 400	1	348	23	
III	7	34, 141, 146, 509, 510, 517, 529	3	70, 167, 525	19	72, 78, 143, 145, 148, 149, 162, 170, 172, 200, 202, 411, 414, 508, 522, 523, 527, 530, 532	40	30, 51, 52, 54, 55, 73, 77, 79, 80, 134, 139, 142, 171, 175, 177, 178, 179, 180, 182, 185, 186, 187, 201, 407, 409, 416, 417, 500, 502, 503, 506, 511, 512, 513, 515, 516, 518, 519, 524, 531	14	31, 33, 50, 53, 71, 155, 159, 203, 501, 504, 505, 507, 526, 528	2	76, 514	85	
% действующего фонда скважин	5,8		2,5		17,5		48,3		23,3		2,5		120	

Таблица 3.2.1.6 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Характеристика новых скважин
по состоянию на 01.01.2022 г.

Объекты	№№ Скв.	Тип скважины	Способ эксплу- атации	Дата ввода в эксплу- атацию	Горизонт	Интервал перфорации	Дебит нефти, т/сут		Обводнен- ность, %	
							нач.	тек.	нач.	тек.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
II	362	накл.-напр.	ВН	30.03.2018	K1al1(3-3)	1278-1283	25,3	13,3	10,2	49,9
	364	накл.-напр.	УЭЦН	18.02.2018	K1al2(2-1)	1313,0-1320,5	17,2	10,9	16,0	58,7
	380	накл.-напр.	ВН	26.04.2018	K1al1(3-3)	1272-1274	25,2	16,8	17,5	26,8
	342	накл.-напр.	УЭЦН	11.05.2018	K1al2(2-1)	1185,5- 1186,6, 1188,2-1192,2	13,5	5,0	64,3	78,7
	360	накл.-напр.	ВН	08.07.2018	K1al2(2-1)	1030-1036	12,4	12,4	40,9	65,8
	402	гориз.	ВН	12.07.2018	K1al3(1-1)	1250-1280, 1295-1315, 1350-1470	9,9	3,5	45,0	62,1
	400	гориз.	ВН	05.08.2018	K1al3(1-1)	1120-1200, 1240-1310, 1340-1430	7,4	3,0	47,8	71,1
	401	гориз.	ВН	05.09.2018	K1al3(1-1)	1100-1163, 1178-1228, 1240-1380	16,1	8,0	14,1	40,7
	201	накл.-напр.	ВН	15.02.2018	K1al3(1-1)	786,8-798,8	18,9	13,7	58,9	49,2
III	200	накл.-напр.	ВН	08.06.2018	K1al3(0-3)	847-849,5	16,5	14,2	5,2	32,8
	504	гориз.	УЭЦН	16.02.2018	K1al3(0-1)	785-795, 820-850, 865-890, 890-930, 945-1045	38,6	15,4	7,0	86,5
	500	гориз.	ВН	11.03.2018	K1al3(0-3)	980-1142	55,2	31,8	2,8	59,1
	503	гориз.	УЭЦН	27.03.2018	K1al3(1-4)	1120-1288	40,8	35,4	18,1	58,2
	501	гориз.	УЭЦН	26.04.2018	K1al3(0-1)	805-895, 980-1085	38,4	11,8	8,6	84,8
	502	гориз.	ВН	28.04.2018	K1al3(0-3)	529-538, 810-990, 1030-1114	40,3	12,7	13,3	68,8
	505	гориз.	ВН	25.05.2018	K1al3(1-3)	1138-1220	15,2	5,9	12,5	81,0
	202	гориз.	ВН	27.07.2018	K1al3(0-3)	778,0-850,0	27,8	47,1	22,9	23,6
	506	гориз.	ВН	23.07.2018	K1al3(0-3)	1060-1255	44,0	26,2	13,9	42,1
	203	гориз.	ВН	29.08.2018	K1al3(1-1)	790-930 950-1055	32,2	17,6	5,9	75,9
	186	накл.-напр.	ВН	12.04.2019	K1al3(1-3)	778,5-780	20,3	6,1	5,2	62,7
	187	накл.-напр.	ВН	06.05.2019	K1al3(1-4)	785-787	14,2	10,8	24,4	68,5
	519	гориз.	ВН	24.03.2019	K1al3(0-1)	745-830, 855-985	20,5	32,9	14,6	54,8
	524	гориз.	УЭЦН	22.03.2019	K1al3(1-4)	180-210, 245-260, 870-970, 980-1085	17,1	7,9	17,0	50,6
	516	гориз.	УЭЦН	05.04.2019	K1a	1273-1390, 1480-1695	53,3	23,6	10,5	53,2
	512	гориз.	ВН	14.04.2019	K1al3(0-3)	708-714	21,7	9,1	3,4	55,3
	522	гориз.	ВН	30.04.2019	K1al3(1-1)	779,5-889,5, 907,5-997,5, 1007,5-1107,5	22,4	20,4	6,6	29,3

Продолжение таблицы 3.2.1.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
III	507	гориз.	ВН	08.05.2019	K1al3(1-4)	1048-1122, 1132-1258	22,3	7,6	21,4	83,1
	518	гориз.	ВН	23.05.2019	K1al3(0-1)	755-830, 840-945	15,3	24,5	19,8	59,4
	517	гориз.	ВН	09.06.2019	K1ne1A	1397,25- 1841,19	32,5	25,4	6,1	8,6
	529	гориз.	фонтан	13.06.2019	K1ne1Б+K1ne2	1243,57- 1560,69	37,8	10,9	1,4	8,6
	523	гориз.	УЭЦН	18.06.2019	K1al3(0-3)	880-1050, 1098-1184	32,5	31,6	8,3	24,3
	532	гориз.	ВН	07.07.2019	K1al3(0-3)	805-910, 955-1070	24,4	39,4	6,0	24,7
	525	гориз.	ВН	11.07.2019	K1al3(1- 3)+K1al3(1-4)	942-1005, 1062-1157	22,0	15,1	5,3	14,8
	510	гориз.	фонтан	08.08.2019	K1ne2	1265-1282, 1284-1458, 1491-1500	31,7	16,4	9,3	9,6
	509	гориз.	фонтан	05.09.2019	K1ne2	1458-1580, 1590-1680, 1695-1728	29,4	15,1	5,1	8,9
	508	гориз.	УЭЦН	16.02.2021	K1al3(1-1)	820-910, 930-992, 1004-1062	15,1	13,2	17,8	27,7
	515	гориз.	УЭЦН	19.02.2021	K1al3(0-1)	968-1027, 1040-1081	17,3	11,1	28,0	61,4
	511	гориз.	ВН	23.02.2021	K1al3(0-2)	1140-1260	25,4	17,7	36,8	41,9
	526	гориз.	ВН	16.03.2021	K1al3(0-1)	910-945, 955-1000	20,4	4,8	40,1	89,6
	531	гориз.	ВН	31.03.2021	K1al3(0-3)	840-880, 890-960, 970-1040	14,2	12,1	66,9	59,0
	527	гориз.	УЭЦН	06.04.2021	K1al3(1-3)	980-1080, 1090-1140	18,2	16,4	33,6	25,2
	528	гориз.	УЭЦН	02.04.2021	K1al3(0-1)	980-1050, 1060-1084	20,1	8,6	28,6	85,0
	513	гориз.	ВН	19.04.2021	K1al3(0-3)	932-982, 992-1040	18,3	18,7	45,8	44,3
	530	гориз.	УЭЦН	22.04.2021	K1al3(1-1)	1029-1079, 1089-1139	15,5	19,2	45,2	33,9
	514	гориз.	УЭЦН	19.05.2021	K1al3(0-3)	865-925, 935-985, 995-1035	19,2	2,0	36,6	91,2
	407	гориз.	УЭЦН	09.07.2021	K1al3(0-1)	910-1060	13,6	16,5	53,3	42,4
	416	гориз.	УЭЦН	14.07.2021	K1al3(0-1)	910-970	15,4	16,5	54,5	50,0
	414	гориз.	ВН	03.08.2021	K1al3(1-1)	795-872, 882-955	13,0	8,5	36,9	32,6
	411	гориз.	УЭЦН	25.08.2021	K1al3(1-1)	830-890, 910-990	8,9	8,9	38,5	28,2
	417	гориз.	ВН	03.09.2021	K1al3(1-3)	830-890, 900-980, 987-990, 998-1010, 1043-1058	9,8	11,3	43,0	42,9
	409	гориз.	УЭЦН	11.10.2021	K1al3(0-1)	930-1040	16,0	17,6	39,4	48,2

Характеристика отборов нефти, газа и воды

По состоянию на 01.01.2022 г. в целом по месторождению с начала разработки отобрано 3713,6 тыс.т нефти, 6591,0 тыс.т жидкости, 115,0 млн.м³ газа. Накопленная закачка воды составляет 2640,6 тыс.м³. Среднесуточный дебит по нефти составил 13,9 т/сут, по жидкости – 30,8 т/сут, средняя приемистость – 358,0 м³/сут. Обводненность продукции составила 54,8 %. Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти составил 49,3 %, текущий КИН – 0,169 д.ед.

На рисунке 3.2.1.1 представлена динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению, с начала разработки.

Из общего объема добытой на месторождении нефти: из I объекта извлекли 26,7% (989,7 тыс.т), из II объекта – 12,5% (462,7 тыс.т), из III объекта – 60,9% (2261,1 тыс.т).

За анализируемый период (2018-2021 гг.) на месторождении пробурено 51 добывающая скважина, из них 19 скважин введены в эксплуатацию в 2018 году, 16 скважин в 2019 году и 16 скважин в 2021 году. Средний дебит нефти по новым скважинам составил 15,8 т/сут.

Как видно из графика на рисунке 3.2.1.1 и таблицы 3.2.1.1 с увеличением эксплуатационного фонда добывающих скважин годовой объем добычи по нефти и по жидкости увеличивается.

Уменьшение среднего значения дебитов в основном обусловлено эксплуатацией залежей на режиме истощения, и кроме того увеличением доли малодебитных скважин. Газовый фактор на уровне 30,7 м³/т.

В 2009 году на месторождении стали внедрять систему поддержания пластового давления. На данном этапе оценить влияние закачки на добычу нефти не удается, из-за не полной организации системы ППД. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой в 2018 году составила 31,5%, в 2019 компенсировать отобранный объем добычи жидкости удалось на 33,7%, в 2020 году 45,6 % и в 2021 году 52,8 %. Накопленная компенсация на дату анализа составила 40,7%.

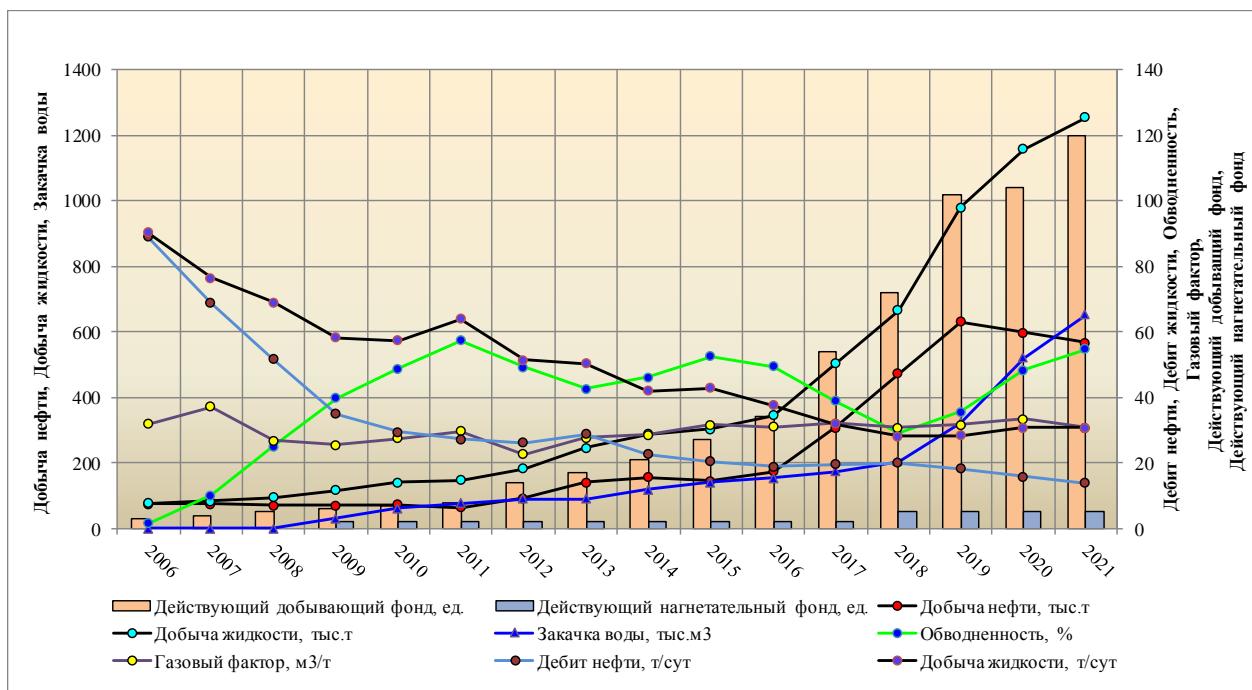


Рисунок 3.2.1.1 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению

Таблица 3.2.1.7 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Морское, включая блок Огайское

№ п/п	Показатели	Годы							
		2018		2019		2020		2021	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	511,9	472,3	610,6	630,0	610,0	598,1	616,7	567,5
2	в т.ч. из переходящих скважин		355,1		531,4		598,1		554,2
3	из новых скважин		117,2		98,6		0,0		13,3
4	мехспособом		390,3		574,0		551,6		540,2
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	2006,4	1918,0	2617,0	2548,0	3397,0	3146,1	4013,7	3713,6
7	Добыча жидкости, всего, тыс.т	816,4	665,2	1066,1	979,4	1074,8	1159,0	1332,4	1254,9
8	в т.ч. из переходящих скважин		520,8		853,1		1159,0		1231,9
9	из новых скважин		144,4		126,3		0,0		23,0
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	3407,3	3197,7	4473,4	4177,1	5251,9	5336,1	6584,2	6591,0
11	Обводненность продукции, %	37,3	29,0	42,7	35,7	43,2	48,4	53,7	54,8
14	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	6,8	6,3	8,1	8,4	8,1	7,9	8,2	7,5
15	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	9,3	7,8	12,4	11,2	12,8	12,0	14,9	12,9
16	Добыча газа, млн.м ³	17,4	14,5	21,0	20,0	19,4	19,9	19,2	17,4
17	Накопленная добыча газа, млн.м ³	62,1	57,7	83,1	77,7	97,0	97,6	116,3	115,0
18	Закачка рабочего агента, тыс.м ³	478,1	205,2	590,6	324,0	313,8	521,2	415,5	653,7
19	Накопленная закачка рабочего агента, тыс.м ³	1086,5	1141,7	1677,1	1465,7	1773,4	1986,9	2188,9	2640,6
20	Компенсация отборов текущая, %	59,6	31,5	56,3	33,7	29,7	45,6	31,6	52,8
21	Компенсация отборов накопленная, %	52,0	36,3	49,7	35,7	29,0	37,9	32,0	40,7
22	Ввод добывающих скважин, шт.	19	19	16	16	0	0	10	16
23	в т.ч. из бурения		19	19	16	16	0	10	16
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	3	3	3	1	0	0	1	0
25	в т.ч. под закачку		3	3	3	1	0	1	0
26	Фонд добывающих скважин, всего, шт.	83	76	96	107	107	108	116	118
27	в т.ч. действующих, шт.		79	72	91	102	107	104	116
28	Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.		3	3	3	1	0	1	0
29	в т.ч. из бурения		0	0	0	0	0	0	0
30	переводом		3	3	3	1	0	1	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, шт.		0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.		5	5	8	5	5	6	5
33	в т.ч. действующих		5	5	8	5	5	6	5
34	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	19,5	19,9	19,4	18,2	16,4	15,9	15,6	13,9
35	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	36,6	28,1	41,3	28,3	29,0	30,8	33,6	30,8
36	Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут		26,8		28,0		0,0		13,9
37	Средняя приемистость, м ³ /сут	359,1	239,1	291,6	216,6	181	294,3	199,7	358,0
38	Коэффициент использования добывающих скв., доли ед.		1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	0,96	1,0
39	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли ед.		1,0	0,9	1,0	0,9	0,95	0,99	0,95
40	Коэффициент использования нагнетательных скв., доли ед.		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
41	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., доли ед.		0,95	0,5	0,95	0,8	0,95	0,97	0,95
42	Текущий КИН, д.ед	0,091	0,087	0,119	0,116	0,155	0,143	0,183	0,169
43	Средний газовый фактор, м ³ /т	34,0	30,7	34,4	31,7	31,8	33,3	31,1	30,7
44	Выработка запасов нефти, %	26,6	25,4	34,7	33,8	45,1	41,7	53,2	49,3

I объект разработки – объединяющий нижнеальбский (К₁ал3) и апт-неокомские (К₁а+нс) горизонты Восточного блока. Данный объект находится в промышленной разработке с ППД, путем закачки попутно-добываемой воды через 2 нагнетательные скважины.

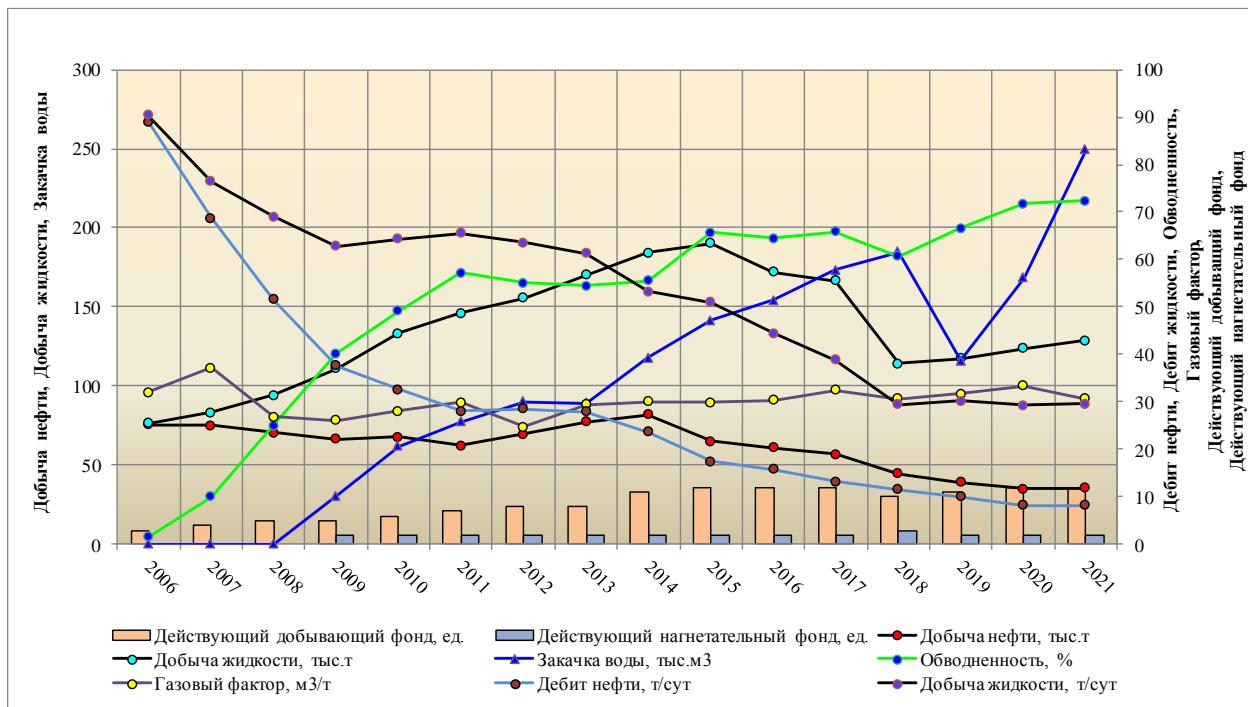


Рисунок 3.2.1.2 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект I. Динамика основных технологических показателей разработки

Таблица 3.2.1.8 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект I. Сравнение проектных и фактических показателей разработки

№ п/п	Показатели	Годы							
		2018		2019		2020		2021	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	54,1	44,8	51,4	39,3	38,9	34,9	36,6	35,5
2	в т.ч. из переходящих скважин		44,8		39,3		34,9		35,5
3	из новых скважин		0,0		0,0		0,0		0,0
4	мехспособом		39,0		32,8		28,6		29,9
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	888,1	879,9	939,5	919,3	958,1	954,2	994,8	989,7
7	Добыча жидкости, всего, тыс.т	167,6	114,1	179,7	117,7	130,9	123,7	126,9	128,6
8	в т.ч. из переходящих скважин		114,1		117,7		123,7		128,6
9	из новых скважин		0,0		0,0		0,0		0,0
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1859,5	1803,2	2039,2	1920,8	2051,7	2044,6	2178,6	2173,2
11	Обводненность продукции, %	67,7	60,7	71,4	66,6	70,3	71,8	71,1	72,4
14	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	3,7	3,1	3,5	2,7	2,7	2,4	2,5	2,4
15	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	9,6	7,3	10,0	6,9	7,3	6,6	7,4	7,1
16	Добыча газа, млн.м ³	1,7	1,4	1,6	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1
17	Накопленная добыча газа, млн.м ³	26,5	26,3	28,1	27,5	28,7	28,7	29,9	29,8
18	Закачка рабочего агента, тыс.м ³	160,5	185,0	171,0	116,1	81,4	168,6	78,8	249,1
19	Накопленная закачка рабочего агента, тыс.м ³	768,9	1121,4	939,9	1237,5	1319,0	1406,1	1397,7	1655,2
20	Компенсация отборов текущая, %		159,7		97,4	61,5	134,8	61,4	191,7
21	Компенсация отборов накопленная, %	40,6	61,1	45,3	63,3	63,2	67,6	63,1	74,9
22	Ввод добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
23	в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	1	1	0	0	0	0	0
25	в т.ч. под закачку	0	1	1	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин, всего, ед.	12	13	11	14	14	14	14	14
27	в т.ч. действующих, ед.	11	10	10	11	14	12	14	12
28	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	1	1	0	0	0	0	0
29	в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	0	0	0
30	переводом	0	1	1	0	0	0	0	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	3	3	2	2	2	2	2
33	в т.ч. действующих	2	3	3	2	2	2	2	2
34	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	13,7	11,6	14,2	10,1	8	8,3	7,5	8,2
35	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	42,4	29,5	49,6	30,2	27,0	29,3	26,1	29,6
36	Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37	Средняя приемистость, м ³ /сут	243,7	249,9	208	159,0	117,4	250,5	113,6	341,2
38	Коэффициент использования добывающих скв., д.ед.	0,9	0,8	0,9	0,8	1,00	0,86	1,00	0,9
39	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед.	1,0	1,1	1,0	1,0	0,95	0,97	0,95	2,0
40	Коэффициент использования нагнетательных скв., д.ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
41	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.	0,95	0,7	0,95	1,0	0,95	0,92	0,95	1,0
42	Текущий КИН, д.ед	0,228	0,226	0,241	0,236	0,246	0,245	0,255	0,254
43	Средний газовый фактор, м ³ /т	31,4	30,6	31,1	31,8	30,8	33,3	32,8	30,7
44	Выработка запасов нефти, %	61,2	60,6	64,7	63,3	66	65,7	68,5	68,2

II объект разработки – объединяющий альбские (K1al) и неокомские горизонты (K1nc3 и K1nc5) Западного блока. В промышленной разработке данный объект находится с 2013 г., в 2018 году введена система ППД.

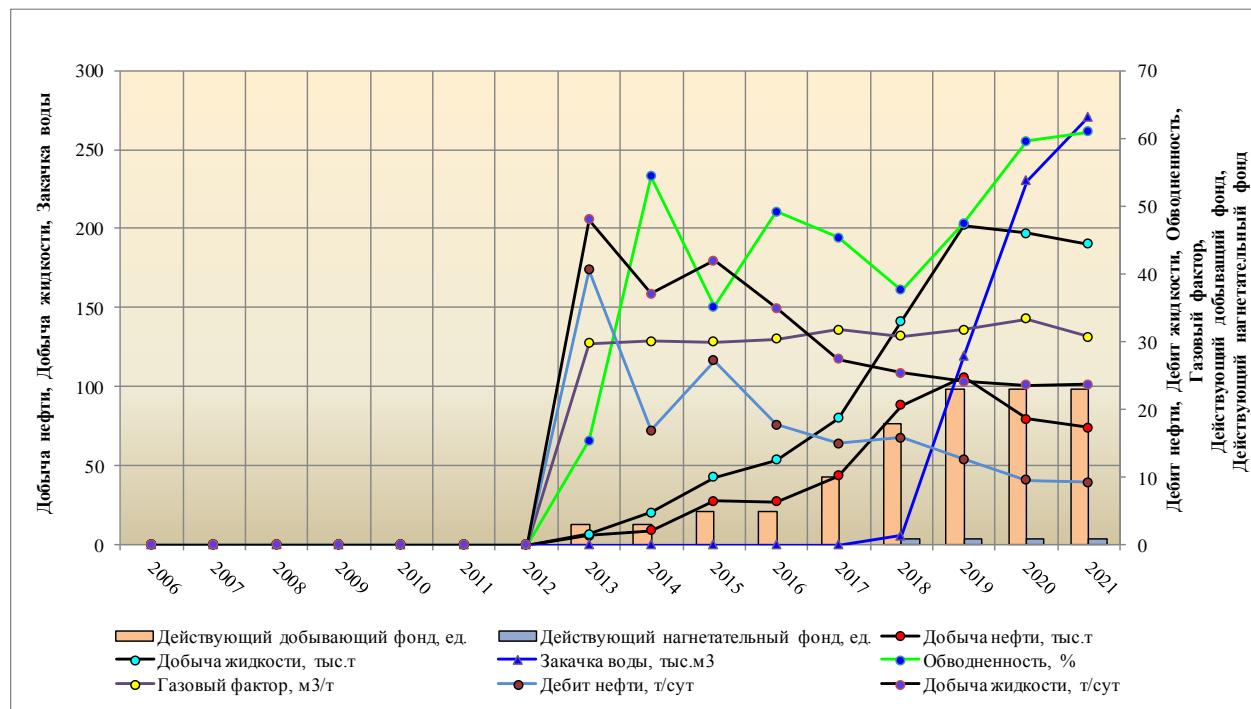


Рисунок 3.2.1.3 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект II. Динамика основных технологических показателей разработки

Таблица 3.2.1.9 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект II. Сравнение проектных и фактических показателей разработки

№ п/п	Показатели	Годы							
		2018		2019		2020		2021	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	137,6	88,2	181,4	106,1	105,5	79,7	100,9	74,3
2	в т.ч. из переходящих скважин		60,1		106,1		79,7		74,3
3	из новых скважин		28,1		0,0		0,0		0,0
4	мехспособом		63,9		93,4		73,5		72,1
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	259,6	202,5	441,1	308,6	653,1	388,4	754,0	462,7
7	Добыча жидкости, всего, тыс.т	235,8	141,4	361,2	201,9	208,2	197,1	203,0	190,2
8	в т.ч. из переходящих скважин		100,0		201,9		197,1		190,2
9	из новых скважин		41,3		0,0		0,0		0,0
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	450,1	345,7	811,2	547,6	755,8	744,7	958,8	934,9
11	Обводненность продукции, %	41,6	37,6	49,8	47,4	49,3	59,5	50,3	60,9
14	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	5,8	3,7	7,7	4,5	4,5	3,4	4,3	3,1
15	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	6,6	3,9	9,5	4,9	5,8	3,9	5,9	3,8
16	Добыча газа, млн.м ³	5,6	2,7	7,4	3,4	3,4	2,7	3,2	2,3
17	Накопленная добыча газа, млн.м ³	9,4	6,2	16,9	9,6	13,0	12,3	16,2	14,5
18	Закачка рабочего агента, тыс.м ³	79,0	6,1	119,2	119,1	137,0	230,3	133,3	270,8
19	Накопленная закачка рабочего агента, тыс.м ³	79,0	6,1	198,2	125,2	262,2	355,4	395,4	626,2
20	Компенсация отборов текущая, %		4,2		57,7	64,4	114,9	64,3	140,0
21	Компенсация отборов накопленная, %	17,1	1,7	23,9	22,3	33,5	46,7	39,9	65,6
22	Ввод добывающих скважин, ед.	8	8	5	0	0	0	0	0
23	в т.ч. из бурения	8	8	5	0	0	0	0	0
24	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	1	0	0	0	0	0	0
25	в т.ч. под закачку	1	1	0	0	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин, всего, ед.	22	18	27	23	23	23	23	23
27	в т.ч. действующих, ед.	21	18	26	23	23	23	23	23
28	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	1	1	0	0	0	0	0	0
29	в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	0	0	0
30	переводом	1	1	0	0	0	0	0	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1
33	в т.ч. действующих	1	1	1	1	1	1	1	1
34	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	22,7	15,9	22,3	12,7	13,2	9,6	12,6	9,2
35	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	38,9	25,4	44,3	24,1	26,1	23,6	25,5	23,7
36	Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут	0,0	15,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37	Средняя приемистость, м ³ /сут	483,6	103,5	362	326,2	395,1	629,1	384,3	741,9
38	Коэффициент использования добывающих скв., д.ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,00	1,00	1,00	1,0
39	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед.	1,0	0,8	1,0	1,0	0,95	0,99	0,95	1,9
40	Коэффициент использования нагнетательных скв., д.ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
41	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.	0,95	0,2	0,95	1,0	0,95	1,00	0,95	1,0
42	Текущий КИН, д.ед.	0,040	0,031	0,068	0,047	0,100	0,059	0,115	0,071
43	Средний газовый фактор, м ³ /т	40,7	30,8	40,8	31,8	32,2	33,3	31,7	30,7
44	Выработка запасов нефти, %	11	8,6	18,7	13,1	27,7	16,4	31,9	19,6

III объект разработки – объединяющий альбские (К1al), аптские (К1a) и неокомские (К1nc1, К1nc2) горизонты блок Огайское. Данный объект находится в промышленной разработке с 2009 г., система ППД введена в 2018 г.

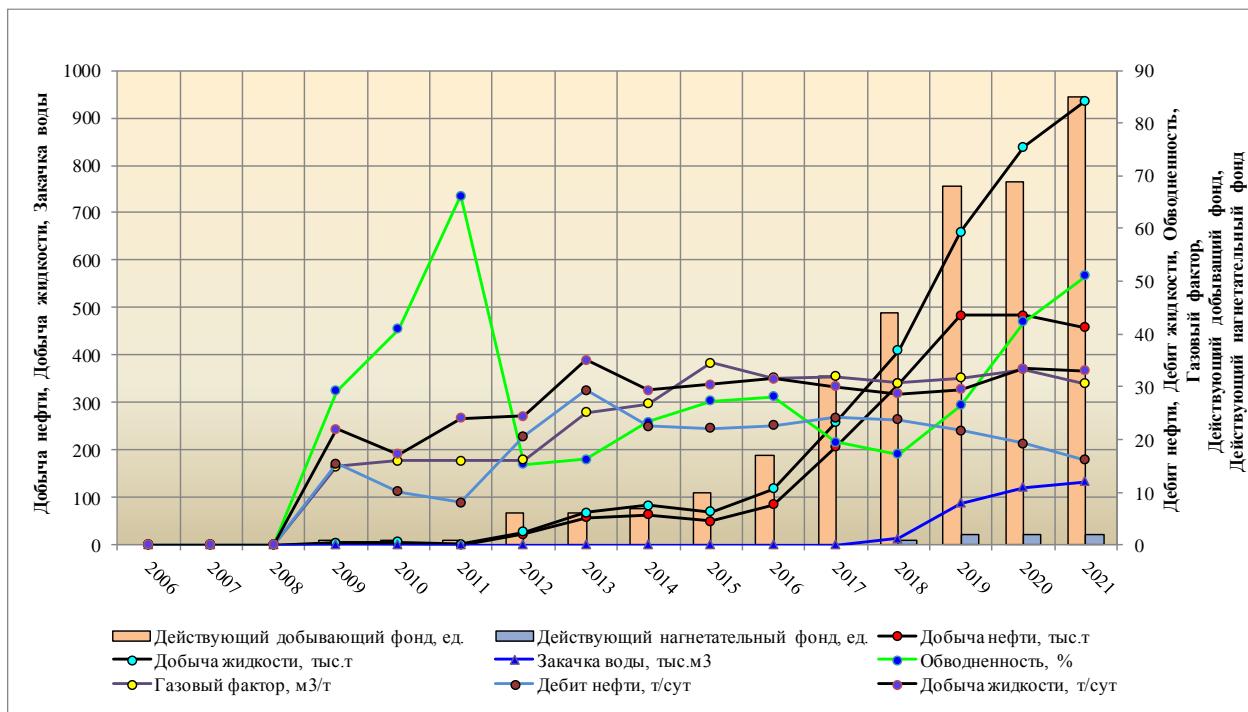


Рисунок 3.2.1.4 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект III. Динамика основных технологических показателей разработки

Таблица 3.2.1.10 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Объект III. Сравнение проектных и фактических показателей разработки

№ п/п	Показатели	Годы							
		2018		2019		2020		2021	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	320,2	339,3	377,8	484,5	465,6	483,4	464,6	457,6
2	в т.ч. из переходящих скважин		250,1		386,0		483,4		444,3
3	из новых скважин		89,1		98,6		0,0		13,3
4	мехспособом		287,4		447,8		449,5		438,2
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	858,7	835,5	1236,5	1320,1	1785,7	1803,5	2250,3	2261,1
7	Добыча жидкости, всего, тыс.т	413,1	409,7	525,2	659,8	735,7	838,2	982,9	936,0
8	в т.ч. из переходящих скважин		306,6		533,5		838,2		913,0
9	из новых скважин		103,1		126,3		0,0		23,0
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1097,7	1048,9	1622,9	1708,7	2444,4	2546,8	3427,2	3482,9
11	Обводненность продукции, %	22,5	17,2	28,1	26,6	36,7	42,3	52,7	51,1
14	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти, %	9,0	9,5	10,6	13,6	13,1	13,6	13,0	12,8
15	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти, %	11,8	11,1	16,2	17,7	20,7	21,5	26,1	26,0
16	Добыча газа, млн.м ³	10,1	10,4	11,9	15,4	14,8	16,1	14,7	14,0
17	Накопленная добыча газа, млн.м ³	26,2	25,2	38,1	40,5	55,3	56,7	70,1	70,7
18	Закачка рабочего агента, тыс.м ³	238,6	14,1	300,4	88,8	95,4	122,3	203,5	133,8
19	Накопленная закачка рабочего агента, тыс.м ³	238,6	14,1	538,9	102,9	192,3	225,3	395,8	359,1
20	Компенсация отборов текущая, %		3,4		13,2	12,7	14,4	20,4	14,1
21	Компенсация отборов накопленная, %	21,3	1,3	32,5	5,9	7,7	8,7	11,3	10,1
22	Ввод добывающих скважин, ед.	11	11	11	16	0	0	10	16
23	в т.ч. из бурения	11	11	11	16	0	0	10	16
24	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	1	2	1	0	0	1	0
25	в т.ч. под закачку	2	1	2	1	0	0	1	0
26	Фонд добывающих скважин, всего, ед.	49	45	58	70	70	71	78	87
27	в т.ч. действующих, ед.	47	44	55	68	70	69	78	85
28	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	2	1	2	1	0	0	1	0
29	в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0	0	0	0
30	переводом	2	1	2	1	0	0	1	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	1	4	2	2	2	3	2
33	в т.ч. действующих	2	1	4	2	2	2	3	2
34	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	22,1	23,8	21,6	21,7	19,2	19,3	17,8	16,2
35	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	28,5	28,7	30,1	29,5	30,3	33,5	40,5	33,0
36	Средний дебит нов. скв. по нефти, т/сут		35,1		28,0		0,0		13,9
37	Средняя приемистость, м ³ /сут	350	239,0	304,8	221,5	137,6	167,1	195,6	183,1
38	Коэффициент использования добывающих скв., д.ед.	1,0	1,0	0,9	1,0	1,00	0,97	1,00	1,0
39	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., д.ед.	1,0	0,9	1,0	0,9	0,95	0,99	0,95	1,8
40	Коэффициент использования нагнетательных скв., д.ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
41	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.	0,95	0,2	0,95	0,5	0,95	1,00	0,95	1,0
42	Текущий КИН, д.ед	0,082	0,079	0,117	0,125	0,170	0,171	0,214	0,215
43	Средний газовый фактор, м ³ /т	31,5	30,7	31,5	31,7	31,8	33,3	31,6	30,7
44	Выработка запасов нефти, %	24,1	23,4	34,7	37,0	50,1	50,6	63,1	63,4

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

По состоянию 01.01.2022 г. на месторождении Морское, включая блок Огайское, в нагнетательном фонде числятся 5 скважин: на Восточном блоке – 2 скважины (№№7, 9), на западном блоке – одна скважина (№58) и на блоке Огайское – 2 скважины (№№1, 74).

Для анализа состояния разработки месторождения Морское, включая блок Огайское и эффективного регулирования процесса разработки большое значение имеет наличие информации о характере и степени выработки продуктивных пластов. Состояние выработки запасов оценивается по результатам комплексного анализа всех видов исследований, действующих скважин в совокупности с данными о начальном состоянии пластов и залежей, текущего состояния разработки.

Выработку месторождения как таковую характеризует текущий коэффициент извлечения нефти, равный отношению добывого объема нефти к ее геологическим запасам.

В таблице 3.2.2.1 представлены начальные и остаточные запасы нефти по состоянию на 01.01.2022 г. согласно документа «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское» утвержденный в ГКЗ РК протокол №2423-22-У от 28.03.2022 г.

По состоянию на 01.01.2022 г. характеристика выработки запасов нефти по объектам и в целом по месторождению приведена в таблице 3.2.2.2

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 расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки, положена схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта-коллектора с зонально прерывистыми нефтенасыщенными слоями и прослойками [12-14]. Согласно этой модели, нефтяной пласт состоит из зон различной продуктивности с линейным размером d (принят 250 м), а каждая зона – из набора слоев различной проницаемости. Изменение проницаемости по слоям и зонам имеет вероятностный характер.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, такие как: двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемого агента, начальное положение ВНК. Для этого исходное распределение послойной неоднородности преобразуется в расчетное комплексное распределение. Действие каждого фактора предполагается одновременным и независимым, что позволяет комплексный параметр, моделирующий суммарное влияние факторов выразить в виде:

$$V2 + 1 = \Sigma (V2i + 1) \quad (3.1);$$

На базе этого распределения строятся нормированные функции распределения $Y(x)$ и связанные с ней функции плотности $Y(X)$ и производительности $W(X)$. Затем, используя схему Стайлса, которая представляет собой прямую пропорциональную зависимость между проницаемостью (скоростью вытеснения) и путем пройденным до фронта вытеснения, рассчитывают параметры КЗ – суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных запасов нефти и A – доля вытесняющего агента в текущем дебите. Далее с учетом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях. Для совокупности элементов залежи использованы формулы динамики основных технологических показателей [12-14].

Так как объекты разработки характеризуются высокой расчлененностью и прерывистостью нефтенасыщенных слоев и прослоев, как следствие получены высокие значения зональной неоднородности, определенной по удельной продуктивности скважин. Это в свою очередь влечет за собой неоднородность по дебитам скважин и динамике их обводнения.

Проектные дебиты новых скважин обоснован на основе промысловых фактических данных – по результатам опробования скважин, а также по результатам анализа новых скважин (раздел 3.2) пробуренных за последние периоды.

Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном её совершенствовании. Методика имеет блочное строение формул, что даёт возможность описать гидродинамическую характеристику пласта с различной степенью детальности, в зависимости от поставленных задач и объёма исходной информации. Методика позволяет построить адекватную характеристику по ограниченной (представительной) выборке фактических данных, не требуя по каждому расчётному параметру полной совокупности значений.

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

На месторождении Морское, включая блок Огайское промышленная нефтегазоносность установлена в меловых (К1al, К1a, К1nc) отложениях блоков Огайское, Восточного и Западного.

В соответствие с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» [10] эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

По результатам бурения скважин, а также исследования и переинтерпритации материалов наблюдается значительные изменения геологического строения и геофизических параметров залежей. В связи с этим, в настоящей работе с учетом дополнительных материалов, а также текущего состояния разработки залежей, уточнено выделение объектов эксплуатации. Проведена оценка всех определяющих критериев выделения объектов, к которым отнесены: характер насыщения продуктивных залежей, объем сосредоточенных в них запасов, эффективные нефтенасыщенные толщины, размер, форма и конфигурация залежей, степень их совпадения в плане, продуктивные и фильтрационные свойства пластов и характер их распределения по площади, физико-химические свойства насыщающих флюидов

На Восточном блоке месторождения продуктивными являются верхнеальбские, нижнеальбские и аптские нефтяные залежи. По результатам анализа разработки и выработки запасов нефти выделенный объект: основной - нижнеальбские и аптские нефтяные залежи, и возвратный - верхнеальбские нефтяные залежи.

На Западном блоке месторождения продуктивными горизонтами являются: верхнеальбские нефтегазовые, среднеальбские и нижнеальбские нефтяные, аптские нефтегазовые и неокомские нефтяные залежи. На данном блоке этаж нефтегазоносности в целом по продуктивным горизонтам составляет 700-1500 м. На основании того, что по геологическому строению залежей и сосредоточенных в них запасов, а также по определяющим критерием, необходимо разделить на три основных (верхнеальбские нефтегазовые залежи; среднеальбские нефтяные залежи; аптский нефтегазовый и неокомские нефтяные залежи) и один возвратный объект (нижнеальбские нефтяные залежи) эксплуатации.

На блоке Огайское продуктивными горизонтами являются: верхнеальбские и нижнеальбские нефтяные, аптские и неокомские нефтегазовые залежи. На данном блоке таким же подходом как и на Западном блоке месторождения выделено два основных (верхнеальбские нефтяные залежи; аптский и неокомские нефтегазовые залежи) и один возвратный (нижнеальбский нефтяная залежь) объект эксплуатации.

Учитывая различные критерии, такие как: толщина продуктивного разреза, количество установленных залежей, положение в плане контуров нефтеносности и газоносности, гидродинамическая связанность различных частей разреза, физические свойства коллекторов и насыщающих их флюидов, а также характер изменения этих параметров по площади и разрезу, степень изученности залежей и величины геологических запасов, содержащиеся в них, в пределах месторождения Морское, включая блок Огайское, в данной работе выделено основные и возвратные объекты эксплуатации:

- I₀ объект - верхнеальбский горизонт Огайского блока;
- I₁ объект - верхнеальбский горизонт Западного блока;
- I₂ объект - верхнеальбский горизонт Восточного блока;
- II₁ объект - среднеальбский горизонт Западного блока;
- III₀ объект - нижнеальбский горизонт Огайского блока;
- III₁ объект - нижнеальбский горизонт Западного блока;
- III₂ объект - нижнеальбский+аптский горизонт Восточного блока;
- IV₀ объект - аптский и неокомский горизонт Огайского блока;
- IV₁ объект - аптский и неокомский горизонт Западного блока.

Близкие геолого-физические характеристики залежей нефти аптских и неокомских продуктивных горизонтов позволяют эксплуатировать их совместно при совпадении в плане контуров нефтеносности. Возвратные объекты эксплуатации содержат незначительные запасы нефти и будут эксплуатироваться переходящим фондом, после выработки запасов нефти основных объектов. Выделенный объект эксплуатации должен располагать достаточными удельными запасами нефти на единицу площади залежи и достаточной продуктивностью с тем, чтобы обеспечить высокие дебиты скважин в течение продолжительного периода эксплуатации. Балансовые запасы нефти категории В+С₁ и С₂ месторождения составили 35882 тыс.т. из которых приходится:

- на Восточный блок – 4881 тыс.т;
- на Западный блок – 10212 тыс.т;
- на блок Огайское - 20789 тыс.т.

В отложениях мела из 32 продуктивных горизонтов интерес представляют лишь 20, из них на Восточном блоке – K1al13-3 и K1a, на Западном блоке – K1al31-1, K1al31-3, K1al22-1, K1al13-3 и K1nc3-A, на блоке Огайское – K1al10-1, K1al10-3, K1al11-1, K1al11-3, K1al11-4, K1a, K1nc1-A, K1nc1-Б и K1nc2 в которых содержатся основные запасы нефти месторождения. В остальных горизонтах запасы нефти составляют не более 5 % от общих запасов нефти.

На Западном блоке и блоке Огайское залежи нефти имеют газовые шапки. Объем газонасыщенной части Западного блока составляет 2 % объёма залежей углеводородов данного блока, объем газонасыщенной части блока Огайское от общего объема залежей углеводородов данного блока - 1 %.

Основные геолого-физические характеристики выделенных объектов приняты на основании анализа всего имеющегося геологопромыслового материала, полученного за период разработки месторождения. В таблице 3.4.1.1 приведены по объектам эксплуатации основные параметры.

Таблица 3.4.1.1 – Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки месторождения Морское, включая блок Огайское

Параметры	Объекты								
	I объект (верхнеальбский горизонты)			II (среднеальбский горизонт)	III (нижеальбский горизонт)		III (нижеальбский+аптский горизонт) (Восточный)	IV (аптский+неокомский горизонт)	
	Io	Iз	Iв	IIз	IIIо	IIIз	IIIв	IVо	IVз
Средняя глубина залегания, м	917	г 952.5/ н 979	886	н 1162/ г 1170	1197	1377	1280	1310/1384	г 1482/ н 1557
Тип залежи	пластовая сводовая, тектонически экранированная	пластовая сводовая	пластовая сводовая, тектонически экранированная	пластовая сводовая/ пластовая сводовая литолог. экран.	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	пластовая сводовая	пластовая сводовая, тектонически, литолог. экранированная	пластовая сводовая, тектонически, литолог. экранированная	пластовая сводовая, тектонически, литолог. экранированная
Тип коллектора	терригенные, поровые	терригенные, поровые	терригенные, поровые	терригенные, поровые	терригенные, поровые	терригенные, поровые	терригенные, поровые	терригенные, поровые	терригенные, поровые
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	3165	2130/5801	1018	5334/2026	130	2029	2442	657/5445	452/1920
Средняя общая толщина, м	113,7	34,2	46,7	32,7/3,4	2,6	14	15,8	31,7	29,4
*Средняя газонасыщенная толщина, м		5,3		2,3				6	5,8
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	23,8	8,4	5,8	8,6	2,1	4,8	11,2	17,3	8,4
Пористость, доли ед.	0,27/0,37*	0,28/0,31*	0,36	0,27/0,29*	0,26	0,26/0,26*	0,28/0,29*	0,23/0,25*	0,26/0,31*
Средняя насыщенность нефтью (газом), доли ед.	0,67	0,62	0,68	0,55	0,57	0,62	0,76	0,68	0,57
Проницаемость, мкм ²	158.2/2119.6*	307.7/1002.6*	1600.5	149.2/224.3*	86,3	111.6/121.6*	297.7/740*	97.8/113.6*	196.4/1069.8*
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,25	0,192/0,260	0,75	0,172/0,778	0,898	0,357	0,786	0,56	0,269
Коэффициент расчлененности, доли ед.	22,4	12,25	6,2	7,47/1,857	0,346	4,2	4,15	9,2	9,1
Пластовая температура, °С	32,5	38,8	43,8	41,1	46,9	46,9	44	47	50,3
Пластовое давление, МПа	6,9	9,1	12	10,98	13,51	13,51	8	14,3	15,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с	139,6	86,38	24,53	29,47	22,5	22,52	27,04	8,44	11
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,939	0,936	0,897	0,908	0,913	0,913	0,848	0,944	0,9482
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,037	1,047	1,079	1,061	1,09	1,09	1,139	1,075	1,095
Содержание серы в нефти, %	2,6	2,41	2,69	2,18		2,74	2,29	2,95	2,46
Содержание парафина в нефти, %	2,03	1,5	0,3	1,23		1,49	1,62	1,3	0,88
Давление насыщения нефти газом, МПа	2,99	6,19	6,98	6,62	11,65	11,65	7,95	12,4	11,15
Газосодержание нефти, м ³ /т	10,9	21,3	30,37	27,8	45,2	45,23	20,6	41,3	56,82
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа×с									
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³			1,109				1,13		
Средняя продуктивность, 10 м ³ /(сут×МПа)									
Средняя приемистость, 10 м ³ /(сут×МПа)									
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	10271	3713	4898	3856	25	985	2739	9995	1243
(утв. ГКЗ РК или на государственном балансе РК):									
в том числе: по категории C ₁ /C ₂	9494/777	2542/1171	4843/55	2455/1401	3 22	985	2714/22	9551/444	1044/199
Начальные извлекаемые запасы нефти, млн.т	3296	1074	1598	1099	6	232	904	3266	369
(утв. ГКЗ РК или на государственном балансе РК):									
в том числе: по категории C ₁ /C ₂	3108/188	801/273	1585/13	773/326	1 5	232	899/5	3164/102	324/45
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.									
в том числе: по запасам категории C ₁ /C ₂	0,327/0,243	0,315/0,234	0,327/243	0,315/0,232	0,225	0,236	K1a13-3 - 0,225, K1a - 0,331	0,331/0,229	0,310/0,230
*Начальные балансовые запасы свободного газа, млн. м ³		135		53				56	127
(утв. ГКЗ РК или на государственном балансе РК):									
в том числе: по категории C ₁ /C ₂		96/39		14/39				50/6	78/49

* для нефтегазовых залежей

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В настоящем Проекте разработки рассмотрены 3 варианта разработки предусматривающие оптимизацию и совершенствование существующей системы разработки месторождения согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [10] и «Методических рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» [11].

Объектами разработки месторождения Морское, включая блок Огайское являются объекты блока **Огайское** – I_o, III_o, IV_o, объекты **Западного** блока – I_z, II, III_z, IV_z, объекты **Восточного** блока – I_v, III_v.

Общий добывающий фонд в целом по месторождению на 01.01.2022 г. составляет 124 ед., из них 2 скважины в бездействии.

Вариант 1

Данный вариант базовый, является реализуемым вариантом утвержденного проекта [5]. Разработка залежей будет осуществляться существующим фондом и дополнительным бурением оставшихся 5-ти проектных скважин, предусмотренных в утвержденном проектном документе. Планируется ввод 9 оценочных скважин в промышленную разработку.

Максимальный фонд добывающих скважин – 136 ед., нагнетательных – 7 ед.

На Объекте I_o предусмотрено бурение 2 новых добывающих скважин, скважины наклонно-направленные.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 60 ед.

Объект I_z предусмотрено бурение 1 новая добывающая скважина, скважина горизонтальная.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 14 ед.

Объект I_v

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 2 ед. с переводом одной скважины с другого горизонта

Объект II предусмотрено бурение 1 новая добывающая скважина, скважина наклонно-направленная.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 7 ед. Нагнетательном фонд - 1 ед.

Объект III_z

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 5 ед. нагнетательный фонд – 1 ед.

Объект IIIв

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 12 ед. нагнетательный фонд – 2 ед.

Объект IVо предусмотрено бурение 1 новая добывающая скважина, скважина горизонтальная.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 33 ед. нагнетательный фонд – 4 ед.

Объект IVз

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 4 ед.

Вариант 2

В данном варианте предусмотрено бурение 10 добывающих скважин, из них 7 наклонно-направленных и 3 горизонтальных скважин, и ввод 9 оценочных скважин в промышленную разработку. Также предусмотрены переводы 3-х добывающих скважин под нагнетание для поддержания пластового давления.

Максимальный фонд добывающих – 141 ед., нагнетательных – 8 ед.

На Объекте Iо предусмотрено бурение 2 новых добывающих скважин, все скважины наклонно-направленные.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 60 ед.

Объект Iз предусмотрено бурение 1 добывающей горизонтальной скважины.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 14 ед.

Объект Iв

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 2 ед. с переводом одной скважины с другого горизонта.

Объект II предусмотрено бурение 5 новых добывающих скважин все скважины наклонно-направленные.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 11 ед. Нагнетательном фонд - 2 ед.

Объект IIIз

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 5 ед. нагнетательный фонд – 1 ед.

Объект IIIв

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 13 ед. нагнетательный фонд – 2 ед.

Объект IVо предусмотрено бурение 2 новых добывающих скважин, все горизонтальные скважины.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 34 ед., нагнетательный фонд – 4 ед.

Объект IVз

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 4 ед.

Вариант 3

В данном варианте предусмотрено бурение 29 добывающих скважин, из них 7 наклонно-направленных и 22 горизонтальных скважин, и ввод 9 оценочных скважин в промышленную разработку. Также предусмотрены переводы 11-ти добывающих скважин под нагнетание для поддержания пластового давления.

Максимальный фонд добывающих - 155 ед., нагнетательных – 16 ед.

На Объекте Iо предусмотрено бурение 6 новых добывающих скважин, из них 2 наклонно-направленных и 4 горизонтальных скважин.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 62 ед., нагнетательный фонд – 2 ед.

Объект Iз предусмотрено бурение 9 новых добывающих скважин, все горизонтальные скважины.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 22 ед., нагнетательный фонд – 1 ед.

Объект Iв

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 2 ед. с переводом одной скважины с другого горизонта.

Объект II предусмотрено бурение 8 новых добывающих скважин из них 5 наклонно-направленных и 3 горизонтальных скважин.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 13 ед. Нагнетательном фонд – 3 ед.

Объект IIIз

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 5 ед. нагнетательный фонд – 1 ед.

Объект IIIв

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 13 ед. нагнетательный фонд – 2 ед.

Объект IVо предусмотрено бурение 3 новых добывающих скважин, все горизонтальные скважины.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 35 ед., нагнетательный фонд – 8 ед.

Объект IVз предусмотрено бурение 3 новых добывающих скважин, все горизонтальные скважины.

Максимальный фонд добывающих скважин составляет 7 ед.

График бурения новых добывающих скважин по объектам и вариантам разработки представлена в таблице 3.4.2.1

Результаты расчетов технологических показателей разработки в целом по месторождению по трем вариантам, приведены в таблицах 4.1.1 – 4.1.18.

Таблица 3.4.2.1 – График бурения новых добывающих скважин по объектам и вариантам разработки

Годы	Вариант 1				Вариант 2				Вариант 3						
	Io	Iз	II	IVо	IVз	Io	Iз	II	IVо	IVз	Io	Iз	II	IVо	IVз
2022	2 (413, 415)	1 (412)	1 (410)	1 (408)	-	2 (413, 415)	1 (412)	1 (410)	1 (408)	-	2 (413, 415)	1 (412)	1 (410)	1 (408)	-
2023								4 (61, 68, 69, 84)	1 (520)		-	-	4 (61, 68, 69, 84)	-	-
2024										1 (521)	2 (404, 405)	1 (406)	1 (520)	-	
2025										1 (534)	2 (418, 419)	-	1 (533)	1 (533)	
2026										-	2 (422, 423)	2 (421, 425)	-	1 (424)	
2027										2 (535, 536)	2 (427, 428)	-	-	1 (426)	

3.4.3 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Для расчёта составляющих коэффициента охвата процессом вытеснения (k_1) использовались следующие формулы:

$$\kappa_1 = K_1^I * K_1^{II},$$

где K_1^I – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон.

$$K_1^I = 1 - (h_{Hmin}/h_{BH3})^2,$$

где h_{Hmin} – нефтенасыщенная толщина, менее которой запасы не отбираются по экономическим соображениям, м (раздел 4.1);

h_{BH3} – средняя эффективная толщина водонефтяной зоны, м.

K_1^{II} – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов.

$$K_1^{II} = \exp(-m_p * S^I * W^2 / d^2),$$

где m_p – соотношение эксплуатационных и нагнетательных рядов при соответствующей системе размещения скважин. При площадной и избирательной системах заводнения, если $m > 3$, то $m_p = 1$, если $m = 6-8$, $m_p = 2$;

W^2 – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором, при взаимном совершенно хаотическом размещении зон пласта – коллектора и пласта – неколлектора;

d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов;

S^I – площадь на одну скважину, км^2 .

Значения коэффициента охвата процессом вытеснения (k_1), рассчитанные для рекомендуемого варианта, по эксплуатационным объектам с учетом геологического строения и неоднородности.

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта $K_b = K_1^I * K_1^{II} * K_2 = K_1 * K_2$.

где K_2 – коэффициент вытеснения, был определен по результатам экспериментов вытеснения нефти водой проведенных на образцах кернового материала месторождения Морское, включая блок Огайское (см. разд. 2.4).

Таким образом, для расчета были приняты следующие коэффициенты вытеснения:

- верхнеальбский горизонт блока Огайское и Западный: 0,760 д.ед. и 0,710 д.ед., соответственно;
- среднеальбский горизонт Западного блока: 0,62 д.ед.;
- апт-неокомский горизонт блока Огайское и Западный: 0,599 д.ед. и 0,712 д.ед., соответственно;
- нижнеальбский-аптский горизонт Восточного блока: 0,692 д.ед.

Обоснование количества резервных скважин

Предусмотрено бурение резервных скважин в количестве 2-х ед.

3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей

Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат на добычу нефти и газа выполнен на основе технологических показателей разработки и нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

Капитальные вложения определены по отдельным направлениям, включающим в себя затраты на строительство скважин, систему поддержания пластового давления, а также на расширение объектов сбора и подготовки нефти. Потребность в капитальных вложениях определялась, исходя из объемных показателей, связанных с бурением скважин, реконструкцией объектов обустройства и удельных затрат, сложившихся за 2020-2021 гг. по бурению скважин, их обустройству, строительству объектов нефтедобычи и т.п.

Предполагаемые объемы инвестиционных затрат базируются на укрупненных удельных показателях стоимости, связанных как с бурением скважин, так и исходя из характеристики и необходимого количества оборудования, необходимого на строительство намеченных объектов, которые включают в себя издержки по инвестициям в основной капитал, состоящие из следующих расходов:

- стоимости основного и вспомогательного оборудования, потребных материалов;
- затрат на строительно-монтажные и пусконаладочные работы;
- прочих платежей.

В расчетах экономических показателей разработки месторождения капитальные затраты проекта оценивались укрупнено по следующим направлениям: затраты на строительство скважин; затраты на надземное нефтепромысловое строительство.

Капитальные вложения в строительство скважин включают в себя: затраты на бурение новых добывающих и оценочных скважин.

Надземное строительство состоит из капитальных затрат на:

- обустройство проектных скважин - затраты на сопутствующее скважинное оборудование для увеличения нефтеотдачи, обустройства выкидных линий для проектных скважин.

Капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений для целей налогообложения и для включения в себестоимость приняты в соответствии с данными раздела “Капвложения” настоящей записки. В составе капитальных вложений, также учтен резерв средств на прочие затраты (на экспертизы, авторский надзор, сопровождение строительства и т.д.) по утвержденному плану капитальных затрат на обустройство

промышленного участка. Проектная стоимость бурения скважины подсчитана в зависимости от глубины бурения. Исходя из специфики бурения стоимость 1 метра проходки – 340 850 тенге/м для эксплуатационной скважины, которая определена исходя из анализа фактических затрат на бурение существующих скважин, пробуренных в 2020-2021 годах. Таким образом, стоимость строительства 1 (одной) скважины принята с учетом всех выше изложенных показателей. Продолжительность бурения и его окончания для каждой скважины определялась согласно нормативным данным по бурению. Так же капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться в Казахстане. Однако, также возможно приобретение оборудования и материалов у производителей из других стран (СНГ) при невозможности приобретения соответствующего оборудования в Казахстане, а также в случаях их неконкурентоспособности с другими аналогами по показателям качества и цены. Капитальные вложения в бурение скважин определялись на основе сметной стоимости 1 м проходки, установленной в зависимости от глубины и количества скважин. Нормативы для расчета капитальных затрат представлены в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1 – Технико-экономические нормативы капитальных вложений

№№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Значение
1	2	3	4
Капитальные вложения			
<i>Строительство скважин</i>			
1	<i>Строительство скважин</i>		
1	Ввод добывающих горизонтальных скважин и наклонно-направленных скважин	тенге за м.п.	340 850,00
2	Ввод оценочных скважин	тенге за м.п.	340 850,00
3	Перевод скв. в ППД из добыв. Фонда	тыс.тенге	10 625,00
4	Возврат/переход на другие горизонты	тыс.тенге	10 625,00
5	Выбытие скважин	тыс.тенге	2 125,00
<i>Надземное строительство</i>			
1	<i>СМР прокладка выкидных линий</i>	тыс.тенге	1 500,00
2	Работа по обустройству устьев скважин нагнетательной линии	тыс.тенге	1 980,00
3	Обустройство скважин бетонированной площадкой для установки ремонтного агрегата (станок КРС)	тыс.тенге	2 000,00
4	Прокладка выкидных линий на каждую пробуренную скважину	тыс.тенге	2 000,00
5	НГС	тыс.тенге	15 000,00
6	ГС	тыс.тенге	9 000,00
7	Печи ПНК	тыс.тенге	50 000,00
8	СМР поготовка основания под оборудование и монтаж НГС, ГС, МФН, печи, НБ-32 прокладка выкидных линий, монтаж дренажной емкости и прочие работы	тыс.тенге	20 000,00
9	ГКПР	тыс.тенге	16 000,00

Нормативы эксплуатационных затрат, использованные в расчетах определены в соответствии с фактическими затратами за 2021 г..

При расчете эксплуатационных затрат выделены две группы нормативов:

нормативы для расчета затрат на производство;

нормативы фиксированных платежей и цены продукции.

Нормативы, участвующие при определении эксплуатационных расходов, связанных с добычей и подготовкой нефти и газа, приведены в таблице 3.5.2.

Таблица 3.5.2 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат

№	Наименование	Единица измерения	Значение
1	Уровень использования нефти на продажу (топливный газ)	%	98,50%
2	Среднегодовая оплата труда 1-го работника ППП	тыс.тенге	416,7
3	Расходы, относимые на себестоимость продукции		
3.1	Затраты на сырье и материалы	тыс.тенге/тыс.т	2 125,00
3.2	Затраты на электроэнергию и пр. ресурсы (производство)	тыс.тенге/тыс.т	63,75
3.3	Затраты на ГСМ	тыс.тенге/тыс.т	1 700,00
3.4	Затраты производственного характера и услуги сервисных компаний	тыс.тенге/тыс.т	3 408,50
3.5	Затраты на страхование	тыс.тенге/год	391 871,25
3.6	Затраты на ремонт	тыс. тенге/скв	2 873,00
4	Расходы периода:		
4.1	Содержание АУП	тыс.тенге/год	117 470,00
4.2	Административно- управленческие расходы	тыс.тенге/год	100 674,00
5	Удельный вес продажи газа на внешний рынок	%	80%
6	Удельный вес продажи газа на внутренний рынок	%	20%
7	Инфляция на капитальные вложения и эксплуатационные затраты	% в год	5%
8	Инфляция на цену продукции	% в год	5,0%

Экономика предприятия будет основываться на стандартной модели налогообложения с учетом особенностей контракта на недропользование, выданного АО «КоЖаН». В связи с этим проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет с корректировкой по некоторым видам налогов.

Величина нормативов, связанных с налогообложением приведена в таблице 3.5.3.

Таблица 3.5.3 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции

№	Наименование	Значение
1	Отчисления в Фонд государственного социального страхования	11%
2	Отчисления в Фонд государственного медицинского страхования социального страхования	3%
3	Отчисления в пенсионный фонд	10%
4	Амортизационные отчисления фиксированных активов, подлежащих вычету при налогообложении	по Налоговому Кодексу РК
5	Затраты на обучение казахстанских специалистов	1% от ежегодного объема инвестиций
6	Перечисления в Ликвидационный фонд	по программе
7	Развитие социальной сферы и инфраструктуры, \$/год	220 тыс \$ США
8	НИОКР	1 % от СГД, по итогам прошлого года
9	Корпоративный подоходный налог	20%
10	НДПИ	по шкале
11	Налог на добавленную стоимость при покупке товаров и услуг	12%
12	Налог на добавленную стоимость при реализации продукции на внутреннем рынке	12%
13	Налог на имущество	1,50%
14	Налог на сверхприбыль	по шкале
15	Прочие налоги и отчисления в бюджет	1,50%
16	Цена реализации нефти на внешнем рынке с учетом скидки, тенге/т	287 024
17	Цена реализации нефти на внутреннем рынке, тенге/т	70 000
18	Год начала проекта	2022
19	Курс доллара США, тенге/доллар	425

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Для оценки рациональной разработки залежей месторождения Морское, включая блок Огайское а также экономически рентабельного КИН проводились расчеты прогнозных технологических показателей разработки. В основу гидродинамических расчетов положены фактические данные о дебитах скважин, расчетные данные продуктивности пластов, их неоднородности, полученные в период опробования продуктивных пластов. Расчеты проводились с использованием данных созданных и адаптированных к фактическому состоянию разработки с использованием аналитической методики. Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном её совершенствовании.

Согласно технико-экономических расчетов к реализации рекомендуется вариант 3. Результаты расчетов технологических показателей разработки по рекомендуемому варианту, приведены в таблицах 4.1.1 – 4.1.18, в целом по месторождению и по объектам разработки. По вариантам 1 и 2 в табличных приложениях 1 – 4.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из оценочного фонда	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод скв. в ППД из добыв. фонда	Перевод скв. с другого горизонта	Перевод скв. на другой горизонт	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут
	всего	добы-вающих	нагне-татель-ных							всего	нагне-татель-ных	всего	мех.		нефти, т/сут	жид-кости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2022	5	5	0	9	143,0	180,2	2,0	1,0	1,0	0	0	136	136	7	12,0	29,6	214,2
2023	4	4	0	0	147,0	185,8	0,0	0,0	0,0	0	0	140	140	7	10,6	30,2	193,2
2024	5	5	0	0	152,0	192,8	1,0	0,0	0,0	1	0	143	143	8	9,3	31,2	173,0
2025	5	5	0	0	157,0	200,2	1,0	0,0	0,0	0	0	147	147	9	8,3	31,2	209,1
2026	5	5	0	0	162,0	210,0	1,0	0,0	0,0	0	0	151	151	10	7,5	31,5	214,7
2027	5	5	0	0	167,0	214,6	1,0	0,0	0,0	0	0	155	155	11	6,7	32,9	202,7
2028	0	0	0	0	167,0	214,6	1,0	0,0	0,0	0	0	154	154	12	6,2	32,4	188,1
2029	0	0	0	0	167,0	214,6	1,0	0,0	0,0	0	0	153	153	13	5,7	31,7	210,5
2030	0	0	0	0	167,0	214,6	1,0	0,0	0,0	0	0	152	152	14	5,4	30,9	190,7
2031	0	0	0	0	167,0	214,6	1,0	0,0	0,0	0	0	151	151	15	5,0	30,1	189,0
2032	0	0	0	0	167,0	214,6	1,0	0,0	0,0	1	0	149	149	16	4,7	29,5	191,7
2033	0	0	0	0	167,0	214,6	0,0	1,0	1,0	0	0	149	149	16	4,5	28,7	189,7
2034	0	0	0	0	167,0	214,6	0,0	1,0	1,0	0	0	149	149	16	4,2	27,7	183,2
2035	0	0	0	0	167,0	214,6	0,0	0,0	0,0	2	0	147	147	16	3,9	26,7	177,0
2036	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	62	2	85	85	14	4,2	26,2	120,3
2037	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	0	0	85	85	14	4,0	26,3	119,0
2038	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	1	0	84	84	14	3,8	26,4	116,8
2039	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	0	0	84	84	14	3,6	25,8	114,3
2040	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	1	0	83	83	14	3,4	25,5	114,3
2041	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	1	0	82	82	14	3,3	25,3	112,2
2042	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	0	0	82	82	14	3,1	25,0	109,0
2043	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	1	0	81	81	14	3,0	24,7	107,4
2044	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	0	0	81	81	14	2,8	24,5	105,6
2045	0	0	0	0	167,0	144,6	0,0	0,0	0,0	2	0	79	79	14	2,7	24,4	103,6
2046	0	0	0	0	167,0	117,1	0,0	0,0	0,0	18	1	61	61	13	2,0	21,1	97,4
2047	0	0	0	0	167,0	117,1	0,0	0,0	0,0	0	0	61	61	13	2,5	26,9	95,8
2048	0	0	0	0	167,0	115,7	0,0	0,0	0,0	2	0	59	59	13	2,4	26,9	94,2
2049	0	0	0	0	167,0	115,7	0,0	0,0	0,0	0	0	59	59	13	2,3	26,5	92,6
2050	0	0	0	0	167,0	115,7	0,0	0,0	0,0	0	0	59	59	13	2,2	26,0	91,0

Продолжение таблицы 4.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2051	0	0	0	0	167,0	106,4	0,0	0,0	0,0	5	1	54	54	12	2,2	24,7	85,0
2052	0	0	0	0	167,0	106,4	0,0	0,0	0,0	0	0	54	54	12	2,1	24,2	83,1
2053	0	0	0	0	167,0	106,4	0,0	0,0	0,0	0	0	54	54	12	2,0	23,7	81,3
2054	0	0	0	0	167,0	106,4	0,0	0,0	0,0	0	0	54	54	12	1,9	23,2	79,4
2055	0	0	0	0	167,0	85,5	0,0	0,0	0,0	11	2	43	43	10	2,0	16,0	48,0

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная извлекаемая добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³		
		начальных	текущих				всего	мех. способ			годо-вая	накопленная		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	555,1	5,6	9,0	4268,6	43,2	0,142	1373,0	1373,0	7963,9	7963,9	60	523,9	3164,5	39	17,0	132,0
2023	500,4	5,1	8,9	4769,0	48,3	0,158	1431,4	1431,4	9395,4	9395,4	65	535,9	3700,4	39	15,3	147,4
2024	459,5	4,7	9,0	5228,6	52,9	0,173	1540,9	1540,9	10936,2	10936,2	70	539,9	4240,3	37	14,1	161,4
2025	421,5	4,3	9,1	5650,1	57,2	0,187	1584,0	1584,0	12520,3	12520,3	73	725,2	4965,5	48	12,9	174,4
2026	387,0	3,9	9,2	6037,0	61,1	0,200	1619,0	1619,0	14139,3	14139,3	76	819,0	5784,5	54	11,9	186,2
2027	355,6	3,6	9,3	6392,6	64,7	0,212	1751,0	1751,0	15890,3	15890,3	80	843,3	6627,8	52	10,9	197,1
2028	328,9	3,3	9,4	6721,5	68,0	0,223	1732,3	1732,3	17622,6	17622,6	81	848,1	7475,9	53	10,1	207,2
2029	304,5	3,1	9,6	7026,1	71,1	0,233	1682,5	1682,5	19305,1	19305,1	82	1021,8	8497,7	65	9,3	216,6
2030	282,0	2,9	9,9	7308,0	74,0	0,242	1626,6	1626,6	20931,7	20931,7	83	991,9	9489,6	66	8,6	225,2
2031	264,1	2,7	10,3	7572,1	76,7	0,251	1587,0	1587,0	22518,7	22518,7	83	1048,4	10538,1	71	8,1	233,3
2032	247,3	2,5	10,7	7819,4	79,2	0,259	1544,9	1544,9	24063,6	24063,6	84	1130,0	11668,1	79	7,6	240,9
2033	230,3	2,3	11,2	8049,7	81,5	0,267	1473,7	1473,7	25537,3	25537,3	84	1118,2	12786,3	82	7,1	248,0
2034	215,3	2,2	11,8	8265,1	83,7	0,274	1426,2	1426,2	26963,5	26963,5	85	1080,1	13866,3	82	6,6	254,6
2035	200,6	2,0	12,4	8465,6	85,7	0,281	1381,9	1381,9	28345,4	28345,4	85	1043,5	14909,8	82	6,2	260,7
2036	124,5	1,3	8,8	8590,2	87,0	0,285	781,8	781,8	29127,2	29127,2	84	625,5	15535,3	87	3,8	264,6
2037	117,9	1,2	9,2	8708,0	88,2	0,289	775,5	775,5	29902,7	29902,7	85	618,9	16154,2	86	3,6	268,2
2038	111,3	1,1	9,5	8819,3	89,3	0,293	768,3	768,3	30671,0	30671,0	86	607,6	16761,8	86	3,4	271,6
2039	105,0	1,1	9,9	8924,3	90,3	0,296	752,6	752,6	31423,6	31423,6	86	594,5	17356,3	86	3,2	274,8
2040	99,1	1,0	10,4	9023,4	91,3	0,299	743,7	743,7	32167,3	32167,3	87	594,5	17950,8	87	3,0	277,8
2041	93,8	0,9	11,0	9117,2	92,3	0,302	729,2	729,2	32896,5	32896,5	87	583,8	18534,6	87	2,9	280,7
2042	88,7	0,9	11,7	9205,9	93,2	0,305	709,8	709,8	33606,3	33606,3	87	567,1	19101,7	87	2,7	283,4
2043	84,1	0,9	12,5	9290,0	94,0	0,308	701,5	701,5	34307,8	34307,8	88	558,6	19660,3	87	2,6	286,0
2044	79,8	0,8	13,6	9369,8	94,9	0,311	688,5	688,5	34996,3	34996,3	88	549,1	20209,3	87	2,4	288,5
2045	75,8	0,8	14,9	9445,6	95,6	0,313	676,0	676,0	35672,3	35672,3	89	538,7	20748,1	87	2,3	290,8
2046	55,2	0,6	12,8	9500,8	96,2	0,315	577,6	577,6	36250,0	36250,0	90	472,6	21220,7	90	1,7	292,5
2047	52,5	0,5	13,9	9553,3	96,7	0,317	569,3	569,3	36819,3	36819,3	91	465,2	21685,9	90	1,6	294,1
2048	49,6	0,5	15,3	9602,8	97,2	0,319	550,0	550,0	37369,4	37369,4	91	457,5	22143,4	91	1,5	295,6
2049	47,1	0,5	17,1	9649,9	97,7	0,320	541,2	541,2	37910,6	37910,6	91	449,7	22593,1	91	1,4	297,1
2050	44,8	0,5	19,6	9694,7	98,1	0,322	532,2	532,2	38442,7	38442,7	92	441,8	23034,9	91	1,4	298,4
2051	41,4	0,4	22,6	9736,1	98,6	0,323	463,3	463,3	38906,0	38906,0	91	383,1	23418,0	91	1,3	299,7

Продолжение таблицы 4.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2052	39,3	0,4	27,7	9775,4	99,0	0,324	453,7	453,7	39359,7	39359,7	91	374,8	23792,8	91	1,2	300,9
2053	37,3	0,4	36,3	9812,7	99,3	0,326	443,9	443,9	39803,7	39803,7	92	366,3	24159,2	91	1,1	302,1
2054	35,4	0,4	54,1	9848,0	99,7	0,327	434,1	434,1	40237,7	40237,7	92	357,8	24517,0	91	1,1	303,2
2055	29,1	0,3	100,0	9877,1	100,0	0,328	238,7	238,7	40476,4	40476,4	88	183,1	24700,1	84	0,9	304,0

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по 10 объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из оценочного фонда	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод скв. в ППД из добыв. фонда	Перевод скв. с другого горизонта	Перевод скв.на другой горизонт	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода	Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину	Приемистость1 нагнетательной скважины, м ³ /сут		
	всего	добы-вающих	нагне-татель-ных							всего	нагне-татель-ных						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2022	2	2	0	5	61	65,5	0	0	1	0	0	60	60	0	14,4	35,0	0,0
2023	0	0	0	0	61	65,5	0	0	0	0	0	60	60	0	12,6	36,7	0,0
2024	1	1	0	0	62	66,6	0	0	0	0	0	61	61	0	11,0	39,5	0,0
2025	1	1	0	0	63	67,8	1	0	0	0	0	61	61	1	9,4	38,2	443,5
2026	0	0	0	0	63	70,0	0	0	0	0	0	61	61	1	8,2	38,4	656,7
2027	2	2	0	0	65	70,0	1	0	0	0	0	62	62	2	7,0	42,7	365,9
2028	0	0	0	0	65	70,0	0	0	0	0	0	62	62	2	6,3	40,9	349,9
2029	0	0	0	0	65	70,0	0	0	0	0	0	62	62	2	5,7	38,9	608,8
2030	0	0	0	0	65	70,0	0	0	0	0	0	62	62	2	5,1	36,5	570,1
2031	0	0	0	0	65	70,0	0	0	0	0	0	62	62	2	4,7	34,8	639,9
2032	0	0	0	0	65	70,0	0	0	0	1	0	61	61	2	4,3	32,9	725,7
2033	0	0	0	0	65	70,0	0	0	0	0	0	61	61	2	4,0	31,6	684,5
2034	0	0	0	0	65	70,0	0	0	0	0	0	61	61	2	3,6	29,7	642,4
2035	0	0	0	0	65	70,0	0	0	0	0	0	61	61	2	3,3	27,7	599,9

Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 10 объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех. способ	всего	мех. способ		годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	295,508	9,5	14,0	1298,9	41,8	0,137	716,6	716,6	2448,9	2448,9	58,8	0,0	0,0	0	9,1	40,8
2023	262,1	8,4	14,5	1561,1	50,2	0,164	764,1	764,1	3213,0	3213,0	65,7	0,0	0,0	0	8,0	48,9
2024	230,2	7,4	14,9	1791,3	57,6	0,189	829,5	829,5	4042,5	4042,5	72,2	0,0	0,0	0	7,1	55,9
2025	200,8	6,5	15,3	1992,1	64,1	0,210	814,9	814,9	4857,5	4857,5	75,4	153,8	153,8	20	6,2	62,1
2026	174,1	5,6	15,6	2166,2	69,7	0,228	811,8	811,8	5669,3	5669,3	78,6	227,7	381,5	30	5,3	67,4
2027	150,3	4,8	16,0	2316,6	74,5	0,244	918,1	918,1	6587,3	6587,3	83,6	253,7	635,2	30	4,6	72,0
2028	136,5	4,4	17,2	2453,0	78,9	0,258	880,3	880,3	7467,6	7467,6	84,5	242,7	877,9	30	4,2	76,2
2029	123,4	4,0	18,8	2576,5	82,9	0,271	837,2	837,2	8304,8	8304,8	85,3	422,2	1300,1	54	3,8	80,0
2030	110,6	3,6	20,8	2687,0	86,5	0,283	785,5	785,5	9090,3	9090,3	85,9	395,4	1695,5	54	3,4	83,4
2031	100,9	3,2	24,0	2787,9	89,7	0,294	747,3	747,3	9837,6	9837,6	86,5	443,7	2139,2	64	3,1	86,5
2032	91,8	3,0	28,7	2879,7	92,7	0,303	707,3	707,3	10544,9	10544,9	87,0	503,2	2642,4	77	2,8	89,3
2033	83,6	2,7	36,6	2963,3	95,3	0,312	668,2	668,2	11213,1	11213,1	87,5	474,7	3117,2	77	2,6	91,9
2034	75,9	2,4	52,5	3039,2	97,8	0,320	627,8	627,8	11841,0	11841,0	87,9	445,5	3562,7	77	2,3	94,2
2035	68,8	2,2	100,1	3108,0	100,0	0,327	586,9	586,9	12427,8	12427,8	88,3	416,0	3978,7	77	2,1	96,3

Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по 1з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из оценочного фонда	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод скв. в ППД из добыв. фонда	Перевод скв. с другого горизонта	Перевод скв.на другой горизонт	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	нагнетательных	всего	мех.	нефти, т/сут	жидкости, т/сут		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2022	1	1	0	3	14	16,9	0	0	0	0	0	14	14	0	5,7	12,2	0,0
2023	0	0	0	0	14	16,9	0	0	0	0	0	14	14	0	4,9	11,2	0,0
2024	2	2	0	0	16	19,5	0	0	0	0	0	16	16	0	5,6	16,9	0,0
2025	2	2	0	0	18	22,2	0	0	0	0	0	18	18	0	5,3	16,7	0,0
2026	2	2	0	0	20	24,7	0	0	0	0	0	20	20	0	4,9	16,8	0,0
2027	2	2	0	0	22	27,5	0	0	0	0	0	22	22	0	5,0	18,4	0,0
2028	0	0	0	0	22	27,5	0	0	0	0	0	22	22	0	4,6	17,3	0,0
2029	0	0	0	0	22	27,5	0	0	0	0	0	22	22	0	4,4	16,9	0,0
2030	0	0	0	0	22	27,5	0	0	0	0	0	22	22	0	4,3	16,6	0,0
2031	0	0	0	0	22	27,5	0	0	0	0	0	22	22	0	4,1	16,2	0,0
2032	0	0	0	0	22	27,5	1	0	0	0	0	21	21	1	4,0	15,8	65,6
2033	0	0	0	0	22	27,5	0	0	0	0	0	21	21	1	4,0	13,7	137,3
2034	0	0	0	0	22	27,5	0	0	0	0	0	21	21	1	3,9	13,3	133,6
2035	0	0	0	0	22	27,5	0	0	0	1	0	20	20	1	3,7	14,1	140,3
2036	0	0	0	0	22	27,5	0	0	0	0	0	20	20	1	3,8	14,4	163,4
2037	0	0	0	0	22	27,5	0	0	0	0	0	20	20	1	3,6	15,1	170,1
2038	0	0	0	0	22	27,5	0	0	0	0	0	20	20	1	3,5	14,6	164,6
2039	0	0	0	0	22	27,5	0	0	0	0	0	20	20	1	3,3	14,1	159,0
2040	0	0	0	0	22	27,5	0	0	0	1	0	19	19	1	3,2	14,7	192,0
2041	0	0	0	0	22	27,5	0	0	0	0	0	19	19	1	3,2	14,9	185,8
2042	0	0	0	0	22	27,5	0	0	0	0	0	19	19	1	3,1	14,4	179,4
2043	0	0	0	0	22	27,5	0	0	0	0	0	19	19	1	3,0	14,9	184,1
2044	0	0	0	0	22	27,5	0	0	0	0	0	19	19	1	2,8	14,3	177,3
2045	0	0	0	0	22	27,5	0	0	0	1	0	18	18	1	2,7	13,7	169,6

Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 1з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³		
		начальных	текущих				всего	мех. способ			годо-накопленная	накопленная		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	26,6	3,3	4,1	181,1	22,6	0,019	57,3	57,3	304,3	304,3	53,6	0,0	0,0	0	0,8	5,7
2023	23,6	2,9	3,8	204,7	25,6	0,022	54,4	54,4	358,7	358,7	56,7	0,0	0,0	0	0,7	6,4
2024	29,2	3,6	4,9	233,9	29,2	0,025	88,2	88,2	446,9	446,9	66,9	0,0	0,0	0	0,9	7,3
2025	31,1	3,9	5,5	264,9	33,1	0,028	98,8	98,8	545,7	545,7	68,6	0,0	0,0	0	1,0	8,2
2026	32,5	4,1	6,1	297,4	37,1	0,031	111,2	111,2	656,9	656,9	70,8	0,0	0,0	0	1,0	9,2
2027	36,3	4,5	7,2	333,7	41,7	0,035	134,0	134,0	790,9	790,9	72,9	0,0	0,0	0	1,1	10,4
2028	35,1	4,4	7,5	368,8	46,0	0,039	131,8	131,8	922,7	922,7	73,4	0,0	0,0	0	1,1	11,4
2029	33,9	4,2	7,8	402,6	50,3	0,042	129,2	129,2	1051,9	1051,9	73,8	0,0	0,0	0	1,0	12,5
2030	32,7	4,1	8,2	435,4	54,4	0,046	126,3	126,3	1178,2	1178,2	74,1	0,0	0,0	0	1,0	13,5
2031	31,6	3,9	8,6	466,9	58,3	0,049	123,4	123,4	1301,6	1301,6	74,4	0,0	0,0	0	1,0	14,4
2032	30,5	3,8	9,1	497,4	62,1	0,052	120,3	120,3	1421,9	1421,9	74,7	22,7	22,7	20	0,9	15,4
2033	29,4	3,7	9,7	526,7	65,8	0,055	99,7	99,7	1521,6	1521,6	70,5	47,6	70,4	50	0,9	16,3
2034	28,3	3,5	10,3	555,0	69,3	0,058	97,0	97,0	1618,6	1618,6	70,9	46,3	116,7	50	0,9	17,1
2035	27,2	3,4	11,1	582,2	72,7	0,061	102,6	102,6	1721,3	1721,3	73,5	48,6	165,3	50	0,8	18,0
2036	26,2	3,3	12,0	608,4	76,0	0,064	99,7	99,7	1820,9	1820,9	73,8	56,6	222,0	60	0,8	18,8
2037	25,1	3,1	13,0	633,5	79,1	0,067	104,4	104,4	1925,3	1925,3	75,9	59,0	281,0	60	0,8	19,5
2038	24,1	3,0	14,4	657,6	82,1	0,069	101,1	101,1	2026,4	2026,4	76,1	57,1	338,0	60	0,7	20,3
2039	23,1	2,9	16,1	680,8	85,0	0,072	97,7	97,7	2124,1	2124,1	76,3	55,1	393,2	60	0,7	21,0
2040	22,2	2,8	18,5	703,0	87,8	0,074	101,7	101,7	2225,8	2225,8	78,1	66,6	459,8	70	0,7	21,7
2041	21,3	2,7	21,8	724,3	90,4	0,076	98,4	98,4	2324,2	2324,2	78,3	64,4	524,2	70	0,7	22,3
2042	20,5	2,6	26,7	744,8	93,0	0,078	95,1	95,1	2419,3	2419,3	78,5	62,2	586,4	70	0,6	23,0
2043	19,6	2,4	34,9	764,4	95,4	0,081	98,0	98,0	2517,3	2517,3	80,0	63,8	650,2	70	0,6	23,6
2044	18,8	2,3	51,3	783,2	97,8	0,082	94,4	94,4	2611,7	2611,7	80,1	61,5	711,7	70	0,6	24,1
2045	17,8	2,2	100,0	801,0	100,0	0,084	90,4	90,4	2702,1	2702,1	80,3	58,8	770,5	70	0,5	24,7

Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по 1в объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из оценочного фонда	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод скв. в ППД из добыв. фонда	Перевод скв. с другого горизонта	Перевод скв. на другой горизонт	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	нагнетательных	всего	мех.		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2022	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	1	1	0	5,0	10,4	0,0
2023	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	1	1	0	4,7	11,0	0,0
2024	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	1	1	0	4,5	11,5	0,0
2025	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	1	1	0	4,2	12,0	0,0
2026	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	1	1	0	4,0	12,5	0,0
2027	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	1	1	0	3,8	13,0	0,0
2028	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	1	1	0	3,5	13,4	0,0
2029	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	1	1	0	3,3	13,8	0,0
2030	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	1	1	0	3,2	14,2	0,0
2031	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	1	1	0	3,0	14,5	0,0
2032	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	1	1	0	2,8	14,9	0,0
2033	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	1	1	0	2,6	15,2	0,0
2034	0	0	0	0	1	1,4	0	1	0	0	0	2	2	0	2,8	17,3	0,0
2035	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	2	2	0	1,9	13,6	0,0
2036	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	2	2	0	1,6	13,3	0,0
2037	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	2	2	0	1,5	13,6	0,0
2038	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	2	2	0	1,4	13,8	0,0
2039	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	2	2	0	1,2	14,1	0,0
2040	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	2	2	0	1,1	14,3	0,0
2041	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	2	2	0	1,0	14,5	0,0
2042	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	2	2	0	0,9	14,7	0,0
2043	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	2	2	0	0,8	14,9	0,0
2044	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	2	2	0	0,8	15,0	0,0
2045	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	2	2	0	0,7	15,1	0,0
2046	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	2	2	0	0,6	15,3	0,0
2047	0	0	0	0	1	1,4	0	0	0	0	0	2	2	0	0,6	15,4	0,0

Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 1в объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³		
		начальных	текущих				всего	мех. способ			годо-накопленная	накопленная		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	1,7	5,6	6,5	6,0	19,2	0,048	3,6	3,6	13,6	13,6	51,8	0,0	0,0	0	0,1	0,2
2023	1,6	5,3	6,6	7,6	24,5	0,061	3,8	3,8	17,4	17,4	56,9	0,0	0,0	0	0,1	0,2
2024	1,6	5,0	6,6	9,2	29,5	0,073	4,0	4,0	21,4	21,4	61,2	0,0	0,0	0	0,0	0,3
2025	1,5	4,7	6,7	10,6	34,2	0,085	4,2	4,2	25,6	25,6	64,9	0,0	0,0	0	0,0	0,3
2026	1,4	4,5	6,8	12,0	38,7	0,096	4,3	4,3	29,9	29,9	68,2	0,0	0,0	0	0,0	0,4
2027	1,3	4,2	6,9	13,3	42,9	0,106	4,5	4,5	34,4	34,4	71,0	0,0	0,0	0	0,0	0,4
2028	1,2	4,0	6,9	14,5	46,9	0,116	4,6	4,6	39,1	39,1	73,5	0,0	0,0	0	0,0	0,5
2029	1,2	3,7	7,0	15,7	50,6	0,126	4,8	4,8	43,9	43,9	75,8	0,0	0,0	0	0,0	0,5
2030	1,1	3,5	7,1	16,8	54,1	0,134	4,9	4,9	48,8	48,8	77,8	0,0	0,0	0	0,0	0,5
2031	1,0	3,3	7,3	17,8	57,5	0,143	5,0	5,0	53,8	53,8	79,5	0,0	0,0	0	0,0	0,6
2032	1,0	3,1	7,4	18,8	60,6	0,150	5,2	5,2	59,0	59,0	81,1	0,0	0,0	0	0,0	0,6
2033	0,9	3,0	7,5	19,7	63,6	0,158	5,3	5,3	64,3	64,3	82,6	0,0	0,0	0	0,0	0,6
2034	1,5	4,7	12,9	21,2	68,3	0,169	9,1	9,1	73,4	73,4	84,1	0,0	0,0	0	0,0	0,7
2035	1,3	4,3	13,4	22,5	72,5	0,180	9,4	9,4	82,8	82,8	86,0	0,0	0,0	0	0,0	0,7
2036	1,1	3,7	13,3	23,6	76,2	0,189	9,2	9,2	92,0	92,0	87,7	0,0	0,0	0	0,0	0,7
2037	1,0	3,3	14,0	24,6	79,5	0,197	9,4	9,4	101,4	101,4	89,0	0,0	0,0	0	0,0	0,8
2038	0,9	3,0	14,8	25,6	82,5	0,205	9,6	9,6	111,0	111,0	90,2	0,0	0,0	0	0,0	0,8
2039	0,9	2,8	15,8	26,4	85,3	0,212	9,8	9,8	120,8	120,8	91,3	0,0	0,0	0	0,0	0,8
2040	0,8	2,5	17,0	27,2	87,8	0,218	9,9	9,9	130,7	130,7	92,2	0,0	0,0	0	0,0	0,8
2041	0,7	2,3	18,7	27,9	90,1	0,223	10,1	10,1	140,8	140,8	93,0	0,0	0,0	0	0,0	0,9
2042	0,6	2,1	20,9	28,6	92,1	0,229	10,2	10,2	150,9	150,9	93,7	0,0	0,0	0	0,0	0,9
2043	0,6	1,9	24,0	29,1	94,0	0,233	10,3	10,3	161,3	161,3	94,3	0,0	0,0	0	0,0	0,9
2044	0,5	1,7	28,7	29,7	95,7	0,237	10,4	10,4	171,7	171,7	94,9	0,0	0,0	0	0,0	0,9
2045	0,5	1,6	36,6	30,2	97,3	0,241	10,5	10,5	182,2	182,2	95,4	0,0	0,0	0	0,0	0,9
2046	0,4	1,4	52,4	30,6	98,7	0,245	10,6	10,6	192,8	192,8	95,9	0,0	0,0	0	0,0	0,9
2047	0,4	1,3	100,0	31,0	100,0	0,248	10,7	10,7	203,4	203,4	96,3	0,0	0,0	0	0,0	1,0

Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин по 2 объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из оценочного фонда	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод скв. в ППД из добыв. фонда	Перевод скв. с другого горизонта	Перевод скв. на другой горизонт	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость1 нагнетательной скважины, м ³ /сут
	всего	добы-вающих	нагне-татель-ных							всего	нагне-татель-ных	всего	мех.		нефти, т/сут	жид-кости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2022	1	1	0	1	8	8,4	0	0	0	0	0	7	7	1	10,6	48,7	280,3
2023	4	4	0	0	12	14,0	0	0	0	0	0	11	11	1	9,6	45,2	299,5
2024	1	1	0	0	13	15,6	1	0	0	0	0	11	11	2	6,7	32,1	162,9
2025	0	0	0	0	13	15,6	0	0	0	0	0	11	11	2	7,5	37,6	185,7
2026	2	2	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	13	13	2	7,7	42,9	221,3
2027	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	13	13	2	6,7	38,8	225,5
2028	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	13	13	2	6,5	39,6	229,7
2029	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	13	13	2	6,4	40,4	233,8
2030	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	13	13	2	6,2	41,1	237,7
2031	0	0	0	0	15	18,6	1	0	0	0	0	12	12	3	6,1	41,8	164,4
2032	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	12	12	3	6,4	46,1	167,0
2033	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	12	12	3	6,0	45,0	164,5
2034	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	12	12	3	5,7	43,8	159,9
2035	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	1	0	11	11	3	5,3	42,4	155,0
2036	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	11	11	3	5,4	44,8	149,8
2037	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	11	11	3	5,0	43,2	145,8
2038	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	11	11	3	4,7	41,5	140,0
2039	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	11	11	3	4,4	39,7	133,9
2040	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	11	11	3	4,1	37,9	127,6
2041	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	1	0	10	10	3	3,8	36,1	121,5
2042	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	10	10	3	3,9	38,3	117,4
2043	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	10	10	3	3,6	36,4	111,3
2044	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	10	10	3	3,4	34,9	106,8
2045	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	10	10	3	3,2	33,5	102,3
2046	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	10	10	3	3,0	32,0	97,7
2047	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	10	10	3	2,8	30,4	93,0
2048	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	10	10	3	2,6	28,9	88,2
2049	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	10	10	3	2,5	27,3	83,3
2050	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	10	10	3	2,3	25,6	78,3

Продолжение таблицы 4.1.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2051	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	10	10	3	2,2	24,6	75,2
2052	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	10	10	3	2,0	23,0	70,1
2053	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	10	10	3	1,8	21,3	65,0
2054	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	10	10	3	1,7	19,6	59,8
2055	0	0	0	0	15	18,6	0	0	0	0	0	10	10	3	1,5	17,9	54,5

Таблица 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 2 объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех. способ	всего	мех. способ		годо-накопленная	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	24,1	3,1	4,0	189,6	24,5	0,077	110,2	110,2	504,4	504,4	78,2	97,2	431,2	93	0,7	6,0
2023	25,0	3,2	4,3	214,6	27,8	0,087	117,9	117,9	622,3	622,3	78,8	103,8	535,0	93	0,8	6,7
2024	26,8	3,5	4,8	241,4	31,2	0,098	128,3	128,3	750,6	750,6	79,1	113,0	648,0	93	0,8	7,6
2025	28,6	3,7	5,4	270,0	34,9	0,110	143,5	143,5	894,1	894,1	80,1	128,8	776,8	95	0,9	8,4
2026	30,8	4,0	6,1	300,8	38,9	0,123	171,6	171,6	1065,6	1065,6	82,1	153,4	930,2	95	0,9	9,4
2027	30,1	3,9	6,4	330,8	42,8	0,135	175,1	175,1	1240,8	1240,8	82,8	156,4	1086,6	95	0,9	10,3
2028	29,4	3,8	6,6	360,2	46,6	0,147	178,6	178,6	1419,4	1419,4	83,6	159,3	1245,9	95	0,9	11,2
2029	28,7	3,7	6,9	388,9	50,3	0,158	182,0	182,0	1601,3	1601,3	84,2	162,1	1408,0	95	0,9	12,1
2030	28,0	3,6	7,3	416,9	53,9	0,170	185,3	185,3	1786,7	1786,7	84,9	164,9	1572,9	95	0,9	12,9
2031	27,4	3,5	7,7	444,2	57,5	0,181	188,5	188,5	1975,2	1975,2	85,5	171,1	1743,9	97	0,8	13,8
2032	26,7	3,5	8,1	471,0	60,9	0,192	191,7	191,7	2166,9	2166,9	86,1	173,7	1917,7	97	0,8	14,6
2033	25,1	3,2	8,3	496,1	64,2	0,202	187,1	187,1	2354,0	2354,0	86,6	171,1	2088,8	99	0,8	15,4
2034	23,5	3,0	8,5	519,6	67,2	0,212	182,1	182,1	2536,1	2536,1	87,1	166,4	2255,2	99	0,7	16,1
2035	22,0	2,8	8,7	541,6	70,1	0,221	176,6	176,6	2712,7	2712,7	87,5	161,3	2416,4	99	0,7	16,8
2036	20,6	2,7	8,9	562,2	72,7	0,229	170,8	170,8	2883,5	2883,5	87,9	155,8	2572,3	99	0,6	17,4
2037	19,2	2,5	9,1	581,4	75,2	0,237	164,7	164,7	3048,2	3048,2	88,3	151,6	2723,9	100	0,6	18,0
2038	17,9	2,3	9,4	599,4	77,5	0,244	158,2	158,2	3206,4	3206,4	88,7	145,6	2869,5	100	0,6	18,5
2039	16,7	2,2	9,6	616,1	79,7	0,251	151,4	151,4	3357,8	3357,8	89,0	139,3	3008,8	100	0,5	19,1
2040	15,5	2,0	9,9	631,6	81,7	0,257	144,4	144,4	3502,2	3502,2	89,2	132,7	3141,5	100	0,5	19,5
2041	14,4	1,9	10,2	646,0	83,6	0,263	137,6	137,6	3639,7	3639,7	89,5	126,4	3267,9	100	0,4	20,0
2042	13,6	1,8	10,7	659,7	85,3	0,269	132,9	132,9	3772,7	3772,7	89,7	122,1	3390,0	100	0,4	20,4
2043	12,6	1,6	11,2	672,3	87,0	0,274	126,1	126,1	3898,8	3898,8	90,0	115,7	3505,8	100	0,4	20,8
2044	11,9	1,5	11,8	684,2	88,5	0,279	121,1	121,1	4019,8	4019,8	90,2	111,1	3616,9	100	0,4	21,2
2045	11,2	1,4	12,6	695,4	90,0	0,283	116,0	116,0	4135,9	4135,9	90,4	106,4	3723,3	100	0,3	21,5
2046	10,5	1,4	13,5	705,90	91,3	0,288	110,8	110,8	4246,6	4246,6	90,5	101,6	3824,9	100	0,3	21,8
2047	9,8	1,3	14,6	715,72	92,6	0,292	105,5	105,5	4352,1	4352,1	90,7	96,7	3921,6	100	0,3	22,1
2048	9,2	1,2	16,0	724,89	93,8	0,295	100,0	100,0	4452,2	4452,2	90,8	91,7	4013,4	100	0,3	22,4
2049	8,5	1,1	17,7	733,41	94,9	0,299	94,5	94,5	4546,7	4546,7	91,0	86,6	4100,0	100	0,3	22,7
2050	7,9	1,0	20,0	741,32	95,9	0,302	88,9	88,9	4635,6	4635,6	91,1	81,5	4181,4	100	0,2	22,9
2051	7,5	1,0	23,7	748,82	96,9	0,305	85,4	85,4	4721,0	4721,0	91,2	78,2	4259,7	100	0,2	23,1

Продолжение таблицы 4.1.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2052	6,9	0,9	28,6	755,72	97,8	0,308	79,7	79,7	4800,7	4800,7	91,3	72,9	4332,6	100	0,2	23,4
2053	6,3	0,8	36,6	762,05	98,6	0,310	73,8	73,8	4874,5	4874,5	91,4	67,6	4400,2	100	0,2	23,5
2054	5,8	0,7	52,6	767,81	99,3	0,313	67,9	67,9	4942,4	4942,4	91,5	62,2	4462,4	100	0,2	23,7
2055	5,2	0,7	100,1	773,01	100,001	0,315	62,0	62,0	5004,4	5004,4	91,6	56,7	4519,1	100	0,2	23,9

Таблица 4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин по Зз объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из оценочного фонда	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод скв. в ППД из добыв. фонда	Перевод скв. с другого горизонта	Перевод скв.на другой горизонт	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут
	всего	добы-вающих	нагне-татель-ных							всего	нагне-татель-ных	всего	мех.		нефти, т/сут	жид-кости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2022	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	5	5	1	8,9	23,6	112,3
2023	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	5	5	1	8,2	25,0	117,4
2024	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	5	5	1	7,5	26,4	122,1
2025	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	5	5	1	6,9	27,6	126,4
2026	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	5	5	1	6,3	28,7	130,4
2027	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	5	5	1	5,8	29,8	134,0
2028	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	5	5	1	5,3	30,7	137,4
2029	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	5	5	1	4,9	31,6	140,4
2030	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	5	5	1	4,5	32,4	143,3
2031	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	5	5	1	4,1	33,1	145,8
2032	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	5	5	1	3,8	33,8	148,2
2033	0	0	0	0	5	9,3	0	0	1	0	0	4	4	1	4,0	40,2	140,4
2034	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	4	4	1	3,7	40,8	142,1
2035	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	4	4	1	3,4	41,4	143,7
2036	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	4	4	1	3,2	41,9	145,2
2037	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	4	4	1	2,8	40,9	141,3
2038	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	4	4	1	2,6	41,3	142,4
2039	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	4	4	1	2,4	41,7	143,5
2040	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	4	4	1	2,2	42,0	144,5
2041	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	4	4	1	2,1	42,4	145,5
2042	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	4	4	1	1,9	42,7	146,3
2043	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	4	4	1	1,8	43,0	147,1
2044	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	4	4	1	1,7	43,2	147,9
2045	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	4	4	1	1,5	43,5	148,6
2046	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	4	4	1	1,4	43,7	149,2
2047	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	4	4	1	1,3	43,9	149,8
2048	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	4	4	1	1,2	44,1	150,3
2049	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	4	4	1	1,1	44,3	150,8
2050	0	0	0	0	5	9,3	0	0	0	0	0	4	4	1	1,0	44,4	151,3

Таблица 4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по Зз объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³	Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³		
		начальных	текущих				всего	мех. способ	всего	мех. способ				годо-важная	накопленная	годовая
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	15,4	6,7	9,1	77,9	33,6	0,079	40,8	40,8	174,4	174,4	62,2	38,9	331,2	99	0,5	2,4
2023	14,2	6,1	9,2	92,0	39,7	0,093	43,4	43,4	217,8	217,8	67,4	40,7	371,9	98	0,4	2,9
2024	13,0	5,6	9,3	105,0	45,3	0,107	45,7	45,7	263,5	263,5	71,6	42,3	414,2	98	0,4	3,3
2025	11,9	5,1	9,4	117,0	50,4	0,119	47,9	47,9	311,4	311,4	75,1	43,8	458,1	98	0,4	3,6
2026	10,9	4,7	9,5	127,9	55,1	0,130	49,8	49,8	361,2	361,2	78,0	45,2	503,3	97	0,3	4,0
2027	10,0	4,3	9,7	138,0	59,5	0,140	51,6	51,6	412,8	412,8	80,5	46,5	549,7	97	0,3	4,3
2028	9,2	4,0	9,8	147,2	63,4	0,149	53,3	53,3	466,1	466,1	82,7	47,6	597,4	97	0,3	4,5
2029	8,5	3,6	10,0	155,6	67,1	0,158	54,8	54,8	520,8	520,8	84,6	48,7	646,1	97	0,3	4,8
2030	7,8	3,3	10,2	163,4	70,4	0,166	56,2	56,2	577,0	577,0	86,2	49,7	695,8	97	0,2	5,0
2031	7,1	3,1	10,4	170,5	73,5	0,173	57,5	57,5	634,5	634,5	87,6	50,6	746,3	97	0,2	5,3
2032	6,5	2,8	10,6	177,1	76,3	0,180	58,6	58,6	693,1	693,1	88,8	51,4	797,7	96	0,2	5,5
2033	5,6	2,4	10,2	182,7	78,7	0,185	55,7	55,7	748,8	748,8	89,9	48,7	846,4	96	0,2	5,6
2034	5,2	2,2	10,5	187,9	81,0	0,191	56,6	56,6	805,4	805,4	90,8	49,3	895,7	96	0,2	5,8
2035	4,8	2,1	10,8	192,6	83,0	0,196	57,4	57,4	862,8	862,8	91,7	49,8	945,5	96	0,1	5,9
2036	4,4	1,9	11,2	197,0	84,9	0,200	58,1	58,1	920,9	920,9	92,4	50,4	995,9	96	0,1	6,1
2037	3,9	1,7	11,2	201,0	86,6	0,204	56,7	56,7	977,6	977,6	93,1	49,0	1044,9	96	0,1	6,2
2038	3,6	1,6	11,7	204,6	88,2	0,208	57,3	57,3	1034,9	1034,9	93,6	49,4	1094,2	96	0,1	6,3
2039	3,4	1,5	12,3	208,0	89,6	0,211	57,8	57,8	1092,7	1092,7	94,2	49,8	1144,0	96	0,1	6,4
2040	3,1	1,3	13,0	211,1	91,0	0,214	58,3	58,3	1151,0	1151,0	94,7	50,1	1194,1	96	0,1	6,5
2041	2,9	1,2	13,8	214,0	92,2	0,217	58,8	58,8	1209,7	1209,7	95,1	50,4	1244,6	96	0,1	6,6
2042	2,7	1,2	14,8	216,7	93,4	0,220	59,2	59,2	1268,9	1268,9	95,5	50,7	1295,3	96	0,1	6,7
2043	2,5	1,1	16,1	219,1	94,5	0,222	59,6	59,6	1328,5	1328,5	95,8	51,0	1346,3	96	0,1	6,7
2044	2,3	1,0	17,8	221,4	95,4	0,225	59,9	59,9	1388,4	1388,4	96,2	51,3	1397,6	96	0,1	6,8
2045	2,1	0,9	20,0	223,5	96,4	0,227	60,3	60,3	1448,7	1448,7	96,5	51,5	1449,1	96	0,1	6,9
2046	2,0	0,8	23,2	225,5	97,2	0,229	60,6	60,6	1509,3	1509,3	96,8	51,7	1500,9	96	0,1	6,9
2047	1,8	0,8	28,0	227,3	98,0	0,231	60,9	60,9	1570,2	1570,2	97,0	51,9	1552,8	96	0,1	7,0
2048	1,7	0,7	35,9	229,0	98,7	0,232	61,2	61,2	1631,4	1631,4	97,2	52,1	1605,0	96	0,1	7,0
2049	1,6	0,7	52,0	230,6	99,4	0,234	61,4	61,4	1692,8	1692,8	97,5	52,3	1657,3	96	0,0	7,1
2050	1,4	0,6	100,1	232,0	100,0	0,236	61,6	61,6	1754,4	1754,4	97,7	52,5	1709,7	96	0,0	7,1

Таблица 4.1.13 – Характеристика основного фонда скважин по Зв объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из оценочного фонда	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод скв. в ППД из добыв. фонда	Перевод скв. с другого горизонта	Перевод скв.на другой горизонт	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода	Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость1 нагнетательной скважины, м ³ /сут	
	всего	добы-вающих	нагне-татель-ных							всего	нагне-татель-ных	всего	мех.	нефти, т/сут	жид-кости, т/сут		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2022	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	13	13	2	6,9	31,6	186,5
2023	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	13	13	2	6,4	32,1	188,0
2024	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	1	0	12	12	2	6,5	35,5	191,3
2025	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	12	12	2	6,2	36,3	194,4
2026	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	12	12	2	5,8	37,0	197,4
2027	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	12	12	2	5,5	37,6	204,3
2028	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	12	12	2	5,2	38,3	207,0
2029	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	12	12	2	4,9	38,8	209,5
2030	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	12	12	2	4,6	39,4	211,9
2031	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	12	12	2	4,3	39,9	214,2
2032	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	12	12	2	4,1	40,4	216,3
2033	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	12	12	2	3,9	40,9	220,5
2034	0	0	0	0	15	21,0	0	0	1	0	0	11	11	2	4,0	45,1	222,4
2035	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	11	11	2	3,8	45,5	224,2
2036	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	11	11	2	3,5	45,9	225,9
2037	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	11	11	2	3,3	46,3	227,5
2038	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	11	11	2	3,1	46,7	231,3
2039	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	11	11	2	3,0	47,1	232,8
2040	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	11	11	2	2,8	47,4	234,1
2041	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	11	11	2	2,6	47,7	237,8
2042	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	11	11	2	2,4	46,1	229,5
2043	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	11	11	2	2,3	46,4	230,5
2044	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	11	11	2	2,1	46,6	231,5
2045	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	11	11	2	2,0	46,9	232,5
2046	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	11	11	2	1,9	47,1	233,4
2047	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	11	11	2	1,8	47,3	234,2
2048	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	11	11	2	1,7	47,5	235,0
2049	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	11	11	2	1,6	47,7	235,8

Продолжение таблицы 4.1.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2050	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	11	11	2	1,5	47,9	236,5
2051	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	11	11	2	1,4	48,0	237,2
2052	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	11	11	2	1,4	48,2	237,8
2053	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	11	11	2	1,3	48,3	238,4
2054	0	0	0	0	15	21,0	0	0	0	0	0	11	11	2	1,2	48,5	239,0

Таблица 4.1.14 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по Зв объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³		
		начальных	текущих				всего	мех. способ			всего	мех. способ	годовая	накопленная	годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	30,9	2,1	6,7	1016,4	70,4	0,258	142,6	142,6	2305,8	2305,8	78,3	129,3	1784,6	96	0,9	30,6
2023	28,8	2,0	6,7	1045,3	72,4	0,265	144,6	144,6	2450,4	2450,4	80,1	130,4	1915,0	96	0,9	31,5
2024	27,2	1,9	6,8	1072,5	74,3	0,272	147,8	147,8	2598,2	2598,2	81,6	132,7	2047,6	96	0,8	32,3
2025	25,7	1,8	6,9	1098,1	76,0	0,279	150,9	150,9	2749,2	2749,2	83,0	134,8	2182,5	96	0,8	33,1
2026	24,2	1,7	7,0	1122,3	77,7	0,285	153,8	153,8	2903,0	2903,0	84,3	136,9	2319,3	96	0,7	33,8
2027	22,8	1,6	7,1	1145,2	79,3	0,291	156,6	156,6	3059,6	3059,6	85,4	141,7	2461,1	98	0,7	34,5
2028	21,5	1,5	7,2	1166,7	80,8	0,296	159,2	159,2	3218,7	3218,7	86,5	143,6	2604,6	98	0,7	35,2
2029	20,3	1,4	7,3	1187,0	82,2	0,301	161,6	161,6	3380,4	3380,4	87,4	145,3	2749,9	98	0,6	35,8
2030	19,2	1,3	7,5	1206,2	83,5	0,306	163,9	163,9	3544,3	3544,3	88,3	147,0	2896,9	98	0,6	36,4
2031	18,1	1,3	7,6	1224,3	84,8	0,311	166,1	166,1	3710,4	3710,4	89,1	148,5	3045,4	98	0,6	37,0
2032	17,1	1,2	7,8	1241,3	86,0	0,315	168,1	168,1	3878,5	3878,5	89,9	150,0	3195,4	98	0,5	37,5
2033	16,1	1,1	7,9	1257,4	87,1	0,319	170,1	170,1	4048,6	4048,6	90,5	152,9	3348,3	99	0,5	38,0
2034	15,2	1,1	8,1	1272,6	88,1	0,323	171,9	171,9	4220,5	4220,5	91,2	154,2	3502,6	99	0,5	38,4
2035	14,3	1,0	8,4	1286,9	89,1	0,327	173,6	173,6	4394,1	4394,1	91,8	155,5	3658,1	98	0,4	38,9
2036	13,5	0,9	8,6	1300,4	90,1	0,330	175,2	175,2	4569,4	4569,4	92,3	156,7	3814,7	98	0,4	39,3
2037	12,7	0,9	8,9	1313,1	90,9	0,333	176,8	176,8	4746,1	4746,1	92,8	157,8	3972,5	98	0,4	39,7
2038	12,0	0,8	9,2	1325,1	91,8	0,336	178,2	178,2	4924,4	4924,4	93,3	160,4	4133,0	99	0,4	40,1
2039	11,3	0,8	9,5	1336,5	92,6	0,339	179,6	179,6	5103,9	5103,9	93,7	161,4	4294,4	99	0,3	40,4
2040	10,7	0,7	9,9	1347,2	93,3	0,342	180,9	180,9	5284,8	5284,8	94,1	162,4	4456,8	99	0,3	40,7
2041	10,1	0,7	10,4	1357,3	94,0	0,344	182,1	182,1	5466,9	5466,9	94,5	164,9	4621,7	100	0,3	41,0
2042	9,1	0,6	10,5	1366,4	94,6	0,347	175,9	175,9	5642,8	5642,8	94,8	159,1	4780,8	100	0,3	41,3
2043	8,6	0,6	11,1	1375,0	95,2	0,349	176,9	176,9	5819,7	5819,7	95,1	159,9	4940,7	100	0,3	41,6
2044	8,2	0,6	11,8	1383,2	95,8	0,351	177,9	177,9	5997,6	5997,6	95,4	160,6	5101,2	100	0,3	41,8
2045	7,7	0,5	12,7	1390,9	96,3	0,353	178,7	178,7	6176,3	6176,3	95,7	161,2	5262,5	100	0,2	42,1
2046	7,3	0,5	13,8	1398,2	96,8	0,355	179,6	179,6	6355,9	6355,9	95,9	161,8	5424,3	100	0,2	42,3
2047	6,9	0,5	15,1	1405,1	97,3	0,357	180,4	180,4	6536,3	6536,3	96,2	162,4	5586,7	100	0,2	42,5
2048	6,5	0,5	16,8	1411,7	97,8	0,358	181,1	181,1	6717,4	6717,4	96,4	163,0	5749,7	100	0,2	42,7
2049	6,2	0,4	19,1	1417,8	98,2	0,360	181,8	181,8	6899,2	6899,2	96,6	163,5	5913,2	100	0,2	42,9
2050	5,8	0,4	22,3	1423,7	98,6	0,361	182,5	182,5	7081,8	7081,8	96,8	164,0	6077,2	100	0,2	43,1
2051	5,5	0,4	27,2	1429,2	99,0	0,363	183,2	183,2	7264,9	7264,9	97,0	164,5	6241,7	100	0,2	43,2

Продолжение таблицы 4.1.14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2052	5,2	0,4	35,3	1434,4	99,3	0,364	183,8	183,8	7448,7	7448,7	97,2	164,9	6406,6	100	0,2	43,4
2053	4,9	0,3	51,5	1439,4	99,7	0,365	184,3	184,3	7633,0	7633,0	97,3	165,3	6571,9	100	0,2	43,6
2054	4,7	0,3	100,3	1444,0	100,001	0,366	184,9	184,9	7817,8	7817,8	97,5	165,7	6737,7	100	0,1	43,7

Таблица 4.1.15 – Характеристика основного фонда скважин по 40 объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из оценочного фонда	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод скв. в ППД из добыв. фонда	Перевод скв. с другого горизонта	Перевод скв. на другой горизонт	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут
	всего	добы-вающих	нагне-татель-ных							всего	нагне-татель-ных	всего	мех.		нефти, т/сут	жид-кости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2022	1	1	0	0	35	51,8	2	1	0	0	0	33	33	4	13,4	23,8	244,2
2023	0	0	0	0	35	51,8	0	0	0	0	0	33	33	4	11,9	23,8	188,1
2024	1	1	0	0	36	53,5	0	0	0	0	0	34	34	4	10,3	22,2	181,6
2025	1	1	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	35	35	4	9,0	23,1	190,3
2026	0	0	0	0	37	55,2	1	0	0	0	0	34	34	5	8,7	23,6	147,5
2027	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	34	34	5	7,9	22,7	141,3
2028	0	0	0	0	37	55,2	1	0	0	0	0	33	33	6	7,5	24,4	122,5
2029	0	0	0	0	37	55,2	1	0	0	0	0	32	32	7	7,1	24,1	100,3
2030	0	0	0	0	37	55,2	1	0	0	0	0	31	31	8	6,8	24,1	84,7
2031	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	31	31	8	6,4	23,7	84,6
2032	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	31	31	8	6,0	23,2	82,5
2033	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	31	31	8	5,7	22,7	80,4
2034	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	31	31	8	5,3	22,1	78,7
2035	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	31	31	8	5,0	21,5	76,5
2036	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	31	31	8	4,7	21,0	74,3
2037	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	31	31	8	4,5	20,6	72,6
2038	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	1	30	30	8	4,4	20,6	70,3
2039	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	30	30	8	4,1	20,0	68,1
2040	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	30	30	8	3,9	19,3	65,9
2041	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	30	30	8	3,7	18,8	64,0
2042	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	30	30	8	3,5	18,3	62,3
2043	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	30	30	8	3,3	17,8	60,6
2044	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	30	30	8	3,1	17,3	59,3
2045	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	1	29	29	8	3,1	17,5	58,0
2046	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	29	29	8	3,0	17,2	56,8
2047	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	29	29	8	2,8	16,8	55,5
2048	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	29	29	8	2,7	16,5	54,3
2049	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	29	29	8	2,6	16,1	53,1
2050	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	29	29	8	2,5	15,8	51,9

Продолжение таблицы 4.1.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2051	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	1	0	28	28	8	2,5	15,9	50,6
2052	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	28	28	8	2,4	15,6	49,4
2053	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	28	28	8	2,3	15,2	48,1
2054	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	28	28	8	2,2	14,8	46,8
2055	0	0	0	0	37	55,2	0	0	0	0	0	28	28	8	2,1	14,4	45,5

Таблица 4.1.16 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 40 объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³		
		начальных	текущих				всего	мех. способ			годовая	накопленная		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	151,2	4,8	7,9	1408,9	44,5	0,148	268,0	268,0	2001,2	2001,2	43,6	258,5	617,5	98	4,6	43,6
2023	136,7	4,3	7,8	1545,6	48,9	0,162	272,5	272,5	2273,8	2273,8	49,9	261,0	878,5	98	4,2	47,7
2024	123,4	3,9	7,6	1669,0	52,8	0,175	266,0	266,0	2539,8	2539,8	53,6	251,9	1130,4	98	3,8	51,5
2025	111,4	3,5	7,5	1780,4	56,3	0,186	284,8	284,8	2824,6	2824,6	60,9	264,0	1394,4	97	3,4	55,0
2026	102,5	3,2	7,4	1882,9	59,5	0,197	277,9	277,9	3102,5	3102,5	63,1	255,8	1650,2	97	3,1	58,1
2027	93,6	3,0	7,3	1976,4	62,5	0,207	267,7	267,7	3370,2	3370,2	65,1	245,0	1895,2	97	2,9	61,0
2028	85,3	2,7	7,2	2061,8	65,2	0,216	279,3	279,3	3649,5	3649,5	69,4	254,9	2150,1	97	2,6	63,6
2029	78,3	2,5	7,1	2140,0	67,6	0,224	267,9	267,9	3917,4	3917,4	70,8	243,5	2393,6	97	2,4	66,0
2030	72,7	2,3	7,1	2212,7	69,9	0,232	259,5	259,5	4177,0	4177,0	72,0	235,0	2628,6	97	2,2	68,2
2031	68,5	2,2	7,2	2281,2	72,1	0,239	254,4	254,4	4431,4	4431,4	73,1	234,6	2863,2	99	2,1	70,3
2032	64,5	2,0	7,3	2345,8	74,1	0,246	249,1	249,1	4680,5	4680,5	74,1	228,9	3092,1	99	2,0	72,3
2033	60,8	1,9	7,4	2406,5	76,1	0,252	243,5	243,5	4923,9	4923,9	75,0	223,1	3315,2	99	1,9	74,2
2034	57,3	1,8	7,6	2463,8	77,9	0,258	237,7	237,7	5161,6	5161,6	75,9	218,3	3533,5	99	1,8	75,9
2035	53,9	1,7	7,7	2517,7	79,6	0,264	231,6	231,6	5393,2	5393,2	76,7	212,2	3745,7	99	1,7	77,6
2036	50,8	1,6	7,9	2568,5	81,2	0,269	225,4	225,4	5618,6	5618,6	77,5	206,0	3951,7	99	1,6	79,1
2037	48,2	1,5	8,1	2616,8	82,7	0,274	220,9	220,9	5839,6	5839,6	78,2	201,5	4153,3	99	1,5	80,6
2038	45,4	1,4	8,3	2662,2	84,1	0,279	214,4	214,4	6054,0	6054,0	78,8	195,1	4348,4	99	1,4	82,0
2039	42,7	1,3	8,5	2704,9	85,5	0,283	207,7	207,7	6261,7	6261,7	79,4	188,9	4537,3	99	1,3	83,3
2040	40,2	1,3	8,7	2745,0	86,8	0,287	200,9	200,9	6462,6	6462,6	80,0	182,7	4720,0	99	1,2	84,6
2041	38,1	1,2	9,1	2783,1	88,0	0,291	195,6	195,6	6658,2	6658,2	80,5	177,6	4897,6	99	1,2	85,7
2042	36,1	1,1	9,5	2819,2	89,1	0,295	190,5	190,5	6848,7	6848,7	81,0	172,9	5070,5	99	1,1	86,8
2043	34,3	1,1	9,9	2853,4	90,2	0,299	185,3	185,3	7034,0	7034,0	81,5	168,1	5238,6	99	1,1	87,9
2044	32,5	1,0	10,5	2885,9	91,2	0,302	180,0	180,0	7214,1	7214,1	82,0	164,6	5403,2	100	1,0	88,9
2045	31,0	1,0	11,2	2917,0	92,2	0,305	176,1	176,1	7390,1	7390,1	82,4	160,8	5563,9	100	1,0	89,8
2046	29,7	0,9	12,0	2946,7	93,1	0,309	172,7	172,7	7562,8	7562,8	82,8	157,4	5721,4	100	0,9	90,7
2047	28,5	0,9	13,1	2975,2	94,0	0,312	169,2	169,2	7732,0	7732,0	83,1	154,1	5875,5	100	0,9	91,6
2048	27,3	0,9	14,5	3002,5	94,9	0,314	165,7	165,7	7897,6	7897,6	83,5	150,7	6026,2	100	0,8	92,5
2049	26,2	0,8	16,2	3028,7	95,7	0,317	162,1	162,1	8059,7	8059,7	83,9	147,3	6173,5	100	0,8	93,3
2050	25,1	0,8	18,5	3053,8	96,5	0,320	158,5	158,5	8218,2	8218,2	84,2	143,9	6317,4	99	0,8	94,0
2051	24,0	0,8	21,8	3077,8	97,3	0,322	154,8	154,8	8373,0	8373,0	84,5	140,4	6457,8	99	0,7	94,8

Продолжение таблицы 4.1.16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2052	23,0	0,7	26,7	3100,8	98,0	0,325	151,1	151,1	8524,2	8524,2	84,8	136,9	6594,7	99	0,7	95,5
2053	22,0	0,7	34,8	3122,8	98,7	0,327	147,4	147,4	8671,6	8671,6	85,1	133,4	6728,1	99	0,7	96,1
2054	21,1	0,7	51,2	3143,9	99,4	0,329	143,6	143,6	8815,2	8815,2	85,3	129,9	6858,0	99	0,6	96,8
2055	20,1	0,6	100,2	3164,0	100,001	0,331	139,8	139,8	8955,0	8955,0	85,6	126,3	6984,3	99	0,6	97,4

Таблица 4.1.17 – Характеристика основного фонда скважин по 4з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из оценочного фонда	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод скв. в ППД из добыв. фонда	Перевод скв. с другого горизонта	Перевод скв.на другой горизонт	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину	
	всего	добы-вающих	нагнетатель-ных							всего	нагнетатель-ных	всего	механизи-рованных		нефти, т/сут	жид-кости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	0	0	0	0	3	4,6	0	0	0	0	0	3	3	0	9,3	32,5
2023	0	0	0	0	3	4,6	0	0	0	0	0	3	3	0	8,0	29,6
2024	0	0	0	0	3	4,6	0	0	0	0	0	3	3	0	7,8	30,0
2025	1	1	0	0	4	6,5	0	0	0	0	0	4	4	0	8,6	31,9
2026	1	1	0	0	5	8,5	0	0	0	0	0	5	5	0	6,8	24,6
2027	1	1	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	6	6	0	5,8	22,7
2028	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	6	6	0	5,2	21,7
2029	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	6	6	0	5,0	21,7
2030	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	6	6	0	4,8	21,6
2031	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	6	6	0	4,6	21,5
2032	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	6	6	0	4,4	21,4
2033	0	0	0	0	6	10,3	0	1	0	0	0	7	7	0	4,3	21,3
2034	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	7	7	0	3,5	18,1
2035	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	7	7	0	3,4	18,0
2036	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	1	0	6	6	0	3,3	17,9
2037	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	6	6	0	3,6	20,5
2038	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	6	6	0	3,5	23,8
2039	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	6	6	0	3,3	23,4
2040	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	6	6	0	3,2	22,9
2041	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	6	6	0	3,0	22,4
2042	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	6	6	0	2,9	22,1
2043	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	1	0	5	5	0	2,8	21,8
2044	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	5	5	0	3,2	25,8
2045	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	5	5	0	3,1	25,4
2046	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	5	5	0	3,0	25,0
2047	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	5	5	0	2,9	24,6
2048	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	5	5	0	2,8	24,2
2049	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	5	5	0	2,7	23,8
2050	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	5	5	0	2,6	23,4

Продолжение таблицы 4.1.17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2051	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	5	5	0	2,5	23,0
2052	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	5	5	0	2,4	22,6
2053	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	5	5	0	2,3	22,1
2054	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	5	5	0	2,2	21,7
2055	0	0	0	0	6	10,3	0	0	0	0	0	5	5	0	2,2	21,3

Таблица 4.1.18 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по 4з объекту разработки. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех. способ	всего	мех. способ		годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	9,6	3,0	4,0	89,9	27,7	0,086	33,8	33,8	193,9	193,9	71,5	0,0	0,0	0	0,3	2,8
2023	8,3	2,6	3,6	98,2	30,3	0,094	30,8	30,8	224,7	224,7	72,9	0,0	0,0	0	0,3	3,0
2024	8,1	2,5	3,6	106,3	32,8	0,102	31,2	31,2	255,9	255,9	74,0	0,0	0,0	0	0,2	3,3
2025	10,5	3,3	4,8	116,9	36,1	0,112	39,1	39,1	295,0	295,0	73,0	0,0	0,0	0	0,3	3,6
2026	10,7	3,3	5,1	127,5	39,4	0,122	38,6	38,6	333,6	333,6	72,4	0,0	0,0	0	0,3	3,9
2027	11,1	3,4	5,7	138,7	42,8	0,133	43,4	43,4	377,0	377,0	74,3	0,0	0,0	0	0,3	4,3
2028	10,7	3,3	5,8	149,4	46,1	0,143	45,2	45,2	422,2	422,2	76,3	0,0	0,0	0	0,3	4,6
2029	10,3	3,2	5,9	159,7	49,3	0,153	45,1	45,1	467,3	467,3	77,1	0,0	0,0	0	0,3	4,9
2030	9,9	3,1	6,0	169,6	52,4	0,162	44,9	44,9	512,2	512,2	77,9	0,0	0,0	0	0,3	5,2
2031	9,6	3,0	6,2	179,2	55,3	0,172	44,7	44,7	556,9	556,9	78,6	0,0	0,0	0	0,3	5,5
2032	9,2	2,8	6,4	188,4	58,1	0,180	44,5	44,5	601,4	601,4	79,3	0,0	0,0	0	0,3	5,8
2033	8,9	2,7	6,5	197,3	60,9	0,189	44,2	44,2	645,6	645,6	80,0	0,0	0,0	0	0,3	6,1
2034	8,5	2,6	6,7	205,8	63,5	0,197	44,0	44,0	689,6	689,6	80,6	0,0	0,0	0	0,3	6,4
2035	8,2	2,5	7,0	214,0	66,1	0,205	43,7	43,7	733,3	733,3	81,2	0,0	0,0	0	0,3	6,6
2036	7,9	2,4	7,2	222,0	68,5	0,213	43,4	43,4	776,6	776,6	81,7	0,0	0,0	0	0,2	6,8
2037	7,6	2,3	7,4	229,5	70,8	0,220	42,7	42,7	819,3	819,3	82,3	0,0	0,0	0	0,2	7,1
2038	7,2	2,2	7,7	236,8	73,1	0,227	49,6	49,6	868,9	868,9	85,4	0,0	0,0	0	0,2	7,3
2039	6,9	2,1	7,9	243,7	75,2	0,233	48,6	48,6	917,5	917,5	85,8	0,0	0,0	0	0,2	7,5
2040	6,6	2,0	8,2	250,3	77,2	0,240	47,7	47,7	965,1	965,1	86,1	0,0	0,0	0	0,2	7,7
2041	6,3	1,9	8,6	256,6	79,2	0,246	46,7	46,7	1011,8	1011,8	86,5	0,0	0,0	0	0,2	7,9
2042	6,1	1,9	9,0	262,6	81,1	0,252	46,0	46,0	1057,8	1057,8	86,8	0,0	0,0	0	0,2	8,1
2043	5,8	1,8	9,5	268,5	82,9	0,257	45,4	45,4	1103,1	1103,1	87,1	0,0	0,0	0	0,2	8,3
2044	5,6	1,7	10,1	274,1	84,6	0,263	44,7	44,7	1147,8	1147,8	87,4	0,0	0,0	0	0,2	8,4
2045	5,4	1,7	10,9	279,5	86,3	0,268	44,1	44,1	1191,9	1191,9	87,7	0,0	0,0	0	0,2	8,6
2046	5,2	1,6	11,8	284,8	87,9	0,273	43,4	43,4	1235,3	1235,3	88,0	0,0	0,0	0	0,2	8,8
2047	5,0	1,6	12,8	289,8	89,4	0,278	42,7	42,7	1278,1	1278,1	88,2	0,0	0,0	0	0,2	8,9
2048	4,9	1,5	14,2	294,7	90,9	0,282	42,0	42,0	1320,1	1320,1	88,4	0,0	0,0	0	0,1	9,1
2049	4,7	1,4	16,0	299,4	92,4	0,287	41,3	41,3	1361,4	1361,4	88,7	0,0	0,0	0	0,1	9,2
2050	4,5	1,4	18,3	303,9	93,8	0,291	40,6	40,6	1402,1	1402,1	88,9	0,0	0,0	0	0,1	9,4
2051	4,3	1,3	21,6	308,2	95,1	0,295	39,9	39,9	1442,0	1442,0	89,1	0,0	0,0	0	0,1	9,5

Продолжение таблицы 4.1.18

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2052	4,2	1,3	26,5	312,4	96,4	0,299	39,2	39,2	1481,1	1481,1	89,3	0,0	0,0	0	0,1	9,6
2053	4,0	1,2	34,7	316,4	97,7	0,303	38,4	38,4	1519,5	1519,5	89,5	0,0	0,0	0	0,1	9,7
2054	3,9	1,2	51,0	320,3	98,9	0,307	37,6	37,6	1557,1	1557,1	89,7	0,0	0,0	0	0,1	9,9
2055	3,7	1,2	100,4	324,0	100,0	0,310	36,9	36,9	1594,0	1594,0	89,9	0,0	0,0	0	0,1	10,0

4.2 Экономические показатели разработки

В данном разделе приведены расчеты экономической эффективности вариантов разработки м/р Морское, включая блок Огайское, с целью выбора к реализации наиболее рациональной системы разработки для Недропользователя АО «КоЖАИ». Для этих целей проведения технико-экономических расчетов была разработана модель, соответствующая условиям экономики компании и действующей налоговой системы РК. Оценка экономической эффективности разработки месторождения проводилась в соответствии с Кодексом «О недрах и недропользовании» и «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр».

Приведение разновременных затрат и результатов к единому моменту времени осуществляется путем приведения (дисконтирования) их к ценности в начальном периоде. В качестве момента времени, к которому приводятся денежные потоки, выступает год, предшествующий началу расчетов. Для данного проекта приняты различные ставки дисконтирования 5, 15, 20%.

Следует обратить внимание, что данные расчеты имеют определенную степень точности, и полученные результаты на последующих этапах проектирования могут, и, вероятнее всего, будут отличаться от текущих результатов, полученных на данном этапе проектирования с учетом имеющихся на текущий момент данных о месторождении. Профили затрат основываются на текущем состоянии проектирования и предполагают точность расчетов +15% /-15%. Предположения, сделанные по маркетингу и ценам реализуемой нефти, могут измениться в результате изменения политической и экономической ситуации в мире. Очевидно, что все вышеперечисленные факторы оказывают значительное влияние на расчетные показатели экономической эффективности проекта.

В расчете отражены доходная часть и прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения необходимые для реализации данного проекта. Определена сумма как эксплуатационных затрат, валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли.

Такой расчет необходим для определения доходов государства Республики Казахстан, Заказчика проекта и является корректным.

Согласно условиям Контракта № 1103 от 17.02.2003г. на добычу углеводородного сырья на месторождении Морское, включая блок Огайское Атырауской области Республики Казахстан, 80% нефти реализуется на экспорт и 20% на внутренний рынок, попутный газ используется для собственных нужд.

Объемы реализации нефти и газа приняты в 98,5%, т.е. технологические потери составляют 1,5% от добычи нефти и газа. Проектируемая базовая цена реализации нефти на внешний рынок установлена в 287 024 тг/тонну и на транспортировку нефти 85 411,45тг/тонну.

Цена на нефть при реализации на внутренний рынок составит 70 000 тг/тонну при НДС=12%, из них затраты на транспортировку нефти – 11 247,82 тг/тонну.

В расчетах учтено, что обеспечение необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будет осуществляться за счет собственных средств инвестора.

4.2.1 Показатели экономической оценки вариантов разработки

В данном разделе представлены исходные параметры и допущения, основные экономические показатели в части определения дохода от продажи углеводородного сырья, капитальных вложений и эксплуатационных затрат, необходимых для его получения, а также результаты распределения прибыли между Подрядчиком (Недропользователем) и Государством. В расчете отражены доходная часть и прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, подлежащие вычету при налогообложении прибыли, и капитальные вложения, необходимые для реализации данного проекта. Расчет произведен как для определения суммы эксплуатационных затрат, валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах национальной валюты тенге. За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году. Срок проекта – рентабельный период, т.е. период безубыточной добычи до момента, начиная с которого чистый недисконтированный доход (сальдо денежного потока) принимает только отрицательные значения. Первым годом реализации проекта принят 2022 год.

Источником дохода настоящего проекта является реализация добываемой на месторождении нефти. Выручка от реализации продукции рассчитана, исходя из объемов реализации продукции и цен на УВС принятых к расчету. В таблице 4.2.1.1. приведен расчет дохода от продажи реализации нефти и газа.

Таблица 4.2.1.1 – Расчет дохода от продажи продукции по рекомендуемому З варианту

Год	Объем добычи нефти	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС)	
		Объем продажи		Цена реализации нефти				
		всего	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок		
1	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тенге/тонну	тенге/тонну	тыс.тенге	
2	3	4	5	6	7	8		
2022	555,1	546,7	437,4	109,3	287 024	70 000	133 198 079	
2023	500,4	492,9	394,3	98,6	301 375	73 500	126 082 781	
2024	459,5	452,6	362,1	90,5	316 444	77 175	121 574 396	
2025	421,5	415,2	332,1	83,0	332 266	81 034	117 087 391	
2026	387,0	381,2	304,9	76,2	348 879	85 085	112 869 102	
2027	355,6	350,2	280,2	70,0	366 323	89 340	108 894 027	
2028	328,9	324,0	259,2	64,8	384 639	93 807	105 781 698	
2029	304,5	299,9	240,0	60,0	403 871	98 497	102 819 935	
2030	282,0	277,7	222,2	55,5	424 065	103 422	99 971 729	
2031	264,1	260,1	208,1	52,0	445 268	108 593	98 312 327	
2032	247,3	243,6	194,9	48,7	467 531	114 023	96 655 875	
2033	230,3	226,9	181,5	45,4	490 908	119 724	94 523 631	
2034	215,3	212,1	169,7	42,4	515 453	125 710	92 796 755	
2035	200,6	197,6	158,1	39,5	541 226	131 995	90 764 315	
2036	124,5	122,6	98,1	24,5	568 287	138 595	59 160 056	
2037	117,9	116,1	92,9	23,2	596 702	145 525	58 802 676	
2038	111,3	109,6	87,7	21,9	626 537	152 801	58 291 570	
2039	105,0	103,4	82,7	20,7	657 864	160 441	57 750 215	
2040	99,1	97,6	78,1	19,5	690 757	168 463	57 222 487	
2041	93,8	92,4	73,9	18,5	725 295	176 887	56 888 637	
2042	88,7	87,4	69,9	17,5	761 559	185 731	56 495 550	
2043	84,1	82,8	66,2	16,6	799 637	195 017	56 194 563	
2044	79,8	78,6	62,9	15,7	839 619	204 768	55 996 877	
2045	75,8	74,7	59,7	14,9	881 600	215 007	55 880 134	
2046	55,2	54,3	43,5	10,9	925 680	225 757	42 700 383	
2047	52,5	51,7	41,4	10,3	971 964	237 045	42 653 959	
2048	49,6	48,8	39,0	9,8	1 020 563	248 897	42 280 540	
2049	47,1	46,4	37,1	9,3	1 071 591	261 342	42 210 567	
2050	44,8	44,1	35,3	8,8	1 125 170	274 409	42 116 845	
2051	41,4	40,8	32,6	8,2	1 181 429	288 129	40 867 621	
2052	39,3	38,7	31,0	7,7	1 240 500	302 536	40 759 563	
2053	37,3	36,7	29,4	7,3	1 302 525	317 663	40 616 763	
2054	35,4	34,8	27,9	7,0	1 367 651	333 546	40 435 123	
2055	29,1	28,6	22,9	5,7	1 436 034	350 223	34 913 664	
Итого 2022-2055	6 163,5	6 071,1	4 856,9	1 214,2			2 483 569 833	
2056	27,5	27,1	21,7	5,4	1 507 836	367 734	34 678 606	
2057	26,2	25,8	20,7	5,2	1 583 227	386 121	34 728 035	
2058	25,0	24,6	19,7	4,9	1 662 389	405 427	34 746 592	
2059	23,8	23,4	18,8	4,7	1 745 508	425 698	34 730 757	
2060	22,6	22,3	17,8	4,5	1 832 784	446 983	34 676 703	
2061	21,5	21,2	16,9	4,2	1 924 423	469 333	34 580 270	
2062	20,5	20,2	16,1	4,0	2 020 644	492 799	34 605 866	
2063	19,5	19,2	15,4	3,8	2 121 676	517 439	34 594 632	
2064	18,5	18,3	14,6	3,7	2 227 760	543 311	34 542 499	
2065	17,6	17,3	13,9	3,5	2 339 148	570 477	34 445 044	
2066	16,7	16,5	13,2	3,3	2 456 105	599 001	34 297 460	
2067	15,8	15,6	12,5	3,1	2 578 911	628 951	34 094 525	
2068	14,9	14,7	11,8	2,9	2 707 856	660 398	33 830 567	
2069	14,1	13,9	11,1	2,8	2 843 249	693 418	33 499 423	
2070	13,3	13,1	10,4	2,6	2 985 411	728 089	33 094 404	
2071	12,4	12,3	9,8	2,5	3 134 682	764 493	32 608 241	

Продолжение таблицы 4.2.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8
2072	11,7	11,5	9,2	2,3	3 291 416	802 718	32 166 735
2073	11,0	10,8	8,6	2,2	3 455 987	842 854	31 640 201
2074	10,2	10,1	8,1	2,0	3 628 786	884 997	31 020 366
2075	9,5	9,4	7,5	1,9	3 810 226	929 246	30 298 238
2076	8,9	8,7	7,0	1,7	4 000 737	975 709	29 625 395
2077	8,2	8,1	6,5	1,6	4 200 774	1 024 494	28 845 251
2078	7,6	7,5	6,0	1,5	4 410 812	1 075 719	27 947 481
2079	7,0	6,8	5,5	1,4	4 631 353	1 129 505	26 920 860
2080	6,3	6,2	5,0	1,2	4 862 921	1 185 980	25 753 178
Итого 2022-2080	6 553,9	6 455,6	5 164,5	1 291,1			3 295 541 162

Эффективность проекта оценивалась системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, соответствующих требованиям органов Республики Казахстан и принятой мировой практики.

Для оценки проекта использовались следующие основные показатели эффективности:

- чистая прибыль (прибыль валовая за минусом налоговых отчислений, выплачиваемых из прибыли);
- денежные потоки наличности. Годовой денежный поток наличности определяется как разница между полученным совокупным годовым валовым доходом и затратами полученными и произведенными в рамках действия Контракта на Недропользование;
- дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - (NPV) при норме дисконта равной 15-ти %;
- срок окупаемости капитальных вложений (продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости);
- внутренняя норма доходности или внутренняя норма прибыли (IRR или ВНП) – внутренней нормой доходности называется такое положительное число, что при норме дисконта = ВНП, чистый дисконтированный доход проекта обращается в ноль, при всех больших значениях нормы дисконта - NPV отрицателен, при всех меньших значениях NPV положителен. Если не выполнено хотя бы одно из этих условий, считается, что ВНП не существует;
- максимальный финансовый риск (МФР) – Показатель риска, рассчитываемый на основе максимально отрицательного денежного потока;
- удельные показатели по затратам.

Расчет показателей эффективности производился:

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном

случае к началу реализации проекта 2022 году, отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с современных позиций. Приведение делалось для того, чтобы, при вычислении значений интегральных показателей (IRR, NPV) исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить (происходящее из-за инфляции) изменения в структуре цен. При выборе дифференцированной ставки процента (дисконктной) в процессе дисконтирования потока инвестиционного проекта учитывались следующие факторы:

- средний уровень ссудного процента (реальной депозитной ставки);
- темп инфляции (или премии за инфляцию);
- премии за риск;
- премии за низкую ликвидность проекта.

Для данного проекта ставка дисконта принята на уровне 15%. Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности приведены в таблицах 4.2.1.2-4.2.1.3.

Таблица 4.2.1.2 – Расчет чистой прибыли предприятия в тыс. тенге по рекомендуемому 3 варианту

Год	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
1	2	3	4	5	6	7
2022	33 378 572	33 378 572	6 675 714	26 824 942	0	26 824 942
2023	30 888 557	30 888 557	6 177 711	23 765 169	0	23 765 169
2024	29 844 029	29 844 029	5 968 806	22 376 301	0	22 376 301
2025	26 113 311	26 113 311	5 222 662	18 942 796	0	18 942 796
2026	24 701 686	24 701 686	4 940 337	17 330 206	0	17 330 206
2027	22 371 574	22 371 574	4 474 315	15 030 925	0	15 030 925
2028	21 301 262	21 301 262	4 260 252	13 231 920	0	13 231 920
2029	21 053 782	21 053 782	4 210 756	12 668 191	0	12 668 191
2030	18 671 256	18 671 256	3 734 251	10 570 765	0	10 570 765
2031	18 392 830	18 392 830	3 678 566	10 233 115	0	10 233 115
2032	17 099 127	17 099 127	3 419 825	9 172 316	0	9 172 316
2033	15 598 314	15 598 314	3 119 663	8 023 702	0	8 023 702
2034	13 298 346	13 298 346	2 659 669	6 260 747	0	6 260 747
2035	12 746 169	12 746 169	2 549 234	5 927 153	0	5 927 153
2036	6 528 843	6 528 843	1 305 769	1 924 894	0	1 924 894
2037	5 504 137	5 504 137	1 100 827	1 115 985	0	1 115 985
2038	5 252 569	5 252 569	1 050 514	964 069	0	964 069
2039	4 938 401	4 938 401	987 680	768 882	0	768 882
2040	4 847 317	4 847 317	969 463	754 942	0	754 942
2041	4 772 094	4 772 094	954 419	750 088	0	750 088
2042	4 652 608	4 652 608	930 522	711 904	0	711 904
2043	4 587 029	4 587 029	917 406	714 297	0	714 297
2044	4 496 678	4 496 678	899 336	693 652	0	693 652
2045	4 502 063	4 502 063	900 413	746 355	0	746 355
2046	2 272 388	2 272 388	454 478	-780 458	0	-780 458
2047	2 338 460	2 338 460	467 692	-706 325	0	-706 325
2048	2 286 697	2 286 697	457 339	-712 401	0	-712 401
2049	2 024 563	2 024 563	404 913	-893 050	0	-893 050
2050	1 739 921	1 739 921	347 984	-1 091 110	0	-1 091 110

Продолжение таблицы 4.2.1.2

1	2	3	4	5	6	7
2051	1 503 725	1 503 725	300 745	-1 239 942	0	-1 239 942
2052	1 213 557	1 213 557	242 711	-1 450 529	0	-1 450 529
2053	888 660	888 660	177 732	-1 684 350	0	-1 684 350
2054	539 588	539 588	107 918	-1 938 121	0	-1 938 121
2055	15 859	15 859	3 172	-2 284 090	0	-2 284 090
Итого 2022-2055	370 363 976	370 363 976	74 072 795	196 722 942	0	196 722 942
2056	0	0	0	-2 297 695	0	-2 297 695
2057	0	0	0	-2 544 002	0	-2 544 002
2058	0	0	0	-2 857 851	0	-2 857 851
2037	0	0	0	-3 196 400	0	-3 196 400
2060	0	0	0	-3 174 626	0	-3 174 626
2061	0	0	0	-3 470 071	0	-3 470 071
2062	0	0	0	-3 297 861	0	-3 297 861
2063	0	0	0	-2 048 022	0	-2 048 022
2064	0	0	0	-2 519 590	0	-2 519 590
2065	0	0	0	-3 023 270	0	-3 023 270
2066	0	0	0	-3 561 188	0	-3 561 188
2067	0	0	0	-4 021 997	0	-4 021 997
2068	0	0	0	-4 628 511	0	-4 628 511
2069	0	0	0	-5 277 440	0	-5 277 440
2070	0	0	0	-5 970 334	0	-5 970 334
2071	0	0	0	-6 710 122	0	-6 710 122
2072	0	0	0	-7 326 057	0	-7 326 057
2073	0	0	0	-8 130 293	0	-8 130 293
2074	0	0	0	-8 989 812	0	-8 989 812
2075	0	0	0	-9 906 675	0	-9 906 675
2076	0	0	0	-10 849 837	0	-10 849 837
2077	0	0	0	-11 856 560	0	-11 856 560
2078	0	0	0	-12 929 479	0	-12 929 479
2079	0	0	0	-14 073 000	0	-14 073 000
2080	0	0	0	-15 291 838	0	-15 291 838
Итого 2022-2080	370 363 976	370 363 976	74 072 795	38 770 412	0	38 770 412

Таблица 4.2.1.3 – Расчет потоков денежной наличности предприятия в тыс. тенге по рекомендуемому 3 варианту

Год	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	ВНП (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость дисконта %)			Срок окупаемости (дисконт 15 %)
					5,00%	15,00%	20,00%	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2 022	26 824 942	32 417 976	32 417 976	31,0%	30 874 263	28 189 544	27 014 980	
2 023	23 765 169	29 530 167	61 948 143	29,8%	26 784 732	22 329 049	20 507 060	
2 024	22 376 301	28 241 268	90 189 410	29,2%	24 395 869	18 569 092	16 343 326	
2 025	18 942 796	25 020 438	115 209 848	26,2%	20 584 376	14 305 517	12 066 183	
2 026	17 330 206	23 642 043	138 851 892	25,6%	18 524 160	11 754 274	9 501 207	
2 027	15 030 925	21 544 840	160 396 731	23,8%	16 077 091	9 314 429	7 215 323	
2 028	13 231 920	19 671 255	180 067 986	22,8%	13 979 993	7 395 153	5 489 886	
2 029	12 668 191	18 740 988	198 808 974	22,3%	12 684 638	6 126 462	4 358 555	
2 030	10 570 765	16 307 933	215 116 907	19,5%	10 512 239	4 635 732	3 160 587	
2 031	10 233 115	15 705 948	230 822 855	19,0%	9 642 090	3 882 270	2 536 598	
2 032	9 172 316	14 398 160	245 221 015	17,5%	8 418 306	3 094 787	1 937 819	
2 033	8 023 702	13 001 317	258 222 332	15,9%	7 239 620	2 430 039	1 458 184	
2 034	6 260 747	11 020 339	269 242 671	13,5%	5 844 321	1 791 113	1 030 004	
2 035	5 927 153	10 471 732	279 714 404	13,0%	5 288 936	1 479 956	815 607	
2 036	1 924 894	5 420 928	285 135 332	10,0%	2 607 559	666 202	351 848	
2 037	1 115 985	4 545 765	289 681 097	8,4%	2 082 467	485 782	245 871	
2 038	964 069	4 304 623	293 985 719	8,0%	1 878 093	400 011	194 023	
2 039	768 882	4 024 569	298 010 289	7,5%	1 672 292	325 206	151 167	
2 040	754 942	3 931 025	301 941 314	7,4%	1 555 640	276 215	123 044	
2 041	750 088	3 855 959	305 797 272	7,3%	1 453 270	235 600	100 579	
2 042	711 904	3 749 650	309 546 922	7,1%	1 345 908	199 221	81 505	
2 043	714 297	3 689 469	313 236 391	7,0%	1 261 244	170 456	66 831	
2 044	693 652	3 611 632	316 848 023	6,9%	1 175 844	145 095	54 517	
2 045	746 355	3 611 938	320 459 961	6,9%	1 119 946	126 180	45 435	
2 046	-780 458	1 825 318	322 285 279	4,5%	539 022	55 449	19 134	
2 047	-706 325	1 876 101	324 161 381	4,6%	527 636	49 558	16 389	
2 048	-712 401	1 833 197	325 994 578	4,5%	491 019	42 108	13 345	
2 049	-893 050	1 622 415	327 616 993	4,0%	413 868	32 406	9 842	
2 050	-1 091 110	1 393 928	329 010 921	3,4%	338 650	24 210	7 047	
2 051	-1 239 942	1 204 414	330 215 334	3,0%	278 674	18 190	5 074	
2 052	-1 450 529	1 214 589	331 429 923	3,1%	267 646	15 951	4 264	
2 053	-1 684 350	889 403	332 319 326	2,2%	186 656	10 157	2 602	
2 054	-1 938 121	540 123	332 859 449	1,4%	107 956	5 364	1 317	
2 055	-2 284 090	16 244	332 875 694	0,0%	3 092	140	33	
Итого 2022-2055	196 722 942	332 875 694	332 875 694	15,9%	230 157 115	138 580 920	114 929 187	0
2 056	-2 297 695	-1 990	332 873 704	0,0%	-361	-15	-3	
2 057	-2 544 002	-263 930	332 609 774	-0,8%	-45 569	-1 723	-372	
2 058	-2 857 851	-595 556	332 014 218	-1,7%	-97 931	-3 381	-700	
2 059	-3 196 400	-952 300	331 061 918	-2,7%	-149 135	-4 702	-933	
2 060	-3 174 626	-949 079	330 112 839	-2,7%	-141 553	-4 075	-775	
2 061	-3 470 071	-1 257 039	328 855 800	-3,5%	-178 557	-4 693	-855	
2 062	-3 297 861	-1 635 665	327 220 135	-4,5%	-221 275	-5 310	-927	
2 063	-2 048 022	-2 048 022	325 172 113	-5,6%	-263 866	-5 781	-968	
2 064	-2 519 590	-2 519 590	322 652 524	-6,8%	-309 165	-6 185	-992	
2 065	-3 023 270	-3 023 270	319 629 254	-8,1%	-353 303	-6 453	-992	
2 066	-3 561 188	-3 561 188	316 068 066	-9,4%	-396 348	-6 610	-974	
2 067	-4 021 997	-4 036 706	312 031 360	-10,6%	-427 877	-6 515	-920	
2 068	-4 628 511	-4 630 486	307 400 874	-12,0%	-467 444	-6 499	-879	
2 069	-5 277 440	-5 279 317	302 121 557	-13,6%	-507 565	-6 443	-835	
2 070	-5 970 334	-5 972 111	296 149 445	-15,3%	-546 830	-6 338	-787	

Продолжение таблицы 4.2.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2 071	-6 710 122	-6 711 799	289 437 646	-17,1%	-585 294	-6 194	-738	
2 072	-7 326 057	-7 346 412	282 091 234	-18,6%	-610 128	-5 895	-673	
2 073	-8 130 293	-8 134 254	273 956 980	-20,5%	-643 390	-5 676	-621	
2 074	-8 989 812	-8 993 526	264 963 454	-22,5%	-677 481	-5 457	-572	
2 075	-9 906 675	-9 910 143	255 053 311	-24,6%	-710 981	-5 229	-525	
2 076	-10 849 837	-10 853 078	244 200 234	-26,8%	-741 552	-4 979	-479	
2 077	-11 856 560	-11 859 574	232 340 659	-29,1%	-771 735	-4 731	-436	
2 078	-12 929 479	-12 932 268	219 408 391	-31,6%	-801 465	-4 486	-397	
2 079	-14 073 000	-14 075 567	205 332 824	-34,3%	-830 781	-4 246	-360	
2 080	-15 291 838	-15 294 183	190 038 641	-37,3%	-859 721	-4 012	-326	
Итого	38 770 412	190 038 641	190 038 641	-8,8%	218 817 808	138 455 292	114 912 148	0
2022-2080								

4.2.2 Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат**4.2.2.1 Капитальные затраты**

В расчетах экономических показателей разработки месторождения капитальные затраты проекта оценивались укрупнено по следующим направлениям: затраты в строительство скважин; затраты на надземное нефтепромысловое строительство.

Капитальные вложения в строительство скважин включают в себя: затраты на бурение новых добывающих и нагнетательных скважин.

Надземное строительство состоит из капитальных затрат на: обустройство проектных скважин - затраты на сопутствующее скважинное оборудование, обустройства выкидных линий для проектных скважин.

Капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений для целей налогообложения и для включения в себестоимость приняты в соответствии с данными раздела “Капвложения” настоящей записи. В составе капитальных вложений, также учтен резерв средств на прочие затраты (на экспертизы, авторский надзор, сопровождение строительства и т.д.) в размере 5% от стоимости всего капитальных затрат на обустройство промысла. Бурение и количество скважин определялось согласно технологическим вариантам разработки данного проекта. Так же капитальные вложения рассчитаны с учетом того, что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться в Казахстане. Однако, также возможно приобретение оборудования и материалов у производителей из других стран (СНГ) при невозможности приобретения соответствующего оборудования в Казахстане, а также в случаях их неконкурентоспособности с другими аналогами по показателям качества и цены.

Основные положения вариантов:

Вариант 1. Бурение 5-ти скважин.

Вариант 2. Бурение 10-ти скважин.

Вариант 3. Бурение 29-ти скважины. Результаты расчетов капитальных вложений по рекомендуемому варианту представлены в таблице 4.2.1.4, по 1 и 2 варианту в Приложениях.

В каждом варианте прогнозируется бурение 12-ти оценочных скважин, начиная с 2022 года.

Таблица 4.2.1.4 – Расчет капитальных вложений, тыс. тенге по рекомендуемому 3 варианту

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость	Стоимость	Распределение капитальных вложений по годам строительства																								
				ед-цы	всего	тыс.тенге	тыс.тенге	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
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	
I	Строительство скважин (подземное строительство)																													
1	Ввод добывающих горизонтальных скважин и наклонно-направленных скважин	тыс.тенге	40,70	340 850	13 873 958	2 139 515	1 906 715	2 395 153	2 522 631	2 569 668	2 340 276	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	Ввод оценочных скважин	тыс.тенге	7,32	340 850	2 494 238	1 247 068	411 406	411 747	424 017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	Перевод скв. в ППД из добыв. Фонда	тыс.тенге	11	10 625	116 875	21 250	0	10 625	10 625	10 625	10 625	10 625	10 625	10 625	10 625	10 625	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	Возврат/переход на другие горизонты	тыс.тенге	3	10 625	31 875	10 625	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5	Выбытие скважин	тыс.тенге	113	2 125	240 125	0	0	2 125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого строительство скважин				16 757 071	3 418 458	2 318 121	2 819 650	2 957 273	2 580 293	2 350 901	10 625	10 625	10 625	10 625	12 750	10 625	10 625	4 250	131 750	0	2 125	0	2 125	2 125	0	2 125	0	4 250	
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				19 240 156	3 418 458	2 434 027	3 108 664	3 423 413	3 136 362	3 000 412	14 239	14 950	15 698	16 483	20 768	18 172	19 081	8 014	260 856	0	4 639	0	4 9685 067	0	5 272	0	10 970		
II	Надземное строительство																													
1	СМР прокладка выкидных линий	тыс.тенге	29	1 500	43 500	7 500	6 000	7 500	7 500	7 500	7 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2	Работа по обустройству устьев скважин нагнетательной линии	тыс.тенге	29	1 980	57 420	9 900	7 920	9 900	9 900	9 900	9 900	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
3	Обустройство скважин бетонированной площадкой для установки ремонтного агрегата (станок КРС)	тыс.тенге	29	2 000	58 000	10 000	8 000	10 000	10 000	10 000	10 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
4	Прокладка выкидных линий на каждую пробуренную скважину	тыс.тенге	29	2 000	58 000	10 000	8 000	10 000	10 000	10 000	10 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
5	НГС	тыс.тенге	1	15 000	15 000	15 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	ГС	тыс.тенге	1	9 000	9 000	9 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	Печи ПНК	тыс.тенге	1	50 000	50 000	50 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	СМР поготовка основания под оборудование и монтаж НГС, ГС, МФН, печи, НБ-32 прокладка выкидных линий, монтаж дренажной емкости и прочие работы	тыс.тенге	1	20 000	20 000	20 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
9	Оборудование для ПАВ	тыс.тенге	1	90 000	90 000	90 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10	ГКРП	тыс.тенге	14	16 000	224 000	32 000	48 000	48 000	48 000	48 000	48 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого надземное строительство					400 920	253 400	77 920	85 400	85 400	85 400	37 400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого надземное строительство с учетом инфляции					679 768	253 400	81 816	94 154	98 861	103 804	47 733	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
III	ПИР	тыс.тенге				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Всего со строительством скважин					17 157 991	3 671 858	2 396 041	2 905 050	3 042 673	2 665 693	2 388 301	10 625	10 625	10 625	10 625	12 750	10 625	10 625	4 250	131 750	0	2 125	0	2 125	2 125	0	2 125	0	4 250
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции					19 919 924	3 671 858	2 515 843	3 202 817	3 522 275	3 240 167	3 048 145	14 239	14 950	15 698	16 483	20 768	18 172	19 081	8 014	260 856	0	4 639	0	4 9685 067	0	5 272	0	10 970	

Продолжение таблицы 4.2.1.4

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Распределение капитальных вложений по годам строительства																														
				2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	
1	2	3	4	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	
I	Строительство скважин (подземное строительство)																																	
1	Ввод добывающих горизонтальных скважин и наклонно-направленных скважин	тыс.тенге	40,70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2	Ввод оценочных скважин	тыс.тенге	7,32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
3	Перевод скв. в ППД из добыв. Фонда	тыс.тенге	11	0	0	0	0	0	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	Возврат/переход на другие горизонты	тыс.тенге	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
5	Выбытие скважин	тыс.тенге	113	38 250	0	4 250	0	0	10 625	0	0	0	23 375	2 125	0	0	0	2 125	2 125	0	0	0	0	0	2 125	0	0	0	0	2 125	0	0	0	
	Итого строительство скважин				38 250	0	4 250	0	0	10 625	0	0	0	23 375	2 125	0	0	0	2 125	2 125	0	0	0	0	0	2 125	0	0	0	2 125	0	0	0	
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				100 705	0	11 641	0	0	33 691	0	0	0	90 094	8 600	0	0	0	10 453	10 976	0	0	0	0	0	14 709	0	0	0	0	18 772	0	0	0
II	Надземное строительство																																	
1	СМР прокладка выкидных линий	тыс.тенге	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2	Работа по обустройству устьев скважин нагнетательной линии	тыс.тенге	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
3	Обустройство скважин бетонированной площадкой для установки ремонтного агрегата (станок КРС)	тыс.тенге	29	0	0	0	0	0	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	Прокладка выкидных линий на каждую пробуренную скважину	тыс.тенге	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
5	НГС	тыс.тенге	1	0	0	0	0	0	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	ГС	тыс.тенге	1	0	0	0	0	0	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	Печи ПНК	тыс.тенге	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
8	СМР поготовка основания под оборудование и монтаж НГС, ГС, МФН, печи, НБ-32 прокладка выкидных линий, монтаж дренажной емкости и прочие работы	тыс.тенге	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
9	Оборудование для ПАВ	тыс.тенге	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
10	ГКРП	тыс.тенге	14																															
	Итого надземное строительство				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
III	ПИР	тыс.тенге		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Всего со строительством скважин				38 250	0	4 250	0	0	10 625	0	0	0	23 375	2 125	0	0	0	2 125	2 125	0	0	0	0	0	2 125	0	0	0	0	2 125	0	0	
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции				100 705	0	11 641	0	0	33 691	0	0	0	90 094	8 600	0	0	0	10 453	10 976	0	0	0	0	0	14 709	0	0	0	0	18 772	0	0	

4.2.2.2 Эксплуатационные затраты

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными эксплуатационными показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти и газа. Расходы понесенные предприятием, (операционные затраты) разделяются на расходы, относимые на себестоимость продукции и на расходы периода.

Расходы относимые на себестоимость продукции включают в себя все эксплуатационные затраты, производимые непосредственно на промысле. Расходы периода в свою очередь включают в себя общие и административные расходы и расходы по реализации продукции.

Расходы, относимые на себестоимость продукции включают:

- обслуживание скважин;
- материальные производственные затраты;
- электроэнергию, потребляемую на промысле;
- внутри промысловый сбор и транспорт нефти;
- технологическую подготовку нефти и воды;
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- обслуживание, текущий и капитальный ремонт основных фондов;
- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- налоги, отчисления и сборы в бюджет, входящие в себестоимость продукции;
- услуги сторонних организаций производственного и непроизводственного характера, необходимые на промысле (питание, содержание вахтового поселка и т.д.);
- прочие необходимые затраты.

Расходы периода включают:

- материальные затраты общепроизводственного назначения;
- оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);
- услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями;
- налоги и другие обязательные платежи в бюджет за исключением тех налогов и платежей, что платятся из прибыли;
- прочие затраты общепроизводственного назначения.

Согласно Дополнениям к Контракту на осуществление разведки и добычи на месторождении Морское, включая блок Огайское, затраты на профессиональное обучение казахстанских специалистов составят 1% от инвестиций; расходы на социальное развитие региона – 220,0 тыс. \$/год.

Амортизационные отчисления, для целей налогообложения, определены по группам и подгруппам основных средств, в соответствии с Налоговым кодексом РК;

Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость, определены по производственному методу учета, за исключением амортизации нематериальных активов и исторических затрат, то есть в зависимости от извлекаемых запасов углеводородов, в соответствии со стандартом бухгалтерского учета РК № 20 «Учет и отчетность нефтегазодобывающей промышленности» и методическими рекомендациями к нему. Амортизационные отчисления по нематериальным активам и историческим затратам определяются, по линейному методу.

Результаты расчетов затрат, входящих в производственную себестоимость и расходы периода рекомендуемого 3 варианта приведены в таблице 4.2.1.5.-4.2.1.6 по 1,2 вариантам - в табличных приложениях.

Таблица 4.2.1.5 - Расчет прямых эксплуатационных затрат, в тыс. тенге по рекомендуемому 3 варианту

Год	Расходы, относимые на себестоимость продукции										Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тн.нефти
	ГСМ	Электроэнергия	Сырье и материалы	Услуги сервисных компаний	Текущий ремонт и техобслуживание скважин	ФОТ ППП	НИОКР	Затраты на страхование	Затраты на ПАВ, вкл аренду спецтехники	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество	НДПИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2022	93 228	35 647	1 178 813	1 893 040	411 071	1 614 600	572 628	391 873	0	5 593 034	303 654	861 749	6 330 663	7 496 067	19 280 000	34 734
2023	88 248	33 742	1 115 842	1 791 915	443 698	1 742 752	1 332 370	411 467	0	5 764 998	327 755	900 762	5 990 075	7 218 593	19 943 626	39 855
2024	85 093	32 536	1 075 943	1 727 841	478 560	1 879 682	1 261 176	432 040	0	5 864 967	353 508	931 951	5 773 672	7 059 131	19 896 968	43 298
2025	81 952	31 335	1 036 232	1 664 071	519 127	2 039 020	1 216 062	453 642	0	6 077 642	383 474	965 644	5 558 550	6 907 668	20 026 750	47 513
2026	79 000	30 206	998 900	1 604 120	562 554	2 209 591	1 171 163	476 324	67 130	6 311 837	415 553	994 563	5 356 429	6 766 545	20 277 370	52 401
2027	76 217	29 142	963 720	1 547 625	609 025	2 392 123	1 129 021	500 141	66 710	6 513 915	449 881	1 015 210	5 166 071	6 631 162	20 458 802	57 540
2028	74 039	28 309	936 176	1 503 392	639 477	2 511 729	1 089 258	525 148	64 120	6 439 334	472 375	1 009 365	5 016 833	6 498 574	20 309 556	61 741
2029	71 966	27 517	909 964	1 461 299	671 450	2 637 316	1 058 126	551 405	0	6 072 797	495 994	980 750	4 874 901	6 351 645	19 813 484	65 066
2030	69 972	26 755	884 757	1 420 820	705 023	2 769 181	1 028 500	578 975	0	5 737 168	520 794	952 123	4 738 503	6 211 419	19 432 570	68 915
2031	68 811	26 310	870 071	1 397 236	740 274	2 907 640	1 000 009	607 924	0	5 472 833	546 833	923 483	4 658 578	6 128 894	19 220 003	72 777
2032	67 652	25 867	855 412	1 373 694	772 605	3 034 631	983 411	638 320	0	5 225 844	570 716	894 827	4 578 895	6 044 438	19 021 873	76 925
2033	66 159	25 297	836 541	1 343 390	811 236	3 186 362	966 841	670 236	0	4 977 616	599 252	866 154	4 476 774	5 942 180	18 825 858	81 742
2034	64 950	24 834	821 258	1 318 847	851 797	3 345 680	945 513	703 748	0	4 759 592	629 215	837 467	4 393 949	5 860 631	18 696 852	86 827
2035	63 528	24 290	803 271	1 289 962	883 546	3 470 383	928 239	738 935	0	4 544 580	652 667	808 624	4 296 746	5 758 037	18 504 772	92 252
2036	41 407	15 832	523 571	840 795	563 464	2 213 168	907 908	775 882	0	3 496 035	416 226	779 435	2 800 013	3 995 674	13 373 737	107 404
2037	41 157	15 737	520 408	835 716	591 637	2 323 826	591 774	814 676	0	3 429 779	437 037	750 051	2 782 531	3 969 619	13 134 330	111 429
2038	40 800	15 600	515 885	828 452	614 944	2 415 371	588 199	855 410	0	3 340 554	454 253	720 664	2 757 809	3 932 726	13 147 940	118 148
2039	40 421	15 455	511 094	820 758	645 691	2 536 139	583 086	898 181	0	3 255 687	476 966	691 273	2 731 692	3 899 931	13 206 443	125 776
2040	38 907	14 876	491 954	790 022	651 885	2 560 465	577 671	916 144	0	3 176 082	481 541	661 878	2 706 252	3 849 671	13 067 678	131 882
2041	37 575	14 367	475 110	762 973	658 068	2 584 750	572 392	934 467	0	3 105 871	486 108	632 476	2 690 011	3 808 595	12 954 167	138 079
2042	36 249	13 860	458 346	736 052	671 229	2 636 445	569 053	953 156	0	3 037 746	495 830	603 070	2 670 996	3 769 896	12 882 033	145 179
2043	35 026	13 392	442 879	711 213	677 522	2 661 162	565 121	972 219	0	2 975 172	500 479	573 660	2 656 361	3 730 500	12 784 205	152 090
2044	33 905	12 964	428 711	688 462	691 072	2 714 385	562 110	991 664	0	2 917 980	510 488	544 246	2 646 632	3 701 366	12 742 619	159 737
2045	32 868	12 567	415 594	667 397	690 054	2 710 385	560 132	1 011 497	0	2 865 583	509 736	514 823	2 640 749	3 665 309	12 631 387	166 608
2046	24 398	9 329	308 500	495 416	560 056	2 199 783	558 965	1 031 727	0	2 605 776	413 708	485 317	2 017 643	2 916 669	10 710 618	194 121
2047	23 675	9 052	299 360	480 738	571 258	2 243 779	427 129	1 052 362	0	2 582 426	421 983	455 736	2 015 196	2 892 915	10 582 693	201 612
2048	22 798	8 717	288 261	462 914	566 935	2 226 799	426 664	1 073 409	0	2 545 598	418 789	426 146	1 997 315	2 842 250	10 464 344	211 174
2049	22 760	8 702	287 784	462 148	595 281	2 338 139	422 929	1 127 079	0	2 515 465	439 729	396 547	1 993 783	2 830 058	10 610 345	225 199
2050	22 709	8 683	287 145	461 122	625 045	2 455 046	422 229	1 183 433	0	2 485 038	461 715	366 948	1 989 140	2 817 803	10 768 253	240 512
2051	22 036	8 426	278 628	447 444	601 606	2 362 982	421 292	1 242 605	0	2 444 356	444 401	337 324	1 929 941	2 711 666	10 541 039	254 766
2052	21 977	8 403	277 891	446 261	631 686	2 481 131	408 796	1 304 735	0	2 422						

2068	18 241	6 975	230 650	370 398	811 223	3 808 468	341 045	2 848 073	0	0	756 215	0	1 595 761	2 351 976	10 787 050	721 853
------	--------	-------	---------	---------	---------	-----------	---------	-----------	---	---	---------	---	-----------	-----------	------------	---------

Продолжение таблицы 4.2.1.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2069	18 063	6 906	228 393	366 773	862 409	4 009 516	338 405	2 990 477	0	0	794 025	0	1 580 074	2 374 099	11 195 041	794 388
2070	17 844	6 823	225 631	362 338	916 155	4 220 617	335 092	3 140 001	0	0	833 726	0	1 560 906	2 394 633	11 619 135	876 300
2071	17 582	6 723	222 317	357 015	972 587	4 442 273	331 041	3 297 001	0	0	875 413	0	1 537 916	2 413 329	12 059 868	969 255
2072	17 344	6 632	219 307	352 182	1 006 447	4 575 266	326 178	3 461 851	0	0	900 425	0	1 517 037	2 417 462	12 382 668	1 059 302
2073	17 060	6 523	215 717	346 417	1 067 394	4 814 655	321 761	3 634 943	0	0	945 446	0	1 492 152	2 437 598	12 862 069	1 174 555
2074	16 726	6 395	211 491	339 630	1 131 389	5 066 012	316 495	3 816 691	0	0	992 718	0	1 462 871	2 455 590	13 360 419	1 306 665
2075	16 337	6 246	206 568	331 724	1 198 584	5 329 938	310 294	4 007 525	0	0	1 042 354	0	1 428 771	2 471 125	13 878 341	1 459 152
2076	15 974	6 108	201 980	324 357	1 269 138	5 607 060	303 071	4 207 901	0	0	1 094 472	0	1 396 999	2 491 471	14 427 061	1 628 858
2077	15 553	5 947	196 661	315 816	1 343 220	5 898 038	296 341	4 418 297	0	0	1 149 195	0	1 360 172	2 509 367	14 999 239	1 826 223
2078	15 069	5 762	190 541	305 986	1 421 006	6 203 565	288 537	4 639 211	0	0	1 206 655	0	1 317 802	2 524 457	15 594 134	2 057 627
2079	14 516	5 550	183 541	294 746	1 502 681	6 524 368	279 557	4 871 172	0	0	1 266 988	0	1 269 360	2 536 348	16 212 479	2 331 836
2080	13 886	5 309	175 580	281 962	1 588 440	6 861 212	269 287	5 114 731	0	0	1 330 337	0	1 214 272	2 544 609	16 855 016	2 660 879
Итого 2022-2080	2 089 823	799 062	26 424 516	42 434 766	43 335 193	186 684 775	33 279 956	104 828 727	197 960	150 804 165	36 092 560	23 633 662	155 939 338	215 665 560	806 544 504	123 063

Таблица 4.2.1.6 – Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода, тыс. тенге по рекомендуемому 3 варианту

Год	Расходы периода					Затраты на транспорт нефти		Налоги и отчисления, входящие в расходы периода			Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации
	ФОТ АУП	Содержание АУП (транспорт, тех.ср-ва и узлы связи)	Другие общехозяйственные расходы	Возмещение исторических затрат	Социальное развитие региона	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2022	311 040	117 459	100 676	207 622	93 500	38 736 334	16 739 149	23 853 287	58 370	4 358	80 221 793	151 574	82 974
2023	326 592	119 808	102 690	207 622	93 500	36 667 081	15 844 961	22 579 070	61 288	4 480	76 007 092	149 229	74 801
2024	342 922	122 204	104 743	0	93 500	35 355 963	15 278 388	21 771 702	64 353	4 603	73 138 378	157 021	68 692
2025	360 068	124 648	106 838	0	93 500	34 051 064	14 714 501	23 175 339	67 570	4 756	72 698 284	162 812	63 007
2026	378 071	127 141	108 975	0	93 500	32 824 312	14 184 384	22 340 404	70 949	4 910	70 132 646	163 682	57 844
2027	396 975	129 684	111 155	0	93 500	31 668 290	13 684 832	22 579 972	74 496	5 063	68 743 967	164 691	53 150
2028	416 823	132 277	113 378	0	93 500	30 763 170	13 293 702	22 931 636	78 221	5 066	67 827 773	133 936	49 172
2029	437 665	134 923	115 645	0	93 500	29 901 838	12 921 494	22 289 577	82 132	5 069	65 981 842	130 189	45 519
2030	459 548	137 621	117 958	0	93 500	29 073 530	12 563 557	23 556 669	86 239	5 072	66 093 693	127 514	42 151
2031	482 525	140 374	120 317	0	93 500	28 590 946	12 355 018	23 165 659	90 551	5 075	65 043 965	125 932	39 477
2032	506 651	143 181	122 724	0	93 500	28 109 221	12 146 850	23 686 357	95 078	5 048	64 908 611	124 534	36 964
2033	531 984	146 045	125 178	0	93 500	27 489 127	11 878 888	24 054 749	99 832	5 052	64 424 355	123 251	34 427
2034	558 583	148 966	127 682	0	93 500	26 986 921	11 661 870	25 364 567	104 824	5 055	65 051 968	122 451	32 189
2035	586 512	151 945	130 235	0	93 500	26 395 852	11 406 451	24 809 031	110 065	4 999	63 688 590	121 093	0
2036	615 838	154 984	132 840	0	93 500	17 204 780	7 434 709	16 728 095	115 568	3 071	42 483 386	89 565	0
2037	646 630	158 084	135 497	0	93 500	17 100 848	7 389 797	17 735 512	121 347	3 076	43 384 289	84 435	0
2038	678 961	161 245	138 207	0	93 500	16 952 209	7 325 565	17 581 357	127 414	3 050	43 061 509	84 579	0
2039	712 909	164 470	140 971	0	93 500	16 794 774	7 257 533	17 418 079	133 785	3 055	42 719 075	85 018	0
2040	727 168	167 760	143 790	0	93 500	16 641 301	7 191 213	17 258 910	136 460	3 026	42 363 128	84 003	0
2041	741 711	171 115	146 666	0	93 500	16 544 212	7 149 257	17 158 218	139 189	2 998	42 146 866	83 097	0
2042	756 545	174 537	149 599	0	93 500	16 429 895	7 099 858	17 039 658	141 973	3 000	41 888 566	82 525	0
2043	771 676	178 028	152 591	0	93 500	16 342 363	7 062 032	16 948 878	144 813	2 972	41 696 853	81 803	0
2044	787 110	181 589	155 643	0	93 500	16 284 873	7 037 189	16 889 253	147 709	2 974	41 579 839	81 431	0
2045	802 852	185 220	158 756	0	93 500	16 250 922	7 022 518	16 854 042	150 663	2 916	41 521 389	80 591	0
2046	982 691	188 925	161 931	0	93 500	12 418 019	5 366 204	12 878 889	153 676	2 345	32 246 180	69 564	0
2047	1 002 344	192 703	165 170	0	93 500	12 404 518	5 360 370	12 864 887	156 750	2 347	32 242 590	67 309	0

Продолжение таблицы 4.2.1.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2048	1 022 391	196 557	168 473	0	93 500	12 295 922	5 313 442	12 752 260	159 885	2 289	32 004 719	66 538	0
2049	1 073 511	200 488	171 843	0	93 500	12 275 572	5 304 648	12 731 156	167 879	2 295	32 020 892	67 467	0
2050	1 127 186	204 498	175 280	0	93 500	12 248 316	5 292 870	12 702 888	176 273	2 301	32 023 112	68 605	0
2051	1 183 546	208 588	178 785	0	93 500	11 885 020	5 135 879	12 326 109	185 087	2 126	31 198 640	67 140	0
2052	1 242 723	212 760	182 361	0	93 500	11 853 595	5 122 299	12 293 517	194 341	2 133	31 197 229	67 921	0
2053	1 304 859	217 015	186 008	0	93 500	11 812 066	5 104 353	12 250 448	204 058	2 140	31 174 447	69 176	0
2054	1 370 102	221 355	189 728	0	93 500	11 759 242	5 081 526	12 195 663	214 261	2 148	31 127 525	70 505	0
2055	1 438 607	225 783	193 523	0	93 500	10 153 505	4 387 638	10 530 332	224 974	1 763	27 249 625	62 550	0
Итого 2022-2055	25 085 318	5 641 980	4 835 857	415 245	3 179 000	722 265 602	312 112 942	621 296 170	4 340 072	120 631	1 699 292 817	3 471 731	680 368
2056	1 510 538	230 298	197 393	0	93 500	10 085 146	4 358 098	10 459 436	236 223	1 741	27 172 374	59 876	0
2057	1 586 064	234 904	201 341	0	93 500	10 099 521	4 364 310	10 474 345	248 034	1 750	27 303 769	60 684	0
2058	1 665 368	239 602	205 368	0	93 500	10 104 917	4 366 642	10 479 941	260 436	1 759	27 417 533	62 080	0
2037	1 748 636	244 394	209 475	0	93 500	10 100 312	4 364 652	10 475 165	273 457	1 768	27 511 361	63 540	0
2060	1 530 056	249 282	213 665	0	93 500	10 084 593	4 357 859	10 458 862	287 130	1 748	27 276 696	64 476	0
2061	1 606 559	254 268	217 938	0	93 500	10 056 548	4 345 740	10 429 777	301 487	1 728	27 307 546	65 379	0
2062	1 686 887	259 353	222 297	0	93 500	10 063 992	4 348 957	10 437 497	316 561	1 739	27 430 784	61 585	0
2063	1 771 232	264 540	226 743	0	93 500	10 060 725	4 347 545	10 434 109	332 389	1 751	27 532 534	46 884	0
2064	1 859 793	269 831	231 278	0	93 500	10 045 564	4 340 994	10 418 385	349 009	1 763	27 610 116	48 890	0
2065	1 952 783	275 228	235 903	0	93 500	10 017 222	4 328 746	10 388 991	366 459	1 776	27 660 608	50 984	0
2066	2 050 422	280 732	240 621	0	93 500	9 974 302	4 310 199	10 344 478	384 782	1 789	27 680 826	53 170	0
2067	2 152 943	286 347	245 434	0	93 500	9 915 285	4 284 696	10 283 271	404 021	1 773	27 667 270	54 619	0
2068	2 260 590	292 074	250 342	0	93 500	9 838 521	4 251 524	10 203 658	424 222	1 787	27 616 220	56 795	0
2069	2 373 620	297 915	255 349	0	93 500	9 742 219	4 209 909	10 103 782	445 433	1 803	27 523 531	59 230	0
2070	2 492 301	303 874	260 456	0	93 500	9 624 432	4 159 010	9 981 624	467 705	1 819	27 384 721	61 771	0
2071	2 616 916	309 951	265 665	0	93 500	9 483 048	4 097 913	9 834 992	491 090	1 836	27 194 912	64 422	0
2072	2 747 762	316 150	270 979	0	93 500	9 354 650	4 042 429	9 701 829	515 645	1 824	27 044 767	66 148	0
2073	2 885 150	322 473	276 398	0	93 500	9 201 525	3 976 259	9 543 021	541 427	1 843	26 841 595	68 810	0
2074	3 029 407	328 922	281 926	0	93 500	9 021 266	3 898 363	9 356 072	568 498	1 862	26 579 817	71 798	0
2075	3 180 878	335 501	287 565	0	93 500	8 811 258	3 807 613	9 138 271	596 923	1 883	26 253 391	74 915	0
2076	3 339 921	342 211	293 316	0	93 500	8 615 584	3 723 056	8 935 334	626 769	1 905	25 971 596	78 196	0
2077	3 506 917	349 055	299 182	0	93 500	8 388 704	3 625 014	8 700 034	658 108	1 928	25 622 443	81 636	0
2078	3 682 263	356 036	305 166	0	93 500	8 127 617	3 512 191	8 429 257	691 013	1 952	25 198 996	85 226	0
2079	3 866 377	363 157	311 269	0	93 500	7 829 058	3 383 174	8 119 618	725 564	1 977	24 693 693	88 972	0
2080	4 059 695	370 420	317 495	0	93 500	7 489 475	3 236 430	7 767 432	761 842	2 003	24 098 293	92 880	0
Итого 2022-2080	46 206 599	8 730 760	7 483 313	415 245	4 301 000	842 873 729	364 231 383	746 380 429	8 100 061	141 715	2 028 864 233	4 163 898	680 368

4.2.2.3 Бюджетная эффективность проекта

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. Все налоговые обязательства Недропользователя рассчитываются и уплачиваются в национальной валюте тенге.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

- НДС, при реализации продукции на внутреннем рынке - 12% от облагаемого оборота. Предполагается, что возмещение налога на добавленную стоимость (НДС) из бюджета государства производится за счет всех налогов, уплачиваемых предприятием в бюджет РК;
- налоги и сборы, зависимые от фонда оплаты труда: обязательные выплаты в фонд государственного социального страхования (социальный налог), обязательного медицинского страхования и Пенсионный Фонд, ИПН у источника;
- налог на имущество – 1,5% от среднегодовой остаточной стоимости основных фондов (балансовая стоимость с вычетом износа оборудования);
- НДПИ – в соответствии с налоговым законодательством выплачивается в зависимости от уровня годовой добычи за каждый отдельный год деятельности по скользящей шкале ставок от стоимости добытых углеводородов, исчисленной по средневзвешенной цене их реализации без учета косвенных налогов;
- рентный налог на экспортную сырую нефть начислен по скользящей шкале ставок, согласно НК РК;
- экспортная таможенная пошлина – по скользящей шкале ставок от продажи за тенге/тонну;
- корпоративный подоходный налог - 20% от налогооблагаемого дохода;
- налог на сверхприбыль начислен в процентах к размеру, превышающему 25% отношения чистого дохода к вычетам и т.д.

Результаты расчета бюджетной эффективности представлены в таблице 4.2.1.7 - 4.2.1.8 по вариантам 1 и 2 представлены в приложениях.

Таблица 4.2.1.7 – Расчет налогооблагаемого дохода в рекомендуемом 3 варианте, тыс.тенге

Год	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на 1 тн нефти	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход
						1
2	3	4	5	6	7	
2022	99 736 341	179 681	33 500 657	5 715 118	105 147 806	33 378 572
2023	96 174 748	192 195	29 942 880	4 819 321	100 666 314	30 888 557
2024	93 261 060	202 948	28 345 107	4 366 044	97 273 596	29 844 029
2025	92 950 852	220 525	24 165 458	4 129 789	96 697 167	26 113 311
2026	90 631 542	234 212	22 270 544	3 880 695	94 096 683	24 701 686
2027	89 420 610	251 494	19 505 239	3 647 581	92 618 309	22 371 574
2028	88 320 437	268 494	17 492 173	2 630 245	90 478 307	21 301 262
2029	85 971 034	282 324	16 878 948	1 897 962	87 373 003	21 053 782
2030	85 695 928	303 910	14 305 017	1 370 928	86 546 063	18 671 256
2031	84 429 377	319 696	13 911 681	991 684	84 874 227	18 392 830
2032	84 091 981	340 069	12 592 142	718 858	84 240 123	17 099 127
2033	83 407 892	362 157	11 143 364	522 666	83 331 306	15 598 314
2034	83 903 459	389 642	8 920 416	381 662	83 655 907	13 298 346
2035	82 314 455	410 364	8 476 386	274 797	81 936 585	12 746 169
2036	55 946 689	449 307	3 230 662	197 854	55 728 317	6 528 843
2037	56 603 054	480 208	2 216 813	142 455	56 308 472	5 504 137
2038	56 294 028	505 863	2 014 583	102 567	55 942 342	5 252 569
2039	56 010 536	533 435	1 756 562	73 849	55 607 419	4 938 401
2040	55 514 810	560 269	1 724 406	53 171	55 086 439	4 847 317
2041	55 184 130	588 210	1 704 507	38 283	54 736 305	4 772 094
2042	54 853 124	618 188	1 642 426	27 564	54 384 858	4 652 608
2043	54 562 861	649 121	1 631 703	19 846	54 082 228	4 587 029
2044	54 403 890	681 990	1 592 988	14 289	53 907 690	4 496 678
2045	54 233 366	715 337	1 646 768	10 288	53 733 918	4 502 063
2046	43 026 363	779 818	-325 980	7 407	42 620 062	2 272 388
2047	42 892 592	817 152	-238 633	5 333	42 475 943	2 338 460
2048	42 535 602	858 383	-255 061	3 840	42 120 653	2 286 697
2049	42 698 705	906 258	-488 137	2 765	42 261 741	2 024 563
2050	42 859 970	957 291	-743 126	1 991	42 400 246	1 739 921
2051	41 806 818	1 010 427	-939 197	1 433	41 363 850	1 503 725
2052	41 967 380	1 067 846	-1 207 818	1 032	41 501 791	1 213 557
2053	42 123 381	1 129 363	-1 506 618	743	41 634 172	888 660
2054	42 265 327	1 195 172	-1 830 203	535	41 751 412	539 588
2055	37 194 582	1 279 023	-2 280 918	385	36 761 193	15 859
Итого 2022-2055	2 213 286 923	359 093	270 795 737	36 052 980	2 233 344 445	370 363 976
2056	36 976 301	1 344 143	-2 297 695	277	36 529 709	0
2057	37 272 037	1 420 613	-2 544 002	200	36 803 024	0
2058	37 604 443	1 504 143	-2 857 851	144	37 111 913	0
2059	37 927 157	1 593 630	-3 196 400	104	37 409 953	0
2060	37 851 329	1 672 569	-3 174 626	75	37 318 676	0
2061	38 050 341	1 770 354	-3 470 071	54	37 501 999	0
2062	37 903 727	1 850 340	-3 297 861	39	37 327 950	0
2063	36 642 654	1 878 827	-2 048 022	28	36 038 076	0
2064	37 062 089	1 998 362	-2 519 590	20	36 427 273	0

Продолжение таблицы 4.2.1.7

1	2	3	4	5	6	7
2065	37 468 314	2 127 280	-3 023 270	14	36 801 750	0
2066	37 858 648	2 266 625	-3 561 188	10	37 158 751	0
2067	38 116 522	2 410 430	-4 021 997	7	37 396 325	0
2068	38 460 065	2 573 688	-4 628 511	5	37 703 856	0
2069	38 777 802	2 751 632	-5 277 440	4	37 983 780	0
2070	39 065 626	2 946 280	-5 970 334	3	38 231 903	0
2071	39 319 202	3 160 097	-6 710 122	2	38 443 791	0
2072	39 493 583	3 378 562	-7 326 057	1	38 593 160	0
2073	39 772 475	3 631 993	-8 130 293	1	38 827 030	0
2074	40 012 034	3 913 224	-8 989 812	1	39 019 317	0
2075	40 206 647	4 227 277	-9 906 675	1	39 164 294	0
2076	40 476 852	4 569 957	-10 849 837	0	39 382 381	0
2077	40 703 318	4 955 806	-11 856 560	0	39 554 123	0
2078	40 878 355	5 393 850	-12 929 479	0	39 671 700	0
2079	40 995 144	5 896 318	-14 073 000	0	39 728 156	0
2080	41 046 189	6 479 907	-15 291 838	0	39 715 852	0
Итого 2022-2080	3 183 227 776	485 698	234 783 166	36 053 951	2 677 169 845	370 363 976

Таблица 4.2.1.8 – Расчет бюджетной эффективности 3 варианта разработки, тыс. тенге

Год	ДОХОД ГОСУДАРСТВА, тыс.тенге													Дисконтированный доход РК при		
	Социальный налог	ИПН	Экспортная таможенная пошлина на нефть	Налог на имущество	Аренда земельных участков	Рентный налог на экспорт	НДПИ на добычу нефти и газа	Прочие налоги и платежи в бюджет	КПН	НСП	Возмещение исторических затрат	Суммарный доход РК	5,0%	10,0%	15,0%	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
2022	189 632	172 392	16 739 149	861 749	43	23 853 287	6 330 663	4 315	6 675 714	0	207 622	54 826 943	52 413 872	47 856 144	45 862 138	
2023	203 785	185 259	15 844 961	900 762	45	22 579 070	5 990 075	4 436	6 177 711	0	207 622	51 886 104	47 250 545	39 390 341	36 176 199	
2024	218 879	198 981	15 278 388	931 951	47	21 771 702	5 773 672	4 556	5 968 806	0		50 146 982	43 318 849	32 972 455	29 020 244	
2025	236 261	214 783	14 714 501	965 644	49	23 175 339	5 558 550	4 707	5 222 662	0		50 092 496	41 211 221	28 640 547	24 157 261	
2026	254 834	231 668	14 184 384	994 563	52	22 340 404	5 356 429	4 858	4 940 337	0		48 307 529	37 850 213	24 017 379	19 413 712	
2027	274 674	249 704	13 684 832	1 015 210	54	22 579 972	5 166 071	5 009	4 474 315	0		47 449 840	35 407 801	20 513 875	15 890 855	
2028	288 408	262 189	13 293 702	1 009 365	57	22 931 636	5 016 833	5 009	4 260 252	0		47 067 451	33 449 959	17 694 398	13 135 662	
2029	302 828	275 298	12 921 494	980 750	60	22 289 577	4 874 901	5 009	4 210 756	0		45 860 673	31 040 309	14 991 935	10 665 727	
2030	317 969	289 063	12 563 557	952 123	63	23 556 669	4 738 503	5 009	3 734 251	0		46 157 207	29 753 347	13 120 759	8 945 576	
2031	333 868	303 516	12 355 018	923 483	66	23 165 659	4 658 578	5 009	3 678 566	0		45 423 762	27 886 249	11 228 059	7 336 191	
2032	348 749	317 045	12 146 850	894 827	69	23 686 357	4 578 895	4 979	3 419 825	0		45 397 596	26 543 034	9 757 906	6 109 971	
2033	366 187	332 897	11 878 888	866 154	73	24 054 749	4 476 774	4 979	3 119 663	0		45 100 364	25 113 570	8 429 580	5 058 306	
2034	384 496	349 542	11 661 870	837 467	76	25 364 567	4 393 949	4 979	2 659 669	0		45 656 616	24 212 678	7 420 477	4 267 244	
2035	399 526	363 206	11 406 451	808 624	80	24 809 031	4 296 746	4 919	2 549 234	0		44 637 816	22 545 131	6 308 603	3 476 686	
2036	278 559	253 235	7 434 709	779 435	84	16 728 095	2 800 013	2 987	1 305 769	0		29 582 887	14 229 874	3 635 574	1 920 091	
2037	292 486	265 897	7 389 797	750 051	88	17 735 512	2 782 531	2 987	1 100 827	0		30 320 178	13 890 023	3 240 159	1 639 955	
2038	304 683	276 984	7 325 565	720 664	93	17 581 357	2 757 809	2 957	1 050 514	0		30 020 626	13 097 900	2 789 693	1 353 127	
2039	319 917	290 834	7 257 533	691 273	97	17 418 079	2 731 692	2 957	987 680	0		29 700 061	12 340 989	2 399 917	1 115 565	
2040	323 715	294 286	7 191 213	661 878	99	17 258 910	2 706 252	2 927	969 463	0		29 408 744	11 638 039	2 066 415	920 519	
2041	327 537	297 761	7 149 257	632 476	101	17 158 218	2 690 011	2 897	954 419	0		29 212 676	11 009 950	1 784 903	761 985	
2042	334 088	303 716	7 099 858	603 070	103	17 039 658	2 670 996	2 897	930 522	0		28 984 907	10 403 911	1 539 988	630 037	
2043	338 010	307 282	7 062 032	573 660	105	16 948 878	2 656 361	2 867	917 406	0		28 806 600	9 847 533	1 330 882	521 801	
2044	344 770	313 427	7 037 189	544 246	108	16 889 253	2 646 632	2 867	899 336	0		28 677 827	9 336 678	1 152 115	432 890	
2045	345 923	314 476	7 022 518	514 823	110	16 854 042	2 640 749	2 806	900 413	0		28 595 860	8 866 659	998 976	359 711	
2046	297 202	270 183	5 366 204	485 317	112	12 878 889	2 017 643	2 233	454 478	0		21 772 261	6 429 409	661 390	228 230	
2047	303 146	275 587	5 360 370	455 736	114	12 864 887	2 015 196	2 233	467 692	0		21 744 961	6 115 569	574 400	189 953	
2048	303 115	275 559	5 313 442	426 146	116	12 752 260	1 997 315	2 173	457 339	0		21 527 466	5 766 095	494 483	156 711	
2049	318 271	289 337	5 304 648	396 547	122	12 731 156	1 993 783	2 173	404 913	0		21 440 949	5 469 450	428 257	130 068	
2050	334 184	303 804	5 292 870	366 948	128	12 702 888	1 989 140	2 173	347 984	0		21 340 119	5 184 504	370 646	107 880	
2051	329 732	299 756	5 135 879	337 324	135	12 326 109	1 929 941	1 992	300 745	0		20 661 611	4 780 631	312 053	87 042	
2052	346 218	314 744	5 122 299	307 674	142	12 293 517	1 924 649	1 992	242 711	0		20 553 945	4 475 773	266 749	71 305	
2053	363 529	330 481	5 104 353	278 025	149	12 250 448	1 917 726	1 992	177 732	0		20 424 434	4 249 098	231 219	59 232	
2054	381 705	347 005	5 081 526	248 375	156	12 195 663	1 908 980	1 992	107 918	0		20 273 320	4 030 510	200 253	49 162	
2055	345 059	313 690	4 387 638	218 658	164	10 530 332	1 648 166	1 599	3 172	0		17 448 478	3 320 798	150 644	35 442	
Итого 2022-2055	10 651 944	9 683 586	312 112 942	22 934 995	3 160	621 296 170	117 636 226	117 471	74							

Продолжение таблицы 4.2.1.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2070	681 702	619 729	4 159 010	0	341	9 981 624	1 560 906	1 479	0	0		17 004 791	1 557 025	18 046	2 242
2071	715 787	650 716	4 097 913	0	358	9 834 992	1 537 916	1 479	0	0		16 839 161	1 468 438	15 539	1 850
2072	741 751	674 319	4 042 429	0	375	9 701 829	1 517 037	1 448	0	0		16 679 188	1 385 226	13 384	1 527
2073	778 838	708 035	3 976 259	0	394	9 543 021	1 492 152	1 448	0	0		16 500 147	1 305 101	11 513	1 259
2074	817 780	743 436	3 898 363	0	414	9 356 072	1 462 871	1 448	0	0		16 280 386	1 226 399	9 878	1 035
2075	858 669	780 608	3 807 613	0	435	9 138 271	1 428 771	1 448	0	0		16 015 815	1 149 018	8 450	849
2076	901 603	819 639	3 723 056	0	456	8 935 334	1 396 999	1 448	0	0		15 778 535	1 078 091	7 239	697
2077	946 683	860 621	3 625 014	0	479	8 700 034	1 360 172	1 448	0	0		15 494 451	1 008 267	6 182	570
2078	994 017	903 652	3 512 191	0	503	8 429 257	1 317 802	1 448	0	0		15 158 870	939 457	5 259	465
2079	1 043 718	948 834	3 383 174	0	528	8 119 618	1 269 360	1 448	0	0		14 766 680	871 573	4 455	377
2080	1 095 904	996 276	3 236 430	0	555	7 767 432	1 214 272	1 448	0	0		14 312 316	804 528	3 754	305
Итого 2022-2080	27 084 546	24 622 315	414 154 269	23 633 662	11 369	866 195 354	155 939 338	154 768	74 072 795	0	415 245	1 585 868 416	687 927 484	307 931 962	240 460 085

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки

Были рассмотрены технико-экономические показатели 3 вариантов разработки.

По первому варианту разработки месторождения суммарные поступления за 27 лет рентабельного периода составят 1 696 059,4 млн.тенге. Предполагается бурение 5 новых скважин. За этот период будет добыто 4 799,3 тыс.тн. нефти, достигается КИН-28,2%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5, 15, 20%, составят за рентабельный проектный период после налогообложения, соответственно 186 271,3 млн.тенге, 121 750,0 млн. тенге, 103 186,1 млн.тенге. Капитальные затраты составят 5 340,5 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны нефти составит 302 819,5 тенге.

По второму варианту разработки месторождения суммарные поступления за 32 года рентабельного периода составят 2 008 158,6 млн.тенге. Предполагается бурение 10 новых скважин. За этот период будет добыто 5 288,5 тыс.тн. нефти, достигается КИН-29,9%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5, 15, 20%, составят за рентабельный проектный период после налогообложения, соответственно 200 542,4 млн. тенге, 127 593,3 млн. тенге, 107 496,8 млн.тенге. Капитальные затраты составят 8 022,8 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны нефти составит 332 307,1 тенге.

Третий вариант рекомендуемый по сравнению с остальными вариантами разработки месторождения имеет наиболее привлекательные экономические показатели. Суммарные поступления за 34 года рентабельного периода составят 2 483 569,8 млн.тенге, при общих капитальных затратах 19 856,4 млн.тенге. За этот период будет добыто 6 163,5 тыс.т нефти, достигается КИН – 32,8%. С точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей 3 вариант является наиболее целесообразным, данный вариант по показателям является более привлекательным для предприятия и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5, 10, 15%, составят – 230 157,1 млн.тенге; 138 580,9 млн.тенге; 114 929,2 млн.тенге. Себестоимость нефти составит 359 093,1 тенге. Суммарный доход государства составит 1 168 509,3 млн.тенге.

Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 15,9 %.

Таким образом, 3 вариант с точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей обеспечивает наибольшую экономическую выгоду, что наглядно видно на рис.5.1.1 -5.1.2.. В связи с этим данный вариант рекомендован к реализации.

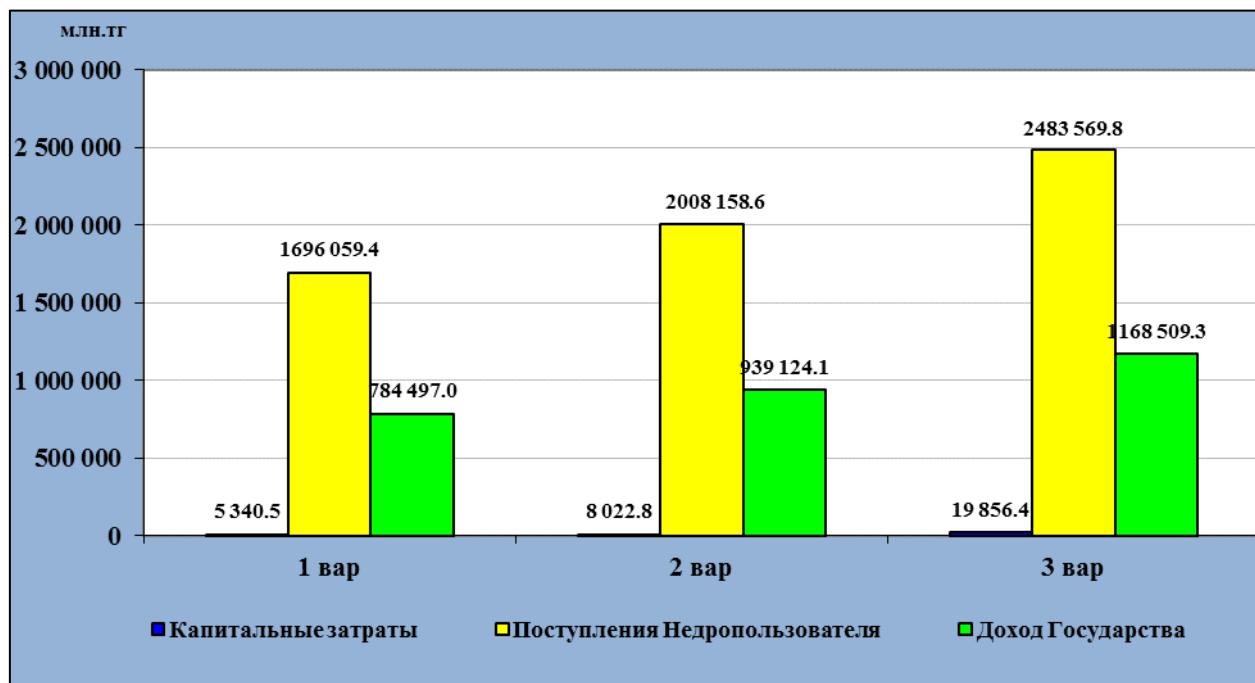


Рисунок 5.1.1 – Сравнение экономических показателей по вариантам за проектный рентабельный период

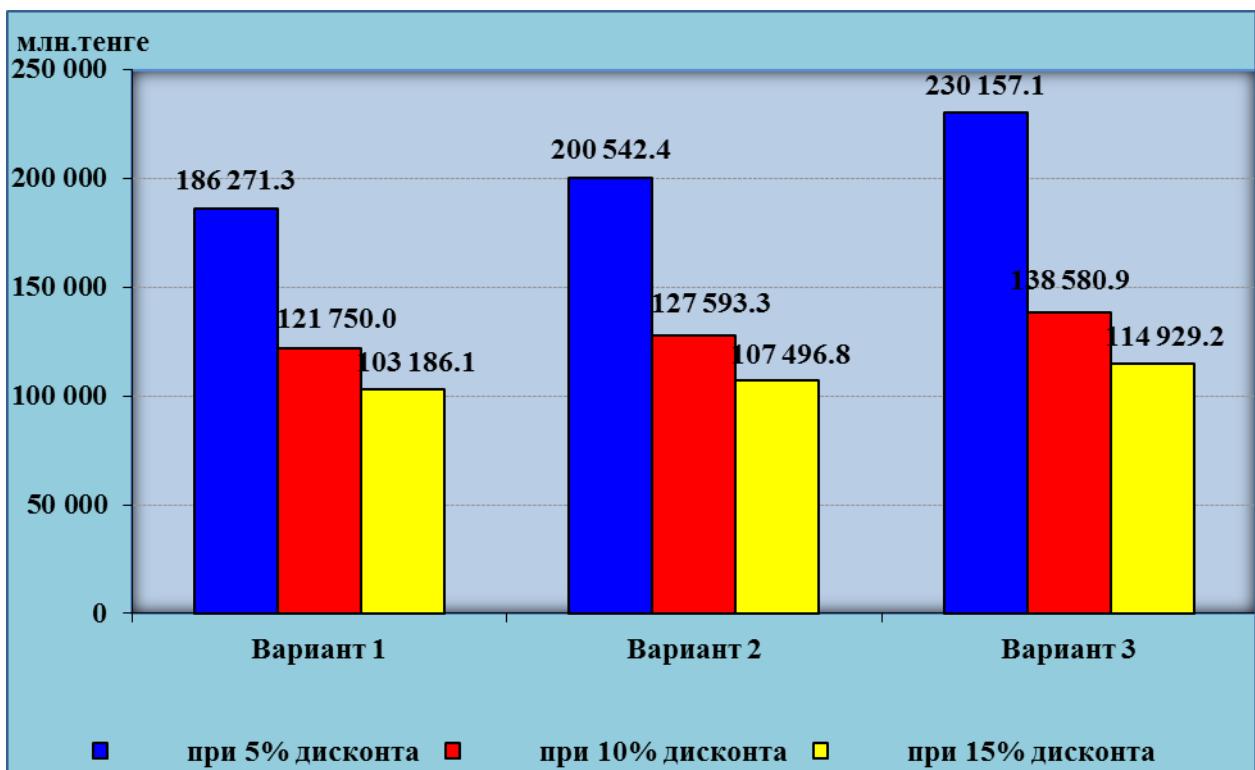


Рисунок 5.1.2 – Чистые дисконтированные поступления при ставках дисконта 10, 15, 20%, по вариантам за проектный рентабельный период

Результаты расчетов технико-экономических показателей за рентабельный период и сравнительный анализ экономических показателей по вариантам разработки представлены в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 – Технико-экономические показатели вариантов разработки, млн.тенге

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	Период расчета, годы	2022-2080	2022-2048	2022-2080	2022-2053	2022-2080	2022-2055
2	Ввод добывающих скважин, шт.	5	5	10	10	29	29
3	Выбытие скважин, шт.	108	87	103	86	113	108
4	Суммарная добыча нефти, тыс.т	5 178,9	4 799,3	5 649,6	5 288,5	6 553,9	6 163,5
5	Добыча жидкости, тыс.т	38 119	32 926	39 608	35 782	37 475	33 885
6	Закачка воды, тыс.м ³	22 635	18 245	19 053	15 789	24 712	22 060
7	Суммарная продажа нефти, тыс.т	5 101,2	4 727,4	5 564,9	5 209,2	6 455,6	6 071,1
8	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	2 298 699,9	1 696 059,4	2 710 040,9	2 008 158,6	3 295 541,2	2 483 569,8
9	Эксплуатационные затраты, млн.тенге	2 256 223,2	1 453 334,4	2 627 716,8	1 757 417,8	3 183 227,8	2 213 286,9
10	Средние общие затраты на 1 т нефти, тенге/т	435 660,4	302 819,5	465 113,0	332 307,1	485 697,6	359 093,1
11	Капитальные вложения (без НДС), млн.тенге	5 507,2	5 340,5	8 175,5	8 022,8	19 919,9	19 856,4
12	Удельные капитальные вложения, тенге/т	1 063,4	1 112,7	1 447,1	1 517,0	3 039,4	3 221,6
13	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.тенге	281 804,3	281 804,3	313 694,0	313 694,0	370 364,0	370 364,0
14	Корпоративный подоходный налог, млн.тенге	56 360,9	56 360,9	62 738,8	62 738,8	74 072,8	74 072,8
15	Налог на сверхприбыль, млн.тенге	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 15 %, млн.тенге	121 437,3	121 750,0	127 427,0	127 593,3	138 455,3	138 580,9
17	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR), %	-9,8%	15,5%	-5,9%	15,8%	-8,8%	15,9%
18	Срок окупаемости, лет	0	0	0	0	0	0
19	Дисконтированный срок окупаемости, лет	0	0	0	0	0	0
20	Накопленный поток денежной наличности, млн.тенге	67 882,5	247 143,2	136 479,1	275 511,2	190 038,6	332 875,7
21	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	1 114 366,0	784 497,0	1 289 658,6	939 124,1	1 585 868,4	1 168 509,3
22	Коэффициент извлечения нефти КИН, %	0,295%	0,282%	0,311%	0,299%	0,341%	0,328%

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

По состоянию на 01.01.2022 г. действующий фонд скважин месторождения Морское включая блок Огайское составляет 122 единицы, скважины 6 и 11 находятся в бездействующем фонде.

86 скважин действующего фонда эксплуатируются механизированным способом с использованием ВШНУ, 31 скважина – с использованием УЭЦН, 5 скважин фонтанируют.

Работа скважин осложняется тем, что в составе нефти отложений Восточного, Западного и Огайского блоков месторождения Морское содержание парафина составляет до 3,08%, смол – до 32,4%, асфальтенов – до 5,69%. Средняя обводнённость продукции скважин месторождения Морское составляет 54,8%.

Эксплуатация скважин фонтанным способом

По состоянию на 01.01.2022 г. фонтанным способом эксплуатируются 5 скважин действующего фонда, из них скважина 10 разрабатывает I объект, скважина 396 – II объект, скважины 509, 510, 529 – III объект.

Параметры работы скважин приведены в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1 – Характеристика работы фонтанных скважин

№ скв	Объект Горизонт	Интервал перфорации	Глубина спуска НКТ	Параметры работы по состоянию на 01.01.2022 г.				Рзаб*, МПа Дата замера	Рпн*, МПа Дата замера
				дебит ж-сти, т/сут	дебит нефти, т/сут	% воды	Диаметр штуцера, мм		
10	I K1al3-K1a	1170,5-1176,5 1248,0-1263,0	1120,0	79,4	14,7	81,5	9	12,1	12,6
396	II K1a+K1ne1A	1517,0-1520,0 1541,0-1546,0	1388,2	6,0	3,1	47,6	8	-	-
149	III K1ne2-1	1269,5-1274,5 1275,5-1278,5 1279,5-1285,5	1195,0	30,5	23,4	23,4	8	-	-
510	III K1nc1-B	1265,0-1282,0 1284,0-1458,0 1491,0-1500,0	1205,6	18,1	16,4	9,6	8	-	-
529	III K1nc1-B	1243,6-1560,7	1218,9	12,0	10,9	8,6	10	-	-

*-из технологических режимов работы скважин

Скважины фонтанируют со средним дебитом жидкости 29,2 т/сут, нефти 13,7 т/сут при обводненности от 8,6% до 81,5 %.

Забойное давление в исследованной фонтанной скважине 10 превышает давление насыщения для I объекта, равного 8,09 МПа, что соответствует условиям разработки и ограничению, предусмотренному в [1].

Для герметизации устья скважины, разобщения затрубного пространства, а так же для направления продукции скважины в систему сбора на устье скважин установлено наземное оборудование, состоящее из фонтанной арматуры на рабочее давление 21 и 35 МПа и трубной головки разных фирм-производителей, которое по своей характеристике соответствует условиям эксплуатации фонтанных скважин на месторождении.

Изменение режима работы скважины осуществляется с помощью штуцеров, установленных на боковых отводах фонтанной елки. Применяемые регулируемые штуцеры предусматривают возможность изменения (регулирования) проходного сечения.

Все скважины месторождения оборудованы фонтанными подъемниками с наружным диаметром 73 мм, что отвечает рекомендациям проекта и является рациональным в условиях эксплуатации месторождения Морское. Насосно-компрессорные трубы установлены выше верхних отверстий интервала перфорации на глубину от 24,9 м (скважина 529) до 128,8 м (скважина 396). С учетом глубины залегания продуктивных пластов, применяются НКТ из стали J-55 толщиной стенки 5,5 мм (стандарт 5А АНИ), что соответствует марки Д (ГОСТ 633-80) и рекомендациям проекта. На башмаке колонны НКТ установлены направляющие воронки для посадки в них измерительных приборов при исследовании и инструмента при проведении подземных ремонтов.

Для условия фонтанирования необходимо, чтобы средний объем свободного газа, приходящийся на единицу массы жидкости ($\Gamma_{\text{эф}}$) был больше или, по крайней мере, равен удельному расходу газа, при работе подъемника на оптимальном режиме $R_{\text{опт}}$ ($\Gamma_{\text{эф}} \geq R_{\text{опт}}$).

Для фонтанирования при $P_{\text{заб}} \geq P_{\text{нас}}$, при котором выделение газа начинается не на забое, а в подъемнике на глубине, где давление равно $H_{\text{нас}}$, условие фонтанирования будет следующим:

$$\frac{\Gamma - 10^3 * P_y * \alpha / \rho_h}{2} * \left(1 - \frac{n_e}{100}\right) \geq \frac{0,388 * H * (H * \rho_{\text{ж}} * g - P_{\text{нас}} + P_y)}{d^{0.5} (P_{\text{нас}} - P_y) \lg \left(\frac{P_{\text{нас}}}{P_y} \right)}$$

где: Γ – газовый фактор, $\text{м}^3/\text{т}$;

α – коэффициент растворимости, МПа^{-1} ;

$P_{\text{нас}}$ – давление насыщения, МПа;

P_y – давление на устье, МПа;

n_e – обводненность продукции, %;

р – плотность нефти, кг/м³;

д – внутренний диаметр НКТ, м.

Н – длина подъемника (расстояние от устья до сечения, у которого давление равно давлению насыщения), м

Решая уравнение относительно Н, определяем глубину ($H_{нас}$), которая по расчету соответствует давлению насыщения. При условии, что фонтанные трубы спущены до интервала перфорации, минимальное давление фонтанирования на забое скважины определяется, как сумма $P_{нас}$ и гидростатического давления столба жидкости от глубины $H_{нас}$ до башмака Нб:

$$P_{заб} = P_{нас} + (Hб - H_{нас}) * \rho_n * g,$$

где: ρ_n - плотность насыщенной газом нефти.

В таблице 6.1.2 приведены средние значения параметров для расчета условий фонтанирования по объектам разработки.

Как видно из таблицы, условия фонтанирования в НКТ диаметром 73 мм при существующих исходных характеристиках пластов возможны при забойных давлениях в диапазоне значений от давления насыщения до пластового давления с устьевыми давлениями:

от 0,5 до 1,0 МПа – для разработки пластов III объекта (нижнеальбский горизонт) западный блок;

от 0,5 до 1,5 МПа – для разработки пластов IV объекта (аптский+неокомский горизонт) огайский блок;

от 0,5 до 3,0 МПа – для разработки пластов I объекта (верхнеальбские горизонты) восточный блок.

Максимальные и минимальные устьевые давления ограничиваются обеспечением планируемых дебитов и продвижением продукции в систему сбора.

Вновь вводимые в фонтанную эксплуатацию скважины предлагается оборудовать фонтанной арматурой, рассчитанной на рабочее давление 35 МПа. Проходной диаметр стволовой части ёлки и проходной диаметр боковых отводов должен составлять 65 мм. Фонтанная арматура должна быть снабжена ручным управлением запорными устройствами (задвижками).

Ствол фонтанной ёлки должен быть оборудован двумя запорными устройствами. Боковые отводы арматуры оборудованы запорными устройствами и регулируемыми штуцерами. Подвеска НКТ осуществляется на резьбе переводника трубной головки.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб до интервала перфорации обусловлена необходимостью сохранения скорости потока для выноса с забоя жидкости.

Башмак колонны рекомендуется оборудовать воронкой или крестовиной для посадки измерительных приборов при исследовании и инструмента при подземном ремонте.

Таблица 6.1.2 – Результаты расчета условий фонтанирования по объектам разработки

Параметры	Значения							
	I объект (верхнеальбские горизонты)			II объект (средне альбский горизонт)	III объект (нижнеальбский горизонт)	III объект (нижнеальбский+ аптский горизонт) (Восточный)	IV объект (аптский+неокомский горизонт)	
	огайский блок	западный блок	восточный блок	западный блок	западный блок	восточный блок	огайский блок	западный блок
Исходные данные для расчёта								
Средняя глубина залегания, м	917	979	886	1162	1377	1280	1384	1557
Пластовое давление, МПа	6,9	9,1	12,0	10,98	13,51	8,0	14,3	15,1
Давление насыщения, МПа	2,99	6,19	6,98	6,62	11,65	7,95	12,4	11,15
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	939	936	897	908	913	848	944	948,2
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	973,7	980,0	967,9	963,4	995,2	965,9	1014,8	1038,3
Газосодержание нефти, м ³ /т	10,9	21,3	30,37	27,8	45,23	20,6	41,3	56,82
Плотность пластовой воды, кг/м ³	н.д	н.д	1109	н.д	н.д	1130	н.д	н.д
Средняя обводненность (проектное значение для первых 3-х лет разработки), %	65,6	56,4	56,6	78,7	67,0	80,0	49,0	72,8
Результаты расчёта минимального забойного давления фонтанирования (для Рзаб>Рнас)								
Р забойное минимальное, МПа	-	-	8,24-11,64	-	13,00-13,51	-	12,35-14,30	-
Р устьевое, МПа	-	-	0,5-3,0	-	0,5-1,0	-	0,5-1,5	-

Эксплуатации скважин винтовыми штанговыми насосными установками (ВШНУ)

Область применения ВШНУ — пластовые жидкости высокой вязкости, повышенного содержания газа и механических примесей.

С использованием ВШНУ работают 86 скважин. Из них: 11 скважин эксплуатируют I объект, 16 скважин - II объект, 59 скважины - III объект.

Подземное оборудование состоит из винтовых насосов, насосно-компрессорных труб (НКТ) и штанг.

В 24 скважины спущены установки "KUDU" с номинальной производительностью 17, 32, 43, 56 и 60 м³/сут.

В скважину 22 спущен насос "NETZSCH" производительностью 40 м³/сут.

В 5 скважин (№№ 53, 59, 171, 518, 522) спущены установки "Интерсервис" с номинальной производительностью 13, 32 и 40 м³/сут.

На скважине 175 установлен винтовой насос «Weatherford» компании «Канаросс» производительностью 32 м³/сут, имеющий два основных компонента, это однозаходный ротор из легированной стали, соединенный с колонной штанг и двухзаходный статор с внутренней прокладкой из каучукоподобного полимера прикрепленный к колонне НКТ.

В скважину 200 спущен насос "Canaross" производительностью 32 м³/сут.

Остальные скважины работают с винтовыми насосами "Шанли" с номинальной производительностью 17, 27, 32, 43 и 56 м³/сут.

Все винтовые насосы спущены в скважины выше верхних отверстий интервала перфорации от 6 м (скважина 15) до 591 м (скважина ЮЗМ-1).

Винтовые насосы погружены под динамический уровень на глубину от 77 м (скважина 348) до 962 м (скважина 6Д).

Характеристика работы скважин, оборудованных ВШНУ, представлена в **таблице 6.1.3.**

I объект разрабатывают 11 скважин, снабжённых винтовыми насосами. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2022 г. колеблется от 2,6 т/сут до 11,5 т/сут, жидкости – от 11,3 т/сут до 36,5 т/сут, обводнённость – от 61,3% до 86,8%.

II объект разрабатывает 16 скважин, снабжённых винтовыми насосами. Средний дебит нефти по состоянию на 01.01.2022 г. колеблется от 1,8 т/сут до 16,8 т/сут, жидкости – от 7,9 т/сут до 40,1 т/сут, обводнённость – от 26,8% до 93,0%.

III объект разрабатывают 59 скважин. Средний дебит нефти колеблется от 0,7 т/сут до 47,1 т/сут, жидкости – от 1,0 т/сут до 77,6 т/сут, обводнённость – от 8,6% до 91,8%.

Таблица 6.1.3 – Характеристика работы насосных установок ВШНУ, применяемых на месторождении

Объект, горизонт, крыло	Используемые винтовые насосы	№ скв	Параметры работы скважин* (по состоянию на 01.01.2022 г.)			
			дебит нефти т/сут	дебит жидкости м ³ /сут	% воды	Ндин, м
I K ₁ a+ ne Морское Восточный блок	"KUDU" "Шанли" "NETZSCH"	6Д, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 35	2,6-11,5	11,3-36,5	61,3-86,8	133-782
II K ₁ al, K ₁ ne3 Морское Западный блок	"KUDU" "Шанли" "Интерсервис"	19, 56, 59, 60, 67, 81, 82, 346, 348, 360, 362, 380, 400, 401, 402, ЮЗМ-1	1,8-16,8	7,9-40,1	26,8-93,0	68-771
III K ₁ al, K ₁ a+ ne, K ₁ ne1, K ₁ ne2, K ₁ a блок Огайское	"KUDU" "Шанли" "Интерсервис" "Canaross" "Weatherford"	20, 30, 33, 32, 50, 51, 53, 54, 55, 71, 72, 73, 76, 77, 78, 79, 80, 134, 139, 141, 143, 148, 155, 159, 162, 167, 171, 175, 177, 178, 179, 180, 182, 185, 186, 187, 200, 201, 202, 203, 414, 417, 500, 502, 505, 506, 507, 509, 511, 512, 513, 517, 518, 519, 522, 525, 526, 531, 532	0,7-47,1	1,0-77,6	8,6-91,8	37-1051

Для обеспечения значений проектных дебитов жидкости могут быть использованы применяемые на месторождении винтовые насосные установки.

Эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН)

С использованием УЭЦН работают 31 скважина. Из них: 6 скважин (№№ 57, 83, 322, 326, 342, 364) разрабатывают II объект, 25 скважин (№№ 31, 34, 52, 70, 142, 145, 146, 170, 172, 407, 409, 411, 416, 501, 503, 504, 508, 514, 515, 516, 523, 524, 527, 528, 530)- III объект.

С обводнённостью от 60 до 80% работают 6 скважин (№№ 31, 57, 83, 142, 342, 515), с обводнённостью выше 80% - 4 скважины (№№ 501, 504, 514, 528). На остальных скважинах обводнённость ниже 60%.

На скважинах №№ 34, 70, 146, 172, 322, 342, 364, 407, 411, 508, 514, 515, 524, 527, 530) дебит жидкости не превышает 30 м³/сут, на скважинах №№ 52, 57, 83, 142, 145, 170, 326, 409, 416, 523) дебит жидкости находится в диапазоне от 30 до 50 м³/сут, на скважинах №№ 31, 501, 503, 504, 516, 528 - в диапазоне от 50 до 114 м³/сут.

На месторождении применяются электроцентробежные насосы фирмы "АНСК"" с номинальной производительностью 25, 45, 60 и 80 м³/сут (оборудованы 8 скважин №№ 52, 57, 503, 516, 523, 524, 527, 409).

Скважина 31 оборудована УЭЦН "Шлюмбердже" с номинальной производительностью 100 м³/сут.

На остальных скважинах работают УЭЦН "НОВОМЕТ" с номинальной производительностью 25, 35, 45, 80 м³/сут.

Все насосы спущены в скважины выше верхних отверстий интервала перфорации от 20 м (скважины 31, 71, 523) до 725 м (скважина 179).

Насосы погружены под динамический уровень на глубину от 105 м (скважина 342) до 934 м (скважина 516).

На устье установлена система управления изменения скорости вращения. В компоновке подземного оборудования выше насоса установлены обратный клапан для предотвращения попадания мехпримесей при непредвиденной остановке насоса (отключение электроэнергии и др.) и сливной клапан для облегчения работ при ПРС.

Для обеспечения значений проектных дебитов жидкости могут быть использованы применяемые на месторождении насосные установки.

Недропользователь имеет право выбора фирмы поставщика насосных установок, при этом непременным условием является выбор насоса, соответствующего условиям эксплуатации месторождения. Наиболее точный подбор типа насоса, эластомера, штанг и другого оборудования для комплектации насосных установок по каждой, отдельно взятой скважине, проводится заводом-изготовителем и согласно представленной Недропользователем характеристики месторождения и технологических параметров работы скважины.

В таблице 6.1.3 приведены показатели эксплуатации скважин на проектируемый период.

Таблица 6.1.3 – Показатели эксплуатации скважин

Способ эксплуатации	Показатели	Годы					
		2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8
ВШНУ УЭЦН	Ввод скважин из бурения	5	4	5	5	5	6
	Средний эксплуатационный фонд	136	140	143	147	151	155
	Дебит жидкости, т/сут	48,7	45,2	39,5	38,2	42,9	42,7
	максимальный	10,4	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0
	минимальный	29,6	30,2	30,8	30,7	31,1	32,3
	средний	59,6	65,0	69,8	73,0	75,7	79,3
Средняя обводнённость, %							

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

В процессе разработки месторождения Морское возможны осложнения, связанные с:

- Загрязнением нефтепромыслового оборудования, системы сбора и подготовки нефти отложениями асфальтено-смолистых веществ (ACB).

- Обводнённостью продукции скважин при выбранной системе разработки, в режиме вытеснения закачиваемой водой.
- Снижением дебитов во времени.
- Обострением коррозионной ситуации.

Отложения асфальтено-смолистых веществ (ACB)

Нефть Восточного блока месторождения Морское является тяжелой (плотность пластовой нефти в среднем 0,894 г/см³), от малопарафиновой до парафиновой, высокосмолистой. В своём составе нефть содержит: до 2,3% – парафина, до 32,4% смол силикагелевых, до 5,49% - асфальтенов. Температура застывания нефти составляет от минус 11°C до ниже минус 23°C.

Нефть Западного блока месторождения Морское является битуминозной, высоковязкой, высокосернистой, малопарафинистой и парафинистой, смолистой, тяжелой (плотность пластовой нефти 0,933-0,812 г/см³). В своём составе нефть содержит: до 2,2% – парафина, до 34,06% смол силикагелевых. Температура застывания нефти от минус 13°C до ниже минус 30°C.

Нефть Огайского блока месторождения Морское является тяжелой (плотность пластовой нефти 0,951-0,855 г/см³), от малопарафиновой до парафиновой, высокосмолистой. В своём составе нефть содержит: до 3,08% – парафина, до 24,5% смол силикагелевых. Температура застывания от минус 14°C до нефти ниже минус 23°C.

Смолы легко оседают на различных адсорбентах. Даже незначительное количество парафина и асфальтенов при понижении температуры переходят в дисперсное состояние, что способствует осаждению на них смол [1].

Для борьбы с отложениями органических веществ на поверхности подземного оборудования на месторождении применяют тепловой метод - промывки скважин горячей нефтью (ОГН) с помощью передвижной установки АДПН 12/150-У-1. Нагретая до 80°C нефть подаётся в затрубное пространство скважины. Объем закачиваемый горячей нефти составляет от 8 до 56 м³ на скважину.

За период 2018-2021 гг. проведено 50 промывок на 20-ти скважинах, из них на скважине 10 I-го объекта проведено 6 ОГН, на 5-ти скважинах II-го объекта проведено 13 ОГН и на 14-ти скважинах III объекта проведено 31 ОГН.

Время между очистками нефтепромыслового оборудования от АСПО, характеризуется величиной межчистного периода (МОП) работы скважин. На основании анализа рассчитан МОП, который достаточно высокий и в среднем по месторождению составляет 438 сут.

По объектам МОП составляет:

I объект – среднее значение МОП=208,7 сут.

II объект – среднее значение МОП=490,0 сут.

III объект – среднее значение МОП=436,7 сут.

Интенсификация добычи нефти

С целью повышения продуктивности скважин на месторождении Морское проводятся нижеследующие работы:

- дострел и перестрел существующих интервалов перфорации;
- газокислотный разрыв пласта (ГКРП).

За период 2018-2021 гг. на 8-ми добывающих скважинах были проведены работы по дострелу и реперфорации.

В таблице 6.2.1 представлены результаты проведённых работ.

Успешность работ составила 88%. В результате проведённых работ произошло увеличение дебита нефти в среднем на 5,7 т/сут на одну успешную скважинно-операцию. На скважинах 64-1 и 78 обводнённость продукции снизилась в среднем на 24%. Продолжительность эффекта составляет в среднем 333 сут на одну скважинно-операцию, причём на скважинах №№ 17, 64-1, 78, 200, 508 по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается.

В 2019 г. на 3-х скважинах месторождения Морское №№ 52, 72 и 159 были выполнены работы по термогазокислотному разрыву пласта способом комплексного термогазодинамического и кислотного воздействия на нефтяной пласт.

Исполнителем работ были специалисты компании ТОО «НПП «УралНефтеГазСервис».

Технология обработки включала следующее:

- кумулятивная перфорация,
- термо-газовое воздействие,
- кислотная обработка с использованием композиции KR-2T (12% раствор соляной и плавиковой кислот). Объём использованного кислотного состава для скважин 72, 52 и 159 составил соответственно 17, 18 и 20 м³,
- остановка скважин на реагирование на 10-12 час,
- освоение с помощью свабирования.

В таблице 6.2.2 представлены результаты проведённых работ.

В результате проведённых работ произошло увеличение дебита нефти в среднем на 6 т/сут на одну скважинно-операцию. Продолжительность эффекта составляет в среднем

924 сут на одну скважинно-операцию, причём на всех скважинах по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается. Успешность проведённых работ составила 100%.

Таблица 6.2.1 – Результаты работ по дострелу и реперфорации

№ скв./ Объект	Дата проведения работы	Интервалы перфорации, горизонт		Параметры работы скважин						Прирост дебита нефти, т/сут	Снижение обводнённости, %	Продолжительность эффекта (по состоянию на 01.01.2022 г.) сут	Примечание				
		До выполнения работ	После выполнения работ	До обработки			После обработки										
				Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	%, воды	Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	%, воды								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14				
53 III	01- 07.08.2018	1258,5-1265,0 K1ne1A	1258,5-1265,0 1298,5-1309,0 K1ne1A+ K1ne2	7,2	7,2	0,5	16,7	11,9	28,8	4,7	-	630	Эффект закончен				
139 III	19- 20.03.2018	1470,0-1476,0 1485,0-1486,2 1492,0-1495,0 K1ne1-Б	1470,0-1476,0 1485,0-1486,2 1492,0-1495,0 K1ne1-Б	7,7	7,7	0,5	11,3	10,9	2,9	3,2	-	487	Эффект закончен				
17 I	21.01- 01.02.2020	1252,0-1254,0 K1a	1252,0-1254,0 1254,0-12,55,0 K1a	3,6	0,9	76,0	15,6	2,6	76,3	1,7	-	700	Эффект продолжается				
515 III	17- 20.06.2021	968,0-1027,0 1040,0-1081,0 K1al 0-1	710,0-714,0 968,0-1027,0 1040,0-1081,0 K1al 0-1	29,0	22,2	23,7	30,5	13,5	55,9	-	-	-	нет эффекта				
64-1 III	14- 17.02.2021	1515,0-1665,0 K1nc1-B	1515,0-1665,0 716,0-719,0 K1nc1-B-K1al 1- 1	12,7	5,0	60,5	29,6	17,4	41,2	12,4	19,3	306	Эффект продолжается				
508 III	07- 12.07.2021	971,0-1027,0 1040,0-1084,0 K1al 1-1	820,0-910,0 971,0-1027,0 1040,0-1084,0 K1al 1-1	13,4	11,8	11,9	16,8	12,8	23,5	1,0	-	153	Эффект продолжается				
78 III	03- 07.11.2021	1309,7-1312,5 K1a	713,0-716,0 1309,7-1312,5 K1a	21,3	9,5	55,2	33,4	24,6	26,3	15,1	28,9	31	Эффект продолжается				
200 III	07- 14.11.2021	847,0-849,05 K1al0-3	240,0-250,0 847,0-849,05 K1al0-3	15,0	12,2	18,7	21,1	14,2	32,8	2,0	-	26	Эффект продолжается				

Таблица 6.2.2 – Результаты работ по газокислотному разрыву пласта (ГКРП)

№ скв./ Объект	Дата проведения работы	Интервалы перфорации, горизонт	Параметры работы скважин						Прирост дебита нефти, т/сут	Снижение обводнённости, %	Продолжительность эффекта (по состоянию на 01.01.2022 г.) сут	Примечание				
			До обработки			После обработки										
			Q _ж , т/сут	Q _и , т/сут	%, воды	Q _ж , т/сут	Q _и , т/сут	%, воды								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13				
72 III	14.05.2019 г.	1297,0-1299,0 1306,0-1308,0 1309,0-1310,0 K1a/K1nc1	С июня 2017 г. в простое			1,1	0,8	24,0	0,7	74,3	945	Эффект продолжается				
			8,3	0,1	98,3											
159 III	24.05.2019 г.	1225,0-1232,0 K1nc2-1	2,7	2,7	2,3	29,3	10,8	62,5	8,1	-	947	Эффект продолжается				
52 III	27.07.2019 г.	1283,0-1288,0 K1 a	16,3	6,0	63,3	32,5	15,3	53,0	9,3	10,3	880	Эффект продолжается				

Обводнённость

С целью изоляции водопритоков на месторождении Морское проводятся нижеследующие работы:

- изоляционные работы методом цементажа под давлением (ЦПД);
- отключение обводнившихся интервалов установкой взрыв-пакера (ВП).

В период 2018-2021 гг. на 8-ми скважинах месторождения Морское были выполнены 9 водоизоляционных работ методом ЦПД по результатам ГИС-исследований.

В таблице 6.2.3 представлены результаты проведённых работ.

В результате проведённых работ успешность составила 75%. На 6-ти скважинах произошло увеличение дебита нефти в среднем на 4,8 т/сут. Обводнённость снизилась в среднем на 19,3% на одну успешную скважинно-операцию.

Продолжительность эффекта составляет в среднем 686 сут на одну успешную скважинно-операцию, причём на скважинах №№ 15, 21, 23 по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается.

На скважинах №№143, 179, 362 и 512 по результатам ГИС-исследований обводнившиеся интервалы перфорации были отключены установкой взрыв-пакера. В таблице 6.2.4 представлены результаты проведённой работы.

В результате проведённых работ успешность составила 100%. На всех скважинах произошло увеличение дебита нефти в среднем на 3,9 т/сут. Обводнённость снизилась в среднем на 44,5%.

Продолжительность эффекта составляет в среднем 425 сут, причём на скважинах №№ 143, 362 и 512 по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается.

Защита от коррозии

Текущая стадия разработки объектов эксплуатации характеризуется устойчиво высоким темпом обводнения продукции скважин (выше 50%) повышенно коррозионно-активной пластовой водой. Пластовые воды месторождения представлены меловыми продуктивными горизонтами. Воды относятся к хлоркальциевому типу, общая минерализация вод составляет от 120 до 135 г/л.

Для минерализованной пластовой воды уровень коррозии зависит от состава и содержания коррозионно-активных компонентов: хлорид- и бикарбонат-ионов, pH в среднем 7,6. Содержание хлоридов в воде превышает пороговое значение в сотни раз (высокая коррозионная активность соответствует значениям хлор-иона выше пороговых в 50 мг/л в интервале значений pH 4.5-8.5 [2]. В воде присутствуют сульфат-ионы, однако их содержание недостаточно для развития полноценного биоценозного комплекса.

Таблица 6.2.3 – Результаты работ изоляции водопритоков методом ЦПД

№ скв./ Объект	Дата проведения работы	Интервалы перфорации, горизонт		Параметры работы скважин						Прирост дебита нефти, т/сут	Снижение обводнённости, %	Продолжительность эффекта (по состоянию на 01.01.2022 г.) сут	Примечание				
		До изоляции	После изоляции	До обработки			После обработки										
				Q _ж , т/сут	Q _и , т/сут	%, воды	Q _ж , т/сут	Q _и , т/сут	%, воды								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14				
23 I	8-21.01.2018	1186,0-1190,0 1261,4-1274,0 K1al3-K1a	1261,0-1268,0 K1a	16,2	5,4	66,7	32,3	14,7	53,5	9,3	13,2	1428	Эффект продолжается				
24 I	10- 20.04.2018	1264,5-1267,0 K1a	1254,5-1266,0 1273,0-1275,5 K1a	25,0	6,0	76,0	24,1	9,1	60,8	3,1	15,2	693	Эффект закончен				
348 II	08- 13.08.2018	1054,8-1056,0 1060,5-1062,0 K1al2-1	1054,8-1056,0 1060,5-1062,0 K1al2-1	23,8	7,9	66,9	25,7	10,7	54,6	2,8	12,3	303	Эффект закончен				
63 II	12- 20.01.2019	955,0-959,0 K1al1-1	953,5-957,0 K1al1-1	8,5	2,5	70,6	8,9	2,7	70,0	-	-	-	Без изменения				
	08- 13.03.2021	953,5-957,0 K1al1-1	953,0-956,0 K1al1-1	8,5	0,5	94,1	не вступила в работу			-	-	-	Эффект неопределён				
6Д I	14- 21.02.2019	1260,0-1274,0 K1a	1260,0-1262,0 K1a	17,1	6,8	60,3	20,9	8,2	60,1	1,4	0,2	614	Эффект закончен				
21 I	11- 25.03.2020	1182,5-1187,0 1157,0-1168,0 K1al3-3-K1a	1273,0-1275,0 K1a	22,6	5,1	77,5	19,7	10,2	47,7	5,1	29,8	640	Эффект продолжается				
15 I	06- 19.08.2020	1250,0-1265,0 K1a	1250,0-1253,0 K1a	40,6	2,3	94,4	30,7	9,6	68,6	7,3	25,8	440	Эффект продолжается				
64 II	20- 29.06.2021	921,5-923,5 K1al1-1	921,5-923,0 K1al1-1	10,7	1,0	90,6	15,5	0,9	94,2	-	-	-	Без изменений				

Таблица 6.2.4 – Результаты работ изоляции водопритоков установкой ВП

№ скв./ Объект	Дата проведения работы	Интервалы перфорации, горизонт		Параметры работы скважин						Прирост дебита нефти, т/сут	Снижение обводнённости, %	Продолжительность эффекта (по состоянию на 01.01.2022 г.) сут	Примечание				
		До установки ВП	После установки ВП	До обработки			После обработки										
				Q _ж , т/сут	Q _и , т/сут	%, воды	Q _ж , т/сут	Q _и , т/сут	%, воды								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14				
179 III	06- 07.02.2019	1733,0-1750,0 1771,0-1794,0 1802,0-1835,0 K1nc2-1	1733,0-1750,0 1771,0-1794,0 K1nc2-1	23,3	8,0	65,7	15,0	11,6	21,8	3,6	43,9	943	Эффект закончен				
143 III	20.09- 07.10.2020	1342,0-1344,0 1362,5-1363,5 1364,5-1370,0 K1a/K1ne1-Б	1362,5-1363,5 1364,5-1370,0 K1nc1-B/K1nc2-1	27,8	4,9	82,4	14,1	10,7	24,1	5,8	58,3	451	Эффект продолжается				
512 III	08- 15.04.2021	915,0-1025,0 1040,0-1085,0 1100,0-1165,0 K1al 1-2	915,0-1025,0 K1al 1-2	95,3	6,1	93,6	21,0	9,8	53,1	3,7	40,5	184	Эффект продолжается				
362 II	17.07- 10.08.2021	1053,5-1061,0 K1al2-1	1278,0-1283,0 K1al3-3	35,5	11,0	69,0	21,0	13,6	33,8	2,6	35,2	122	Эффект продолжается				

По компонентному составу и степени воздействия воды продуктивных пластов характеризуются как сильноагрессивные среды, вызывающие общую и локальную виды коррозии.

Наибольшее значение углекислого газа в составе нефтяного газа обнаружено в пробе из скважины блока Огайского, IVо объекта, горизонта К₁nc 2 (таблица 2.3.3) – до 11%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 1,57 МПа, что намного превышает пороговое значение.

В пробе из скважины блока Огайского, Іо объекта, горизонта К₁al₃ 0 содержание углекислого газа – до 4,26%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 0,294 МПа, что также намного превышает пороговое значение.

В пробе из скважины блока Огайского, Іо объекта, горизонта К₁al₃ 1 содержание углекислого газа – до 8,66%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 0,597 МПа, что также намного превышает пороговое значение.

В пробе из скважины блока Огайского, IVо объекта, горизонта К₁a содержание углекислого газа – до 8,55%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 1,22 МПа, что также намного превышает пороговое значение.

В пробе из скважины блока Огайского, IVо объекта, горизонта К₁nc 1 содержание углекислого газа – до 7,65%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 1,09 МПа, что также намного превышает пороговое значение.

На Западном блоке в пробе из скважины, Із объекта, горизонта К₁al₃ 1 содержание углекислого газа – до 1,41%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 0,128 МПа, что также превышает пороговое значение.

На Восточном блоке в пробе из скважины Шв объекта, горизонта К₁al₁ 3-3+К₁a содержание углекислого газа – до 2,44%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 0,195 МПа, что также превышает пороговое значение.

На Восточном блоке в пробе из скважины Шв объекта, горизонта К₁a содержание углекислого газа – до 6,8%. Для этого значения расчётное парциальное давление составит 0,544 МПа, что также превышает пороговое значение.

В настоящее время мероприятия по защите от коррозии нефтепромыслового оборудования на различных участках системы сбора и подготовки продукции скважин не реализуются.

В связи с устойчиво высоким темпом обводнения продукции скважин и высокими значениями содержания углекислого газа в составе нефтяного газа рекомендован специальный метод защиты от коррозии - химическое ингибирирование. Ингибиторы могут

быть поданы в агрессивную среду в любом желаемом месте функционирующей системы без существенного изменения технологического процесса добычи.

При химическом ингибиравании обязателен тщательный подбор ингибиторов с учетом их совместимости с технологическими процессами подготовки и переработки продукции, при осуществлении которых применяются химические реагенты различного класса. Необходимо проведение предварительных испытаний ингибиторов в промысловых условиях с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям.

В настоящее время ассортимент предлагаемых ингибиторов обеспечивает большой выбор реагентов для различных условий эксплуатации.

К факторам, отрицательно влияющим на стабильную работу скважин, относится содержание песка в скважинной продукции. Эрозионные (механические) процессы, вызываемые выносом механических примесей (песка), при наличии агрессивной среды рассматриваются как фактор, стимулирующий коррозионный износ (эрэозионная коррозия) оборудования скважин и трубопроводных коммуникаций системы сбора продукции.

Коррозионный мониторинг должен включать применение технологических мер по защите от коррозии подземного оборудования скважин и системы сбора и подготовки продукции скважин. Технологические методы защиты представляют собой комплекс мероприятий, включающих применение герметизированных систем производства; эксплуатацию трубопроводов систем сбора, транспортирующих обводненную нефть, со скоростями выше критических, при которых не происходит выделения водной фазы в виде водных скоплений или подвижного слоя и др. При явлениях выноса песка необходимо предусмотреть мероприятия по его предупреждению, или сведению выноса песка до уровня, когда с помощью технологических методов можно обеспечить антикоррозионный режим движения флюида.

Выводы и рекомендации

Для борьбы с отложениями органических веществ на месторождении проводятся промывка скважин горячей нефтью (ОГН) в объёме от 8 до 56 м³. Наибольшее количество промывок приходится на скважины III объекта.

Межочистной период, рассчитанный для скважин, составляет от 208 сут до 490 сут и в среднем составляет 438 сут.

С целью повышения эффективности проводимых мероприятий по удалению органических отложений необходимо проведение лабораторных исследований по определению компонентного состава отложений и подбору растворяющих композиций.

По результатам исследований рекомендовать способы защиты и очистки подземного оборудования.

В результате проведённых работ по интенсификации добычи нефти методом дистрела и перестрела интервалов перфорации произошло увеличение дебита нефти в среднем на 5,7 т/сут на одну успешную скважинно-операцию. На скважинах 64-1 и 78 обводнённость продукции снизилась в среднем на 24%. Продолжительность эффекта составляет в среднем 333 сут на одну скважинно-операцию, причём на скважинах №№ 17, 64-1, 78, 200, 508 по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается. Успешность проведённых работ составила 88%.

После проведения работ по термогазокислотному разрыву пласта на скважинах №№ 52, 72 и 159, выполненного специалистами компании ТОО «НПП «УралНефтеГазСервис», произошло увеличение дебита нефти в среднем на 6 т/сут на одну скважинно-операцию. Продолжительность эффекта составляет в среднем 924 сут на одну скважинно-операцию, причём на всех скважинах по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается. Успешность проведённых работ составила 100%.

В целях борьбы с водопроявлениями в период 2018-2021 гг. на 8-ми скважинах месторождения Морское были выполнены 9 водоизоляционных работ методом ЦПД по результатам ГИС-исследований. Успешность работ составила 75%. В результате проведённых работ на 6-ти скважинах произошло увеличение дебита нефти в среднем на 4,8 т/сут. Обводнённость снизилась в среднем на 19,3% на одну успешную скважинно-операцию. Продолжительность эффекта составляет в среднем 686 сут на одну успешную скважинно-операцию, причём на скважинах №№ 15, 21, 23 по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается.

В результате выполненных работ с целью изоляции обводнившихся интервалов перфорации установкой взрыв-пакера успешность составила 100%. На всех скважинах произошло увеличение дебита нефти в среднем на 3,9 т/сут. Обводнённость снизилась в среднем на 44,5%. Продолжительность эффекта составляет в среднем 425 сут, причём на скважинах №№ 143, 362 и 512 по состоянию на 01.01.2022 г. эффект продолжается.

Учитывая, что средняя обводнённость продукции скважин начиная с 2023 г. превышает 60 % и в дальнейшем процесс роста обводнённости будет продолжаться, с целью более успешной работы по борьбе с водопроявлениями считаем необходимым проведение следующих работ:

- Провести трассирование методом индикаторного заводнения для определения направления движения закачиваемой воды и наличия гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами.
- С целью ограничения водопритоков в добывающих скважинах, обводняемых за счет нагнетаемых вод, необходимо учесть системность подхода для решения проблемы, т.е. одновременную обработку (в течение 10-15 дней) изолирующими составами ячейки скважин (нагнетательная + окружающие добывающие скважины).
- Обязательным условием проведения работ по ограничению водопритоков в добывающих скважинах и выравниванию профиля приёмистости нагнетательных скважин является ГИС-контроль до и после проведения мероприятий, а также входной контроль качества используемых реагентов и готовых композиций.

Для защиты от коррозии нефтепромыслового оборудования рекомендуется:

- применение технологических методов защиты, включающих применение герметизированных систем производства,
- применение ингибиторной защиты после проведения исследований по совместимости с технологическими процессами подготовки продукции и исследований с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям;
- для предотвращения коррозии труб НКТ нагнетательных скважин необходима подготовка нагнетаемого агента в требуемом объеме в соответствии с СТ РК 1662-2007.

6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Согласно Проекта объекты Іо (с 2025 г.), Із (с 2032 г.), ІІ, ІІІ, ІІІз и ІVо месторождения Морское будут разрабатываться с поддержанием пластового давления (ППД). Максимальный фонд нагнетательных скважин ожидается в 2032 г. – 16 единиц. Фонд добывающих скважин по рекомендуемому варианту разработки в 2027 г. должен достигнуть 155 единиц.

Система внутримыслового сбора

В действующем добывающем фонде по состоянию на 01.01.2022 г. числятся 122 добывающие скважины, снабжённые выкидными линиями диаметром 89 мм, по которым добываемая продукция поступает на АГЗУ, где производится индивидуальный поочередный замер дебита скважин и добываемого газа. Система «Эммерсон», расположенная на ГЗУ, через радиомодем передаёт данные в центральный диспетчерский

пункт (ЦДП), где информация обрабатывается и отображается в реальном времени. Система сбора герметизирована.

Существующее положение на блоке Огайское

Нефтегазовая смесь от скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на автоматические групповые замерные установки (АГЗУ), где производится замер дебитов по каждой скважине.

АГЗУ расположены на 6-ти площадках, ниже представлено распределение скважин по площадкам:

На площадке № 1 – скважины №№ 31, 32, 34, 72, 155, 179;

На площадке № 2 – скважины №№ 20, 30, 33, 134, 141, 143, 148, 149, 159, 171, 501, 503Н, 505Н, 506Н, 527Н;

На площадке № 3 – скважины №№ 50, 55, 70, 71, 77, 78, 79, 142, 145, 167, 172, 175, 177, 178, 180, 182, 500Н, 504Н, 507Н, 512Н, 515Н, 524Н, 529Н, 532Н;

На площадке № 4 – скважины №№ 51, 52, 53, 54, 65Н, 73, 75, 76, 113Н, 139, 146, 162, 170, 200, 502Н, 511Н, 516Н, 517Н, 528Н, С3О-1;

На площадке № 8 – скважины №№ 63-1Н, 114, 185, 201, 202Н, 203Н, 407Н, 409Н, 414Н, 417Н, 508Н, 509Н, 518Н, 519Н, 522Н, 523Н, 525Н, 530Н, 531Н;

На площадке № 10 – скважины №№ 64-1Н, 66Н, 80, 186, 187, 411Н, 416Н, 510Н, 513Н, 514Н, 526Н.

Существующее положение на блоке Западное

В настоящее время на блоке Западное эксплуатируются 27 нефтяные скважины. Распределение скважин по площадкам:

На площадке № 5 – скважины №№ 19, 56, 57, 82, 326Н, 342, 346, 360, 362, 380, 396, ЮЗМ-1;

На площадке № 6 – скважины №№ 62, 63, 64;

На площадке № 7 – скважины №№ 59, 60, 67, 81, 83, 322Н, 348, 364, 398, 400Н, 401Н, 402Н.

Существующее положение на блоке Восточное

В настоящее время на восточном блоке месторождении Морское эксплуатируются 12 нефтяных скважин №№ 6Д, 10, 12, 13, 15, 17, 21, 22, 23, 24, 26, 35.

Нефтегазовая смесь от скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на АГЗУ, где производится замер дебитов по каждой скважине. После замера на АГЗУ поток нефтегазовой смеси поступает на общий коллектор диаметром Ø320 мм. Данный коллектор соединяется с нефтепроводами с блоков Западное и Огайское.

По нефтегазовому коллектору общая жидкость со всех блоков поступает в нефтегазовый сепаратор (НГС) объемом 150 м³, где происходит первая ступень сепарации.

Существующая система промысловой подготовки продукции скважин

Существующее положение на блоке Огайское

После замера на АГЗУ поток нефтегазовой смеси поступает на первую ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор (НГС).

После нефтегазового сепаратора газ направляется в газовый сепаратор (ГС) для отделения от капельной жидкости. После газового сепаратора очищенный газ используется на собственные нужды в печах подогрева нефти в качестве топливного газа и на газопоршневой установке ГПЭС для выработки электроэнергии на собственные нужды, излишки газа транспортируются по газопроводу на ПСиПН.

Дегазированная нефтяная эмульсия после НГС с температурой 20-25 °С подается на печи подогрева ПНК-1,9 и ПП-0,63, где подогревается до 60-75 °С.

Для повышения эффективности процесса разрушения нефтяной эмульсии на АГЗУ-1, 3, 4 в поток нефтегазовой смеси через блок реагента (БР=2,5) подается деэмульгатор Рандем – 2228 (производитель ТОО «Рауан Налко») из расчета от 45 г/т на АГЗУ-4, 11 г/т на АГЗУ-3, 18 г/т на АГЗУ-1.

Подогретая до 60-75°С нефтяная эмульсия с помощью мультифазных насосов транспортируется на ПСиПН Морское.

Существующее положение на блоке Западное

Нефтегазовая смесь от скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на автоматические групповые замерные установки (АГЗУ), где производится замер дебитов по каждой скважине. После замера на АГЗУ поток нефтегазовой смеси поступает на первую ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор (НГС).

После нефтегазового сепаратора газ направляется в газовый сепаратор (ГС) для отделения от капельной жидкости. После газового сепаратора очищенный газ используется на собственные нужды в печах подогрева нефти в качестве топливного газа.

Дегазированная нефтяная эмульсия после НГС с температурой 20-25 °С подается на печи подогрева ПНК-1,9 и ПП-0,63, где подогревается до 60-75 °С.

Для повышения эффективности процесса разрушения нефтяной эмульсии на АГЗУ-5 в поток нефтегазовой смеси через блок реагента (БР=2,5) подается деэмульгатор Рандем – 2228 (производитель ТОО «Рауан Налко») из расчета от 35 г/т на АГЗУ-5.

Подогретая до 60-75°С нефтяная эмульсия с помощью мультифазных насосов транспортируется на ПСиПН Морское.

Существующее положение на блоке Восточное

Подготовка добываемой продукции блоков Огайское, Западное и Восточное осуществляется на ПСиПН, расположеннном на блоке Восточное. Процесс осуществляется нижеследующим образом.

По нефтегазовому коллектору общая жидкость со всех блоков поступает в нефтегазовый сепаратор (НГС) объемом 150 м³, где происходит первая ступень сепарации. Для повышения эффективности процесса разрушения нефтяной эмульсии на входе перед НГС, (а также на выходе ОГ, ОН и РВС-5) в поток нефтегазовой смеси через блок реагента (БР=2,5) подается деэмульгатор Рандем – 2228 (производитель ТОО «Рауан Налко») из расчета 335 грамм на одну тонну.

Выделившийся газ (в объеме 30000-45000 м³/сутки) с НГС отводится в газосепараторы объемом 0,8 м³, где производится очистка газа от капельной жидкости и механических примесей. После газосепаратора очищенный газ используется на собственные нужды - в печах подогрева нефти и газо-поршневых электростанциях в качестве топливного газа.

Нефтяная жидкость после НГС с температурой 20-25 °С потоком направляется в КСУ (концевая сепарационная установка) для окончательной сепарации от попутного газа. Выделившийся с КСУ газ, также направляется в газосепараторы для очистки от капельной жидкости и механических примесей.

Дегазированная нефтяная эмульсия после КСУ подается в технологический РВС-2000м3 №5 где через флотационные трубы высотой 2,5 метров происходит дополнительное разделение на нефть и попутно добываемую воду. Отделившаяся попутно добываемая вода насосами 6НК перекачивается в ОПФ-3000, где фильтруется от остаточной нефти и направляется в резервуары пластовой воды РВС-400 м3 № 1, № 2 и РВС-1000м3 №3 откуда центробежными насосами ЦНС DG100-140 откачивается в нагнетательные скважины.

После РВС-2000м3 №5 нефтяная эмульсия переливом через верхний коллектор высотой 6,5 метров и с помощью насосов перекачки типа 6НК-9 подается по нефтепроводу диаметром Ø150мм на печь подогрева ПТБ-40Э №1 и подогревается до 65-75 °С. Подогретая нефтяная эмульсия после печи ПТБ-40Э №1 поступает в технологический РВС-1000м3 №4 далее с помощью насосов перекачки 6НК-9 поступает в технологический РВС-1000м3 №3. В технологических резервуарах №3 и №4 также происходит разделение фаз нефть-вода через установленные флотационные трубы высотой 2,5 метров.

Сырая нефть с остатками попутно пластовой водой после РВС-1000м3 №4 с помощью насосами 6НК-6 подается по нефтепроводу диаметром Ø150мм на печь подогрева

ПТБ-40Э №2 и подогревается до 75-81 °С. Подогретая сырья нефть после печи ПТБ-40Э №2 поступает в отстойник нефти ОН-200, где происходит разделение на нефть и попутно добываемую воду. Отделившаяся попутно добываемая также вода сливается в ОПФ-3000, где фильтруется от остаточной нефти и направляется в резервуары пластовой воды РВС-400 м3 № 1, № 2 и РВС-1000м3 №3 откуда центробежными насосами ЦНС DG100-140 откачивается в нагнетательные скважины.

Нефть из отстойника ОН-200 переливом по верху сосуда по нефтепроводу диаметром Ø150 мм направляется на печи подогрева ПНК-1,9 № 1 и № 2 и подогревается до 80-89 °С. После печей подогрева поток нефти направляется в горизонтальный отстойник ОГ-200. В горизонтальном отстойнике происходит дополнительное осаждение попутно добываемой воды, которая также направляется на ОПФ-3000. После ОГ- 200 в поток нефти направляется в горизонтальные резервуары РГС объемом 60м3 в количестве 5 единиц и 90м3 в количестве 3 единиц, для выведения нефти до 1 группы качества нефти.

Подготовленная товарная нефть после РГС по нефтепроводу диаметром Ø150мм направляется в резервуары товарной нефти РВС-2000м3 №6, РВС-2000м3 №7 и РВС-5000м3 №8 на хранение и отправки автоцистернами АЦН для дальнейшей реализации на ПССН «Каратон».

Схема внутрипромыслового сбора и подготовки продукции скважин месторождения Морское, включая блок Огайское, представлена на рисунке 6.3.1.

Рекомендации по системе сбора

Настоящим Проектом предусмотрено:

- 2022 г. – бурение 5-ти добывающих скважин, ввод в эксплуатацию 9-ти скважин из оценочного фонда и перевод 2-х скважин в ППД. Общий фонд добывающих скважин составит 136 единиц, нагнетательных – 7.
- 2023 г. – бурение 4-х добывающих скважин. Общий фонд добывающих скважин составит 140 единиц, нагнетательных – 7.
- 2024 г. – бурение 5-ти добывающих скважин, перевод 1-й скважины в ППД и выбытие 1-й скважины. Общий фонд добывающих скважин составит 143 единиц, нагнетательных – 8.
- 2025 г. – бурение 5-ти добывающих скважин, перевод 1-й скважины в ППД. Общий фонд добывающих скважин составит 147 единиц, нагнетательных – 9.
- 2026 г. – бурение 5-ти добывающих скважин, перевод 1-й скважины в ППД. Общий фонд добывающих скважин составит 151 единиц, нагнетательных – 10.

- 2027 г. – бурение 5-ти добывающих скважин, перевод 1-й скважины в ППД. Общий фонд добывающих скважин составит 155 единиц, нагнетательных – 11.

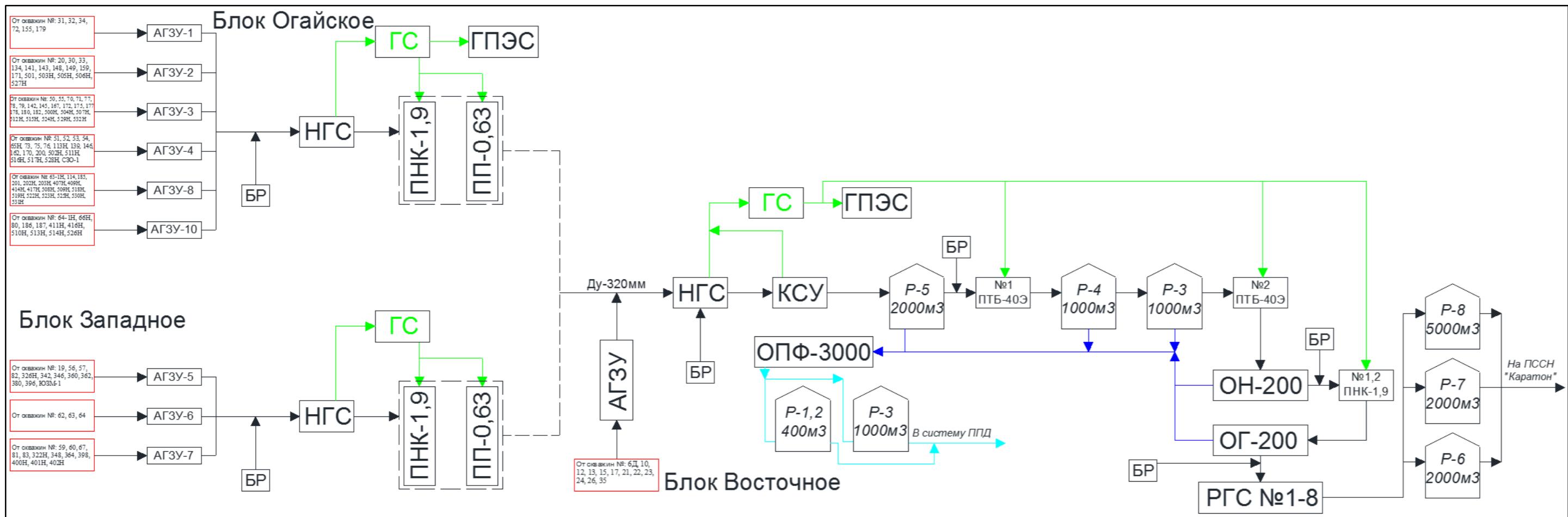


Рисунок 6.3.1 – Схема внутримыслового сбора и подготовки продукции

Дополнительное бурение 29-ти добывающих скважин предполагает обустройство устьев и выкидных линий от данных скважин до ГЗУ и организации системы замера продукции вновь вводимых скважин с учётом следующих рекомендаций:

- проектные скважины необходимо включить в действующую систему сбора
- каждая скважина от устья до объекта подготовки должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности по скважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения.
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта.
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Нормативы технологических потерь нефти при добыче

В соответствии с требованием нормативной базы РК предприятиям необходимо иметь научно-обоснованные нормативы технологических потерь нефти при добыче, технологически связанные с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождения.

Технологические потери в процессе добычи, подготовки и транспортировки нефти для месторождения Морское, рассчитаны в 2020 г. специалистами АО «НИПИНЕФТЕГАЗ» г.Актау в рамках выполненной работы «Определение и нормирование технологических потерь в процессе добычи, подготовки и транспортировки нефти для месторождения Морское». По результатам расчёта технологические потери нефти составили 0,933497%, из них потери нефти от испарения – 0,932597% и потери нефти за счет уноса со сточной водой – 0,0009%.

Согласно Методическим Указаниям ПСТ РК 15-2014 [3] ввод дополнительных установок, оборудования, бурение и ввод в эксплуатацию новых скважин влияет на уровень потерь нефти и газа, что является обоснованием для периодического уточнения данных нормативов.

6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

В настоящее время АО «КоЖан» имеет «Программу развития переработки сырого газа месторождения Морское (включая площадь Огайское) на период 2021-2023 гг.»,

разработанную ТОО «Green Benefits» и утвержденную на Рабочей комиссии в МЭ РК (Протокол №3 от 28.12.2020 г.).

В качестве основного варианта использования сырого газа для месторождения Морское является использование его для выработки электроэнергии на газовой поршневой электростанции и на огневых печах подогрева нефти в процессе подготовки.

В соответствии с существующим положением в системе сбора и подготовки нефти на месторождении Морское на данном этапе разработки, на промысле основными объектами потребления газа являются:

- печи подогрева нефти ПП-0,63 в количестве 8-ми единиц, 3 из которых установлен на площадке "Огайское-1" и по 1-й на ПСиПН «Морское» и на площадках скважин №№ 19, 50, 51 и 59. Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 100 м³/час;
- нагреватели УН-0,2 в количестве 3 единиц, 2 из которых установлены на ПСиПН "Морское" и 1 на площадке скважины №58. Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 25 м³/час;
- подогреватели нефти с комбинированным нагревом ПНК-1,9 в количестве 6 комплектов, 2 из которых установлены на ПСиПН "Морское" и по 1 – на площадках скважин №№ 30, 50, 80 и 201. Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 235 м³/час;
- печи трубчатые блочные ПТБ-5-40Э в количестве 2-х единиц, установлены на ПСиПН "Морское". Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 800 м³/час;
- 4 комплекта ГПЭС-600, которые установлены на ПСиПН «Морское» и 4 комплекта ГПЭС-500, которые установлены на площадке скважины «Огайское-1». Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной установки в нормальных условиях составляет 100 м³/час.
- котельная на газовом топливе в вахтовом посёлке (котёл «Буран», 3 единицы) Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одного котла в нормальных условиях составляет 10 м³/час.
- теплогенераторы на газовом топливе установленные на складе временного хранения в количестве 2 единиц. Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одного теплогенератора в нормальных условиях составляет 19 м³/час.

Для измерения объёма потребляемого нефтяного газа на месторождении используются датчики расхода газа типа «Эмис-Вихрь 200» с пределом измерений от 53 до 1920 и³/ч. Приборы установлены на площадках №№ 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8 и 10, а также на ПСиПН.

Технические характеристики и количество оборудования за рассматриваемый период по годам представлены в таблице 6.4.1.

Таблица 6.4.1 – Техническая характеристика оборудования

Наименование	Количество, ед			Расход газа на 1 ед, м ³ /час	Ожидаемое время работы оборудования, дней/год			Общий расход, млн. м ³			
	Годы разработки				2022	2023	2024	2022	2023	2024	
	2022	2023	2024		2022	2023	2024	2022	2023	2024	
ПП-0,63	8	8	8	100	120	110	100	2,304	2,112	1,920	
УН-0,2	3	3	3	25	120	110	100	0,216	0,198	0,180	
ПНК-1,9	6	6	6	235	120	110	100	4,061	3,722	3,384	
ПТБ-5-40Э	2	2	2	800	120	110	100	4,608	4,224	3,840	
ГПЭС	8	8	8	100	290	255	238	5,568	4,896	4,570	
Котельная	3	3	3	10	180	145	150	0,129	0,104	0,108	
Теплогенераторы	2	2	2	19	150	100	100	0,137	0,091	0,091	

В таблице 6.4.2 приведены прогнозные показатели разработки на проектируемый период 2022-2024 гг.

Таблица 6.4.2 – Прогнозные показатели разработки

Годы	Показатели				
	Фонд добывающих скважин, шт	Добыча нефти, тыс.т	Добыча жидкости, тыс.т	Ресурсы нефтяного газа, млн.м ³	Газосодержание, м ³ /т
2022	136	555,1	1373,0	17,023	30,7
2023	140	500,4	1431,4	15,347	30,7
2024	143	459,5	1523,6	14,093	30,7

Весь добытый сырой газ месторождения Морское будет использоваться на собственные нужды. Баланс сырого газа на период 2022-2024 гг. представлен в таблице 6.4.3.

Таблица 6.4.3 – Распределение потоков сырого газа для проектируемого периода

Показатели	Ед. изм.	Периоды разработки		
		2022	2023	2024
Ресурсы сырого газа	млн.м ³ /год	17,023	15,347	14,093
Объем газа, используемого на собственные нужды, всего	млн.м ³ /год	17,023	15,347	14,093
в т.ч.	на ГПЭС	5,568	4,896	4,570
	на печи подогрева	11,189	10,256	9,324
	на котельную и теплогенераторы	0,266	0,195	0,199

6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Разработка месторождения Морское, согласно проекту, будет проводиться с использованием системы ППД на Іо (с 2025 г.), Із (с 2032 г.), ІІ, ІІв, ІІз и ІVо объектах. Источником водоснабжения для ППД является попутно-добыываемая (сточная) вода.

В таблице 6.5.1 представлены результаты определения физических свойств и химического состава пластовых и закачиваемых вод месторождения Морское, исследованных в период 2019-2021 гг. в лаборатории ТОО «КазНИГРИ».

Вода для анализа отбиралась с различных точек системы ППД. Закачиваемая вода имеет минерализацию от 115 до 135 г/л, тип воды - хлоркальциевый. Плотность варьирует от 1,095 до 1,101 г/см³. Содержание ионов хлора колеблется от 73,5 до 84,4 г/л и составляет в среднем 76,5 г/л, кальция 6,6 г/л, магния 4,3 г/л, суммарное количество калия и натрия составляет в среднем 34,0 г/л, сульфатов – до 0,044 г/л, гидрокарбонатов - до 0,3 г/л.

По состоянию на 01.01.2022 г. в нагнетательном действующем фонде 5 скважин, из них скважины 7 и 9 закачивают воду в І объект, скважина 58 - во ІІ объект, скважины 1 и 74 - в ІІІ объект.

Наземное оборудование нагнетательных скважин включает в себя нагнетательную арматуру с регулятором расхода жидкости. На месторождении Морское применяется нагнетательная арматура с рабочим давлением 21 МПа с условным проходом ствола боковых отводов 65 мм (АФК-65х21 по ГОСТ 13846-84) и диапазоном регулирования по максимальному значению суточного расхода закачиваемого агента. На боковом отводе нагнетательной ёлки установлен обратный клапан, препятствующий потоку жидкости из скважины в случае временного прекращения подачи или аварии водовода.

Внутрискважинное оборудование нагнетательных скважин состоит из колонны НКТ наружным диаметром 73 мм.

Нагнетательная скважина 7 снабжена 146 мм эксплуатационной колонной, скважины 58 и 74 – 168 мм колонной, в скважине 1 – 245 мм эксплуатационная колонна. Глубина подвески НКТ на всех скважинах выше верхних отверстий интервала перфорации на глубину от 8 м (скважина 7) до 176 м (скважина 1).

Согласно перспективному плану добычи нефти максимальный объём закачки воды в целом по месторождению приходится на 2032 г. и составляет 1152 тыс. м³. Исходя из максимальной суточной потребности в закачиваемой воде в размере 3,1 тыс. м³/сут, понадобится 15 нагнетательных скважин.

С учётом характеристики основных показателей разработки проведён расчёт технологических показателей работы нагнетательных скважин, приведённый в таблице 6.5.2.

Таблица 6.5.1 – Физико-химический состав пластовых и закачиваемых вод месторождения Морское

Место отбора	Интервал отбора	Дата отбора	р, г/см ³	рН	Компоненты, мг/л						Σ мин г/л
					Ca	Mg	Na+K	Cl	SO ₄	HCO ₃	
скв. 113 блок Огайское	307,7-547,7	24.09.2019	1,180	7,2	5329	1213	38102	71464	42,4	378,1	116,5
скв. 30 блок Огайское	1051,0-1054,0	29.08.2019	1,134	6,0	4851	2091	64203	113523	21,0	205,3	184,9
скв. 342 блок Западный	1185,5-1186,6 1188,2-1192,2	29.08.2019	1,091	7,0	5356	2182	38711	75308	6,05	368,5	121,9
скв. 401 блок Западный	1100,0-1163,0 1178,0-1228,0 1240,0-1380,0	29.08.2019	1,159	6,4	4088	2346	38806	73753	85,3	158,3	119,2
скв. 30 блок Огайское	1051,0-1054,0	08.11.2021	1,084	6,4	6669	3597	32919	72745	27,5	476,5	116,4
скв. 187 блок Огайское	785,0-787,0	08.11.2021	1,093	6,8	5488	5328	31544	73785	31,8	128,1	116,3
скв. 139 блок Огайское	770,5-772,0	08.11.2021	1,091	6,2	7384	4481	31500	74458	24,2	382,1	118,2
скв. 50 блок Огайское	647,5-649,5	08.11.2021	1,092	7,5	7369	4024	30094	71046	30,2	179,6	112,7
скв. 162 блок Огайское	804,0-806,0 808,0-811,0	08.11.2021	1,092	6,8	4097	6103	30487	71825	27,5	353,7	112,9
скв. 59 блок Западный	1008,3-1010,0 1012,5-1019,0	08.11.2021	1,096	6,8	5484	4880	34901	77611	22,5	205,5	123,1
скв. 19 блок Западный	1231,7-1237,0	08.11.2021	1,097	7,5	8036	3103	36580	79484	33,1	290,1	127,5
скв. 56 блок Западный	978,5-981,8	08.11.2021	1,095	7,4	7714	3789	30843	72125	31,8	175,6	114,7
скв. 70 блок Огайское	1342,0-1348,0	06.12.2021	1,089	6,2	7094	2265	39565	79915	0,03	380,5	129,2
скв. 134 блок Западный	1382,0-1385,0 1393,0-1396,0 1398,5-1402,5	06.12.2021	1,121	6,4	5704	2812	50073	95223	0,04	414,0	154,3
Сточная вода с РВС-1000 м ³	05.08.2021	1,096	7,6	5872	3340	41763	84400	44,0	157,5	135,5	
Сточная вода с РВС-400 м ³	05.08.2021	1,095	7,6	6962	2223	36648	75194	33,1	156,3	121,2	
Сточная вода с РВС-400 м ³	05.08.2021	1,099	7,6	7345	3120	38836	81854	39,3	152,7	131,3	
Нагнетательная скважина 74 блок Огайское	08.11.2021	1,101	7,4	6942	4655	31163	73743	23,9	249,2	116,8	
Нагнетательная скважина 1 блок Огайское	08.11.2021	1,101	6,8	7315	4882	30306	73726	24,1	276,7	116,5	
Нагнетательная скважина 7 блок Восточный	08.11.2021	1,100	7,4	6195	4965	33140	76067	19,6	277,1	120,5	
Нагнетательная скважина 9 блок Западный	08.11.2021	1,100	7,0	5467	4644	32715	73497	21,1	245,6	116,6	
Нагнетательная скважина 58 блок Западный	08.11.2021	1,100	7,0	6953	6662	27418	73802	25,5	307,9	115,2	

Таблица 6.5.2 – Технологические показатели работы системы ППД месторождения Морское

Годы	Фонд нагнетательных скважин	Средняя приёмистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	Годовая закачка воды, тыс м ³	Годовая добыча попутно-добываемой воды, тыс м ³	Недостающие объёмы воды тыс м ³	Объёмы воды, подлежащие утилизации, тыс м ³
1	2	3	4	5	6	7
2022	7	214,2	523,9	730,9	-	207,0
2023	7	193,2	535,9	832,0	-	296,1
2024	8	173,0	539,9	950,9	-	411,0
2025	9	207,7	720,1	1017,7	-	297,6
2026	10	214,7	818,8	1080,2	-	261,4
2027	11	202,6	843,1	1219,2	-	376,1
2028	12	188,1	847,9	1226,9	-	379,0
2029	13	210,5	1021,6	1204,9	-	183,3
2030	14	190,7	991,7	1175,8	-	184,1
2031	15	188,9	1048,3	1157,0	-	108,7
2032	16	190,9	1125,1	1135,2	-	10,1
2033	16	190,2	1121,2	1109,1	12,1	-
2034	16	185,0	1090,6	1086,7	3,9	-
2035	16	179,5	1058,1	1059,7	-	1,6
2036	14	124,4	646,9	599,0	47,9	-
2037	14	124,0	644,9	600,4	44,5	-
2038	14	121,0	629,5	597,2	32,3	-
2039	14	120,2	625,1	597,3	27,8	-
2040	14	120,7	627,9	597,0	30,9	-
2041	14	120,3	625,6	597,1	28,5	-
2042	14	118,4	615,7	591,1	24,6	-
2043	14	117,7	612,2	590,7	21,5	-
2044	14	117,2	609,8	590,0	19,8	-
2045	14	116,7	606,8	589,8	17,0	-
2046	13	116,3	564,8	552,1	12,7	-
2047	10	96,5	368,0	377,9	-	9,9
2048	10	95,8	365,4	367,6	-	2,2
2049	10	95,1	362,6	366,2	-	3,6
2050	10	94,3	359,9	364,7	-	4,8
2051	9	87,8	304,4	309,0	-	4,6
2052	9	86,9	301,4	306,9	-	5,5
2053	9	86,0	298,3	304,7	-	6,4
2054	9	85,1	295,1	302,3	-	7,2
2055	7	45,4	125,9	106,6	19,3	-

Начиная с 2022 г. объём добычи сточной воды превышает объём закачиваемой воды в систему ППД. В связи с этим необходимо предусмотреть вопрос утилизации излишков попутно-добываемой воды через поглощающие скважины.

Начиная с 2033 г. объёмов попутно-добываемой воды для обеспечения технологических показателей разработки месторождения Морское будет недостаточно. Недостающие объёмы воды могут покрываться либо морской водой, либо водозаборной водой водоносных горизонтов.

Перед началом закачки к 2033 г. необходимо будет выполнить комплексные исследования на стабильность, совместимость, коррозионную активность и содержание СВБ пластовой, сточной и воды либо морской, либо водоносного горизонта.

Для того, чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода для целей ППД месторождения Морское должна соответствовать установленным требованиям [4], приведённым в таблице 6.5.3.

Таблица 6.5.3 – Требования к качеству закачиваемой воды

Параметры	Объекты				
	I ₀ , I ₃	II	III _в	III _з	IV ₀
Стабильность	стабильна				
Совместимость с пластовыми водами	снижение приёмистости допускается не более 20%				
Количество мех примесей	до 50 мг/л	до 15 мг/л	до 50 мг/л	до 15 мг/л	до 15 мг/л
Содержание нефтепродуктов	до 50 мг/л	до 15 мг/л	до 50 мг/л	до 15 мг/л	до 15 мг/л
Размер взвешенных частиц	90% частиц не крупнее 5 мкм				
Содержание растворённого кислорода	менее 0,5 мг/л				
Содержание железа (II)	менее 1 мг/л				
Содержание сероводорода	отсутствие				
Содержание сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ)	отсутствие				

В 2021 г. лабораторией ТОО «КазНИГРИ» проводились исследования содержания и нефтепродуктов в закачиваемой воде, отобранный с РВС (таблица 6.5.4).

Таблица 6.5.4 – Результаты исследований по контролю качества закачиваемой воды

Место отбора	Дата отбора	Механические примеси, мг/л	Нефтепродукты мг/л
Сточная вода с РВС-1000 м ³ №3	05.08.2021	-	3,80
Сточная вода с РВС-400 м ³ №1	05.08.2021	-	5,83
Сточная вода с РВС-400 м ³ №2	05.08.2021	-	3,99

Результаты исследований показывают, что по количеству нефтепродуктов закачиваемая вода соответствует предъявляемым требованиям [4].

В настоящее время дозирование реагентов в закачиваемую воду не проводится.

К числу факторов, осложняющих реализацию системы ППД, можно отнести низкую, не соответствующую проектной, приёмистость нагнетательных скважин. Породы продуктивных аптских, среднеальбских и верхнеальбских отложений месторождения Морское представлены песчаниками, песками и глинами. Глины плотные, слабо алевритистые, слабослюдистые, иногда карбонатные. Для увеличения проницаемости подобных терригенных коллекторов, характеризующихся наличием силикатных, кварцевых и глинистых образований рекомендуется применение глинокислотного раствора (ГКР).

Породы продуктивных отложений неокома и нижнеальбских отложений месторождения Морское представлены переслаиванием мергеля, известняка, доломита, чередование песков, глин, реже песчаников и алевролитов. Глины серые с зеленоватым оттенком, плотные, песчанистые, карбонатные. Пески и песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые, слюдистые, слабо глинистые, на карбонатно - глинистом цементе. Для увеличения проницаемости коллекторов, представленных карбонатными и терригенными породами рекомендуется двухэтапная обработка. Перед закачкой глинокислотного раствора (ГКР) рекомендована соляно-кислотная обработка с целью снижения неэффективного расходования плавиковой кислоты на растворение карбонатов (расход соляно-кислотного раствора -0,1-0,2 м³/м вскрытой мощности).

При реализации системы ППД необходимо проводить мониторинг качества закачиваемой воды. Согласно [5] необходимо проводить ежедневный контроль содержания нефтепродуктов и мех примесей в закачиваемой воде и раз в квартал на нагнетательных скважинах осуществлять замеры забойного давления.

6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт

Система подготовки воды должна быть закрытой, чтобы избежать контакта добываемой воды с атмосферой. Нагнетательная скважина должна быть оснащена штуцерным клапаном и расходомером для контроля распределения нагнетаемой воды.

Существуют следующие методы очистки воды от нефти и мех примесей: отстой, флотация, осаждение, фильтрация и сепарация. Подготовка воды чаще всего осуществляется путем отстоя в резервуаре сточной воды. В таких условиях частицы менее 5 мкм осаждаются медленно, и гранулометрический состав взвесей не контролируется. Более тонкую очистку обеспечивает фильтрация и сепарирование под действием центробежных сил.

Очистка от нефти осуществляется отстоем в резервуаре цеха подготовки нефти. В случае превышения требуемых норм очистки в технологическую схему может быть включен блок гидроциклонов типа жидкость–жидкость.

Предварительная очистка от механических примесей проводится отстоем в резервуаре. Дополнительная подготовка воды может осуществляться путем ее фильтрации через различного рода фильтры (фильтры грубой очистки, фильтры на пористых средах, патронные фильтры) или с помощью сепарации в гидроциклах и центрифугах.

В настоящее время подготовка воды для закачки в пласт производится на ПСиПН месторождения Морское. Отделившаяся попутно добываемая вода сливается в ОПФ-3000,

где фильтруется от остаточной нефти и направляется в резервуары пластовой воды РВС-1000 м³ № 3, РВС-400 м³ № 1 и № 2, откуда насосами НБ-125 откачивается в нагнетательные скважины.

Чтобы не допустить гидравлического разрыва пласта, необходимо определить предельно допустимое устьевое давление, при котором возможно осуществлять закачку рабочего агента в пласт. Расчёт устьевых давлений нагнетания производится исходя из того, что забойное давление должно быть на 10% ниже давления гидроразрыва пласта.

В таблице 6.6.1 приведены расчётные допустимые значения давления нагнетания и забойных давлений по объектам разработки.

Таблица 6.6.1 – Результаты расчёта допустимых устьевых давлений для нагнетательных скважин месторождения Морское

Параметры	Объекты					
	I ₀	I ₃	II	III _в	III _з	IV ₀
Средняя глубина залегания, м	917	979	1162	1280	1377	1384
Пластовое давление, МПа	6,9	9,1	10,98	8,0	13,51	14,3
Допустимое забойное давление, МПа	18,6	19,8	23,4	25,7	27,7	27,8
Допустимое устьевое давление, МПа	12,0	11,0	12,7	18,0	14,5	13,8

По системе заводнения для рекомендуемого варианта разработки предполагается обустроить:

- В 2022 г. – перевод 2-х скважин из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 7 единиц;
- В 2024 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 8 единиц;
- В 2025 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 9 единиц;
- В 2026 г. – перевод 1-й скважин из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 10 единиц;
- В 2027 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 11 единиц;
- В 2028 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 12 единиц;
- В 2029 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 13 единиц;
- В 2030 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 14 единиц;
- В 2031 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 15 единиц.

- В 2032 г. – перевод 1-й скважины из добывающего фонда под нагнетание воды, фонд нагнетательных скважин составит 16 единиц.

Все нагнетательные скважины оборудовать нагнетательной арматурой.

Проложить высоконапорные водоводы до нагнетательных скважин.

7 ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

С учетом горно-геологических условий бурения, на основании опыта пробуренных скважин (месторождения Морское, Огайское) и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан, для бурения вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин на месторождении Морское, включая блок Огайское, рекомендуется следующая конструкция:

Направление 339,7 мм x 50 м. Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.

Кондуктор 244,5 мм x 350 м. Устанавливается для перекрытия водоносных пластов, для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. На устье устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

Эксплуатационная колонна 168,3 мм x 1400м (для вертикальных скважин.) Эксплуатационная колонна 168,3 мм x 1400/1800 м (для наклонно-направленных и горизонтальных скважин). Устанавливается для разобщения пластов и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья (для горизонтальных скважин при наличии фильтра: от фильтра до устья) скважины.

За 2022 год на месторождении Морское, включая блок Огайское, планируется бурение 3 наклонно-направленных скважин (№№ 410, 413, 415) и 2 горизонтальных скважин (№№ 408, 412).

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Рекомендуемая конструкция скважин.

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
Направление	444,5	339,7	50	устье
Кондуктор	311,2	244,5	350	устье
Эксплуатационная				
- для вертикальных скважин	215,9	168,3	1400	устье
- для наклонно-направленных и горизонтальных скважин	215,9	168,3	1400/1800*	устье (при наличии фильтра: от фильтра до устья)

Примечание: В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн. На каждой проектной скважине глубину спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.

* - глубина по вертикали/по стволу.

За отчётный период (с 2018 по 2021 годы) на месторождении Морское, включая блок Огайское пробурены 51 скважины, в том числе:

- за период 2018 год 19 скважин, из них 8 скважин (№№ 362, 364, 380, 342, 360, 402, 400, 401) на Западном блоке Морское, а 11 скважин (№№ 201, 200, 504, 500, 503, 501, 502, 505, 202, 506, 203) на Огайском блоке.

- за период 2019 год 16 скважин на Огайском блоке (№№ 186, 187, 519, 524, 516, 512, 522, 507, 518, 517, 529, 523, 532, 525, 510, 509)

- за период 2021 год 16 скважин на Огайском блоке (№№ 508, 515, 511, 526, 531, 527, 528, 513, 530, 514, 407, 416, 414, 411, 417, 409).

Кроме этого, за период 2020 год пробурены 4 скважины: 3 горизонтально-оценочных скважин (№№ 63-1, 65, 66) и 1 наклонно-направленная оценочная скважина № Р-2, а за период 2021 год пробурена одна оценочная – горизонтальная скважина № 64-1.

С учетом оценочных скважин, за отчетный период с 2018 по 2021 годы на месторождении Морское, включая блок Огайское пробурены 56 скважин.

Фактические конструкции пробуренных скважин представлены в таблице 7.1.2:

Таблица 7.1.2 – Фактические конструкции скважин

Годы	№ скв	Назначение	Вид скважины	Направление		Кондуктор		Экс. колонна	
				глубина спуска, м	наружный диаметр, мм	глубина спуска, м	наружный диаметр, мм	глубина спуска, м	наружный диаметр, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Западный блок Морское									
2018	362	Экспл.	накл.напр	53,5	339,7	350,8	244,5	1300,0	168,3
2018	364	Экспл.	накл.напр	53,8	339,7	347,6	244,5	1368,5	168,3
2018	380	Экспл.	накл.напр	50,2	339,7	351,6	244,5	1478,9	168,3
2018	342	Экспл.	накл.напр	53,4	339,7	349,5	244,5	1498,8	168,3
2018	360	Экспл.	накл.напр	54,2	339,7	354,8	244,5	1492,6	168,3
2018	402	Экспл.	накл.напр	54,5	339,7	353,3	244,5	1512,0	168,3
2018	400	Экспл.	горизонт.	54,5	339,7	350,3	244,5	1473,0	168,3
2018	401	Экспл.	горизонт.	54,6	339,7	352,6	244,5	1406,6	168,3
2020	P-2	Оценочная	накл.напр	53,29	339,7	356,67	244,5	1903,94	168,3
Огайский блок									
2018	201	Экспл.	накл.напр	50,5	339,7	349,4	244,5	963,8	168,3
2018	504	Экспл.	горизонт.	49,0	339,7	355,0	244,5	1071,2	168,3
2018	500	Экспл.	горизонт.	52,3	339,7	349,4	244,5	1154,5	168,3
2018	503	Экспл.	горизонт.	53,9	339,7	354,1	244,5	1301,0	168,3
2018	501	Экспл.	горизонт.	54,0	339,7	352,5	244,5	1143,1	168,3
2018	502	Экспл.	накл.напр	53,6	339,7	353,2	244,5	1127,9	168,3
2018	505	Экспл.	горизонт.	53,0	339,7	352,4	244,5	1234,0	168,3
2018	200	Экспл.	накл.напр	54,3	339,7	352,5	244,5	1008,0	168,3
2018	506	Экспл.	накл.напр	53,6	339,7	353,1	244,5	1273,1	168,3
2018	202	Экспл.	накл.напр	53,4	339,7	352,0	244,5	1100,8	168,3
2018	203	Экспл.	горизонт.	52,6	339,7	354,6	244,5	1072,2	168,3
2019	524	Экспл.	горизонт.	54,9	339,7	352,0	244,5	1100,7	168,3
2019	519	Экспл.	горизонт.	52,0	339,7	352,8	244,5	1002,2	168,3

Продолжение таблицы 7.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

2019	516	Экспл.	горизонт.	50,9	339,7	353,3	244,5	1710,6	168,3
2019	186	Экспл.	горизонт.	48,0	339,7	351,2	244,5	884,9	168,3
2019	512	Экспл.	горизонт.	53,4	339,7	357,4	244,5	1182,1	168,3
2019	522	Экспл.	накл.напр	51,2	339,7	357,8	244,5	1128,2	168,3
2019	507	Экспл.	горизонт.	53,9	339,7	354,7	244,5	1274,0	168,3
2019	187	Экспл.	накл.напр	53,0	339,7	355,8	244,5	854,3	168,3
2019	518	Экспл.	горизонт.	50,8	339,7	354,2	244,5	1006,9	168,3
2019	517	Экспл.	горизонт.	53,7	339,7	354,1	244,5	1392,1 (1852,4 фильтр)	168,3
2019	529	Экспл.	горизонт.	53,2	339,7	351,5	244,5	1238,4 (1571,9 фильтр)	168,3
2019	523	Экспл.	горизонт.	47,2	339,7	357,5	244,5	1275,6	168,3
2019	532	Экспл.	горизонт.	52,2	339,7	356,0	244,5	1091,0	168,3
2019	525	Экспл.	горизонт.	51,9	339,7	347,5	244,5	1169,5	168,3
2019	510	Экспл.	горизонт.	52,1	339,7	348,9	244,5	1245,4 (1558,0 фильтр)	168,3
2019	509	Экспл.	горизонт.	53,3	339,7	349,8	244,5	1746,9	168,3
2021	508	экспл.	горизонт.	51,5	339,7	358,56	244,5	1074,22	168,3
2021	515	экспл.	горизонт.	54,86	339,7	358,37	244,5	1097,32	168,3
2021	511	экспл.	горизонт.	52,9	339,7	358,9	244,5	1272,48	168,3
2021	526	экспл.	горизонт.	52,71	339,7	355,88	244,5	1029,82	168,3
2021	531	экспл.	горизонт.	52,7	339,7	354,87	244,5	1061,07	168,3
2021	527	экспл.	горизонт.	54,95	339,7	356,49	244,5	1155,9	168,3
2021	528	экспл.	горизонт.	53,94	339,7	233,92	244,5	1097,86	168,3
2021	513	экспл.	горизонт.	52,18	339,7	358,23	244,5	1052,53	168,3
2021	530	экспл.	горизонт.	53,43	339,7	324,51	244,5	1152,72	168,3
2021	514	экспл.	горизонт.	53,5	339,7	353,99	244,5	1049,43	168,3
2021	407	экспл.	горизонт.	52,35	339,7	350,37	244,5	1077,04	168,3
2021	416	экспл.	горизонт.	52,28	339,7	352,45	244,5	990,52	168,3
2021	414	экспл.	горизонт.	53,31	339,7	353,62	244,5	1014,33	168,3
2021	411	экспл.	горизонт.	53,08	339,7	352,06	244,5	1170,98	168,3
2021	417	экспл.	горизонт.	54,1	339,7	353,46	244,5	1069,95	168,3
2021	409	экспл.	горизонт.	54,95	339,7	354,24	244,5	1057,39	168,3
2020	63-1	Оценочная	горизонт.	51,34	339,7	358,35	244,5	1146,46	168,3
2020	65	Оценочная	горизонт.	54,06	339,7	127,53	244,5	1201,9	168,3
2020	66	Оценочная	горизонт.	55,0	339,7	358,2	244,5	1197	168,3
2021	64-1	Оценочная	горизонт.	56,05	339,7	356,97	244,5	1677,2	168,3

Согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», отклонение фактической глубины скважины от предусмотренной в рабочем проекте не должно превышать ± 250 м. По предоставленным данным отклонения при бурении выше допущенной нормы не зафиксированы.

Необходимо отметить, что конструкция горизонтальных скважин предлагается согласно индивидуальным техническим проектам.

Выбор буровой установки производится в соответствии с проектной глубиной и конструкцией скважин. Бурение скважин рекомендуется производить с мобильной буровой установки с грузоподъемностью, достаточной для спуска максимально тяжелой

обсадной/бурильной колонны и ведения аварийных работ - допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40%.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения, иметь систему приготовления и обработки бурового раствора, комплекс очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора и другие системы для обеспечения жизнедеятельности и безопасности персонала, иметь достаточное количество долот с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Выбор технологии цементирования и тампонажных материалов проведен с учетом геологических условий, рекомендуемой конструкции скважин и анализа крепления ранее пробуренных скважин.

Рекомендации по цементированию скважин представлены в таблице 7.1.3.

Таблица 7.1.3 – Месторождение Морское, включая блок Огайское. Рекомендации по цементированию обсадных колонн.

Наименование показателей	Направление 339,7мм x 50м	Кондуктор 244,5 мм x 350 м		Эксплуатационная колонна 168,3 мм x 1400/1800 м	
		I порция	II порция	I порция	II порция
Высота подъема цемента	до устья	до устья	на 150-175 м выше башмака	до устья	на 150-200 м выше кровли продуктивных горизонтов
Тип цемента	ПЦТ I-CC-50	ПЦТ I-CC-50 или класс G(HSR)			ПЦТ I-CC-100 или класс G(HSR)
Плотность цементного раствора, г/см ³	1,82-1,85	1,50-1,55	1,89-1,90	1,55-1,65	1,89-1,90
Добавки	ускоритель схватывания, пеногаситель	облегчающая добавка, ускоритель схватывания, пеногаситель	понизитель водоотдачи, пеногаситель	облегчающая добавка, понизитель водоотдачи, пеногаситель	понизитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель
Буферная жидкость	техническая вода	техническая вода, ПАВ		техническая вода, ПАВ, буферный материал	

Для получения надежной изоляции и обеспечения качественного цементирования рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий:

- обеспечивать качественную подготовку ствола скважины перед проведением процесса цементирования (применять ингибиторные буровые растворы; использовать буферные жидкости с добавлением ПАВ для эффективного удаления толстой глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных колонн; обеспечивать минимальный разрыв во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования);

- применять эффективные добавки и химреагенты (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, регуляторы сроков схватывания и др.) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня;
- обеспечивать наиболее эффективный режим течения буферной жидкости и цементных растворов в затрубном пространстве;
- проводить расхаживание или вращение обсадной колонны для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора;
- использовать две цементировочные пробки для наилучшего разделения бурового и цементного растворов;
- применять технологическую оснастку (центраторы, турбулизаторы, скребки) в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин.

Результаты оценки качества цементирования эксплуатационных колонн в скважинах, пробуренных и зацементированных за отчетный период, представлены в таблице 7.1.4:

Таблица 7.1.4 – Оценка качества цементирования эксплуатационных колонн

№ скв	Контакт цемента с колонной (АКЦ)			
	сплошное	частичное	плохое	отсутствует
	%	%	%	%
1	2	3	4	5
Западный блок Морское				
362	44,27	41,63	13,73	0,37
364	82,13	13,29	3,21	1,37
380	58,62	27,89	13,49	0
342	48,64	39,27	8,77	1,35
360	54,29	37,38	6,46	1,33
402	46,3	34,2	14,5	5,0
400	82,8	14,1	3,1	0
401	83,5	13,6	2,9	0
P-2	30,52	20,55	35,28	13,65
Огайский блок				
201	40,85	33,99	20,16	4,36
504	22,08	37,95	28,13	11,84
500	41,3	36,5	11,66	10,54
503	55,8	25,29	10,9	8,01
501	59,98	28,77	5,46	5,79
502	43,44	35,22	14,56	6,78
505	57,37	22,32	5,62	14,69
200	49,26	37,06	13,68	0
506	51,28	41,29	7,13	0
202	55,35	28,92	15,13	0,6
203	56,25	23,03	19,21	1,51

Продолжение таблицы 7.1.4

1	2	3	4	5
524	46,90	30,2	22,90	0
519	60,03	18,84	12,87	8,26
516	39,4	26,0	18,6	16,0
186	27,87	56,71	15,03	0,39
512	63,3	18,2	14,6	3,9

522	68,3	19,0	5,9	6,8
507	66,4	21,8	6,0	5,8
187	45,02	30,99	23,74	0,25
518	62,12	21,23	9,13	7,52
517	16,0	43,5	30,3	10,2
529	23,0	31,2	26,2	19,6
523	38,6	47,7	13,5	0,2
532	77,15	9,35	6,14	7,36
525	61,5	25,5	6,0	7,0
510	79,48	8,42	1,26	10,84
509	27,2	18,4	38,9	15,5
508	87,7	11,0	1,3	0
515	90,9	2,1	2,2	4,8
511	91,9	6,3	1,8	0
526	95,5	1,5	0,1	2,9
531	69,8	11,3	9,8	9,1
527	56,2	20,6	14,6	8,6
528	79,5	18,6	0,5	2,0
513	48,6	33,7	16,3	1,4
530	78,7	13,0	4,1	4,2
514	54,26	15,41	18,7	11,63
407	77,5	16,5	3,9	2,1
416	63,5	35,8	0	0,7
414	44,8	16,4	25,6	13,2
411	76,6	12,8	2,5	8,1
417	64,2	26,2	8,8	0,9
409	79,8	17,0	2,0	1,2
63-1	51,6	33,0	14,0	1,4
65	75,2	23,7	1,1	-
66	28,62	28,26	16,75	26,37
64-1	72,96	17,93	7,3	1,81

На основании представленной промысловой информации по скважинам (заключительные отчеты о бурении скважин, заключения по результатам акустической цементометрии) видно, что качество цементирования скважин эксплуатационных колонн, в целом, неплохое. Однако, необходимо отметить, что качество цементирования эксплуатационных колонн по скважинам достаточно неоднородно. Высокое качество цементирования можно отметить в скважинах №№ 364, 400, 401 Западном блоке Морское, а на скважинах №№ 508, 510, 511, 512, 515, 525, 526, 528, 530, 532, 407, 409, 64-1 Огайском блоке. На остальных анализируемых скважинах характер сцепления цементного камня с колонной в основном представлен чередованием интервалов частичного, хорошего и плохого сцепления, что может быть следствием неполноты вытеснения бурового раствора цементным.

Как показал анализ и оценка качества, цементирование скважин является одной из основных задач, требующих решения при строительстве и освоении скважин.

Результатом цементирования должно быть предотвращение межпластовых перетоков и формирование герметичного цементного кольца.

На практике выполнение этой задачи трудноразрешимо из-за недостаточной изученности всех факторов, влияющих на образование цементного камня и идеализации процессов, происходящих в затрубном пространстве.

Существенное влияние на герметичность заколонного пространства оказывает оснастка, подготовка ствола скважины к проведению тампонажных работ, составы тампонажных смесей и буферных жидкостей, средства и технологические способы цементирования.

Следует отметить влияние субъективных факторов на качество цементирования:

-несоблюдение требований технологических проектов на строительство скважин в части технологии цементирования и параметров растворов (недостаточное количество технологической оснастки, применение буровых растворов с повышенной водоотдачей, снижение плотности тампонажного раствора за счет избыточной воды, закачка нестабильного по плотности цементного раствора);

-отсутствие необходимых тампонажных материалов (качественных цементов, химреагентов) и современной цементировочной техники.

Качество цементирования обсадных колонн зависит от многих факторов.

Влияние каждого из этих факторов однозначно оценить невозможно, поэтому для улучшения качества цементирования в целом необходимо свести к минимуму негативное воздействие некоторых из них, возможно имеющих место на анализируемых скважинах.

К таким факторам можно отнести:

-неустойчивый кавернозный ствол скважин и низкое качество бурового раствора, параметры которого не всегда соответствуют проектным;

-эксцентричное расположение обсадных колонн из-за недостаточного количества применяемой технологической оснастки, приводящее к образованию застойных зон и неполному вытеснению бурового раствора цементным;

-несоответствующее качество тампонажных растворов.

7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Требования к буровым растворам для вскрытия продуктивных пластов разрабатывается с учетом горно-геологических условий и ожидаемых осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин на территории месторождения Морское, включая блок Огайское.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть все проблемы связанные с геологическими условиями проводки скважины:

- поглощения бурового раствора в процессе бурения;

- нефтегазопроявления;
- осьпи и обвалы стенок скважины;
- прихваты бурильного инструмента;
- сальникообразования.

Для вскрытия продуктивных пластов, т.е. бурение интервала под эксплуатационную колонну, где содержится большое количество аргиллитов, использовать ингибиованный полимерный буровой раствор.

В качестве ингибитора глин и аргиллитов использовать KCl (содержание, которого в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 3 %) в сочетании с другими реагентами-ингибиторами глин и аргиллитов.

Так как продуктивные пласти вскрываются совместно с отложениями верхнего и нижнего мела, в разрезе которых содержится более 40 % глин, а также, учитывая высокую глинистость продуктивных пластов (до 20 %), при использовании не ингибиованных промывочных жидкостей, велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными аргиллитами и легкодиспергирующими глинами разреза. Это приводит к ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, к кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, и, как следствие, может приводить к ухудшению продуктивности скважин и увеличению сроков их освоения.

С целью максимального сохранения коллекторских характеристик продуктивного пласта и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение их необходимо производить с использованием ингибиованного полимерного бурового раствора, который должен 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);
- в качестве утяжелителя бурового раствора до плотности 1,40 г/см³ использовать карбонат кальция с целью максимального сохранения коллекторских характеристик продуктивного пласта (пористость, проницаемость).
- в случае возникновения поглощений бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент (карбонат кальция различного размера гранул и их конфигурации), во избежание

загрязнения коллектора, либо закачивать различные пачки LCM в зависимости от интенсивности поглощений.

При использовании в качестве ингибитора аргиллитов KCl, для обеспечения эффекта ингибирования, содержание его в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 3 %

За 50-100 м до вскрытия продуктивных пластов, содержащих сероводород и углекислый газ, начать ввод поглотителей или нейтрализаторов сероводорода и углекислого газа, так как в нефтяном газе содержание углекислого газа до 11 % объемных и сероводорода до 0,84 % объемных.

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения, первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном буровом растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом репрессия на пласт не должна превышать 5% пластового давления. С этой целью, вскрытие поглощающего горизонта производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно потеря бурового раствора, потеря циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов должны производиться современными перфораторами. При применении данных перфораторов можно получить высокую пробивную способность, лучшую проходимость в скважинах, за один рейс перфорируется большой интервал и есть возможность создавать каналы большой длины (0,8-1,2 м) и диаметра (12-14 мм).

На основе анализа сравнительных показателей различных кумулятивных перфораторов для вторичного вскрытия продуктивных пластов рекомендуется применить перфорационные системы, с плотностью зарядов 16 отв. на 1 пог. метр.

Для снижения вредного воздействия, оказываемого буровым раствором на продуктивный пласт во время бурения, и исключения вредного воздействия перфорационной жидкости во время перфорации при репрессии, рекомендуется перфорировать продуктивные пластины, в среде чистой жидкости перфораторами, спускаемыми на насосно-компрессорных трубах.

Поэтому в процессе бурения под эксплуатационную колонну и освоение скважины в качестве промывочной и перфорационной жидкости рекомендуются бурение данного интервала, с целью сохранения коллекторских характеристик (пористость, проницаемость) продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, производить с использованием ингибирированного полимерно-хлоркалиевого бурового раствора с низким

содержанием твердой фазы с введением дополнительных полимерных реагентов для усиления ингибирующих свойств.

В качестве ингибирующей добавки в буровой раствор, с использованием которого бурился предыдущий интервал, вводится 3-4 % KCl (хлористого калия) и ХВ-полимер (типа Родопол-23П). Перед вводом KCl в буровой раствор предварительно обработать реагентом стабилизатором по водоотдаче и вязкости Форалис-380П. Для регулирования щелочности бурового раствора использовать едкий калий KOH (или NaOH). С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в качестве утяжеляющей и временно закупоривающей добавки использовать кислоторастворимый карбонат кальция. В целом система бурового раствора, должна полностью отвечать основным требованиям, предъявляемым к нему при вскрытии продуктивных пластов. Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды применять жидкость с плотностью, соответствующей правилам на строительство скважин. Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации. Оставшийся ствол скважины заполнить буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость, представляющую собой водный раствор солей, очищенных от механических примесей, необходимо обработать неионогенными добавками ПАВ для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

Из всех известных методов вызова притока и освоения скважин предлагается использовать свабирование – понижение уровня в скважине, в которую спущена колонна НКТ. Это наиболее производительный способ и может осуществляться с использованием фонтанной арматуры со специальным лубрикатором.

При слабом притоке жидкости произвести плавный перевод скважины на механизированный способ эксплуатации.

Все работы по вскрытию продуктивных горизонтов, вызова притока и освоения скважин должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по технике безопасности.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

По результатам гидродинамических расчетов основных технико - экономических показателей разработки, приведенных в разделах 4-6 обосновывается проект плана добычи нефти, объемы буровых работ по рекомендуемому варианту.

В таблице 8.1 для рекомендуемого **варианта 2**, приведена динамика ввода новых скважин и их дебитов, динамика добычи нефти и закачки воды, динамика фонда скважин и средних дебитов скважин по нефти и по жидкости в целом по месторождению Морское, включая блок Огайское.

Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объем буровых работ по месторождению Морское, включая блок Огайское

9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для эффективной разработки требуется в процессе осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию.

Виды исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования месторождения определены на основании «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр РК», а также опыта разработки месторождений подобного типа.

Комплекс исследований контроля разработки должен включать исследования по новым скважинам, вводимым из бурения, и добывающим и нагнетательным скважинам действующего фонда при проведении ремонта или геолого-технических мероприятий.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Морское, включая блок Огайское предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Промысловые исследования.
- Промыслово-геофизические исследования скважин.
- Гидродинамические исследования пластов и скважин.
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа.
- Физико-химические исследования попутной воды.

Перечисленные виды и методы характеризуются своими возможностями и ограничениями, поэтому только их комплексное использование позволяет получать достаточно достоверную информацию, необходимую для управления процессами разработки.

Комплекс исследований по контролю за разработкой месторождения Морское, включая блок Огайское, их периодичность и выполнение за анализируемый период приведены в таблице 9.1.

Обязательный комплекс промысловых исследований включает в себя: определение забойных и пластовых давлений, дебитов нефти, жидкости добывающих скважин, обводнённости и газового фактора.

Определение пластового давления

Определение пластового давления должно осуществляться глубинным скважинным манометром во время первичных испытаний в виде разовых исследований по всем

скважинам, вскрывшим продуктивные пласти (в том числе и в зоне контурной области). После этого, пластовое давление необходимо контролировать систематически в действующих добывающих скважинах не реже одного раза в квартал.

Замеры пластового давления, когда это технологически возможно, должны осуществляться с помощью глубинных манометров (дистанционных и с автономной регистрацией) в фонтанных и насосных скважинах (через затрубное пространство).

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем добывающим скважинам новым и после выхода из ремонта и систематически – в действующих скважинах не реже одного раза в квартал.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При отсутствии технической возможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня (с помощью эхолотов) и последующего пересчета.

В настоящее время, для наблюдения за пластовым и забойным давлениями по действующим и наблюдательной скважине, применяются высокочувствительные электронные манометры, которые используются для проведения специальных исследований производительности скважин и взаимовлияния скважин.

Определение дебита жидкости по добывающим скважинам и приемистости по нагнетательным скважинам.

В целях контроля разработки разовые измерения дебитов должны проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

Периодичность замеров дебитов составляет: при опробовании скважин - не менее трех раз на каждом режиме; при эксплуатации - для низкодебитных скважин (до 5 т/сут) один раз в 30 дней, для среднедебитных скважин (5-25 т/сут) один раз в 15 дней и 1-2 раза в неделю для высокодебитных скважин (более 25 т/сут).

Определение обводнённости продукции добывающих скважин

Обводнённость должна определяться разовыми исследованиями по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта и систематически в процессе эксплуатации. Определение осуществляется путем лабораторного анализа отбираемых проб продукции.

Периодичность замеров обводнённости дифференцирована для безводных скважин (<2 %), низко и среднеобводнённых скважин (2-90 %) и высокообводнённых скважин (>90 %) и составляет: по безводным скважинам – ежемесячно, по низко и

среднеобводнённым – каждые две недели, по высокообводнённым скважинам – еженедельно.

Определение газового фактора

Газовый фактор определяется разовыми исследованиями по всем добывающим скважинам новым и после ремонта. Газовый фактор на скважинах, разрабатываемых при забойных давлениях выше давления насыщения и характеризующихся начальным газовым фактором, определяется один раз в год. По скважинам, разрабатываемым при забойных давлениях ниже давления насыщения, с повышенным газовым фактором (превышающим начальное содержание растворенного газа) измеряется ежемесячно.

Определение пластовой температуры

Пластовая температура определяется разовыми исследованиями во всех новых скважинах и систематически по всем действующим и наблюдательным скважинам не реже одного раза в квартал.

Измерение статических и динамических устьевых давлений

Измерение динамических устьевых давлений необходимо проводить ежедневно (или не реже одного раза в неделю) по всему фонду скважин. Измерение статических устьевых давлений по действующему добывающему фонду скважин необходимо проводить при каждой остановке скважины, но не реже одного раза в квартал.

Контроль за эксплуатацией скважин

Проводимые мероприятия по определению технического состояния наземного и подземного оборудования, являются обязательными для выявления и своевременного устранения неисправностей.

Контроль технического состояния оборудования должен включать: проведение регулярного визуального осмотра и профилактического ремонта наземного оборудования (смазка запорных устройств и механизмов); опрессовку устьевого и подземного оборудования; при проведении ПРС проверку состояния подземного оборудования и при обнаружении неисправностей его замену.

Контроль внутрискважинного оборудования проводится на основе результатов наблюдений за трубным и затрубным давлениями, изменения соотношений которых в большую или меньшую сторону характеризуют состояние подземной части скважины.

При контроле эксплуатации скважин должен проводиться регулярный замер дебита и обводнённости продукции, устьевых и затрубных давлений, по результатам которых намечаются геолого-технические мероприятия. Для оптимизации работы скважин необходимо проводить регулярные исследования скважин (замеры пластовых и забойных

давлений манометром в фонтанных скважинах, отбивка эхолотом динамического и статического уровней в механизированных скважинах). По результатам замера пластовых и забойных давлений, устанавливается необходимый режим работы фонтанных скважин. Контроль насосной скважины рекомендуется проводить с помощью эхолота, позволяющего отбивать динамический и статический уровни, и датчиков, установленных в шкафах управления, что при постоянном замере дебитов нефти и воды даёт возможность оперативного вмешательства для установки оптимального режима при помощи смены режима откачки (частотный регулятор) и устранения неполадок.

Данные результатов систематического контроля режимов эксплуатации скважин, проводимых на них ремонтов, изменений режимов должны фиксироваться в специальных журналах и рапортах. По этим фактическим данным корректируются технологические режимы эксплуатируемой скважины, на последующий период (месяц или квартал). Зафиксированные данные о работе скважины за весь период её эксплуатации служат исходным материалом при установлении оптимального режима работы, как данной скважины, так и других скважин, находящихся в аналогичных условиях, а также позволяют правильно вести разработку всего месторождения в целом.

На основании систематического изучения эксплуатации каждой скважины должны составляться графики проведения профилактических работ, своевременное выполнение которых обеспечивает нормальную работу скважин и сохранение заданного режима эксплуатации.

Гидродинамические методы контроля за процессом разработки

К гидродинамическим методам исследований относятся методы определения свойств или комплексных характеристик продуктивных пластов и скважин по результатам экспериментальных наблюдений на изучаемых объектах взаимосвязей между дебитами скважин и определяющими их забойными давлениями.

При гидродинамических исследованиях скважин получают ценную информацию о свойствах пород, строении пласта внутри и вне контура нефтеносности, типе коллекторов, состоянии призабойной зоны скважин.

Результаты гидродинамических исследований позволяют получить данные о фильтрационных характеристиках пласта, как в пределах исследуемой скважины, так и на значительном удалении от нее, установить наличие и положение непроницаемых границ и зон резкого изменения фильтрационных свойств пласта, мест перетока жидкостей из одного пласта в другой и др.

В промысловой практике применяются три основных метода гидродинамических исследований:

- метод установившихся отборов;
- метод восстановления давления;
- метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание).

Исследования методом установившихся отборов

Гидродинамические исследования методом установившихся отборов проводятся с целью контроля продуктивности добывающих скважин, изучения влияния режима работы скважины на её производительность и оценки фильтрационных параметров разрабатываемой залежи.

При исследовании этим методом непосредственно измеряется дебит добывающей скважины (или приемистость нагнетательной скважины) и соответствующее значение забойного давления последовательно на нескольких, достаточно близких к установившимся, режимах эксплуатации скважины.

Метод установившихся отборов позволяет определить коэффициент продуктивности добывающей скважины, а также оценить значение комплексного параметра – гидропроводности пласта.

Исследования должны проводиться как разовые по всем новым скважинам, а также по действующим скважинам до и после ремонтов (ГТМ), связанных с изменением состояния призабойной зоны, так и систематически – по действующим добывающим скважинам не реже одного раза в год.

Исследования методом восстановления давления

Данные исследования проводятся в виде разовых исследований по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам, а также скважинам, вышедшем из ремонта, и систематически по действующим добывающим скважинам не реже одного раза в год. Кривые восстановления давления (КВД) должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных или дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. Исследование скважин методом восстановления давления включает измерение пластового давления.

Основными целями, стоящими перед этими исследованиями, являются определение продуктивных характеристик скважин, оценка степени ухудшения продуктивности скважин (скин-эффект), эффективности заканчивания, фильтрационных параметров пластов.

Для обработки КВД с учетом дополнительного притока жидкости к забою скважин после остановки необходимо одновременно с регистрацией КВД на забое регистрировать изменение буферного и затрубного давлений. Прямое измерение продолжающегося притока в скважину возможно, если исследование методом восстановления давления проводится комплексным глубинным прибором, имеющим как датчик давления, так и высокочувствительный датчик расхода.

Метод исследования взаимодействия скважин

Метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание) используется для определения осредненных значений параметров гидропроводности и пьезопроводности пластов на участках между выбранными парами исследуемых скважин в условиях неустановившейся фильтрации жидкости. При этом решается также качественная задача: установить наличие или отсутствие гидродинамической связи по пласту между забоями исследуемых скважин.

Этот вид исследования относится к единичным замерам, которые выполняются по мере необходимости.

Кроме комплекса гидродинамических исследований могут проводится также специальные исследования:

исследования, направленные на оценку технологической эффективности геологотехнических мероприятий;

исследования, направленные на оценку эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Данные исследования проводятся по специальным программам, утверждаемым главным инженером и главным геологом предприятия недропользователя.

9.1 Контроль физико-химических свойств нефти, газа и воды

Свойства пластовой нефти и газа находятся в прямой зависимости от термобарических условий и могут изменяться в значительной степени в процессе разработки месторождения вследствие постоянно меняющихся условий в пластах, особенно при осуществлении процесса заводнения. Так как свойства добываемых флюидов определяют выбор системы разработки, добычи и подготовку, необходимо обеспечивать проведение периодических лабораторных и промысловых исследований по их изучению.

Кроме того, данные исследования осуществляются в целях контроля выработки пластов и технологического контроля режимов скважин, предупреждения осложнений при их эксплуатации.

Для контроля разработки эксплуатационных объектов в обязательный комплекс систематических исследований входят следующие физико-химические исследования:

- отбор и исследование глубинных проб нефти;
- отбор и исследование дегазированных проб нефти;
- определение состава добываемого газа;
- отбор и определение состава попутно-добываемых и закачиваемых вод;

Отбор и исследование глубинных проб нефти

Рекомендуется производить разовые отборы глубинных проб по новым скважинам при опробовании в них продуктивных пластов, по эксплуатационным скважинам по мере необходимости после осуществления какого-либо технологического или технического мероприятия. Отбор должен производиться глубинными пробоотборниками в непосредственной близости от зоны притока нефти. Отбор производится при невысокой обводненности и устойчивом газовом факторе. Для корректного определения газосодержания обводненность не должна быть выше 30 %. Отбор и исследования проб должны проводиться согласно ОСТУ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти».

Отбор и исследование поверхностных проб нефти и попутно-добываемой воды

С целью контроля за основными свойствами нефти в поверхностных условиях рекомендуется отбирать устьевые пробы нефти раз в полугодие. Параметры дегазированной нефти должны определяться при помощи специальной аппаратуры для отбора и исследования проб в соответствии с действующими в отрасли стандартами. Необходимо определять вязкостно-плотностные характеристики нефти в стандартных условиях, ее фракционный состав, содержание парафинов, асфальто-смолистых компонентов и серы, температуру застывания и насыщения парафином, содержание связанной воды, солей и механических примесей.

Для контроля за течением процесса заводнения и вытеснения нефти закачиваемым агентом в пласте, а также для контроля за процессами солеотложений и коррозии, рекомендуется проводить отбор проб попутно-добываемой воды для определения ее состава и свойств. Пробы воды должны отбираться по эксплуатационным скважинам раз в квартал при достаточной обводненности для определения ионно-солевого состава и физических свойств.

Контроль за обводненностью

Контроль за обводненностью продукции скважин на месторождении должен производиться путем отбора устьевых проб раз в квартал. Кроме того при росте обводненности необходимо проводить дополнительные замеры с более частой периодичностью.

Контроль за составом нефтяного газа

Контроль за составом нефтяного газа должен проводиться по глубинным пробам после однократного разгазирования для определения изменений в составе газа и расчета текущего газового фактора. При отсутствии отбора глубинных проб необходимо вести контроль за составом газа по устьевым пробам.

Рекомендуемый комплекс физико-химических исследований, необходимый для осуществления контроля за разработкой в соответствии с нормативными документами и с учетом специфики месторождения представлен в таблице 9.1.1.

Таблица 9.1.1 – Комплекс исследований по контролю за разработкой

Виды исследований	Категории и виды скважин	Периодичность
Физико-химические исследования		
Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа	по новым скважинам (с учетом графика бурения и ввода в эксплуатацию)	Разовые исследования
	по эксплуатационным скважинам (с учетом гидродинамики и обводненности)	Разовые исследования
Отбор устьевых проб нефти	по эксплуатационным скважинам с учетом дебитов и обводненности	1 раз в полугодие
Отбор устьевых проб попутно-добыываемой воды для химического анализа	по добывающим скважинам при достаточной обводненности продукции	1 раз в квартал
Анализ состава нефтяного газа	по добывающим скважинам	По мере необходимости

9.2 Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования

Контроль за техническим состоянием скважин и работой подземного оборудования включает шаблонирование НКТ, динамометрию, изучение технического состояния эксплуатационных скважин и заколонных перетоков.

В скважинах, эксплуатируемых фонтанным способом, рекомендовано:

- ежедневно визуальным осмотром контролировать состояние устьевого оборудования (фонтанной арматуры);
- проводить ежедневные замеры трубного и затрубного давлений, а также давления на выкидной линии;

-
- пластовые и забойные давления определять с помощью глубинных манометров во время гидродинамических исследований.

В скважинах, эксплуатируемых механизированным способом, не реже одного раза в месяц проводить исследования динамического уровня.

Для контроля за работой скважин проводить замеры дебита жидкости и обводнённости продукции.

Работа скважин рекомендовано поддерживать с допустимыми параметрами, не нарушающими технологический режим, обеспечивающими целостность скважинного оборудования, безопасные условия эксплуатации.

10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Согласно отчету «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.11.2018 г.» (Протокол ГКЗ РК за № 2423-22-У от 28.03.2022 г.)

На Государственном балансе РК геологические / извлекаемые запасы нефти в целом по месторождению составили по категориям:

по категории В – 2661 / 974 тыс.т.;

по категории С₁ – 27479 / 8904 тыс.т.;

по категории С₂ в целом по месторождению составили 5742 / 1357 тыс.т, из них по блоку Огайское -1741 /410 тыс. т, по Восточному блоку - 815 / 208 тыс. т и по Западному блоку 3186 /739 тыс. т. Из этих данных видно, что наибольшее количество запасов требующих доразведки сосредоточено в залежах Западного участка.

Недропользователем был составлен отчет «Дополнение №3 к проекту оценочных работ на контрактной территории месторождения Морское», который был рассмотрен на заседании ЦКРР 31.05.2018 г. Комитет геологии и недропользования утвердил данный проект (протокол № 6/1 от 31.05.2018 г.). Настоящим проектом период разведки для оценки был продлен до 17.02.2021 года. Согласно проекту в пределах залежей с запасами категории С₂ закладывалось бурение 9 независимых оценочных скважин на период 2018-2020 гг., из них на блоке Огайское – 3 наклонно-направленные скважины 80-Ог, 185-Ог, СЗО-1, в пределах Западного блока - 6 наклонно-направленных скважин ЮЗМ-1, 63-1-3М, 64-1-3М, 65-3М, 66-3М, 398-3М. А также закладывалось бурение 4 разведочных скважин (113, 114, 158, 133) на блоке Огайское.

В 2019 г. из планируемого объема на блоке Огайское пробурены пять скважин 80-Ог, 185-Ог, СЗО-1, 113, 114, и в пределах Западного блока пробурены две скважины ЮЗМ-1 и 398-3М.

С целью дальнейшего изучения залежей с запасами категории С₂ в предыдущем отчете [AP 2020] предлагалось пробурить оставшихся оценочных (63-1-3М, 64-1-3М, 65-3М, 66-3М) и (158, 133) разведочных скважин. В период с 01.01.2020г по 01.07.2021г согласно рекомендациям скважины 63-1-3М, 64-1-3М, 65-3М, 66-3М были пробурены на блоке Огайское, хотя они закладывались на Западном блоке.

На дату составления настоящего отчета проектные скважины 158 и 133 (разведочная) не были пробурены. Рекомендации остались в силе.

При проведении дальнейших работ на месторождении рекомендуется:

- продолжить бурение вышеупомянутых скважин согласно «Технологической схеме разработки месторождения Морское, включая блок Огайское»;
- также в Западном блоке пробурить 3 оценочных скважин – 403-3М, 429-3М, 430-3М (см. граф. прил. ??).

При бурении скважин необходимо предусмотреть выполнение комплекса общих и детальных геофизических исследований скважин, отбор керна и глубинных проб нефти и газа из продуктивных горизонтов; проведение испытаний для перевода запасов категории С2 в С1. В случае получения пластовой воды определить полный химический состав, минерализацию воды.

12 ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

III вариант данного Проекта предусматривает проведение опытно-промышленных испытаний технологии повышения нефтеотдачи с применением в качестве вытесняющего агента водных растворов неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ).

Геолого-физические условия месторождения Морское, а именно коллекторские свойства, условия залегания пластов, свойства пластовой нефти и минерализация пластовой воды, соответствуют применению данного метода увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении [1].

Метод основан на способности водных растворов НПАВ существенно снижать межфазное поверхностное натяжение на границе раздела нефть-вода, изменять смачиваемость в системе нефть-вода-порода и свойства адсорбционных слоёв, образующихся на границе раздела вода-нефть и нефть-поверхность породы. Значительное снижение поверхностного натяжения на границах раздела является одной из причин более полного вытеснения нефти из пористой среды растворами ПАВ. Они также способствуют дроблению глобул нефти, охваченных водой, снижают необходимый перепад давления для фильтрации жидкостей в пористой среде, способствуют сокращению расхода воды и улучшают ее моющие свойства.

С гидродинамических позиций вытеснение нефти растворами ПАВ с низким межфазным натяжением представляет собой один из наиболее эффективных способов извлечения углеводородов, являющийся или приближающийся к вытеснению со смешением двух жидкостей. Такой метод направлен на максимально возможное извлечение всей находящейся в пласте нефти, в том числе и остаточной, после обычного заводнения. Коэффициент вытеснения при достаточном объеме оторочки в лабораторных экспериментах близок к 100%.

Существенным достоинством заводнения пластов водными растворами НПАВ – это исключительная простота технологии применения, транспортирования, хранения, приготовления и закачки в пласт. По сравнению с другими методами он может быть значительно легче внедрён в больших масштабах при незначительных дополнительных капитальных затратах. Неионогенные ПАВ малочувствительны к солям, применимы в широком диапазоне температур и хорошо совместимы с другими химическими реагентами.

Рекомендуемая концентрация НПАВ в закачиваемой воде – 0.05-0.1%. В качестве НПАВ рекомендуются к применению: оксиэтилированный изононилфенол – Неонол АФ-

12, оксиэтилированные алкилфенолы (типа ОП-10), блоксополимеры окисей этилена и пропилена (дисолваны, проксонолы и сепаролы).

Закачивание композиции НПАВ на месторождении Морское может быть осуществлённо как в отдельные, так и во все нагнетательные скважины одновременно. В первом случае закачивание композиции проводится с помощью дозаторных насосов, расположенных на выкидной линии БКНС через водораспределительный пункт (ВРП) в отдельные скважины. Во втором случае закачивание НПАВ осуществляется путём добавок композиции в закачиваемую воду на БКНС, на приём насосов для лучшего перемешивания.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Совместный пересчет запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 02.01.2016 г.» АО «НИПИнефтегаз. г. Актау, 2016 г.
2. «Технологическая схема разработки месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию 01.01.2016 г.» АО «НИПИнефтегаз. г. Актау, 2016 г.
3. «Прирост и перевод запасов нефти и газа месторождения Морское, включая блок Огайское Атырауской области РК по состоянию изученности на 01.07.2017 г.».
4. «Анализ разработки месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.07.2017 г.» ТОО «Optimum». г. Актау, 2017 г.
5. «Проект разработки месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.01.2018 г.» АО «НИПИнефтегаз». г. Актау, 2018 г.
6. «Пересчет запасов нефти газа месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.11.2018 г.» АО «НИПИнефтегаз». г. Актау, 2019 г.
7. «Анализ разработки месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.01.2020 г.» ТОО «OPTIMUM». г. Актау, 2020 г.
8. «Авторский надзор за реализацией проектных решений месторождения Морское, включая блок Огайское по состоянию на 01.07.2021 г.» ТОО «OPTIMUM». г. Актау, 2021 г.
9. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 07.03.2022 г.).
10. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утвержден приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.
11. «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» утвержден приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года № 329.
12. Лысенко В.Д. «Проектирование разработки нефтяных месторождений», 1987 г.
13. Лысенко В.Д. «Оптимизация разработки нефтяных месторождений», 1991 г.
14. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. «Рациональная разработка нефтяных м/р», 2005 г.

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из оценочного фонда	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод скв. в ППД из добыв. фонда	Перевод скв. с другого горизонта	Перевод скв. на другой горизонт	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода	Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину	Приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут		
	всего	добы-вающих	нагнетатель-ных							всего	нагнетатель-ных						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2022	5	5	0	9	143,0	180,2	2,0	1,0	1,0	0	0	136	136	7	12,0	29,6	214,2
2023	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	136	136	7	10,6	30,5	195,3
2024	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	135	135	7	9,3	34,6	225,0
2025	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	135	135	7	8,1	37,1	251,5
2026	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	135	135	7	7,1	37,3	300,9
2027	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	135	135	7	6,3	44,5	334,6
2028	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	135	135	7	5,8	44,8	342,3
2029	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	134	134	7	5,3	44,4	361,4
2030	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	134	134	7	4,8	43,6	354,6
2031	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	133	133	7	4,5	43,1	401,1
2032	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	132	132	7	4,1	42,2	393,2
2033	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	1,0	1,0	0	0	132	132	7	3,8	41,8	384,5
2034	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	1,0	1,0	1	0	131	131	7	3,5	41,1	376,1
2035	0	0	0	0	143,0	180,2	0,0	0,0	0,0	2	0	129	129	7	3,2	39,9	404,2
2036	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	60	0	69	69	7	1,8	14,3	177,3
2037	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	69	69	7	3,1	26,2	174,1
2038	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	68	68	7	2,9	26,1	171,0
2039	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	68	68	7	2,7	25,5	167,3
2040	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	67	67	7	2,5	24,9	163,7
2041	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	2	0	65	65	7	2,4	25,0	160,7
2042	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	65	65	7	2,3	24,7	156,4
2043	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	1	0	64	64	7	2,1	24,2	154,0
2044	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	64	64	7	2,0	24,1	152,0
2045	0	0	0	0	82,0	180,2	0,0	0,0	0,0	2	0	62	62	7	1,9	24,1	149,8
2046	0	0	0	0	68,0	180,2	0,0	0,0	0,0	11	0	51	51	7	1,7	22,6	147,8
2047	0	0	0	0	68,0	180,2	0,0	0,0	0,0	0	0	51	51	7	1,9	27,1	145,8
2048	0	0	0	0	67,0	180,2	0,0	0,0	0,0	2	0	49	49	7	1,9	27,2	143,7

Приложение 2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Вариант 1

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых отбора, %		Накопленная извлекаемая добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент извлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех. способ	всего	мех. способ		годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	555,1	5,6	9,0	4268,6	43,2	0,142	1373,0	1373,0	7963,9	7963,9	59,6	523,9	3164,5	39	17,0	132,0
2023	497,9	5,0	8,9	4766,5	48,3	0,158	1438,8	1438,8	9402,7	9402,7	65,4	541,7	3706,2	39	15,3	147,3
2024	434,4	4,4	8,5	5201,0	52,7	0,173	1620,9	1620,9	11023,6	11023,6	73,2	624,2	4330,3	41	13,3	160,6
2025	378,7	3,8	8,1	5579,6	56,5	0,185	1737,2	1737,2	12760,8	12760,8	78,2	697,8	5028,1	43	11,6	172,2
2026	333,3	3,4	7,8	5912,9	59,9	0,196	1746,4	1746,4	14507,2	14507,2	80,9	834,8	5862,9	51	10,2	182,4
2027	297,2	3,0	7,5	6210,0	62,9	0,206	2085,2	2085,2	16592,4	16592,4	85,7	928,1	6791,0	48	9,1	191,5
2028	271,2	2,7	7,4	6481,3	65,6	0,215	2097,1	2097,1	18689,5	18689,5	87,1	949,4	7740,5	49	8,3	199,9
2029	246,3	2,5	7,2	6727,5	68,1	0,223	2060,9	2060,9	20750,4	20750,4	88,1	1002,6	8743,1	53	7,6	207,4
2030	224,5	2,3	7,1	6952,0	70,4	0,231	2023,8	2023,8	22774,2	22774,2	88,9	983,7	9726,9	53	6,9	214,3
2031	205,6	2,1	7,0	7157,7	72,5	0,237	1986,6	1986,6	24760,8	24760,8	89,6	1112,6	10839,5	61	6,3	220,6
2032	188,8	1,9	6,9	7346,4	74,4	0,244	1947,2	1947,2	26708,0	26708,0	90,3	1090,8	11930,3	61	5,8	226,4
2033	173,0	1,8	6,8	7519,4	76,1	0,249	1900,8	1900,8	28608,8	28608,8	90,9	1066,7	12996,9	62	5,3	231,7
2034	159,7	1,6	6,8	7679,1	77,7	0,255	1859,4	1859,4	30468,2	30468,2	91,4	1043,4	14040,3	62	4,9	236,6
2035	146,8	1,5	6,7	7826,0	79,2	0,260	1811,9	1811,9	32280,1	32280,1	91,9	1121,2	15161,6	68	4,5	241,1
2036	78,6	0,8	3,8	7904,6	80,0	0,262	640,0	640,0	32920,1	32920,1	87,7	491,9	15653,4	84	2,4	243,5
2037	73,5	0,7	3,7	7978,1	80,8	0,265	626,7	626,7	33546,8	33546,8	88,3	482,8	16136,3	84	2,3	245,8
2038	68,5	0,7	3,6	8046,6	81,5	0,267	616,4	616,4	34163,3	34163,3	88,9	474,4	16610,6	84	2,1	247,9
2039	63,8	0,6	3,5	8110,4	82,1	0,269	602,0	602,0	34765,3	34765,3	89,4	464,2	17074,8	84	2,0	249,8
2040	59,4	0,6	3,4	8169,7	82,7	0,271	587,2	587,2	35352,5	35352,5	89,9	454,0	17528,8	85	1,8	251,7
2041	55,3	0,6	3,2	8225,0	83,3	0,273	573,2	573,2	35925,8	35925,8	90,4	445,9	17974,7	85	1,7	253,3
2042	51,2	0,5	3,1	8276,2	83,8	0,275	556,5	556,5	36482,2	36482,2	90,8	433,9	18408,5	86	1,6	254,9
2043	48,0	0,5	3,0	8324,2	84,3	0,276	545,3	545,3	37027,5	37027,5	91,2	427,1	18835,6	86	1,5	256,4
2044	45,1	0,5	2,9	8369,3	84,7	0,278	535,6	535,6	37563,0	37563,0	91,6	421,6	19257,2	87	1,4	257,8
2045	42,6	0,4	2,8	8411,9	85,2	0,279	527,1	527,1	38090,1	38090,1	91,9	415,6	19672,8	87	1,3	259,1
2046	35,7	0,4	2,4	8447,6	85,5	0,280	485,7	485,7	38575,8	38575,8	92,6	410,0	20082,8	93	1,1	260,2
2047	33,8	0,3	2,4	8481,3	85,9	0,281	479,1	479,1	39055,0	39055,0	93,0	404,4	20487,2	93	1,0	261,2
2048	31,6	0,3	2,3	8512,9	86,2	0,282	462,1	462,1	39517,1	39517,1	93,2	398,7	20885,9	95	1,0	262,2

Приложение 3 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из оценочного фонда	Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод скв. в ППД из добыв. фонда	Перевод скв. с другого горизонта	Перевод скв. на другой горизонт	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода	Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут	
	всего	добы-вающих	нагнетатель-ных							всего	нагнетатель-ных			всего	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2022	5	5	0	9	143,0	180,2	2,0	1,0	1,0	0	0	136	136	7	12,0	29,6	214,2
2023	5	5	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	0	0	141	141	7	10,7	29,7	191,2
2024	0	0	0	0	148,0	187,5	1,0	0,0	0,0	1	0	139	139	8	9,3	33,4	173,8
2025	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	0	0	139	139	8	8,2	36,3	183,4
2026	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	0	0	139	139	8	7,3	36,6	183,8
2027	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	0	0	139	139	8	6,5	43,6	181,5
2028	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	0	0	139	139	8	5,9	43,9	184,9
2029	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	1	0	138	138	8	5,5	43,5	181,3
2030	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	0	0	138	138	8	5,0	42,8	178,5
2031	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	1	0	137	137	8	4,6	42,3	179,0
2032	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	1	0	136	136	8	4,3	41,5	176,9
2033	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	1,0	1,0	0	0	136	136	8	4,0	41,2	174,3
2034	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	1,0	1,0	1	0	135	135	8	3,7	40,4	172,2
2035	0	0	0	0	148,0	187,5	0,0	0,0	0,0	2	0	133	133	8	3,4	39,3	169,6
2036	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	60	0	73	73	8	3,5	26,1	166,9
2037	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	0	0	73	73	8	3,4	25,9	164,4
2038	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	1	0	72	72	8	3,2	25,9	161,9
2039	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	0	0	72	72	8	3,0	25,4	158,9
2040	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	1	0	71	71	8	2,8	24,8	155,8
2041	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	2	0	69	69	8	2,7	25,0	153,4
2042	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	0	0	69	69	8	2,5	24,5	148,6
2043	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	1	0	68	68	8	2,4	24,1	146,7
2044	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	0	0	68	68	8	2,3	24,1	145,1
2045	0	0	0	0	148,0	122,0	0,0	0,0	0,0	2	0	66	66	8	2,2	24,1	143,4
2046	0	0	0	0	148,0	105,1	0,0	0,0	0,0	11	0	55	55	8	1,9	22,7	141,9
2047	0	0	0	0	148,0	105,1	0,0	0,0	0,0	0	0	55	55	8	2,2	26,9	140,2
2048	0	0	0	0	148,0	103,7	0,0	0,0	0,0	0	0	53	53	8	2,2	27,1	138,6
2049	0	0	0	0	148,0	103,7	0,0	0,0	0,0	0	0	53	53	8	2,1	26,8	136,9
2050	0	0	0	0	148,0	103,7	0,0	0,0	0,0	0	0	53	53	8	2,0	26,4	135,2

Продолжение приложения 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2051	0	0	0	0	148,0	94,5	0,0	0,0	0,0	0	0	49	49	7	1,9	24,6	131,2
2052	0	0	0	0	148,0	94,5	0,0	0,0	0,0	1	0	48	48	7	1,9	24,7	129,2
2053	0	0	0	0	148,0	94,5	0,0	0,0	0,0	0	0	48	48	7	1,8	24,3	127,1

Приложение 4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Вариант 2

Годы и периоды	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³		
		начальных	текущих				всего	мех. способ			годовая	накопленная		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	555,1	5,6	9,0	4268,6	43,2	0,142	1373,0	1373,0	7963,9	7963,9	60	523,9	3164,5	39	17,0	132,0
2023	512,5	5,2	9,1	4781,2	48,4	0,159	1420,7	1420,7	9384,6	9384,6	64	530,5	3695,0	39	15,7	147,7
2024	451,4	4,6	8,9	5232,6	53,0	0,174	1622,4	1622,4	11007,0	11007,0	72	542,4	4237,3	35	13,8	161,6
2025	396,1	4,0	8,5	5628,6	57,0	0,187	1749,2	1749,2	12756,2	12756,2	77	572,3	4809,6	35	12,1	173,7
2026	350,0	3,5	8,2	5978,6	60,5	0,198	1763,5	1763,5	14519,7	14519,7	80	573,5	5383,1	35	10,7	184,4
2027	313,3	3,2	8,0	6291,9	63,7	0,209	2103,7	2103,7	16623,4	16623,4	85	566,5	5949,6	29	9,6	194,1
2028	286,7	2,9	8,0	6578,6	66,6	0,218	2117,2	2117,2	18740,6	18740,6	86	577,0	6526,6	30	8,8	202,9
2029	261,1	2,6	7,9	6839,8	69,2	0,227	2082,3	2082,3	20822,8	20822,8	87	565,7	7092,3	30	8,0	210,9
2030	238,9	2,4	7,9	7078,7	71,7	0,235	2046,4	2046,4	22869,2	22869,2	88	557,0	7649,3	30	7,3	218,2
2031	219,6	2,2	7,8	7298,3	73,9	0,242	2010,3	2010,3	24879,5	24879,5	89	558,6	8207,9	30	6,7	224,9
2032	202,3	2,0	7,8	7500,6	75,9	0,249	1972,0	1972,0	26851,5	26851,5	90	551,9	8759,9	31	6,2	231,1
2033	186,1	1,9	7,8	7686,7	77,8	0,255	1926,8	1926,8	28778,3	28778,3	90	544,1	9304,0	31	5,7	236,8
2034	172,4	1,7	7,9	7859,1	79,6	0,261	1886,4	1886,4	30664,7	30664,7	91	537,5	9841,5	31	5,3	242,1
2035	159,2	1,6	7,9	8018,3	81,2	0,266	1840,0	1840,0	32504,7	32504,7	91	529,4	10370,9	32	4,9	247,0
2036	90,5	0,9	4,9	8108,8	82,1	0,269	669,2	669,2	33173,9	33173,9	86	520,9	10891,8	85	2,8	249,8
2037	85,0	0,9	4,8	8193,8	83,0	0,272	656,8	656,8	33830,7	33830,7	87	512,9	11404,7	85	2,6	252,4
2038	79,7	0,8	4,7	8273,5	83,8	0,275	647,5	647,5	34478,3	34478,3	88	505,2	11909,9	85	2,4	254,8
2039	74,6	0,8	4,6	8348,0	84,5	0,277	634,1	634,1	35112,4	35112,4	88	495,8	12405,7	85	2,3	257,1
2040	69,7	0,7	4,6	8417,8	85,2	0,279	620,2	620,2	35732,6	35732,6	89	486,3	12892,0	86	2,1	259,3
2041	65,3	0,7	4,5	8483,1	85,9	0,281	607,1	607,1	36339,6	36339,6	89	478,9	13370,9	86	2,0	261,3
2042	60,9	0,6	4,4	8544,0	86,5	0,283	587,0	587,0	36926,6	36926,6	90	463,8	13834,7	86	1,9	263,1
2043	57,4	0,6	4,3	8601,4	87,1	0,285	576,7	576,7	37503,3	37503,3	90	457,8	14292,5	87	1,8	264,9
2044	54,3	0,5	4,2	8655,6	87,6	0,287	567,8	567,8	38071,1	38071,1	90	452,9	14745,4	87	1,7	266,6
2045	51,5	0,5	4,2	8707,1	88,1	0,289	560,1	560,1	38631,2	38631,2	91	447,6	15193,0	88	1,6	268,1
2046	44,4	0,4	3,8	8751,5	88,6	0,290	519,6	519,6	39150,8	39150,8	91	442,7	15635,6	94	1,4	269,5
2047	42,2	0,4	3,7	8793,7	89,0	0,292	513,7	513,7	39664,6	39664,6	92	437,7	16073,3	94	1,3	270,8
2048	39,8	0,4	3,7	8833,6	89,4	0,293	497,4	497,4	40162,0	40162,0	92	432,6	16505,9	96	1,2	272,0
2049	37,9	0,4	3,6	8871,5	89,8	0,294	491,6	491,6	40653,6	40653,6	92	427,3	16933,2	96	1,2	273,2
2050	36,1	0,4	3,6	8907,7	90,2	0,296	485,7	485,7	41139,3	41139,3	93	422,0	17355,2	96	1,1	274,3

Продолжение приложения 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2051	33,0	0,3	3,4	8940,7	90,5	0,297	417,8	417,8	41557,1	41557,1	92	363,9	17719,1	96	1,0	275,3
2052	31,5	0,3	3,4	8972,2	90,8	0,298	411,4	411,4	41968,5	41968,5	92	358,3	18077,4	96	1,0	276,3
2053	29,9	0,3	3,3	9002,1	91,1	0,299	404,9	404,9	42373,4	42373,4	93	352,5	18430,0	96	0,9	277,2

