

**Акционерное общество
«North Caspian Petroleum»
Товарищество с ограниченной ответственностью
«Каспиан Энерджи Ресерч»**

Экз. __

Номер
Государственной лицензии
18020929 от 19.11.2018г.
(текстовое приложение 4)

 УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
АО «North Caspian Petroleum»
Янь Синью
_____ 2022г.

**Проект пробной эксплуатации месторождения Балыкши
(по состоянию на 01.08.2022г.)
Договор № 059/2020/R от 04.09.2020**

**Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»**



Джамикешов А.М.

г. Атырау, 2022г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

| Должность | Подпись | Фамилия | Раздел отчета |
|-----------------------------------------------------------------------|---------|------------------|-------------------------------------------------|
| Директор департамента геологии | | Турмагамбет Л.И. | Главы 1, 2, 8 |
| Начальник отдела разработки, ответственный исполнитель | | Амангельды А.Б. | Главы 3, 4, 5, 8 |
| Ведущий экономист отдела анализа и проектирования разработки | | Кенжалиева З.И. | Глава 10 |
| Начальник отдела проектирования строительства скважин | | Умбетов Е.К. | Глава 6, 7, 11 |
| Начальник отдела по проектам охраны окружающей среды | | Тлеугожина М.С. | Глава 9 |
| Техник отдела разработки | | Саматова А.Б. | Составление и оформление граф. приложений |

СОДЕРЖАНИЕ

| № п/п | Наименование | Стр | |
|-----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| | РЕФЕРАТ | 7 | |
| | ВВЕДЕНИЕ | 8 | |
| 1. | 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ | 11 | |
| | 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 13 | |
| 2. | 2.1 | Характеристика геологического строения | 13 |
| | 2.2 | Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности | 23 |
| | 2.3 | Физико-химические свойства нефти, газа и воды | 28 |
| | 2.4 | Запасы нефти и растворенного газа | 34 |
| | 3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ | 36 | |
| 3. | 3.1 | Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации | 36 |
| | 3.2 | Обоснование пространственных границ залежей горизонтов для проведения пробной эксплуатации | 37 |
| | 3.3 | Анализ результатов испытания и гидродинамических исследований скважин | 38 |
| | 3.4 | Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов | 40 |
| | 3.5 | Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение | 41 |
| | 3.6 | Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин | 42 |
| | 3.7 | Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации | 42 |
| 4. | 4. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ | 43 | |
| | 5. ПРОГРАММА И ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ | 45 | |
| 5. | 5.1 | Цели и направления исследовательских работ | 45 |
| | 5.2 | Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией | 47 |
| | 6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА | 58 | |
| 6. | 6.1 | Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования | 58 |
| | 6.2 | Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин | 59 |
| | 6.3 | Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин | 62 |
| | 6.4 | Программа утилизации газа | 64 |
| | 7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН | 66 | |
| 7. | 7.1 | Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ | 66 |
| | 7.2 | Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин | 74 |

| | | |
|-------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 1 | 2 | 3 |
| 8. | 8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ | 77 |
| 9. | 9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ | 79 |
| 10. | 10. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ | 96 |
| 11. | 11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ | 98 |
| 11.1 | Объемы и этапы ликвидационных работ | 98 |
| | СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ | 108 |

СПИСОК РИСУНКОВ

| № п/ п | № табл. | Наименование | Стр. |
|--------------|---------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| 1 | 1.1 | Обзорная карта | 12 |
| 2 | 2.1.1 | Карта тектонического районирования Прикаспийской впадины | 17 |
| 3 | 2.1.2 | Контрактная территория Балыкши. Структурная карта по отражающему горизонту VI | 18 |
| 4 | 6.3.1 | Принципиальная схема сбора и предварительной подготовки продукции скважин на период пробной эксплуатации | 65 |

СПИСОК ТАБЛИЦ

| № п/п | № табл. | Наименование | Стр. |
|-------|---------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| 1 | 2.1.1 | Геолого-физическая характеристика горизонтов | 22 |
| 2 | 2.2.1 | Характеристика толщин пластов | 24 |
| 3 | 2.2.2 | Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта | 26 |
| 4 | 2.2.3 | Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности горизонта | 26 |
| 5 | 2.3.1 | Свойства пластовой нефти и воды горизонта | 29 |
| 6 | 2.3.2 | Компонентный состав выделившегося газа после однократного разгазирования, % | 30 |
| 7 | 2.3.3 | Физико-химические свойства и фракционного состава разгазированной нефти горизонта | 31 |
| 8 | 2.3.4 | Сравнение содержания ионов и примесей в пластовой воде горизонта | 32 |
| 9 | 2.4.1 | Подсчетные параметры и запасы нефти и растворенного газа (Протокол ГКЗ РК №2216-20-П от 01.10.2020г) | 34 |
| 10 | 3.3.1 | Результаты опробования скважин месторождения Балыкши | 39 |
| 11 | 3.5.1 | Календарный график расконсервации скважин | 42 |
| 12 | 4.1 | Характеристика основного фонда скважин по горизонтам и месторождению в целом | 44 |
| 13 | 4.2 | Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонтам и месторождению в целом | 44 |
| 14 | 5.1.1 | Программа геолого-промысловых и лабораторно-исследовательских работ по доразведке месторождения Балыкши | 46 |
| 15 | 5.2.1 | Комплекс исследовательских работ на период пробной эксплуатации | 57 |
| 16 | 6.2.1 | Мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин | 62 |
| 17 | 7.1.1 | Интервалы фактических и возможных осложнений | 66 |
| 18 | 7.1.2 | Проектный стратиграфический разрез | 67 |
| 19 | 7.1.3 | Характеристика промывочной жидкости проектных скважин | 69 |
| 20 | 7.1.4 | Рекомендуемая конструкция скважин Г-10 и NB-3 глубиной 900 м | 70 |
| 21 | 7.1.5 | Рекомендуемая конструкция наклонно-направленной скважины Г-11 глубиной 1300 м | 70 |
| 22 | 10.1 | Капитальные вложения | 97 |
| 23 | 11.1 | Объемы и виды работ по биологической рекультивации земель | 105 |
| 24 | 11.2 | Технические средства, используемые при выполнении работ по биологической рекультивации земель | 105 |
| 25 | 11.3 | Затраты на ликвидацию последствий пробной эксплуатации месторождения Балыкши | 107 |

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

| №№ п/п | Наименование приложения | Номер приложения | Номер листа прило- жения | Масштаб приложения | Степень секрет- ности прило- жения |
|-----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|-----------------------------------|--------------------------|------------------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Геологический профиль по линии I-I' | 1 | 1 | гор.1:2000 вер.1:5000 | н/с |
| 2 | Геолого-литологический профиль по линии I-I' | 2 | 1 | гор.1:1000 вер.1:5000 | н/с |
| 3 | Схема обоснования ВНК | 3 | 1 | гор.1:1000 вер.1:5000 | н/с |
| 4 | Подсчетный план. Горизонт Ю2-I а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин | 4 | 1 | 1:10 000 | н/с |
| 5 | Подсчетный план. Горизонт Ю2-II а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин | 5 | 1 | 1:10 000 | н/с |
| 6 | Подсчетный план. Горизонт Ю2-III а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин | 6 | 1 | 1:10 000 | н/с |
| 7 | Подсчетный план. Горизонт Т а) Структурная карта по кровле коллектора; б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин | 7 | 1 | 1:10 000 | н/с |
| 8 | Схема расположения проектных и пробуренных скважин | 8 | 1 | 1:10 000 | н/с |

Всего 8 гр.пр. на 8 листах, 8 н/с

РЕФЕРАТ

Работа содержит: страниц – 108, таблиц – 25, рисунков – 4, графических приложений – 8.

Месторождение Балыкши расположено в южной части Прикаспийской впадины и административно относится Каиршахтинскому сельскому округу г. Атырау (L-39).

Месторождение открыто в 2009 году, когда был получен приток нефти из скважины 9 при опробовании пермотриасовых отложений. В отчете приведены сведения о геологическом строении месторождения, гидрогеологических условиях, дана характеристика коллекторов, свойств нефти.

Цель работы – расконсервация и ввод месторождения в пробную эксплуатацию для завершения и выполнения всех работ и решения всех задач.

В работе проведено обоснование выделения объектов пробной эксплуатации, выполнен расчет предполагаемых объемов добычи нефти, жидкости и газа в период пробной эксплуатации, составлена программа комплекса исследовательских работ, включающая комплекс геолого-геофизических и гидродинамических исследований скважин, лабораторных исследований керна и глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов, составлена программа работ по доразведке месторождения.

Рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин, охраны недр и окружающей среды, выполнен расчет капитальных затрат на период проведения пробной эксплуатации и оценки месторождения, приведены мероприятия и выполнен расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий пробной эксплуатации.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ БАЛЫКШИ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЯ, ПРОБНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ОЦЕНОЧНАЯ СКВАЖИНА, ОПРОБОВАНИЕ И ИСПЫТАНИЕ ОБЪЕКТОВ, ПОКАЗАТЕЛИ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ДОБЫЧА НЕФТИ.

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Балыкши находится в Эмбинской нефтеносной области, к западу от разрабатываемых месторождений Макат Восточный, Ескене, Байшонас и др.

Нефтепоисковые работы на площади Балыкши проводятся с середины прошлого века. Исходя из технических возможностей бурения, они ограничивались на начальном этапе только изучением присводовых участков соляных куполов. Поскольку работы велись на скрыто прорванных куполах с небольшими толщинами регионально нефтегазоносных комплексов триаса, юры и мела, положительных результатов получить не удалось.

По мере совершенствования техники и технологии поиска глубокозалегающих залежей и успехов в этом направлении в соседних районах на контрактном участке начались проводиться в небольшом объеме опытно-методические сейсмические исследования и бурение единичных параметрических скважин. К открытиям месторождений они не привели. Лишь в начале нынешнего столетия произошло оживление нефтепоисковых работ.

В 2004 году компания ОАО «Атыраумунайгазгеология» получила контракт №1418 от 19.05.2004г на проведение поисков и разведки углеводородного сырья.

Дополнением №1 (рег.№ 2066 от 09.06.2006 г) изменен контур геологического отвода.

Дополнением №2 (рег.№ 2740 от 30.07.2008 г) в связи с реорганизацией права и обязанности недропользователя ОАО «Атыраумунайгазгеология» по контракту №1418 от 19.05.2004 г были переданы АО «North Caspian Petroleum» (письмо МЭМР РК исх.№ 14-05-3317 от 21.04.2008 г).

Границы изучаемого участка определены геологическим отводом. Площадь отвода составляет 1788км², глубина - до кровли фундамента. Копия геологического отвода и картограммы приведены в текст. прилож.10.

Месторождение Балыкши открыто в 2009 году по результатам опробования скважины 9, где в интервале 1129-1131м был получен приток нефти дебитом до 30,3м³/сут из триасовых отложений.

С 2009 года вследствие форс-мажорных обстоятельств, установленных вступившим в законную силу Решением СМЭС г.Астаны от 19 июня 2014 года, деятельность Компании по контрактам на недропользование была приостановлена.

Дополнением №3 (рег.№3833 от 17.07.2012 г) срок действия контракта №1418 был продлён до 02.08.2012 г.

Дополнениями №4 (рег.№4054 от 11.11.2014г), №5 (рег.№4142 от 21.05.2015г), №6 (рег.№4404 от 28.12.2016г) сроки действия контракта №1418 продлевались соответственно до 14.11.2014г, до 14.11.2016г.

В 2015 году ТОО «СМАРТ Инжиниринг» составлен «Проект поисковых работ в пределах участка Балыкши (Восточная часть)», согласованный ЦКРР РК протоколом №58/14 от 17.04.2015г и утвержденный Комитетом геологии и недропользования письмом №08-2-03/08-502 от 14.05.2015г. Проектом было предусмотрено проведение сейсмических работ 3Д общей площадью 620 кв.км и бурение 7 скважин. Сейсморазведочные работы МОГТ 3Д выполнены в 2015 г в объеме 555,02 кв.км.

Дополнением к проекту поисковых работ в пределах участка Балыкши (Восточная часть), согласованным ЦКРР РК протоколом №65/2 от 27.11.2015г и утвержденным Комитетом геологии и недропользования письмом №65/2 от 27.11.2015г, бурение 7 скважин было перенесено на 2016 г.

В 2016 году пробурены 2 скважины (NB-1, NB-2), из которых в скважине NB-2 по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы в отложениях юры, скважина NB-1 не выявила продуктивные пласты и ликвидирована по геологическим причинам.

Дополнением №2 к проекту поисковых работ внесены изменения в объемы и сроки выполнения геологоразведочных работ и было запланировано завершение переинтерпретации 3Д данных (согласовано ЦКРР РК протоколом №75 от 16.08.2016 г, утверждено Комитетом геологии и недропользования письмом №08-2-04-4846/и от 23.09.2016 г).

В 2017 году ТОО АО «North Caspian Petroleum» выполнен отчет «О результатах сейсморазведочных работ МОГТ 3Д по надсолевым отложениям на блоке Балыкши» (протокол Запказнедра №125/2017 от 30.11.2017г). По результатам работ построены структурные карты по 13 отражающим горизонтам. В 2018 году в проекте разведочных работ, утвержденному Министерством энергетики Республики Казахстан (письмо №12-03-6363/И от 13.12.2018 г), было заложено проведение расконсервации и опробование нефтенасыщенных пластов-коллекторов, выделенным по данным ГИС в юрских отложениях в скважине NB-2 в 2019 году.

Период разведки на контрактной территории Балыкши согласно Дополнения №7 (рег.№4756 от 15.08.2019г) к контракту №1418 продлен до 14.11.2020г.

Основанием для выполнения настоящего отчета послужили результаты бурения, испытания скважин и изучение свойств флюидов.

Запасы нефти и растворенного в нефти газа подсчитаны впервые в 2020 году

(Протокол ГКЗ РК №2216-20-П от 01.10.2020г.).

На балансе Недропользователя числятся 6 скважин (Г-1, Г-2, Г-4, 9, NB-1, NB-2) фактическими глубинами от 765м до 2800 м, вскрывшие кровлю кунгурских отложений.

Также недропользователем на месторождении Балыкши проведены нижеследующие работы:

- опробование в скважинах 9 и NB-2, где в юрских и триасовых отложениях получены притоки нефти.

- изучение свойств и состава нефти в поверхностных условиях по 5 пробам из 2 скважин (NB-2, 9) и в пластовых условиях по одной пробе из скважины NB-2).

- исследование пластовой воды проведено по одной пробе из одной скважины.

Целью представляемого Проекта, является уточнение имеющейся и получение дополнительной информации о геолого-геофизической характеристике залежей, уточнение добычных возможностей и отработка оптимальных режимов работы скважин, изучение состава и физико-химических свойств пластовых флюидов, коллекторских свойств, эксплуатационной характеристики пласта, проведение дополнительных исследований, необходимых для выбора технологии разработки, подсчета запасов нефти и газа, а также составления в дальнейшем проектных документов.

Проект пробной эксплуатации месторождения Балыкши разработан специалистами ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» (государственная лицензия № 18020929 от 19.11.2018г.) в соответствии Законодательством РК о недрах и недропользовании от 24.05.2018 г. №156-VI и «Методическими рекомендациями по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей» (Приказ МЭ РК №329 от 24 августа 2018г.).

Авторы отчета выражают благодарность геологической службе АО «North Caspian Petroleum» за сотрудничество при выполнении настоящей работы

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Балыкши в географическом отношении расположено в южной части Прикаспийской впадины и административно относится Каиршахтинскому сельскому округу г. Атырау.

Областной центр - город Атырау расположен в 40 км к юго-западу от месторождения Балыкши (рис. 1.1).

Ближайшими к площади исследования населенными пунктами являются: промысел Ескине (10 км), промысел Байшонас (30 км), ст. Ескине (15 км), ст. Карабатан (10 км).

В орографическом отношении район месторождения представляет собой равнинную местность, расположенную на северо-северо-восточном побережье Каспийского моря. Равнина полого наклонена в сторону моря. Абсолютные отметки рельефа колеблются от минус 13 м до минус 40 м.

Климат района резко континентальный со значительными колебаниями суточных и сезонных температур. Летом жарко и сухо. Зимы умеренно холодные, малоснежные. Среднегодовое количество осадков, выпадающих преимущественно осенью и весной, составляют 170-200 мм.

Гидрографическая сеть в районе развита крайне слабо, однако площадь района на 60% покрыта многочисленными сорами разной величины и формы, которые соединяются друг с другом узкими протоками. Межсорные пространства представляют собой пологие увалы с относительными превышениями до 10 м. К западу от района исследования протекает река Урал.

Техническая и питьевая привозится из г. Атырау.

Связь с участком работ осуществляется автотранспортом по асфальтированной и грунтовым дорогам.

Растительный покров в районе свойственен полупустынным, сухостойным зонам. Животный мир сравнительно небогат и представлен животными, пернатыми и пресмыкающимися.

Животный мир сравнительно небогат и представлен животными, пернатыми и пресмыкающимися.

Обзорная карта Масштаб 1:1000 000



Рис.1.1 – Обзорная карта

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Характеристика геологического строения

На месторождении Балыкши наиболее древними вскрытыми отложениями являются отложения кунгурского яруса нижней перми на глубину 2800 м в скважине Г-2.

Пермская система – Р

Пермская система представлена нижним отделом – кунгурским ярусом.

Нижний отдел – Р₁

Кунгурский ярус – Р_{1к}

Кунгурский ярус представлен двумя толщами: нижней - галогенной и верхней - сульфатной.

Галогенная толща сложена ангидритами и доломитами, среди которых встречаются прослой терригенных отложений.

Сульфатная толща представлена каменной солью, среди которой встречаются прослой терригенных пород: глин, песчаников, ангидритов. К верхней толще относится так называемая толща кепрока, сложенная кристаллическим гипсом, ангидритом и доломитом с прослоями глин и песчаников. Толщина верхней толщи изменяется в больших пределах в зависимости от местонахождения разрезов.

Вскрытая толщина яруса – от 28 м (скв. NB-1) – до 1608 м (скв. Г-2).

Триасовая система – Т

В пределах площади триасовые отложения со стратиграфическим несогласием залегают на породах нижней перми и представлены осадками только среднего отдела.

Средний отдел - Т₂

На месторождении Балыкши при изучении физико-литологической характеристики были использованы описание шламов по скважинам 9, Г-4.

По литологическому описанию шламов породы-коллекторы среднего триаса представлены песчаниками, песками, аргиллитами с прослоями углей средней крепости, глинами, известняками.

Песчаники серые, реже зеленовато-серые, мелко-среднезернистые, кварцевые, крепкие, пиритизированные, на глинисто-карбонатном цементе, базального типа.

Пески светло-серые, мелкозернистые кварцевые. Аргиллиты темно-серые, серые, плотные, крепкие, реже средней крепости, массивные. Угли черные, средней крепости. Глины серые, светло-серые, редко тёмно-серые, известковистые, алевритистые, мягкие, пластичные, вязкие. Известняки светло-серые, серые, скрытокристаллические, глинистые,

массивные, средней крепости.

Толщина среднетриасовых отложений – от 80 м (скв. NB-1) до 143 м (скв. Г-1).

Юрская система – J

Юрские отложения представлены тремя отделами: нижним, средним, верхним.

Нижний отдел – J₁

Отложения нижней юры несогласно залегают на породах среднего триаса, литологически представлены чередованием глин, песчаников, алевролитами, доломитами, известняками, аргиллитами, с прослоями чёрных углей.

Глины серые, темно-серые, алевролитистые, слабоизвестковистые, мягкие (также плотные, редко тонкослоистые), пластичные, вязкие. Песчаники серые, светло-серые, кварцевые, мелкозернистые, базально-контактного типа, на глинисто-известковом цементе. Алевролиты серые, глинистые, доломиты коричневые, светло-коричневый. Известняки светло-серые, пески кварцевые, светло-серые, средне-мелкозернистые. Аргиллиты темно-серые, серые, плотные, крепкие, реже средней крепости, массивные.

Толщина отложений нижней юры изменяется от 48 м (скв. Г-4) до 76 м (скв. NB-2).

Средний отдел - J₂

Отложения средней юры представлены байосским, батским ярусами.

Байосский ярус - J₂ b

Литологически отложения яруса сложены песчаниками, алевролитами, доломитами, известняками, песками, глинами.

Песчаники серые, светло-серые, кварцевые, мелкозернистые, базально-контактного типа, на глинисто-известковом цементе. Алевролиты серые, глинистые с обломками раковин. Доломиты коричневые, светло-коричневые. Известняками светло-серого цвета. Пески светло-серые, кварцевые, средне-мелкозернистые с включениями пирита. Глины серые, редко темно-серые, известковистые и слабоизвестковистые, мягкие (также плотные, редко тонкослоистые), пластичные, вязкие.

Толщина отложений байосского яруса - от 64 м (скв. NB-1) до 293 м (скв. Г-4).

Батский ярус - J₂ bt

Литологически отложения яруса сложены песчаниками, песками, известняками, аргиллитами, глинами. Песчаники серые, светло-серые, мелкозернистые с прослоями глинистых алевролитов. Пески серые, средне-мелкозернистые, кварцевые. Известняки светло-серые, темно-серые с примесью мелкозернистого песчаного и глинистого материала, отмечаются обломки алевролитов, реже песчаников и аргиллитов, породы средней крепости с прослоями чёрных углей. Аргиллиты черно-серые до черного за счет

примеси углистого вещества, плотные.

Толщина отложений батского яруса - от 64 м (скв.Г-1) до 238 м (скв.Г-2).

Верхний отдел - J₃

Отложения верхней юры залегают несогласно и с размывом на среднеюрских отложениях.

Литологически отложения верхнего отдела представлены песчаниками, песками, аргиллитами, глинами с прослоями серых алевритов и коричневых, светло-коричневых доломитов.

Песчаники серые, светло-серый реже зеленовато-серые, мелко-среднезернистые, кварцевые, крепкие, пиритизированные, на глинисто-карбонатном цементе, базального типа. Пески светло-серый, средне-мелкозернистые кварцевые. Аргиллиты темно-серые, серые, плотные, крепкие, реже средней крепости, массивные. Глины серые, темно-серые алевритистые, слабоизвестковистые, мягкие (также плотные, редко тонкослоистые), пластичные, вязкие. Толщина верхнеюрских отложений - от 29 м (скв.Г-1) до 66 м (скв.9).

Меловая система – К

Нижний отдел – К₁

Нижнемеловые отложения представлены неокомским надъярусом, аптским и альбским ярусами.

Неокомский надъярус - К_{1пс}

Отложения неокома со стратиграфическим несогласием залегают на верхнеюрских осадках.

Литологически неокомские отложения представлены песчаниками, песками, глинами, аргиллитами с включением мелких обуглившихся растительных остатков.

Песчаники кварцевые, светло-серые, мелкозернистые, с примесью алевритистого материала на глинисто-известковом цементе, слабосцементированные. Пески серые, среднезернистые, кварцевые. Глины серые, буровато-серые, плотные, вязкие. Аргиллиты черно-серые до черного за счет примеси углистого вещества, плотные.

Толщина надъяруса - от 85 м (скв.Г-4) до 108 м (скв.НВ-2).

Аптский ярус - К_{1а}

Литологически отложения яруса представлены песчаниками, песками, глинами, мергелями, аргиллитами, алевролитами, известняками с включениями обломков раковин.

Песчаники светло-серые, мелко-тонкозернистые. Пески серые, среднезернистые, кварцевые. Глины серые, темно-серые, буровато-серые, плотные, вязкие. Мергели серые с зеленоватым оттенком. Аргиллиты черно-серые до черного за счет примеси углистого вещества слабокарбонатизированные плотные. Алевролиты серые, плотные на

карбонатно-глинистом цементе. Известняки светло-серые, светлые, плотные.

Толщина отложений яруса – от 90 м (скв. Г-4) до 103 м (скв. NB-1, Г-2).

Альбский ярус – K_{1al}

Отложения яруса имеют преимущественно глинистый состав, местами прослеживается наличие прослоев песчаников, мергелей.

Глины серые, темно-серые, буровато-серые, алевритистые, плотные, слабоизвестковистые, алевритистые с прослойками тонко-мелкозернистых песчаников. Песчаники светло-серый, светло-коричневые, мелко-тонкозернистый, породы средней крепости. Мергели серые, темно-серые, крепкие, с прожилками кальцита. Аргиллиты черно-серые до черного за счет примеси углистого вещества слабокарбонатизированные плотные. Алевролит серый, плотный на карбонатно-глинистом цементе.

Толщина яруса – от 114 м (скв. Г-4) до 378 м (скв. NB-2, Г-2).

Верхний отдел - K₂

Нижняя часть верхнемелового разреза представлена глинами и песчаниками сеноманского возраста, их толщина не превышает 80 м. Выше залегают карбонатные отложения турона-маастрихта, которые сложены мергелями и чистыми известняками вплоть до писчего мела.

Толщина верхнемеловых отложений от 64 м (скв. Г-2) до 70 м (скв. NB-2).

Неоген+четвертичная система (N+Q)

Литологически неоген+четвертичные отложения представлены зеленовато-серыми и коричневыми глинами с прослоями мелкозернистого песка и песками. В нижней части залегают мергели с плохо окатанной галькой. Толщина неоген+четвертичных отложений – от 20 м (скв. Г-1, Г-4) до 28 м (скв. NB-2).

Тектоника

В тектоническом отношении месторождение Балыкши находится на юге Прикаспийской впадины, в пределах Актюбинско - Астраханская система поднятий с предполагаемой глубиной залегания фундамента до 8 км (рис.2.1.1).

По характеру потенциальных геофизических полей Актюбинско - Астраханская система выступов фундамента не является однородной. Участок Балыкши приурочен к крупному Северо – Каспийскому своду, вытянутому в широтном направлении более чем на 400 км. Южная часть свода скрыта под водами Каспийского моря. Западным и восточным ограничениями этого свода являются крупные тектонические нарушения.

В разрезе осадочного чехла изучаемой территории выделяются подсолевой, соленосный и надсолевой структурно-формационные комплексы.

Поверхность подсолевого комплекса в пределах контрактной территории

прослеживается на глубинах 5,2-6,6 км.



2.1.1 - Карта тектонического районирования Прикаспийской впадины

Соленосный комплекс характеризуется интенсивным проявлением солянокупольной тектоники. Вследствие этого здесь развиты, в основном скрыто прорванные соляные купола с неглубоким залеганием соляных ядер. Схема расположения соляных куполов контрактной территории показана на рис.2.1.2.

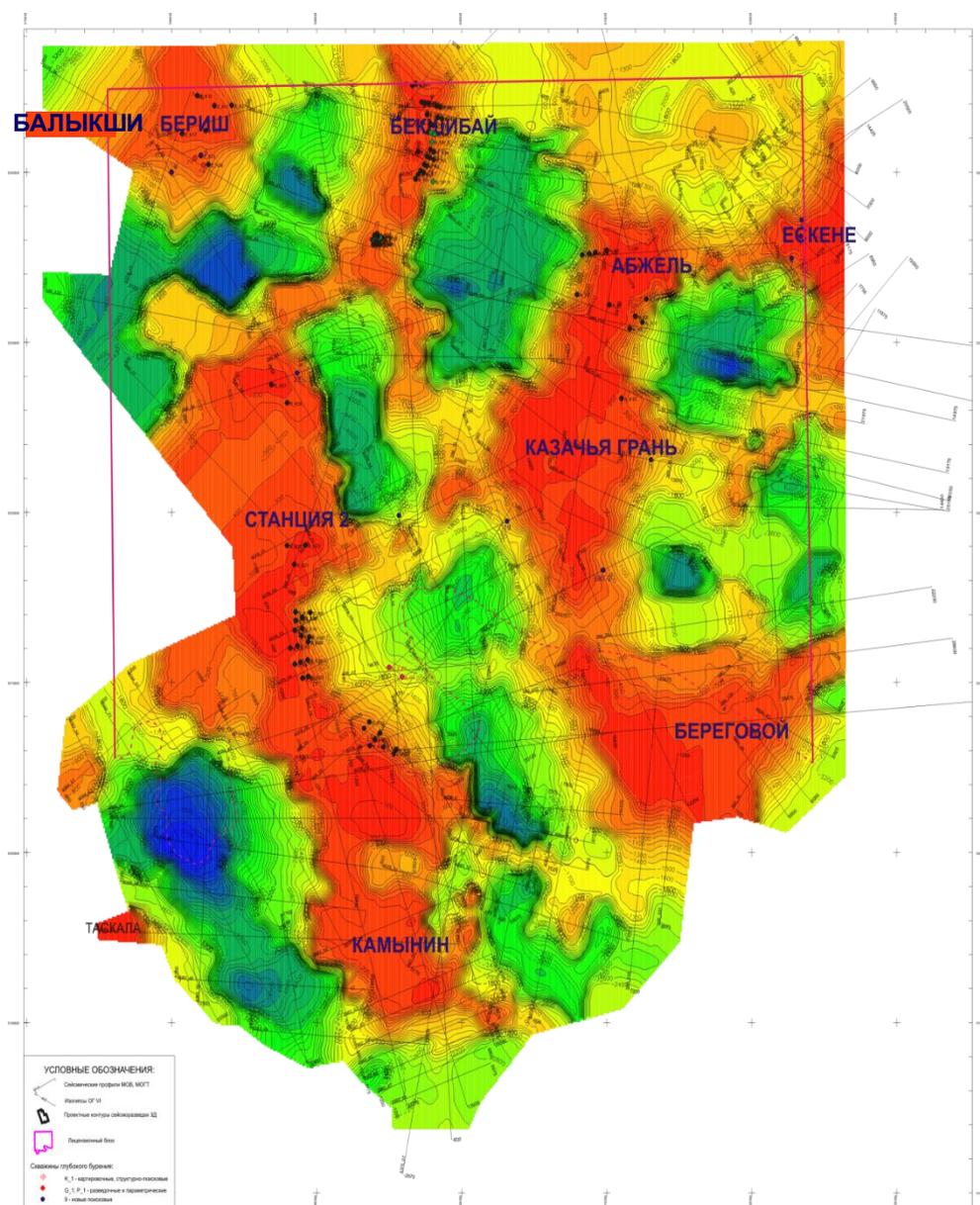


Рис. 2.1.2 - Контрактная территория Балыкши. Структурная карта по отражающему горизонту VI

По результатам геологоразведочных работ, проведенных недропользователем в период 2009-2019 гг, были выявлены нефтяные залежи в отложениях юры и триаса в пределах соляного купола Балыкши (историческое название купола - Бериш).

Соляной купол Балыкши имеет небольшие размеры (порядка 37 кв.км) и в северной части выходит за пределы контрактной территории (граф.пр.5). Свод соляного ядра имеет

столообразную форму, в юго-восточной части купол срезан соляной ступенью амплитудой порядка 900 м с юго-запада на северо-восток. Минимальные отметки в своде соли составляют 240-300м. В пределах контрактной территории соляной купол имеет три склона: западный, юго-западный и юго-восточный. Западный склон плавно погружается от отметок -340 м до -1600 м и более на запад, юго-западный склон ограничен соляными ступенями от остальных склонов и погружается от отметок -360 м до -1640 м в глубокую мульду на юго-западе. Юго-восточный склон, меньший по размерам, прослежен на отметках от -1100 м до -1400 м и круто погружается в бессолевую мульду на юго-востоке.

В надсолевом комплексе купола Балыкши выделяются западное, юго-западное и юго-восточное крылья, приуроченные к одноименным соляным склонам. На юго-восточном крыле выявлены залежи нефти в среднетриасовых и среднеюрских отложениях.

В 2017 году АО «North Caspian Petroleum» выполнен отчет «О результатах сейсморазведочных работ МОГТ 3Д по надволевым отложениям на блоке Балыкши» (протокол Запказнедра №125/2017 от 30.11.2017г). По результатам работ построены структурные карты по 13 отражающим горизонтам: II (кровля аптского яруса нижнего мела K_1a); III (подошва меловых отложений); J-1 (кровля горизонта $Ю_2-I$); J-2 (в толще батского яруса); J-3 (в толще байосского яруса); V (подошва нижнеюрских отложений); T-1 (кровля среднетриасового горизонта T_2); T-2, T-3, T-31, T-4 (отражающие горизонты в триасовой системе); VI (кровля кунгурского яруса нижней перми P_1k); П1 (подошва соляных пород).

На месторождении Балыкши пробуренные скважины не вскрыли подошву соляных пород.

На контрактной территории АО «North Caspian Petroleum» в толще среднетриасовых отложений выделены 4 отражающие горизонты (T-2, T-3, T-31, T-4), которые в рассматриваемом районе выклиниваются.

Отражающий горизонт T-1 развит в пределах юго-восточного крыла структуры и представляет собой полусвод, ограниченный с запада и северо-запада тектоническим нарушением F_1 (граф.пр.2). К данному отражающему горизонту приурочена залежь нефти горизонта T в скважине 9. Свод структуры оконтуривается изогипсой -1150 м имеет размеры 1,9х0,4 км, высоту до 40 м.

Отражающий горизонт V прослежен на своде структуры на отметках -100-120 м, тектоническими нарушениями F_1 и F_2 , приуроченными к соляным ступеням, делятся на три крыла. Западное и юго-западное крылья, разделенные сбросом F_2 амплитудой порядка 300 м, полого погружаются на запад и юго-запад до отметок -1280 м и -1520м

соответственно. Юго-восточное крыло ограничено с северо-запада тектоническим нарушением F_1 , амплитуда нарушения в своде крыла -600 м. Минимальная отметка в своде крыла -1000 м, структура оконтуривается изогипсой -1300 м, размеры 9,3x1,8 км, амплитуда до 300 м. В своде крыла прослежены разноориентированные малоамплитудные сбросы f_1 - f_3 .

В толще среднеюрских отложений прослеживается ОГ J-2 (кровля байосского яруса), в его подошве - ОГ J-3. По ОГ J-2 свод структуры размыт, западное и юго-западные крылья моноклинально погружаются на запад и юго-запад от отметок -100 м и -110 м до отметок -1030 м и 1020 м соответственно, юго-восточное крыло отделяется от юго-западного крыла тектоническим нарушением F_1 , по замкнутой изогипсе -900 м размеры структуры 3,5x0,9 км, амплитуда до 60 м. По ОГ J-3 свод структуры, западное и юго-западные крылья размыты. Юго-восточное крыло с запада и северо-запада экранирована тектоническим нарушением F_1 , по замыкающей изогипсе -1000 м размеры структуры 5,7x2,2 км, амплитуда до 40 м.

Отражающий горизонт J-1 (граф. пр.1) прослежен в пределах юго-восточного крыла, представляет собой полусвод, ограниченный с запада и северо-запада тектоническим нарушением F_1 , структура осложнена малоамплитудными тектоническими нарушениями f_1 - f_5 . К данному отражающему горизонту приурочены залежи нефти Ю₂-I, Ю₂-II, Ю₂-III в скважинах 9 и NB-2.

Блок I. В районе скважины 9 залежь с северо-запада ограничена тектоническим нарушением F_1 , с юго-востока - f_1 , с северо-востока - f_5 , по замыкающей изогипсе -800 м размеры структуры 2,8x0,6 км высота 60 м. Блок II не освещен бурением, граничит с блоком I, отделенной от него сбросом f_3 , по замыкающей изогипсе -800 м размеры структуры 0,8x0,5 км высота 100 м. Блок III. В районе скважины NB-2 залежь с северо-запада ограничена тектоническим нарушением f_1 , по замыкающей изогипсе -820 м размеры структуры 2,8x0,5 км высота 40 м.

Структурный план меловых отложений (отражающий горизонт III) в целом повторяет строение нижележащих юрских отложений.

Нефтеносность

В надсолевом комплексе месторождения Балыкши по результатам поисково-разведочного бурения, детальной попластовой корреляции с привлечением данных опробования и интерпретации материалов ГИС залежи нефти выявлены в среднеюрских отложениях (горизонты Ю₂-I, Ю₂-II, Ю₂-III), в триасовых отложениях (горизонт T₂), все залежи водоплавающие.

Структурная карта по отражающему горизонту J-1 характеризуют геологическое строение кровли продуктивного горизонта Ю₂-I. Между горизонтами Ю₂-II и Ю₂-III прослеживается отражающий горизонт J2. Структурная карта по отражающему горизонту T-1 характеризует геологическое строение кровли продуктивного горизонта T₂.

Залежи продуктивных горизонтов пластово-сводовые, тектонически экранированные.

Строение продуктивных горизонтов в плане показано на структурных картах, построенных по кровле коллектора (граф.пр.6-9), схема корреляции по скважинам (граф.пр.3), по разрезу на геологическом профиле (граф.пр.4).

Горизонт Ю₂-I. Залежи нефти получили развитие на блоках I, II, III.

Блок I. По данным ГИС в скважине 9 выделены нефтеводонасыщенные коллекторы. Залежь горизонта не опробована.

ВНК принят на отметке минус 801,4 м, что соответствует середине расстояния подошвы нефтенасыщенного коллектора и кровли водонасыщенного коллектора. Высота залежи до 71,4 м. Площадь залежи составляет 1132 тыс.м².

Блок II не освещен бурением, граничит с блоком I, отделенной от него сбросом f₃, оценка запасов проведена по аналогии с блоком I. Площадь залежи – 220 тыс.м².

Блок III. По данным ГИС в скважине NB-2 выделены нефтеводонасыщенные, где при опробовании получены притоки нефти с водой.

ВНК принят на отметке минус 822,2 м, что соответствует середине расстояния подошвы нефтенасыщенного коллектора и кровли водонасыщенного коллектора. Высота залежи 42,2 м. Площадь залежи составляет 1071 тыс.м².

Горизонт Ю₂-II. По данным ГИС в скважине NB-2 выделены нефтеводонасыщенные, где при совместном опробовании с нижележащим горизонтом получены притоки нефти с водой.

ВНК принят на отметке минус 844,9 м, что соответствует середине расстояния подошвы нефтенасыщенного коллектора и кровли водонасыщенного коллектора. Высота залежи 14,9 м. Площадь залежи составляет 282 тыс.м².

Горизонт Ю₂-III. По данным ГИС в скважине NB-2 выделены нефтеводонасыщенные, где при совместном опробовании с вышележащим горизонтом получены притоки нефти с водой.

ВНК принят на отметке минус 869,1 м, что соответствует середине расстояния подошвы нефтенасыщенного коллектора и кровли водонасыщенного коллектора. Высота залежи 9,1 м. Площадь залежи составляет 245 тыс.м².

Горизонт T₂. По данным ГИС в скважине 9 выделены нефтеводонасыщенные, где

при опробовании получен безводный притоки нефти.

ВНК принят на отметке минус 1151,0 м по разделу нефть-вода. Высота залежи до 51,3 м. Площадь залежи составляет 362 тыс.м².

В таблице 2.1.1 приведена геолого-физическая характеристика горизонтов.

Таблица 2.1.1 – Геолого-физическая характеристика горизонтов

| Параметры | На дату проектирования | | | | |
|----------------------------------------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|----------------|
| | Горизонты | | | | |
| | Ю ₂ -I (I блок) | Ю ₂ -I (III блок) | Ю ₂ -II (III блок) | Ю ₂ -III (III блок) | T ₂ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Средняя глубина залегания, м | 778 | 804 | 822 | 849 | 1133 |
| ВНК, м | -801,4 | -822,2 | -844,9 | -869,1 | -1151,0 |
| Площадь нефтеносности, тыс.м ² | 1132 | 1071 | 282 | 245 | 362 |
| Средняя общая толщина коллектора, м | | | | | |
| Средняя газонасыщ. толщина, м | - | - | - | - | - |
| Средняя нефтенасыщенная толщина, м | 2,9 | 13,4 | 1,0 | 1,1 | 3,8 |
| Пористость, доли ед. | 0,33 | 0,32 | 0,26 | 0,32 | 0,34 |
| Средняя нефтенасыщенность, д.ед. | 0,65 | 0,53 | 0,50 | 0,46 | 0,76 |
| Проницаемость по керну, *10 ⁻³ мкм ² | - | - | - | - | - |
| Проницаемость по ГДИС, *10 ⁻³ мкм ² | - | - | - | - | - |
| Коэффициент песчаности, д.ед. | 0,053 | 0,285 | 0,057 | 0,087 | 0,275 |
| Коэффициент расчлененности, доли ед. | 1 | 5 | 1 | 1 | 1 |
| Пластовая температура, °С | - | 35,7 | - | - | - |
| Пластовое давление, МПа | - | 8,66 | - | - | - |
| Вязкость нефти в пласт. усл., мПа*с | - | 18,36 | - | - | - |
| Плотность нефти в пласт. условиях, г/см ³ | - | 0,8484 | - | - | - |
| Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³ | - | 0,858 | 0,8534 | 0,8534 | 0,7932 |
| Объемный коэффициент нефти, доли ед. | - | 1,0105 | - | - | - |
| Содержание в нефти серы, % | - | 0,11 | 0,07 | 0,07 | 0,09 |
| Содержание в нефти парафина, % | - | 8,4 | 7,88 | 7,88 | 3,32 |
| Давление насыщения нефти газом, МПа | - | 0,94 | - | - | - |
| Газосодержание нефти, м ³ /т | - | 1,28 | - | - | - |
| Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с | - | - | 1,4 | 1,4 | - |
| Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³ | - | - | 1,152 | 1,152 | - |
| Средний коэффициент продуктивности, м ³ /сут×МПа | | | | | |

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

С целью изучения литологии, физических свойств пород, слагающих разрез, при бурении скважин производился отбор бокового грунтоноса.

Боковым грунтоносом освещены среднеюрские горизонты: Ю₂-I, Ю₂-II, Ю₂-III. Среднетриасовый горизонт Т₂ керном не освещен.

Керн отобран боковым грунтоносом только по скважине NB-2 в количестве 54 образцов, из них 35 образцов входят в горизонты: Ю₂-I – 29 обр., Ю₂-II – 2 обр., Ю₂-III – 4 обр. Остальные 19 образцов вне продуктивных горизонтов.

При геологических исследованиях в процессе бурения скважины отбирался и изучался шлам по скважинам NB-2, 9 и Г-4. По скважине NB-2 шлам отбирался с интервалов 719-865м в количестве 7 образцов. По скважине 9 всего отобрано в интервале исследований 200-1251м пробы сухого и мокрого шлама в количестве 209 и по скважине Г-4 отобрано 73 образцов шлама с интервала 500-700м.

Анализируя изученность керна по месторождению в целом, можно отметить, что отбор бокового грунтоноса керна выполнена средне- и нижнеюрских отложениях.

Необходимо в дальнейшем при бурении скважин отобрать керн колонковым буром и провести лабораторные исследования изученности месторождения.

Для изучения разреза скважин применялись следующие виды промыслово-геофизических исследований: стандартный каротаж, потенциал самопроизвольной поляризации (ПС), боковой каротаж (БК), двух-, пятизондовый индукционный каротаж (ИК), микробоковой каротаж (МБК), микрокаротажное зондирование (МКЗ), акустический каротаж (АК), лито-плотностной каротаж (ГГКп), радиоактивный каротаж (ГК, ННК), кавернометрия.

С целью определения высоты подъема цемента и качества цементации проводилась запись акустической цементометрии (АКЦ). Отклонение ствола скважины от вертикали и его пространственное расположение определялось инклинометрией.

Данные инклинометрии свидетельствуют о незначительном отклонении скважин от вертикальной проекции, не больше 3 градусов.

Все полученные материалы ГИС - удовлетворительного качества и соответствуют требованиям “Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах”.

Месторождение Балыкши не освещено лабораторными стандартными и специальным анализами керна. Поэтому петрофизические зависимости, граничное

значение коэффициентов пористости и глинистости были использованы по аналогии с месторождением Макад Восточным, где граничные значения приняты: пористости для юрских отложений 17% и для триасовых отложений 11%, глинистости для юрских отложений 36,9% и для триасовых отложений 36,6%.

Материалы ГИС использовались для изучения разреза, выделения коллекторов, оценки эффективных толщин, определения коэффициентов пористости, нефтенасыщенности, отбивки контактов, построения геологических, литологических профилей и структурных карт по кровле коллекторов.

Выделение коллекторов и оценка эффективной толщины проводились по характерным для терригенного типа пород качественным признакам, согласно существующим правилам, с учетом всех особенностей разреза продуктивной толщи.

Общие, эффективные, нефтенасыщенные толщины продуктивных горизонтов определены по результатам комплекса геофизических исследований, проведенных в скважинах с учетом данных опробования.

Данные о толщинах продуктивных горизонтов и их неоднородности, коэффициентах пористости, нефтенасыщенности по горизонтам представлены в таблицах 2.2.1, 2.2.2, 2.2.3.

Таблица 2.2.1 - Характеристика толщин пластов

| №№ | Толщина | Наименование | Зоны горизонта (объекта) | | По горизонту (объекту) в целом |
|----------------------------|-----------------|--------------------------------|--------------------------|-----------|--------------------------------|
| | | | ЧНЗ | ВНЗ | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Горизонт Ю ₂ -I | | | | | |
| 1 | Общая | Средняя, м | - | 51,1 | 51,1 |
| | | Коэффициент вариации, доли ед. | - | 0,079 | 0,079 |
| | | Интервал изменения, м | - | 47,0-55,1 | 47,0-55,1 |
| 2 | Нефтенасыщенная | Средняя, м | - | 8,1 | 8,1 |
| | | Коэффициент вариации, доли ед. | - | 0,644 | 0,644 |
| | | Интервал изменения, м | - | 2,9-13,4 | 2,9-13,4 |
| 3 | Газонасыщенная | Средняя, м | - | - | - |
| | | Коэффициент вариации, доли ед. | - | - | - |
| | | Интервал изменения, м | - | - | - |
| 4 | Эффективная | Средняя, м | - | 23,8 | 23,8 |
| | | Коэффициент вариации, доли ед. | - | 18,8-28,8 | 18,8-28,8 |
| | | Интервал изменения, м | - | 0,210 | 0,210 |

Продолжение таблицы 2.2.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|------------------------------|-----------------|--------------------------------|---|------|------|
| Горизонт Ю ₂ -II | | | | | |
| 1 | Общая | Средняя, м | - | 17,5 | 17,5 |
| | | Коэффициент вариации, доли ед. | - | - | - |
| | | Интервал изменения, м | - | 17,5 | 17,5 |
| 2 | Нефтенасыщенная | Средняя, м | - | 1,0 | 1,0 |
| | | Коэффициент вариации, доли ед. | - | - | - |
| | | Интервал изменения, м | - | 1,0 | 1,0 |
| 3 | Газонасыщенная | Средняя, м | - | - | - |
| | | Коэффициент вариации, доли ед. | - | - | - |
| | | Интервал изменения, м | - | - | - |
| 4 | Эффективная | Средняя, м | - | 4,1 | 4,1 |
| | | Коэффициент вариации, доли ед. | - | - | - |
| | | Интервал изменения, м | - | 4,1 | 4,1 |
| Горизонт Ю ₂ -III | | | | | |
| 1 | Общая | Средняя, м | - | 12,6 | 12,6 |
| | | Коэффициент вариации, доли ед. | - | - | - |
| | | Интервал изменения, м | - | 12,6 | 12,6 |
| 2 | Нефтенасыщенная | Средняя, м | - | 1,1 | 1,1 |
| | | Коэффициент вариации, доли ед. | - | - | - |
| | | Интервал изменения, м | - | 1,1 | 1,1 |
| 3 | Газонасыщенная | Средняя, м | - | - | - |
| | | Коэффициент вариации, доли ед. | - | - | - |
| | | Интервал изменения, м | - | - | - |
| 4 | Эффективная | Средняя, м | - | 4,1 | 4,1 |
| | | Коэффициент вариации, доли ед. | - | - | - |
| | | Интервал изменения, м | - | 4,1 | 4,1 |
| Горизонт T ₂ | | | | | |
| 1 | Общая | Средняя, м | - | 13,8 | 13,8 |
| | | Коэффициент вариации, доли ед. | - | - | - |
| | | Интервал изменения, м | - | 13,8 | 13,8 |
| 2 | Нефтенасыщенная | Средняя, м | - | 3,8 | 3,8 |
| | | Коэффициент вариации, доли ед. | - | - | - |
| | | Интервал изменения, м | - | 3,8 | 3,8 |
| 3 | Газонасыщенная | Средняя, м | - | - | - |
| | | Коэффициент вариации, доли ед. | - | - | - |
| | | Интервал изменения, м | - | - | - |

Продолжение таблицы 2.2.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|-------------|-----------------------------|---|-----|-----|
| 4 | Эффективная | Средняя, м | - | 6,1 | 6,1 |
| | | Коэффициент вариации, д.ед. | - | - | - |
| | | Интервал изменения, м | - | 6,1 | 6,1 |

Таблица 2.2.2 – Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта

| Количество скважин, используемых для определения | Коэффициент песчаности, доли ед. | | Коэффициент расчлененности, доли ед. | | Характеристика прерывистости |
|--------------------------------------------------|----------------------------------|----------------------|--------------------------------------|----------------------|------------------------------|
| | среднее значение | коэффициент вариации | среднее значение | коэффициент вариации | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Горизонт Ю ₂ -I | | | | | |
| 2 | 0,169 | 0,688 | 3 | 0,667 | - |
| Горизонт Ю ₂ -II | | | | | |
| 1 | 0,057 | - | 1 | - | - |
| Горизонт Ю ₂ -III | | | | | |
| 1 | 0,087 | - | 1 | - | - |
| Горизонт Т ₂ | | | | | |
| 1 | 0,275 | - | 1 | - | - |

Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности горизонта

| Метод определения | Наименование | Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ² | Коэффициент открытой пористости, доли ед. | Нефтенасыщенность, доли ед. | Газонасыщенность, доли ед. |
|----------------------------------------|-------------------------|--------------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Горизонт Ю ₂ -I | | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин, шт. | - | - | - | - |
| | Кол-во определений, шт. | - | - | - | - |
| | Среднее значение | - | - | - | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - |
| | Интервал изменения | - | - | - | - |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин, шт. | - | 2 | 2 | - |
| | Кол-во определений, шт. | - | 6 | 6 | - |
| | Среднее значение | - | 0,31 | 0,54 | - |
| | Коэффициент вариации | - | 0,126 | 0,178 | - |
| | Интервал изменения | - | 0,24-0,36 | 0,40-0,65 | - |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин, шт. | - | - | - | - |
| | Кол-во определений, шт. | - | - | - | - |
| | Среднее значение | - | - | - | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - |
| | Интервал изменения | - | - | - | - |

Продолжение таблицы 2.2.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|----------------------------------------|-------------------------|---|------|------|---|
| Горизонт Ю ₂ -II | | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Кол-во скважин, шт. | - | - | - | - |
| | Кол-во определений, шт. | - | - | - | - |
| | Среднее значение | - | - | - | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - |
| | Интервал изменения | - | - | - | - |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин, шт. | - | 1 | 1 | - |
| | Кол-во определений, шт. | - | 1 | 1 | - |
| | Среднее значение | - | 0,26 | 0,50 | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - |
| | Интервал изменения | - | 0,26 | 0,50 | - |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин, шт. | - | - | - | - |
| | Кол-во определений, шт. | - | - | - | - |
| | Среднее значение | - | - | - | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - |
| | Интервал изменения | - | - | - | - |
| Горизонт Ю ₂ - III | | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин, шт. | - | - | - | - |
| | Кол-во определений, шт. | - | - | - | - |
| | Среднее значение | - | - | - | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - |
| | Интервал изменения | - | - | - | - |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин, шт. | - | 1 | 1 | - |
| | Кол-во определений, шт. | - | 1 | 1 | - |
| | Среднее значение | - | 0,32 | 0,46 | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - |
| | Интервал изменения | - | 0,32 | 0,46 | - |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин, шт. | - | - | - | - |
| | Кол-во определений, шт. | - | - | - | - |
| | Среднее значение | - | - | - | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - |
| | Интервал изменения | - | - | - | - |
| Горизонт Т ₂ | | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин, шт. | - | - | - | - |
| | Кол-во определений, шт. | - | - | - | - |
| | Среднее значение | - | - | - | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - |
| | Интервал изменения | - | - | - | - |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин, шт. | - | 1 | 1 | - |
| | Кол-во определений, шт. | - | 1 | 1 | - |
| | Среднее значение | - | 0,34 | 0,76 | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - |
| | Интервал изменения | - | 0,34 | 0,76 | - |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин, шт. | - | - | - | - |
| | Кол-во определений, шт. | - | - | - | - |
| | Среднее значение | - | - | - | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - |
| | Интервал изменения | - | - | - | - |

Горизонт Ю₂-I. Общая толщина горизонта изменяется от 47,0 м (скв. NB-2) до 55,1 м (скв. 9), в среднем составляет 51,1 м, нефтенасыщенная толщина – от 2,9 м (скв. 9) до 13,4 м (скв. NB-2), в среднем – 8,1 м. Коэффициент песчаности в среднем 0,169 д.ед., коэффициент расчлененности в среднем 3.

По данным ГИС коэффициент пористости в среднем составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,54 д.ед. Гидродинамические исследования не проводились.

Горизонт Ю₂-II. Общая толщина горизонта составляет 17,5 м, нефтенасыщенная толщина – 1,0 м в скважине NB-2. Коэффициент песчаности - 0,057 д.ед., коэффициент расчлененности – 1.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,26 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности - 0,50 д.ед. Гидродинамические исследования не проводились.

Горизонт Ю₂-III. Общая толщина горизонта составляет 12,6 м, нефтенасыщенная толщина – 1,1 м в скважине NB-2. Коэффициент песчаности – 0,087 д.ед., коэффициент расчлененности – 1.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,32 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,46 д.ед. Гидродинамические исследования не проводились.

Горизонт Т₂. Общая толщина горизонта составляет 13,8 м, нефтенасыщенная - 3,8 м в скважине 9. Коэффициент песчаности - 0,275 д.ед., коэффициент расчлененности – 1.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,34 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,76 д.ед. Гидродинамические исследования не проводились.

2.3. Физико-химические свойства нефти, газа и воды

Изучение состава и свойств нефти месторождения Балыкши проводились в поверхностных условиях по 5 пробам и в пластовых условиях по одной пробе в 2009 и 2019 года в лаборатории ТОО «КазНИГРИ».

Свойства нефти в пластовых условиях

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях изучены по результатам лабораторных исследований одной пробы из скважины NB-2 из горизонта Ю₂-I (блок III).

В таблице 2.3.1 представлены свойства пластовой нефти.

Горизонт Ю₂-I. При пластовом давлении и температуре соответственно 8,66 МПа и 35,7°С плотность пластовой нефти равна 0,8484 г/см³, давление насыщения – 0,94 МПа, газосодержание – 1,28 м³/т, объемный коэффициент - 1,0105, соответственно пересчетный коэффициент 0,990 д.ед., вязкость нефти – 18,36 мПа·с.

Таблица 2.3.1 – Свойства пластовой нефти и воды горизонта

| Наименование | На дату проектирования | | | |
|------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|------|--------------------|------------------|
| | Количество исследованных | | Диапазон изменения | Среднее значение |
| | скважин | проб | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Горизонт Ю ₂ -I | | | | |
| <i>а) Нефть</i> | | | | |
| Давление насыщения газом, МПа | 1 | 1 | 0,94 | 0,94 |
| Газосодержание, м ³ /т | 1 | 1 | 1,28 | 1,28 |
| Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т | 1 | 1 | 1,1 | 1,1 |
| P1= МПа T1= С | - | - | - | - |
| P2= T2= | - | - | - | - |
| P3= T3= | - | - | - | - |
| P4= T4= | - | - | - | - |
| P5= T5= | - | - | - | - |
| Суммарный газовый фактор, м ³ /т | - | - | - | - |
| Плотность, кг/м ³ | 1 | 1 | 0,8484 | 0,8484 |
| Вязкость, мПа×с | 1 | 1 | 18,36 | 18,36 |
| Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 1 | 1 | 1,0105 | 1,0105 |
| Температура насыщения парафином, °С | - | - | - | - |
| Пластовая температура, °С | 1 | 1 | 35,7 | 35,7 |
| <i>б) Газ газовой шапки</i> | | | | |
| Давление начала и максимальной конденсации, МПа | - | - | - | - |
| Плотность, кг/м ³ | - | - | - | - |
| Вязкость, мПа×с | - | - | - | - |
| Содержание стабильного конденсата, г/м ³ | - | - | - | - |
| <i>в) Пластовая вода</i> | | | | |
| Газосодержание, м ³ /т | - | - | - | - |
| в т.ч. сероводорода, м ³ /т | - | - | - | - |
| Объемный коэффициент, доли ед. | - | - | - | - |
| Вязкость, мПа×с | - | - | - | - |
| Общая минерализация, г/л | - | - | - | - |
| Плотность, кг/м ³ | - | - | - | - |

Компонентный состав выделившегося газа

Компонентный состав выделившегося из нефти газа после однократного разгазирования определен по одной пробе из скважины NB-2 горизонта Ю₂-I (блок III).

Горизонт Ю₂-I. Содержания компонентов: метана 92,655% мол., этана 1,199% мол., пропана 0,850% мол., бутанов 1,515% мол., пентанов 0,689% мол., азота 2,71% мол., углекислого газа 0,068 % мол. Плотность газа по воздуху – 0,624.

По углеводородным компонентам по сухости и жирности растворенный газ по

А.Г.Дурмишьяну и И.С.Старобинцу классифицируется как сухой, низкоуглекислый и низкоазотистый.

Таблица 2.3.2 – Компонентный состав выделившегося газа после однократного разгазирования, %

| Наименование | при однократном разгазировании пластовой нефти в станд. условиях | | при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях | | Пластовая нефть |
|-----------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|-------|------------------------------------------------------------------------|-------|-----------------|
| | выделившийся газ | нефть | выделившийся газ | нефть | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Горизонт Ю ₂ -I | | | | | |
| Сероводород | - | - | - | - | - |
| Углекислый газ | 0,068 | - | - | - | - |
| Азот+редкие | 2,71 | - | - | - | - |
| в т.ч. гелий | - | - | - | - | - |
| метан | 92,655 | - | - | - | - |
| этан | 1,199 | - | - | - | - |
| пропан | 0,850 | - | - | - | - |
| изобутан | 1,063 | - | - | - | - |
| н. бутан | 0,452 | - | - | - | - |
| изопентан | 0,444 | - | - | - | - |
| н. пентан | 0,245 | - | - | - | - |
| гексаны | 0,237 | - | - | - | - |
| гептаны | 0,069 | - | - | - | - |
| остаток (С ₈ +высшие) | 0,008 | - | - | - | - |
| Молекулярная масса | - | - | - | - | - |
| Молекулярная масса остатка | - | - | - | - | - |
| Плотность газа, кг/м ³ | 0,324 | - | - | - | - |
| Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед. | - | - | - | - | - |
| Плотность нефти, г/см ³ | 0,858 | - | - | - | - |

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти представлены в таблице 2.3.3.

Горизонт Ю₂-I освещён 3 пробами из скважины NB-2 (блок III). Плотность нефти в среднем составляет 0,858 г/см³ и характеризуется как средняя, высокопарафинистая (8,4% масс), малосернистая (0,11% масс), малосмолистая (2,32% масс). Кинематическая вязкость при 20°С в среднем составляет 32,99 мм²/с нефть относится к высоковязким. Температура застывания нефти до минус 29°С, начало кипения 186°С, содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°С – 3% об, керосиновых до 300°С - 33% об.

Горизонты Ю₂-II+Ю₂-III освещены одной пробой из скважины NB-2 (блок III).

Плотность нефти составляет 0,8534 г/см³ и характеризуется как средняя, высокопарафинистая (7,88% масс), малосернистая (0,07% масс), малосмолистая (2,9% масс). Кинематическая вязкость при 20°С составляет 38,36 мм²/с, нефть относится к высоковязким. Температура застывания нефти минус 5°С, начало кипения 124°С, содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°С – 9% об, керосиновых до 300°С - 39% об.

Горизонт Т₂ освещён одной пробой из скважины 9. Плотность нефти составляет 0,7932 г/см³ и характеризуется как лёгкая, парафинистая (3,32% масс), малосернистая (0,09% масс). Кинематическая вязкость не определена. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°С –45% об, керосиновых до 300°С - 76% об.

Таблица 2.3.3 – Физико-химические свойства и фракционного состава разгазированной нефти горизонта

| Наименование | | Кол-во исследованных | | Диапазон изменения | Среднее значение |
|-----------------------------------------------------|--------------------|----------------------|------|--------------------|------------------|
| | | скв. | проб | | |
| 1 | | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Горизонт Ю₂-I | | | | | |
| Плотность, г/см ³ | | 1 | 3 | 0,857-0,8579 | 0,858 |
| Вязкость при 20 °С, мПа×с | | 1 | 3 | 31,8-33,94 | 32,99 |
| при 50 °С, мПа×с | | 1 | 3 | 10,08-10,93 | 10,55 |
| Температура застывания, °С | | 1 | 3 | -20 - -29 | - |
| Массовое содержание, % | Серы | 1 | 3 | 0,11 | 0,11 |
| | Смол силикагелевых | 1 | 3 | 2,18-2,56 | 2,32 |
| | Асфальтенов | 1 | 3 | отс. | отс. |
| | Парафинов | 1 | 3 | 7,53-9,23 | 8,4 |
| Объемный выход фракций, % | Н.к. 100 °С | 1 | 3 | 150-216 | 186 |
| | до 100 °С | - | - | - | - |
| | до 150 °С | - | - | - | - |
| | до 200 °С | 1 | 2 | 1-5 | 3 |
| | до 300 °С | 1 | 3 | 30-34 | 33 |
| Горизонты Ю₂-II+Ю₂-III | | | | | |
| Плотность, г/см ³ | | 1 | 1 | 0,8534 | 0,8534 |
| Вязкость при 20 °С, мПа×с | | 1 | 1 | 38,36 | 38,36 |
| при 50 °С, мПа×с | | 1 | 1 | 9,89 | 9,89 |
| Температура застывания, °С | | 1 | 1 | -5 | -5 |
| Темп. насыщения парафином, °С | | 1 | 1 | - | - |
| Массовое содержание, % | Серы | 1 | 1 | 0,07 | 0,07 |
| | Смол силикагелевых | 1 | 1 | 2,9 | 2,9 |
| | Асфальтенов | 1 | 1 | отс. | отс. |
| | Парафинов | 1 | 1 | 7,88 | 7,88 |

Продолжение таблицы 2.3.3

| 1 | | 2 | 3 | 4 | 5 |
|------------------------------|--------------------|---|---|--------|--------|
| Объемный выход фракций, % | Н.к. 100 °С | 1 | 1 | 124 | 124 |
| | до 100 °С | - | - | - | - |
| | до 150 °С | - | - | - | - |
| | до 200 °С | 1 | 1 | 9 | 9 |
| | до 300 °С | 1 | 1 | 39 | 39 |
| Горизонт Т ₂ | | | | | |
| Плотность, г/см ³ | | 1 | 1 | 0,7932 | 0,7932 |
| Вязкость при 20 °С, мПа×с | | - | - | - | - |
| при 50 °С, мПа×с | | - | - | - | - |
| Температура застывания, °С | | - | - | - | - |
| Массовое содержание, % | Серы | 1 | 1 | 0,09 | 0,09 |
| | Смол силикагелевых | - | - | - | - |
| | Асфальтенов | - | - | - | - |
| | Парафинов | 1 | 1 | 3,32 | 3,32 |
| Объемный выход фракций, % | Н.к. 100 °С | - | - | - | - |
| | до 100 °С | - | - | - | - |
| | до 150 °С | - | - | - | - |
| | до 200 °С | 1 | 1 | 45 | 45 |
| | до 300 °С | 1 | 1 | 76 | 76 |

Физические свойства и химический состав пластовых вод

На месторождении Балыкши физико-химические свойства пластовой воды изучены по одной пробе из скважины NB-2 из горизонтов Ю₂-II+Ю₂-III. Вода среднеюрских отложений хлоркальциевая, минерализация составляет 189,6 г/дм³, плотность воды 1,152 г/см³, общая жесткость 476,59 мг-экв/дм³, рН среда кислая 6. Содержание ионов и примесей в пластовой воде представлено в таблице 2.3.4.

Таблица 2.3.4 – Сравнение содержания ионов и примесей в пластовой воде горизонта

| Содержание ионов, моль/м ³ и примесей, г/м ³ | Кол-во исследованных | | Диапазон изменения | Среднее значение |
|-----------------------------------------------------------------------|----------------------|------|--------------------|------------------|
| | скв | проб | | |
| Горизонты Ю ₂ -II+Ю ₂ -III | | | | |
| Cl ⁻ | 1 | 1 | 116272,8 | 116272,8 |
| SO ₄ ²⁻ | 1 | 1 | 88,6 | 88,6 |
| HCO ₃ ⁻ | 1 | 1 | 38,1 | 38,1 |
| Ca ²⁺ | 1 | 1 | 7489,4 | 7489,4 |
| Mg ²⁺ | 1 | 1 | 1269,0 | 1269,0 |
| Na ⁺ + K ⁺ | 1 | 1 | 64504,8 | 64504,8 |
| Общая минерализация, г/дм ³ | 1 | 1 | 189,6 | 189,6 |
| Плотность, г/см ³ | 1 | 1 | 1,152 | 1,152 |
| Примеси | - | - | - | - |
| рН | 1 | 1 | 6 | 6 |

2.4. Запасы нефти и растворенного газа

В 2020 году составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Балыкши по состоянию изученности на 01.04.2020г» (Протокол ГКЗ РК №2216-20-П от 01.10.2020г). Согласно протоколу, принятые запасы углеводородов в целом по месторождению геологические/ извлекаемые составляют:

нефти

по категории C_1 – 704/ 377 тыс. т;

по категории C_2 - 2914/ 1292 тыс. т.

растворенного в нефти газа:

по категории C_1 – 4,6/ 2,4 млн.м³;

по категории C_2 - 5,59/ 2,24 млн.м³.

Принятые подсчетные параметры, запасы нефти и растворенного газа представлены в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1 – Подсчетные параметры и запасы нефти и растворенного газа (Протокол ГКЗ РК №2216-20-П от 01.10.2020г)

| Горизонт | Блок | Зона | Категория | Площадь нефтеносности, тыс.м ² | Ср.взв.эфф. нефтенасыщенная толщина, м | Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³ | Коэффициенты, доли ед. | | | Плотность нефти, г/см ³ | Геологические запасы нефти, тыс.т. | Коэффициент извлечения нефти, доли ед. | Извлекаемые запасы нефти, тыс.т. | Газосодержание, м ³ /т | Геологические запасы раств. газа, млн.м ³ | Извлекаемые запасы раств. газа, млн.м ³ |
|--------------------------------|------|------|----------------|-------------------------------------------|----------------------------------------|-------------------------------------------------|------------------------|-------------------|-------------|------------------------------------|------------------------------------|----------------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| | | | | | | | открытой пористости | нефтенасыщенности | пересчетный | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| Ю ₂ -I | I | ВН | C ₂ | 1132 | 11,4 | 12949 | 0,33 | 0,65 | 0,990 | 0,858 | 2359 | 0,450 | 1062 | 1,28 | 3,0 | 1,0 |
| | III | ВН | C ₁ | 403 | 8,6 | 3459 | 0,32 | 0,53 | 0,990 | 0,858 | 498 | 0,600 | 299 | 1,28 | 0,6 | 0,4 |
| | | | C ₂ | 668 | 3,8 | 2526 | 0,32 | 0,53 | 0,990 | 0,858 | 364 | 0,450 | 164 | 1,28 | 0,5 | 0,2 |
| Всего по Ю ₂ -I | | | C ₁ | 403 | | 3459 | | | | | 498 | | 299 | | 0,6 | 0,4 |
| | | | C ₂ | 1800 | | 15475 | | | | | 2723 | | 1226 | | 3,5 | 1,2 |
| Ю ₂ -II | III | ВН | C ₂ | 282 | 1,4 | 308 | 0,26 | 0,50 | 0,990 | 0,858 | 34 | 0,450 | 15 | 1,28 | 0,04 | 0,02 |
| Ю ₂ -III | III | ВН | C ₂ | 245 | 1,2 | 295 | 0,32 | 0,46 | 0,990 | 0,858 | 37 | 0,450 | 17 | 1,28 | 0,05 | 0,02 |
| Всего по юрским горизонтам | | | | C ₁ | | | | | | | 498 | | 299 | | 0,6 | 0,4 |
| | | | | C ₂ | | | | | | | | 2794 | | 1258 | | 3,59 |
| T ₂ | | ВН | C ₁ | 211 | 5,3 | 1111 | 0,34 | 0,76 | 0,903 | 0,793 | 206 | 0,377 | 78 | 19,41 | 4,0 | 2,0 |
| | | | C ₂ | 151 | 4,3 | 647 | 0,34 | 0,76 | 0,903 | 0,793 | 120 | 0,283 | 34 | 19,41 | 2,0 | 1,0 |
| Ю ₂ -I | II | ВН | C ₃ | 220 | 6,5 | 1425 | 0,33 | 0,65 | 0,990 | 0,858 | 260 | | | | | |
| Итого по месторождению: | | | | C ₁ | | | | | | | 704 | | 377 | | 4,6 | 2,4 |
| | | | | C ₂ | | | | | | | | 2914 | | 1292 | | 5,59 |

3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.1 Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации

Настоящим проектом предусматривается пробная эксплуатация месторождения Балыкши.

Пробная эксплуатация проводится для решения следующих важных задач:

- изучение параметров продуктивных залежей, режимов и эксплуатационных характеристик в процессе эксплуатации;
- установление оптимальных режимов работы добывающих скважин, определение их потенциальных дебитов;
- изучение энергетического состояния залежи;
- выяснение причин возможного водопроявления в скважинах на начальном этапе эксплуатации, выработка методов его предотвращения;
- определение оптимальных методов вскрытия объектов и вызова притоков при опробовании и испытании скважин;
- апробирование методов интенсификации притока;
- отработка вопросов сбора, подготовки, хранения, транспортировки и реализации нефти;
- отбор керн и проведение петрографических исследований – изучения литологического состава пород - изучение свойств породы в стандартных условиях, для определения состава породы, гранулометрических параметров, что будет использовано при интерпретации ГИС;
- выполнение специальных исследований по изучению фильтрационно-емкостных свойств породы в стандартных и термобарических условиях, в результате которых будут получены значения пористости, проницаемости породы, петрофизические константы;
- изучение свойства пластовой воды и гидрогеохимических условий месторождения путем отбора проб пластовой воды, определение уровня рН воды, лабораторного изучения свойств воды с получением параметров минерализации, плотности, типа, жесткости и химического состава пластовой воды;
- изучение свойства нефти, газа в пластовых и термобарических условиях путем определения плотности нефти и газа, вязкости, среднего коэффициента растворимости газа, коэффициента сжимаемости, температуры застывания нефти, фракционного состава нефти, содержания смол-силикагелевых, асфальтенов, серы, парафина, содержания механических примесей и компонентного состава газа;

- проведение исследовательских, экспериментальных, лабораторно-аналитических работ на современных приборах и аппаратуре по современным методикам.

М/р Балыкши по степени изученности находится на оценочном этапе, целью которого является оценка месторождения нефти, подготовка его к промышленному освоению и доразведка новых перспективных участков. Недостаточность данных о продуктивности залежей месторождения обуславливает проведение пробной эксплуатации.

Задачами пробной эксплуатации являются уточнение имеющейся и получение дополнительной информации для подсчета запасов углеводородов, обоснования режима работы залежей, выделение эксплуатационных объектов и оценка перспектив развития добычи углеводородов месторождения.

Исходной информацией для составления проекта пробной эксплуатации месторождения послужили данные разведочных и оценочных работ, полученные в результате бурения, опробования, испытания и исследования скважин.

Для выполнения намеченных задач пробной эксплуатации проектом предусмотрено: расконсервация и ввод в эксплуатацию двух добывающих скважин. В скважинах проектируется необходимый комплекс исследовательских работ с целью доизучения геолого-физических характеристик продуктивных горизонтов и добывных возможностей скважин (определение пластовых давлений, времени их восстановления, давления насыщения, оптимального режима работы залежи и оценки потенциала упругой энергии пластовой системы), подсчета запасов и составления технологической схемы, срок пробной эксплуатации принимается с 01.11.2023 года по 31.12.2025 года.

3.2 Обоснование пространственных границ залежей горизонтов для проведения пробной эксплуатации

В 2008 г., в связи с реорганизацией недропользователя, права и обязанности по контракту № 1418 от 19.05.2004 г были переданы АО «North Caspian Petroleum».

В 2009 г на куполе Бериш из скважины № 9 в процессе испытания триасовых отложений из интервала 1129-1131 м были получены притоки легкой нефти дебитом 30,3 м3/сут.

Сейсморазведочные работы МОГТ 3Д выполнены в 2015 г в объеме 554 кв.км.

Пробурено 2 скважины, из которых в скважине NB-2 по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы в отложениях юры, скважина NB-1 не выявила продуктивные горизонты и ликвидирована по геологическим причинам.

В 2018 г Недропользователь завершил интерпретацию данных сейсморазведки 3Д, по результатам которых на контрактной территории были выделены нефтегазоперспективные объекты в надсолевых отложениях.

Границы изучаемого участка определены геологическим отводом. Площадь отвода составляет 1788км², глубина - до кровли фундамента.

3.3 Анализ результатов испытания и гидродинамических исследований скважин

На месторождении Балыкши пробуренный фонд составляет 6 скважин (Г-1, Г-2, Г-4, 9, NB-1, NB-2), из них скважины Г-1, Г-2, Г-4, NB-1 ликвидированы по геологическим причинам, скважины 9 и NB-2 находятся в консервации.

Всего на месторождении Балыкши опробование продуктивных горизонтов проведены в 4 объектах, из них приток нефти получен в одном объекте, приток нефти с водой – в 2 объектах и приток воды – в одном объекте.

Результаты опробования скважин представлены в таблице 3.3.1.

Горизонт Ю₂-I. Опробование горизонта проведено в одной скважине NB-2), где в интервалах 765,0 – 766,5; 772,5-775,5; 793,5-797,5; 800,0-803,5м получен приток нефти с водой ($Q_n=24,627$ м³/сут, $Q_v=4,009$ м³/сут).

Горизонты Ю₂-II+Ю₂-III. Опробование проведено в одной скважине NB-2, где в интервалах 820,5-822,0; 845,0-849,0 м получен приток нефти с водой дебит нефти 8,39 м³/сут.

Горизонт Т. Опробование горизонта проведено в одной скважине 9, где в интервале 1129,0-1131,0 м получен приток безводной нефти дебитом 30,3 м³/сут на 3,8 мм штуцере.

Ниже горизонта Т при совместном опробовании интервалов 1142-1144; 1161,0-1163,0; 1166,0-1168,0; 1185,0-1189,0 м получен приток воды.

Таблица 3.3.1 – Результаты опробования скважин месторождения Балыкши

| № скв. | Дата опробования | | Блок | Альтитуда ротора, м | Интервал опробования, м | | Искусственный забой, м | Диаметр и глубина спуска НКТ, мм x м | Способ вскрытия горизонта | Способ опробов. горизонта | D штуцера, мм | Фактичес. время работы штуч. час | Давление, МПа | | | Дебит, м ³ /сут | | Депрессия на пласт, МПа | Пластовая температура, °С | Примечание | | |
|-----------------------------------------------------|----------------------------|-----------|--------|---------------------|----------------------------|---------|------------------------|--------------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------|----------------------------------|---------------|----------|-----------|----------------------------|------|-------------------------|---------------------------|------------|--|--|
| | начало | окончание | | | каротаж.отм. абсолют. отм. | | | | | | | | пластовое | забойное | затрубное | нефти | воды | | | | | |
| | | | | | кровля | подошва | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | | | |
| Горизонт Ю₂-I | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| NB-2 | 29.11.2019г 02.12.2019г | III | -17,0 | 765,0 | 766,5 | 817,5 | - | - | природный приток+свабир. | 75 об/мин | 24 | 10,0 | 0 | 0,7 | 24,627 | 4,009 | - | - | | | | |
| | | | | -782,0 | -783,5 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 772,5 | 775,5 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | -789,5 | -792,5 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 793,5 | 797,5 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | -810,5 | -814,5 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 800,0 | 803,5 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| -817,0 | -820,5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Горизонты Ю₂-II+Ю₂-III | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| NB-2 | 21.11.2019г 22.11.2019г | III | -17,0 | 820,5 | 822,0 | 885,73 | - | - | природный приток+свабир. | - | - | 10,0 | - | - | 8,39 | приток воды | - | - | | | | |
| | | | | -837,5 | -839,0 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 848,0 | 849,0 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | -865,0 | -866,0 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Горизонт Т | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 9 | 20.04.2009г 20.07.2009г | | -18,54 | 1129,0 | 1131,0 | 1140 | 73x1126 | ЗПКО-105АТ-00 32 отв. | - | 3,8 | - | 12,82 | 10,97 | - | 30,3 | - | 1,85 | - | | | | |
| | | | | -1147,5 | -1149,5 | | | | | | | | 11,55 | - | 20,8 | - | 1,27 | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | 12,04 | - | 12,6 | - | 0,78 | | | | | |
| Ниже горизонта Т | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 9 | 31.01.2009г 10.02.2009г | | -18,54 | 1142,0 | 1144,0 | - | 73x1142,7 | ЗПКО 89С 10 отв. | - | - | - | - | - | - | - | Приток воды | - | - | | | | |
| | | | | -1160,5 | -1162,5 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 1161,0 | 1163,0 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | -1179,5 | -1181,5 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 1166,0 | 1168,0 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | -1184,5 | -1186,5 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 1185,0 | 1189,0 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| -1203,5 | -1207,5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

3.4 Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов

На месторождении Балыкши пробурено 6 скважин, из них в пределах площади продуктивности находятся 2 скважины (9 и NB-2), в скважине 9 получен приток нефти, в скважине NB-2 – приток нефти с водой.

По результатам пластовой корреляции скважин с привлечением данных опробования, интерпретации материалов ГИС залежи нефти выявлены в среднеюрских отложениях (горизонты Ю₂-I, Ю₂-II, Ю₂-III) и один горизонт Т в триасовых отложениях.

Всего физико-химические свойства нефти изучены в поверхностных условиях по 5 пробам из 2 скважин, в пластовых условиях - по одной пробе.

Залежи нефти пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Соотношение геологических запасов нефти категории С₁ к С₂ составляет 20% и 80%.

На стадии пробной эксплуатации на месторождении Балыкши объекты разработки не выделялись, требуется проведения в период пробной эксплуатации мероприятий по оценке добывных возможностей каждого продуктивного горизонта.

Горизонт Ю₂-I. Блок I. Нефтеносность установлена по данным ГИС в скважине 9. Горизонт не опробован. Свойства нефти и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов не изучены. ВНК принят условно. Запасы нефти оценены по категории С₂.

Блок II. Оценка запасов проведена по аналогии с блоком I. Запасы нефти оценены по категории С₂.

Блок III. Нефтеносность установлена по данным ГИС в скважине NB-2, где при опробовании получены притоки нефти с водой. Свойства нефти изучены по анализам 3 поверхностных проб и одной глубинной пробой. ВНК принят условно.

Запасы нефти оценены по категории С₁ в радиусе 500м, на остальной площади запасы отнесены к категории С₂.

Горизонт Ю₂-II. Блок III. Нефтеносность установлена по данным ГИС в скважине NB-2, где при опробовании получены притоки нефти с водой. Свойства нефти изучены по анализам одной поверхностной пробы. ВНК принят условно.

Запасы нефти оценены по категории С₁.

Горизонт Ю₂-III. Блок III. Нефтеносность установлена по данным ГИС в скважине NB-2, где при опробовании получены притоки нефти с водой. Свойства нефти изучены по анализам одной поверхностной пробы. ВНК принят условно.

Запасы нефти оценены по категории С₁.

Горизонт Т. Нефтеносность установлена по данным ГИС в скважине 9, где при

опробовании получен приток нефти. Свойства нефти изучены по анализам одной поверхностной пробы. ВНК принят по данным ГИС.

Запасы нефти оценены по категории C_1 в радиусе 500м, на остальной площади запасы отнесены к категории C_2 .

3.5 Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение

В период продления пробной эксплуатации месторождения Балыкши предусматривается:

- продолжение эксплуатации разведочных скважин НБ-2, Г-9;
- бурение 3-х оценочных скважин (Г-10, Г-11 наклонно-направленная, НБ-3) в целях доразведки месторождения, в которых предусматривается, в случае обнаружения и наличия продуктивных объектов, их испытание. Из перечисленных к бурению оценочных скважин, Г-10 и НБ-3 независимые, бурение наклонно-направленной скважины Г-11 зависит от результатов бурения скважины Г-10.

Цели и задачи оценочных скважин и их местоположение, профиль скважин и проектная глубина, подробно изложены в разделе 8 «Мероприятия по доразведке месторождения» настоящего проекта.

Ниже приведены проектные решения по каждой скважине, предусмотренной для проведения пробной эксплуатации:

Скважиной НБ-2 предусмотрено продолжение пробной эксплуатации продуктивного горизонта Ю₂-I.

Скважиной Г-9 предусмотрено продолжение пробной эксплуатации продуктивного горизонта Т.

Бурение скважин на месторождении будет осуществляться вертикально 2 ед. (скв. Г-10 и НБ-3) с проектными глубинами до 1300 м, и одна скважина наклонно-направленная Г-11.

Схема расположения проектных и пробуренных скважин представлена в графическом приложении 8.

Целью данных проектных скважин являются вскрытие залежей в юрских и триасовых отложениях и изучение параметров резервуаров, уточнение контуров нефтеносности, а также определение добывных возможностей и режимов работы пластов.

Таким образом, в период проведения дальнейшей пробной эксплуатации, общее количество добывающих скважин составит 2 единиц.

В пробную эксплуатацию будут вовлечены всех запасы продуктивных горизонтов

Ю₂-I и Т, где запасы нефти оценены по категории С₁ (таблица 3.5.1).

Календарный график расконсервации и ввода в эксплуатацию ранее пробуренных скважин приведен в таблице 3.5.1. Бурение оценочных скважин и сроков испытания объектов в них предусмотрено в 2024 году.

Таблица 3.5.1 – Календарный график расконсервации скважин

| №№ п/п | Скважина | Дата начала КПРС | Дата окончания КПРС | Ввод в эксплуатацию | Горизонты эксплуатации |
|--------|----------|------------------|---------------------|---------------------|------------------------|
| 1 | НБ-2 | 10.10.2023 | 25.10.2023 | 01.11.2023 | Ю ₂ -I |
| 2 | Г-9 | 10.10.2023 | 25.10.2023 | 01.11.2023 | Т |

3.6 Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин

В период пробной эксплуатации месторождения Балыкши, мероприятия по воздействию на пласт и по увеличению производительности скважины не предусмотрены, т.к. ФЕС продуктивных горизонтов имеют высокие характеристики, нефть, в основном, является маловязкой и относится к легкой и средней.

3.7 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации

Выбор методики прогнозирования технологических показателей разработки для выделенных эксплуатационных объектов и коэффициентов извлечения нефти (КИН) залежей зависит от стадии освоения и степени изученности месторождения, принятой геолого-физической модели, режимов эксплуатации залежей и возможных вариантов разработки, а также накопленного опыта разработки аналогичных месторождений.

Важно отметить, что на данном этапе изученности месторождения, для прогнозирования имеется очень ограниченная информация о продуктивности пробуренных скважин. Поэтому в рамках данной работы при выборе проектных решений имеют место условности. Для прогноза технологических показателей разработки и КИН использовался метод падения среднего дебита нефти скважины во времени.

Для скважин I и II объекта, проектный входной дебит нефти был принят на уровне 4,6 -5,0 т/сут., по данным предыдущей эксплуатации скважин, а падение дебита нефти по скважинам принято на уровне 10% в год.

За критерий выбытия добывающих скважин из эксплуатации принято условие, когда дебит нефти $q_n \leq 0,5$ т/сут. Ввод в эксплуатацию из консервации запланирован на начало проектного года, а новых скважин из бурения – в течение второго проектного года. Проектный коэффициент эксплуатации добывающих скважин принят на уровне 0,90 д.ед.

Вначале выполнены расчеты технологических показателей разработки для выделенных эксплуатационных объектов и технологические КИН. Далее, выполнены расчеты технико-экономических показателей разработки и определены рентабельные КИН.

4. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В основу расчетов проектных показателей на период продления пробной эксплуатации, положены фактические данные о дебитах по продуктивным горизонтам полученные при опробовании, испытании и пробной эксплуатации ранее пробуренных 2 скважин (НБ-2, Г-9) в качестве добывающих скважин.

Расчет динамики добычи по годам проводился с учетом фактической эксплуатации ранее пробуренных 2 скважин (НБ-2, Г-9), за период ноябрь 2023 г. – декабрь 2025 г. включительно, с учетом запланированного темпа ввода скважин из консервации (таблицы 3.5.1).

С учетом необходимости выполнения значительного объема исследовательских работ (опробование, гидродинамические исследования скважин) по проектным скважинам, требующих оценки динамики параметров в течение продолжительного периода времени (например, падение пластового давления, дебитов и т.д.), прогнозные технологические показатели пробной эксплуатации месторождения Балыкши рассчитаны на период с 01.11.2023 г. по 31.12.2025 г.

Коэффициент эксплуатации добывающих скважин принят на уровне 0.95 д.ед. в 2024-2025 гг., что связано с проведением исследовательских работ. Коэффициент использования фонда скважин принят на уровне 1.0 д.ед.

Предполагаемые объемы добычи углеводородов по скважинам, горизонтам и в целом по месторождению, фонд скважин на период пробной эксплуатации месторождения Балыкши, приведены в таблицах 4.1-4.2.

Таким образом, в целом, фонд скважин к концу периода пробной эксплуатации составит 2 единицы (НБ-2, Г-9).

При этом в целом по месторождению прогнозная добыча нефти за 2023 (ноябрь-декабрь), 2024, 2025 годы составит, соответственно, 0.5 тыс. т; 3.1 тыс. т; 2.6 тыс. т. Общая накопленная добыча нефти к концу пробной эксплуатации составит 7.2 тыс. т нефти.

Таблица 4.1 – Характеристика основного фонда скважин по горизонтам и месторождению в целом

| Годы | Ввод скважин из бурения за период | | | Ввод скважин из консервации | Фонд скважин с начала разработки | Эксплуатация бурение с начала разработки, тыс.м | Выбытие скважин из экспл.фонда | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | Среднегод. дебит на 1 скв. | | |
|-----------------------|-----------------------------------|--------|---------|-----------------------------|----------------------------------|-------------------------------------------------|--------------------------------|-----------------|------------------------------------------|--------------|----------------------------|-----------------|---------------------------|
| | всего | добыв. | нагнет. | | | | всего | в т. ч. нагнет. | Всего | механических | нефти, т/сут | жидкости, т/сут | газа, м ³ /сут |
| (ноябрь-декабрь) 2023 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1,2 | 0 | 0 | 2 | 2 | 4,8 | 6,4 | 6,1 |
| 2024 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1,2 | 0 | 0 | 2 | 2 | 4,7 | 7,2 | 6,0 |
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1,2 | 0 | 0 | 2 | 2 | 4,6 | 8,4 | 5,9 |

Таблица 4.2 – Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонтам и месторождению в целом

| Годы | Добыча нефти, тыс. т | Темп отбора от извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор от извлекаемых запасов, % | Кэф. нефтеотд., д. ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | Обвод. продукции, % | Годовая добыча газа, млн.м ³ | Накопленная добыча газа, млн.м ³ |
|-----------------------|----------------------|---------------------------------------|---------|---------------------------------|---------------------------------|------------------------|--------------------------------|------------------------------------|---------------------|-----------------------------------------|---------------------------------------------|
| | | начальных | текущих | | | | | | | | |
| (ноябрь-декабрь) 2023 | 0,5 | 0,1 | 0,1 | 1,6 | 0,4 | 0,002 | 0,6 | 2,5 | 25,0 | 0,001 | 0,001 |
| 2024 | 3,1 | 0,8 | 0,8 | 4,6 | 1,2 | 0,006 | 4,8 | 7,2 | 35,0 | 0,004 | 0,005 |
| 2025 | 2,6 | 0,65 | 0,65 | 7,2 | 1,8 | 0,010 | 4,7 | 11,9 | 45,0 | 0,003 | 0,008 |

5. ПРОГРАММА И ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ

5.1 Цели и направления исследовательских работ

Целевое назначение настоящего Проекта пробной эксплуатации состоит в получении и анализе данных для уточнения геологического строения месторождения, контроля за изменением технологических параметров работы скважин и промысловых характеристик пластовой системы в течение всего времени реализации проекта.

Целью проведения исследовательских работ на скважинах, во время пробной эксплуатации месторождения Балыкши, является уточнение принятой геологической модели месторождения, характера распространения выявленных залежей углеводородов, геолого-промысловой характеристики, изучение продуктивности коллекторов, уточнение проницаемости пластов по данным гидродинамических исследований, изучение режима работы залежей и физико-химических свойств пластовых флюидов, а также реализация работ по доразведке месторождения с целью выполнения рекомендаций ГКЗ РК и ЦКРР РК.

Полученные, в ходе реализации пробной эксплуатации, данные будут способствовать в подготовке отчета по подсчету запасов углеводородов месторождения, достоверной оценке их промышленного значения, и технико-экономическому обоснованию целесообразности вовлечения месторождения в промышленную разработку.

Для получения более полной информации о месторождении, в настоящем «Проекте пробной эксплуатации...» предусмотрено выполнение минимально необходимого объема работ по следующим направлениям (Табл.5.1.1):

- Уточнение/изучение геологической модели месторождения, включающие в себя: сопоставление данных бурения скважин и сейсморазведки, изучение природы границ продуктивных пластов, обоснование модели залежи, обоснование положений водонефтяных и газонефтяных контактов, проведение исследований по изучению физико-емкостных свойств коллекторов на керне;
- определение добывных возможностей пластов-коллекторов в результате испытания объектов в скважинах;
- промыслово-геофизические методы исследования скважин;
- гидродинамические методы исследования скважин и пластов;
- физико-химические исследования свойств пластовых флюидов.

Реализацию поставленных задач по выполнению исследовательских работ в пределах продуктивных горизонтов, вовлечение которых в пробную эксплуатацию планируется настоящим «Проектом пробной эксплуатации ...», будет возложено на добывающие и новые оценочные скважины НБ-2, Г-9, Г-10, Г-11, НБ-3.

Таблица 5.1.1 - Программа геолого-промысловых и лабораторно-исследовательских работ по доразведке месторождения Балыкши

| Задачи | Виды работ | Объем работ | Сроки выполнения |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|---------------------|
| Обоснования геологической модели резервуара | | | |
| 1. Уточнение/изучение геологической модели месторождения | Сопоставление данных бурения скважин и сейсморазведки | После бурения каждой новой скважины | 01.2024-10.2024 гг. |
| | Выделение внутри горизонтов разобренных между собой глинистыми пережимами продуктивных пластов | По данным бурения каждой новой скважины | 01.2024-10.2024 гг. |
| | Изучение природы границ продуктивных пластов | по всем новым скважинам в пределах продуктивных горизонтов | 01.2024-10.2024 гг. |
| | Обоснование модели залежи | при подготовке отчета по подсчету запасов | 2024г. |
| 2. Стратиграфия | Проведение на керновом материале исследования на петрофизические свойства | отбор и анализ керна запланирован в оцен. скважинах | 2024-2025гг. |
| 3. Обоснование ВНК | Уточнение границ контактов | по всем новым скважинам в пределах продуктивных горизонтов | 2024-2025 гг. |
| Проведение промысловых исследований в скважинах | | | |
| 4. Определение добывных возможностей пластов-коллекторов в результате опробования объектов в скважинах | Индивидуальный план испытания в скважинах | по всем новым оценочным скважинам | 2024-2025 гг. |
| 5. Проведение гидродинамических исследований для определения коэффициентов продуктивности, проницаемости, пьезопроводности, гидропроводности | Метод установившихся отборов (МУО) | 3/3 | 2024-2025 гг. |
| | Снятие кривых восстановления давления (КВД) | 3/3 | 2024-2025 гг. |
| Лабораторные и экспериментальные исследования | | | |
| 6. Определение типа коллектора | Определение граничного значения «коллектор-неколлектор» | 40 обр. | 2024-2025 гг. |
| | Проведение на керновом материале исследований для уточнения петрофизических зависимостей типа $R_p = \frac{1}{K_p} \Delta T = \frac{1}{K_p}$ | 25 обр. | 2024-2025 гг. |
| 7. Нефтенасыщенность | Провести работы на керновом материале для уточнения зависимостей $R_n = \frac{1}{K_v}$ | 35 обр. | 2024-2025 гг. |
| 8. Проницаемость | Проведение дополнительных лабораторных измерений на керне | 30 обр. | 2025 г. |
| 9. Изучение пластового флюида | Проведение исследований пластовых свойств нефти, газа и воды | 9 проб | 2024-2025 гг. |

5.2 Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией

Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин

В период пробной эксплуатации промыслово-геофизические исследования (ГИС) должны проводиться по двум направлениям:

1. В открытом стволе после окончания проводки скважины;
2. В эксплуатационных скважинах - исследования по контролю за разработкой.

Исследования в открытом стволе

Исходя из анализа материалов качественной и количественной интерпретации геофизических исследований в скважинах, выходящих из бурения, с целью расчленения разреза на коллекторы и вмещающие, выделения эффективных газо-, нефте- и водонасыщенных толщин и определения характера их насыщения, оценки фильтрационно-емкостных свойств, наиболее рационально выполнение следующего комплекса промыслово-геофизических исследований в открытом стволе:

Общие исследования по всему стволу в масштабе глубин 1:500:

- запись кажущегося сопротивления КС;
- боковой каротаж (БК);
- самопроизвольная поляризация (ПС);
- кавернометрия (КВ);
- естественная радиоактивность (ГК);
- нейтронный каротаж (НК);
- нейтрон-нейтронный гамма-каротаж (ННГК);
- инклинометрия (Инк).

Детальные исследования в интервалах продуктивных отложений в масштабе глубин 1:200, включают в себя:

- боковой каротаж (БК);
- запись кажущегося сопротивления (КС);
- самопроизвольная поляризация (ПС);
- кавернометрия (КВ);
- естественная радиоактивность (ГК);
- нейтронный каротаж (НК);
- индукционный каротаж (ИК);
- акустический каротаж по скорости пробега упругих волн (АК);
- плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П);
- микрокаротаж (МК);

- нейтронный гамма-каротаж (НГК);
- ВИКИЗ.

Также можно дополнительно выполнить ядерно-магнитный каротаж с целью уточнения фильтрационно-емкостных свойств и насыщения пластов-коллекторов, уточнения граничного значения пористости и проницаемости, определяемых по ГИС, а также проведение спектрального гамма - каротажа (ГК-С) для уточнения природы естественной радиоактивности.

Для учета искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве - выполнить инклинометрию по всему стволу скважины с точками замера через 10 м.

Особое внимание необходимо уделять исследованиям по оценке качества цементирования обсадных колонн - акустической цементометрии (АКЦ). Для оценки качества цементирования обсадных труб, определения высоты подъема цемента за колонной, оценки состояния цементного камня и качества изоляции пластов и горизонтов друг от друга и от дневной поверхности применяют методы термометрии, гамма-гамма-каротажа, акустической цементометрии, ФКД (фазокорреляционные диаграммы), а также гамма-дефектомера-толщиномера (СГДТ), модификации аппаратуры ЭМДСТ (электромагнитной дефектоскопии, толщинометрии).

Приведенный выше комплекс следует выполнять во всех вновь пробуренных скважинах.

Исследования в эксплуатационной скважине

В период пробной эксплуатации основными задачами промыслово-геофизических исследований по контролю (ГИС) за разработкой являются:

- изучение охвата процессом дренирования продуктивных пластов;
- изучение профиля притока пластового флюида;
- исследования динамики продуктивности и энергетического состояния объектов эксплуатации;
- контроль за текущим положением водонефтяного контакта;
- контроль технического состояния обсадных колонн и качество их цементирования.

Результаты интерпретации геофизических исследований по контролю используются также:

- для разработки геолого-технических мероприятий при оперативной оценке работы скважин в процессе их эксплуатации;
- в расчетах, проводимых по результатам гидродинамических исследований;

– при оценке эффективности обработок призабойной зоны, проводимых для интенсификации добычи.

Для решения поставленных задач в добывающих скважинах комплекс ГИС обычно включает высокоточную термометрию (ВТ) и барометрию для изучения распределения по всему стволу температуры и давления.

В интервале перфорации помимо термометрии и барометрии комплекс содержит:

- гамма-каротаж (ГК) - для привязки методов ГИС к разрезу и выявления техногенных гамма-аномалий;
- локатор муфт (ЛМ);
- механическую (РГД) и термокондуктивную (СТД) дебитометрии - для определения профиля притока пластового флюида;
- влагометрию (ВГД) - для обнаружения мест притока воды и установления водонефтяного раздела в стволе скважины;
- плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК) - для разделения пластового флюида в стволе скважины на составляющие компоненты - газ, нефть, вода.

В скважинах, расположенных вблизи ВНК, в комплекс следует включить резистивиметрию для обнаружения начальных признаков обводнения.

В процессе эксплуатации каждой скважины комплекс методов ГИС должен уточняться в зависимости от работы скважины и состава поступающего пластового флюида.

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» первые исследования методами ГИС по контролю проводятся после вызова притока и достижения устойчивого режима работы скважины. Последующие исследования проводятся после любых воздействий на пласт, изменений в продуктивности скважины, изменений состава добываемого флюида.

Неотъемлемой частью контроля за разработкой месторождения является контроль за техническим состоянием скважин, в задачу которого входит выявление нарушений герметичности цементного кольца и обсадной колонны.

Такой контроль на месторождении с начала разработки осуществляется следующим образом: первоначальные исследования проводятся непосредственно после выхода скважины из бурения, спуска обсадной колонны и цементации для определения высоты подъема цемента и сцепления цементного камня с колонной. Данные этих исследований используются также в качестве фоновых измерений для изучения динамики образования дефектов в процессе эксплуатации скважины.

При обнаружении признаков, указывающих на дефекты обсадных колонн,

интервалы затрубной циркуляции, проводятся повторные исследования АКЦ, исследования толщиномером-дефектомером (СГДТ), а также комплекс ГИС для оценки герметичности обсадных колонн - метод естественной гамма-активности, расходомерию, локатор муфт, термометрию, причем термометрию проводят по всему стволу скважины.

Анализ материалов геофизических исследований, наряду с промысловыми данными, позволит выделить работающие интервалы, определить профиль притока и характер поступающей из пласта жидкости, отбить водонефтяной контакт, контролировать глубину спуска башмака НКТ, следить за техническим состоянием колонн и выявлять интервалы межколонных перетоков.

ГИС в действующих скважинах следует проводить в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследования.

Отбор кернa и шлама

При бурении проектных оценочных скважин необходимо произвести отбор и лабораторные исследования кернa из продуктивных разрезов. Минимальная величина выноса кернa 80% от толщины нефтенасыщенного коллектора. Упаковка кернa и отбор на различные виды лабораторных исследований должны строго соответствовать требованиям инструкции. Интервалы отбора кернa указываются Заказчиком и могут быть уточнены по ходу бурения скважины по результатам ГИС.

Отбор кернa необходим для уточнения петрофизических зависимостей и изучения изменчивости емкостно-фильтрационных свойств коллекторов по площади и по разрезу.

На кернaх должны проводиться следующие виды лабораторных исследований:

- изучение литологии, петрографии и стратиграфии разреза;
- определение геолого-геофизических параметров пород и получение исходных данных для оценки запасов нефти и газа:

- плотность минералогическая и объемная,
- пористость общая и открытая,
- проницаемость абсолютная и фазовая,
- нефтеводонасыщенность начальная,
- остаточная водонасыщенность
- глинистость,
- карбонатность.

Для выборочных образцов определяется коэффициент вытеснения нефти.

Отбор шлама предусматривается по всему разрезу проектной скважины. По продуктивной части разреза частота отбора должна составлять 2 м.

При необходимости можно дополнить отбором боковых грунтов для обеспечения точной литологической привязки керна к каротажу, более точного изучения литологии разреза продуктивных отложений.

Комплекс физико-химических исследований нефти и газа

Цель исследований нефти и нефтяного газа состоит в получении исчерпывающих данных об их свойствах и составе, которые в пределах эксплуатационных объектов месторождений, как правило, не постоянны.

Игнорирование неоднородности свойств нефти по площади залежи и отсутствие контроля за изменением физико-химических свойств нефти в процессе эксплуатации месторождения могут привести к серьезным ошибкам при прогнозировании параметров разработки месторождения.

В связи с обширной областью применения результатов исследования нефти и нефтяного газа, требующихся для подсчета запасов нефти и газа, при составлении технологических схем разработки месторождения, при проектировании промыслового оборудования, а также при решении многих других задач нефтедобычи, нефтесбора и нефтетранспорта необходим большой комплекс исследований, в который входят:

- физические параметры нефти в условиях пласта, включающие в себя давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадка нефти, температуру насыщения нефти парафином;
- состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти; содержание неуглеводородных (азота, углекислого газа, сероводорода, гелия) и углеводородных (метана, этана, пропана, бутанов, пентанов, гексанов и высших) компонентов.
- изменение параметров пластовой нефти в зависимости от давления и температуры;
- исследование распределения углеводородов между газовой и жидкой фазами при ступенчатой сепарации пластовой нефти;
- физико-химическая характеристика дегазированной нефти, в которую входят следующие параметры - плотность, вязкость, молекулярная масса, температура застывания и насыщения нефти парафином, фракционный состав, содержание парафина, асфальто-смолистых веществ, серы, воды и хлористых солей.

Все эти параметры должны быть определены при помощи специальной аппаратуры для отбора и исследования в соответствии с действующими в отрасли стандартами.

Подход к выбору скважин для исследований, методы и средства для отбора и исследований глубинных проб пластовой нефти регламентируются в ОСТ 39-112-80 "Нефть. Типовые исследования пластовой нефти".

Главным условием отбора качественных глубинных проб является наличие однофазного притока пластовых флюидов на забой скважины, что возможно при превышении забойного давления над давлением насыщения. Отбор качественных проб пластовой нефти в условиях предельной или близкой к предельной насыщенности нефти газом имеет ряд особенностей и трудностей.

Для отбора качественных глубинных проб необходимо правильно подготовить скважину, главным условием, которого является работа скважины только на минимальном режиме.

Подготовка скважины для отбора глубинных проб выполняется в следующем порядке:

- * оборудование устья скважины лубрикаторной площадкой;
- * предварительная отработка скважины в течение трех суток на минимальном режиме;
- * остановка скважины на восстановление пластового давления;
- * замер пластового давления и пластовой температуры;
- * пуск скважины на минимальном режиме;
- * отбор трех проб пластовой нефти.

Порядок выполнения экспериментов на установке высокого давления в зависимости от комплексов исследований (обязательный, расширенный или полный) и методика расчетов определены ОСТ 39-112-80. По результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти строятся графические зависимости газосодержания, плотности пластовой нефти и объемного коэффициента от давления.

Таким образом, для получения исчерпывающих данных по свойствам и составу пластовой нефти месторождения Балыкши рекомендуется произвести отбор глубинных проб нефти не менее чем по три пробы по каждой скважине. По одной из проб с каждой скважины выполнить полный комплекс исследований, в который входят следующие характеристики: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, плотность, вязкость, молекулярная масса, структурно-механические свойства, коэффициенты сжимаемости и термического расширения пластовой нефти, компонентный состав газа, пластовой и дегазированной нефти. Кроме того, должно быть выполнено дифференциальное разгазирование с определением выше перечисленных характеристик в зависимости от давления и температуры.

Согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» в обязательный комплекс промысловых измерений входят:

- замеры промыслового газового фактора;

- определение обводненности продукции скважин.

Замеры обводненности скважин осуществляются с периодичностью, зависящей от состояния их обводнения:

- по безводным скважинам - ежемесячно;
- по обводнившимся скважинам - 1 раз в неделю.

Комплекс гидродинамических исследований

Исходя из цели пробной эксплуатации следует предусматривать надежный контроль за изменением технологических параметров работы скважин и промысловых характеристик пластовой системы в течение всего времени реализации проекта. В связи с этим приводится минимально необходимый объем исследовательских работ:

1. Изучение режима работы продуктивной толщи по данным длительной эксплуатации скважин.

Важнейшим критерием рациональности разработки залежи является расход естественной пластовой энергии на единицу добычи нефти, который контролируется следующими характеристиками:

- снижение пластового давления на единицу добычи нефти;
- изменение профиля притока нефти.

В соответствии с этим, в ходе реализации ППЭ необходимо вести контроль за разработкой, в частности организовать контроль за изменением забойного давления, пластового давления, температуры при длительной работе скважин на постоянном режиме; на каждом установившемся режиме проводить исследование притока дебитометром.

2. Изучение дебитной характеристики скважин. Определить характер устойчивости дебитов скважин при различных режимах работы. Контроль за выносом мехпримесей для оценки устойчивости коллекторов. Для оценки, текущей продуктивности скважин в конце каждого периода длительной эксплуатации на одном режиме проводится гидродинамическое исследование скважин методом установившихся отборов (прослеживание уровня). Таким образом, будет возможность сравнения длительных и кратковременных режимных характеристик продуктивной толщи.

О технологии исследования методом установившихся отборов

При исследовании необходимо на нескольких (в нашем случае 6 оборотных режимах ВН) работы скважин замерить ее дебит и забойное давление (динамический уровень), а также измерить пластовое давление в остановленной скважине.

Исследования МУО в период пробной эксплуатации должны проводиться как разовые по всем новым скважинам, а также по действующим скважинам после

длительной отработки на одном из режимов. Во время замера дебита на каждом режиме определяется газовый фактор (при фильтрации в пласте газированной жидкости) и отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводненность и содержание песка. На основании данных исследования строится индикаторная диаграмма (зависимость дебит - депрессия на забое).

Метод установившихся отборов позволяет определить коэффициент продуктивности добывающей скважины, проницаемость, а также оценить значение комплексного параметра - гидропроводности пласта.

Согласно статье 60 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», в проектом документе по пробной эксплуатации нефтяных и нефтегазовых месторождений должно приводиться обоснование забойного давления относительно давления насыщения нефти газом на основе данных специальных режимных исследований скважин, проводимых в период пробной эксплуатации месторождения Балыкши.

Проведение данных исследований помогут определить наиболее оптимальный режим работы скважины и выявление критических значений $P_{заб}$ в работе скважины, ниже которой начинается разгазирование пласта, и соответственно рост газового фактора.

Исследования должны проводиться в следующей последовательности:

- создание депрессии на пласт на одном режиме;
- работа скважины до получения стабильного дебита и устьевых параметров;
- определение установившихся дебитов и давления;
- работа скважины до стабилизации дебита.

Сущность метода исследования на установившихся режимах заключается в многократном изменении режима работы скважины и, после установления каждого режима, регистрации дебита и забойного давления. Коэффициент продуктивности скважин определяют с помощью уравнения:

$$Q = K(P_{пл} - P_{заб})n,$$

где: Q – дебит скважины; K – коэффициент продуктивности; $P_{пл}$, $P_{заб}$ - пластовое и забойное давления, соответственно; n – коэффициент, равный 1, когда индикаторная линия прямая; $n < 1$, когда линия выпуклая относительно оси перепада давления; $n > 1$.

Согласно «Единым правилам ...» при гидродинамических исследованиях методом установившихся отборов должно быть предусмотрено не менее трех режимов с забойными давлениями ниже давления насыщения с обязательным замером дебитов нефти и газового фактора и определена зависимость уменьшения коэффициента продуктивности от уровня снижения забойного давления относительно давления

насыщения.

Исследования должны проводиться как разовые по всем новым скважинам, а также 1 раз в полгода по всему фонду добывающих скважин.

О технологии исследования методом восстановления давления (методом восстановления уровня)

Метод восстановления давления (метод восстановления уровня) - КВД, КВУ (для нагнетательных скважин КПД, КПУ), также используется для изучения гидродинамических характеристик скважин и фильтрационных свойств в районе этих скважин.

В процессе исследования методом восстановления давления регистрируется забойное давление добывающей скважины при ее эксплуатации на установившемся режиме (с постоянным дебитом жидкости) и изменение забойного давления после остановки скважины. До остановки скважины на исследование КВД необходимым условием является работа скважины в течение продолжительного времени на установившемся режиме. Наиболее точные результаты исследования обеспечивает непосредственная регистрация давлений на забоях скважин с помощью глубинных манометров. При исследовании добывающих скважин, имеющих избыточное буферное и затрубное давление, одновременно с регистрацией КВД на забое регистрируется изменение буферного и затрубного давления. Эта информация используется при обработке КВД с учетом дополнительного притока жидкости. Перед остановкой скважин должны быть определены, с возможно большей точностью дебит скважины и обводненность ее продукции.

Исследования скважин методом восстановления давления в период пробной эксплуатации должны проводиться в виде разовых исследований по всем новым скважинам, а также 1 раз в полгода по всему фонду добывающих скважин.

В результате обработки материалов исследований скважин методом восстановления давления определяются комплексные параметры: гидропроводность и отношение пьезопроводности к приведенному радиусу скважины, а также проницаемость пласта в зоне вокруг скважины, коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях, а также интерполированное пластовое давление.

Определение пластового давления и температуры:

По всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты, после выхода их из бурения или проведения ремонтных работ следует осуществлять определение пластового давления и температуры в виде разовых исследований с целью оценки начальных термобарических характеристик пласта.

В добывающих скважинах необходимо проводить систематические замеры пластового давления и температуры с периодичностью – 1 замер в квартал для контроля за текущим термобарическим состоянием пластов.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем добывающим скважинам: новым и после выхода из ремонта, и 1 раз в квартал по всему фонду добывающих скважин.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При невозможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня (с помощью эхолотов) и последующего пересчета.

Гидрохимические исследования

При проектировании и разработке нефтяных месторождений для определения ресурсов для заводнения, подсчета запасов, контроля за заводнением и обводненностью залежей необходимо изучение состава и свойств подземных вод. Изменение экологических условий недр, происходящее вследствие эксплуатации месторождения, вызывает необходимость контроля за составом и свойствами вод, участвующих в технологическом процессе с целью прогнозирования техногенных гидрохимических процессов.

Контроль за свойствами и состоянием водных объектов необходимо вести по следующим основополагающим показателям:

- физико-химическая характеристика воды, в которую входят физические параметры - плотность, вязкость, температура, водородный показатель (рН) и химические параметры - 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ.
- микробиологический анализ - определение количества сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) в попутно-добываемой воде, обводняющей скважин.

Данные исследования по пластовым водам включают отбор проб и определение физико-химического и микробиологического состава вод при наличии воды в продукции добывающих скважин 1 раз в квартал.

Виды и объемы исследовательских и промысловых работ представлены в таблице 5.2.1, составленной в соответствии с утвержденными руководящими документами.

Таблица 5.2.1 - Комплекс исследовательских работ на период пробной эксплуатации

| № п/п | Виды исследований | Периодичность проведения |
|-------|---------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | Замер дебитов нефти, газа, воды, трубных и затрубных давлений и температуры на устье. | При вводе в ПЭ на 3-х режимах |
| | | При ПЭ - ежедневно |
| 2 | Определение обводненности продукции скважин | Разовые определения при вводе скважин в эксплуатацию |
| | | В процессе ПЭ – ежедневно |
| 3 | Определение газового фактора | Разовые определения при вводе скважин в эксплуатацию |
| | | По всему действующему фонду добывающих скважин ежедневно |
| 4 | Замер пластового давления (статического уровня) | Разовые замеры при вводе скважин в эксплуатацию |
| | | В процессе ПЭ – в начале после каждой длительной отработки на режимах, затем 1 раз в квартал по всему фонду добывающих скважин. |
| 5 | Замер забойного давления (динамического уровня), пластовой температуры | Разовые замеры при вводе скважин в эксплуатацию |
| | | В процессе ПЭ – в начале после каждой длительной отработки на режимах, затем 1 раз в квартал по всему фонду добывающих скважин. |
| 6 | Исследования методом восстановления давления | Разовые исследования при вводе скважин в эксплуатацию |
| | | В процессе ПЭ - после каждой отработки на режимах, затем 1 раз в полгода по всему фонду добывающих скважин. |
| 7 | Исследования методом установившихся отборов (не менее чем на 3-х режимах) | Разовые исследования при вводе скважин |
| | | В процессе ПЭ - после каждой отработки на режимах, затем 1 раз в полгода по всему фонду добывающих скважин. |
| 8 | Отбор и анализ поверхностных и глубинных проб нефти и газа | Разовые исследования при вводе скважин в эксплуатацию |
| | | В процессе ПЭ - поверхностные пробы 1 раз за полугодие |
| 9 | Исследования на приемистость | Разовое исследование в одной скважине из числа добывающих |
| 10 | Отбор проб и химический анализ попутной воды | При наличии воды в продукции добывающих скважин 1 раз в квартал |
| 11 | Определение источников и интервалов обводнения | При изменении состава флюида |
| 12 | Обследование состояния колонны и цементного камня | Разовые исследования при вводе скважин в эксплуатацию |

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

6.1 Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

Технологические условия эксплуатации, на которых базируется выбор способа добычи нефти, рационального оборудования и режимов его работы, определены исходя из геолого-промысловой характеристики разрабатываемых продуктивных горизонтов, физико-химических свойств флюидов и проектных технологических показателей, основанных на результатах опробования, испытания и исследования скважин при оценке контрактной территории на месторождения Балыкши.

На месторождения Балыкши находятся 6 скважин (Г-1, Г-2, Г-4, -9, NB-1, NB-2), из них скважины Г-1, Г-2, Г-4, NB-1 - в ликвидированном фонде и скважины 9, NB-2 - в консервации. До остановки все скважины эксплуатировались фонтанным способом.

Устья скважин оборудованы фонтанными арматурами, рассчитанными на рабочее давление 21 МПа. Лифтовые колонны в скважинах состоят из НКТ диаметром 73 мм. Низ колонных лифтовых труб спущен выше интервала перфорации на 10,3 м и оборудован воронкой.

Обобщая результаты проведенного анализа технологических условий эксплуатации скважин, можно сделать вывод, что дальнейшая разработка месторождения Балыкши на контрактной территории будет основана на фонтанном способе добычи, до прекращения фонтанирования.

Технологическим условиям эксплуатации скважин месторождения Балыкши на контрактной территории соответствует фонтанная арматура АФК-65Х21 по ГОСТ 13846-2003, рассчитанная на рабочее давление 21 МПа или соответствующая ей фонтанная арматура по классификации АНИ (3000 PSI), с диаметром стволовой части елки и боковых отводов 65 мм, с ручным способом управления запорными устройствами – задвижками. Ствол фонтанной елки должен быть оборудован двумя запорными устройствами. Боковые отводы арматуры оборудованы запорными устройствами и регулируемые штуцерами. Компоновка устья скважины может включать также систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанного клапана, чтобы избежать затвердевания парафиновых осадков в выкидных линиях, особенно в зимнее время.

Компоновке фонтанного лифта соответствуют применяемые НКТ диаметром 73 мм с толщиной стенок 5,5 мм и глубиной спуска до интервала перфорации. На месторождении целесообразно применять трубы с высаженными наружу концами, марки Д (исполнение А, ГОСТ 633-80) или J-55 (стандарт 5А, АНИ). Выбор одноступенчатой компоновки лифтовой колонны и её размер основаны на том, что они обеспечивают максимальную отдачу скважины; успешное проведение необходимых геофизических

исследований; возможность проведения при необходимости прямых и обратных промывок с использованием гибких труб, без проведения подземного ремонта и подъёма НКТ. Также с целью исключения влияния пластовых флюидов на эксплуатационную колонну рекомендуется включать в компоновку подземного оборудования пакер.

Глубина спуска НКТ до интервала перфорации для скважины обусловлена необходимостью сохранения скорости потока с выносом с забоя жидкости. Башмак колонны оборудуется воронкой или перфорированным патрубком.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

В процессе пробной эксплуатации месторождения Балыкши на контрактной территории возможны осложнения, связанные с выпадением асфальто-смолистых веществ и парафина в нефтепромысловых оборудованьях, системах сбора и подготовки нефти, которые приводят к снижению дебитов.

Мероприятия по борьбе с асфальто-смолистыми парафиновыми отложениями

Нефть юрских и триасовых отложений месторождения на контрактной территории относится к группе от легких до средней, высокопарафинистых, малосернистых и малосмолистых. Температура застывания нефти минус 5°C, начало кипения 124°C, содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°C – 9% об, керосиновых до 300°C - 39% об.

Плотность дегазированной нефти изменяется в пределах от 0,79 до 0,85 г/см³. Содержание парафина до 8,1 %, асфальто-смолистых веществ – менее 3 %. Процесс добычи такой нефти может сопровождаться выпадением твердых органических отложений, содержащих парафины, асфальтены, смолы, масла и механические примеси. Выпадение асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) в подъёмных трубах приведёт к их закупориванию и к снижению дебитов скважин.

Пластовая температура продуктивных юрских и триасовых горизонтов изменяется в пределах от 35,7 до 38,6°C..

Понижение температуры нефти до точки насыщения нефти парафином может привести к изменению агрегатного состояния компонентов нефти и образованию центров кристаллизации парафинов. Для борьбы с парафиноотложениями существуют различные методы, направленные как на предупреждение образования их, так и на удаление уже образовавшихся отложений.

Для предупреждения образования органических отложений в подземном оборудовании в мировой практике добычи парафинистых нефтей широко применяется

использование ингибиторов парафиноотложений, которые, обладая поверхностно-активными свойствами, влияют на начало кристаллизации, стабилизируют кристаллическую фазу и предупреждают осаждение АСПО на поверхности оборудования.

Ингибиторная защита предусматривает постоянную подачу реагента дозирующими насосами в затрубное пространство. Необходимая дозировка подбирается расчетным путем по результатам лабораторных испытаний и выбора наиболее эффективного и экономически выгодного реагента.

В последнее время в мировой практике добычи парафинистых нефтей нашло широкое применение использование метода магнитно-индукционной обработки нефтей (МИОН) для борьбы с отложениями парафина на поверхности лифтовых труб и труб нефтесборных коллекторов. В качестве магнитных индукторов используются малогабаритные высокоградиентные постоянные магниты из сплава неодим-железо-бор. Срок сохраняемости параметров МИОНов до 10 лет. МИОНЫ устанавливаются по следующей схеме: один МИОН устанавливается у башмака колонны НКТ, а второй (один или несколько) на глубине ниже 50-100 м от места начала АСПО.

С целью удаления образовавшихся парафиновых отложений рекомендуется применять: механический метод парафиноочистки. По мере необходимости проводить работы по удалению образовавшихся отложений в верхней части ствола скважины посредством скребка типа «система ножей» на геофизическом кабеле без остановки работающей скважины. Также парафиновые пробки рекомендуется удалять термическими способами: промывкой горячей нефтью, пропаркой и электропрогревом.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией при эксплуатации скважин

Согласно технологическим показателям в период пробной эксплуатации обводненность продукции скважин достигнет по отдельным продуктивным залежам 20 %. Как было описано выше, физико-химические свойства пластовых вод были взяты по аналогии с месторождением Макат Восточный и Кемерколь. По результатам анализа пластовая вода по классификации В. А. Сулина представляет собой рассол хлоркальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы. Общая минерализация пластовых вод изменяется от 189,6 до 192,4 г/л. Плотность пластовых вод в среднем равна 1,152 г/см³. Воды жесткие, величина общей жесткости достигает до 476,59 мг-экв/дм³, рН среда кислая 6.

Для минерализованной пластовой воды уровень коррозии зависит от состава и содержания коррозионно-активных компонентов: хлорид- и бикарбонат-ионов. Содержание хлоридов в воде превышает пороговое значение в сотни раз (высокая

коррозионная активность соответствует значениям хлор-иона свыше пороговых в 50 мг/л). В воде присутствуют сульфат-ионы, однако их содержание недостаточно для развития полноценного биоценозного комплекса. По компонентному составу и степени воздействия воды юрских продуктивных пластов характеризуются как сильноагрессивные среды, вызывающие общую и локальные виды коррозии.

Углекислый газ в составе нефтяного газа присутствует, поэтому угроза углекислотной коррозии оборудования существует.

К факторам, отрицательно влияющих 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 (эрозионная коррозия) оборудования скважин и трубопроводных коммуникаций системы сбора продукции.

Коррозионный мониторинг должен включать применение технологических и специальных 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.

Если осуществление такого рода мероприятий будет успешным, то факторы коррозионного риска практически будут отсутствовать.

Специальный метод защиты от коррозии – химическое ингибирование, рекомендуется на стадии обводнения продукции скважин. Применение химического ингибирования коррозии особенно эффективно. Ингибиторы могут быть поданы в агрессивную среду в любом желаемом месте функционирующей системы без существенного изменения технологического процесса добычи.

При химическом ингибировании 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 (табл. 6.2.1).

Таблица 6.2.1 - Мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

| № п/п | Необходимые мероприятия | Объемы применения | Периодичность | Примечание |
|-------|-----------------------------------|---------------------------------|-----------------------|-----------------------------------------|
| 1 | Промывка горячей нефтью | 20-30 м ³ | По мере необходимости | При снижении дебитов |
| 2 | Ввод ингибитора парафиноотложений | Соответственно тех.спецификации | По мере необходимости | При возрастании обводненности |
| 3 | Ввод ингибитора коррозии | Соответственно тех.спецификации | По мере необходимости | При возрастании обводненности более 60% |

6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Учитывая удаленность расположения скважин и сжатые сроки проведения пробной эксплуатации месторождения Балыкши сбор, замер и предварительную подготовку продукции предлагается производить индивидуально по каждой скважине.

В состав индивидуальной системы сбора и подготовки предполагается использовать следующее оборудование:

1. Блок гребенки для замера дебитов;
2. Двухфазный нефтегазосепаратор (1 ступень сепарации);
3. Накопительная емкость (концевая ступень сепарации);
4. Конденсатосборник;
5. Счетчик газа;
6. Факельная установка;
7. Нефтеналивная установка;
8. Дренажная емкость.

Рекомендуемая схема подключения следующая: поток газожидкостной смеси по выкидному трубопроводу поступает на блок гребенки для замера текущего дебита скважины при помощи передвижной замерной установки. Объединенный нефтегазовый поток поступает в нефтегазовый сепаратор 1 ступени сепарации, где происходит основной процесс отделения газа от нефти, нефть затем поступает в накопительную емкость, работающую под избыточным давлением 0.05 МПа, откуда происходит окончательная дегазация нефти и слив жидкости в автоцистерны через наливной стояк. Накопительная

емкость должна устанавливаться на высоте, обеспечивающей налив жидкости в автоцистерны самотеком. Газ, в незначительном количестве выделившийся в отстойнике нефти за счет снижения давления, сбрасывается на факел низкого давления.

Добытая продукция скважин с буферной емкости самотеком подается на нефтеналивной стояк и вывозится автомашинами на УПН по договору для окончательного доведения нефти до товарного качества.

На рисунке 6.3.1 представлена принципиальная технологическая схема процесса подготовки скважинной продукции.

В дальнейшем, в период опытно-промышленной эксплуатации месторождения, рекомендуется строительство центрального пункта сбора (ЦПС).

Для решения вопроса полной утилизации газа на месторождении необходимо решение таких вопросов как: определение количества эксплуатационных скважин, их фактической продуктивности, определению системы сбора, определению производительности установки подготовки нефти и газа и т.д. Очередность строительства объектов месторождения Балыкши должна решаться в процессе разработки месторождения в соответствии с предполагаемыми сроками утверждения соответствующих проектов.

С учетом дальнейшего строительства пункта подготовки нефти на месторождении и окончания этапа пробной эксплуатации возникнет необходимость в реализации программы утилизации попутного газа.

На данном этапе энергоснабжение месторождения предполагается обеспечивать автономными электростанциями, работающие на дизельном топливе. В дальнейшем, попутно добываемый газ будет использоваться на собственные нужды (печи, котельные), технологически неизбежные объемы сжигания. Решения по утилизации газа должны приниматься на основании технико-экономического сравнения предполагаемых вариантов утилизации газа. Исходя из опыта утилизации газа на месторождениях РК с небольшими дебитами газа, зачастую данный газ используется в качестве топлива для электростанций, работающих на попутном газе, что является наиболее экономически приемлемым вариантом и решает две основные задачи: утилизация газа и обеспечение электроэнергией объектов месторождения.

6.4 Программа утилизации газа

По состоянию изученности на 01.04.2020 произведен оперативный подсчет запасов растворенного газа по категории C_1 в количестве 4,6 млн.м³ геологических и 2,4 млн.м³

извлекаемых. Значение газосодержания 1,28 м³/т (Протокол ГКЗ РК №2216-20-П от 01.10.2020г.).

Утилизация попутного . на период пробной эксплуатации месторождения должна производиться в соответствии с документом «Программа развития переработки попутного газа», которая должна быть разработана на основании настоящего проектного документа на проведение пробной эксплуатации, после утверждения в контролирующих органах Республики Казахстан.

Продолжительность пробной эксплуатации: 26 (двадцать шесть) месяцев, начиная с «01» ноября 2023 и завершая «31» декабря 2025 гг.

Основной задачей нормирования газа на собственные нужды является установление и применение технически и экономически обоснованных норм расхода для осуществления режима экономии, рационального распределения и наиболее эффективного его использования. Методическими указаниями предусматривается определение объема расхода на планируемый период на основной технологический процесс расчетно-аналитическим способом, с учетом возможности использования инфраструктуры и производственных мощностей.

С учетом незначительного газосодержания, весь газ будет расходоваться на факельной установке

По мере сбора информации и по результатам пробной эксплуатации будут уточняться вопросы дальнейшего развития переработки добываемого газа.

Объем технологически неизбежного сжигания газа, при пробной эксплуатации месторождения Балыкши, необходимо рассчитать в соответствии с действующей «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утвержденной приказом Министра энергетики РК от 5 мая 2018 года за №164.

Согласно главе 4 данной вышеуказанной методики, а именно «Расчета нормативов и объемов сжигания сырого газа при пробной эксплуатации месторождения»:

Нормативы и объемы сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения (V_{IV}) рассчитываются исходя из суммы нормативов и суммы объемов сжигания сырого газа по каждой действующей скважине по следующим формулам:

$$V_{IV} = Q_{\text{проб.эсп.}},$$

где:

V_{IV} - норматив и объем сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения, м³;

$Q_{\text{проб.эксп.}}$ - суммарный норматив и суммарный объем сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения, м³.

$$Q_{\text{проб.эксп.}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + \dots + Q_n, \quad (6)$$

где:

$Q_{1, 2, 3, \dots, n}$ - норматив и объем сжигания сырого газа одной действующей скважины в период пробной эксплуатации месторождения, м³;

1, 2, 3, ..., n - действующие скважины.

Норматив и объем сжигания сырого газа по каждой действующей нефтяной, газонефтяной, нефтегазовой, нефтегазоконденсатной и газоконденсатнонефтяной скважине при пробной эксплуатации месторождения рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{1, 2, 3, \dots, n} = D \times \Gamma_f \times T,$$

где:

$Q_{1, 2, 3, \dots, n}$ - норматив и объем сжигания сырого газа одной действующей скважины при пробной эксплуатации месторождения, м³;

1, 2, 3, ..., n - действующие скважины;

D - дебит скважин (объем добытой нефти за одни сутки), т/сут.;

Γ_f - газовый фактор (отношение полученного количества сырого газа к количеству добытой нефти), м³/т;

T - период пробной эксплуатации (количество дней).

Фактический объем сжигания сырого газа при пробной эксплуатации месторождения не должен превышать нормативный объем сжигания сырого газа при пробной эксплуатации месторождения (V_{IV}).

В соответствии с требованиями Кодекса РК «О недрах и недропользовании» на нефтяных и газовых месторождениях необходимо обеспечить максимальную переработку либо утилизацию сырого газа.

Согласно предлагаемых прогнозных технологических показателей пробной эксплуатации представлен баланс сырого газа месторождения Балышки на период с 01.11.2023 по 31.12.2025 г.г., который представлен в таблице 6.5.1. Расчетный объем сжигаемого сырого газа определяется как разность между общим объемом добытого сырого газа и объемом использованного сырого газа, по следующей формуле:

$$V_{IV} = V_1 - V^1_{1}, \text{ где:}$$

V_{IV} – расчетный объем сжигаемого сырого газа, млн. м³;

V_1 – объем добытого сырого газа, млн.м³;

V^1_{1} – объем использованного сырого газа на собственные технологические нужды.

Таблица 6.5.15. Баланс сырого газа месторождения Балыкши, в период пробной эксплуатации с 01.11.2023 по 31.12.2025 гг.

| Годы | Добыча попутного газа, м ³ | Использование сырого газа на собственные технологические нужды, м ³ /год | Сжигание сырого газа на факеле, м ³ /год | Объем утилизации газа, % |
|------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|--------------------------|
| 01.11. 2023г. - 31.12.2023г. | 1000 | - | 1000 | - |
| 2024 | 4000 | - | 4000 | - |
| 2025 | 3000 | - | 3000 | - |

На основании вышесказанного, а также в соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании» Статья 146, пункт 5 «Сжигание газа при пробной эксплуатации месторождения может быть разрешено на общий срок, не превышающий три года» сырой газ в период с 01 ноября 2023 по 31 декабря 2025 г.г. будет направляться на факельную установку, что не противоречит законодательным нормам и правилам в области экологии.

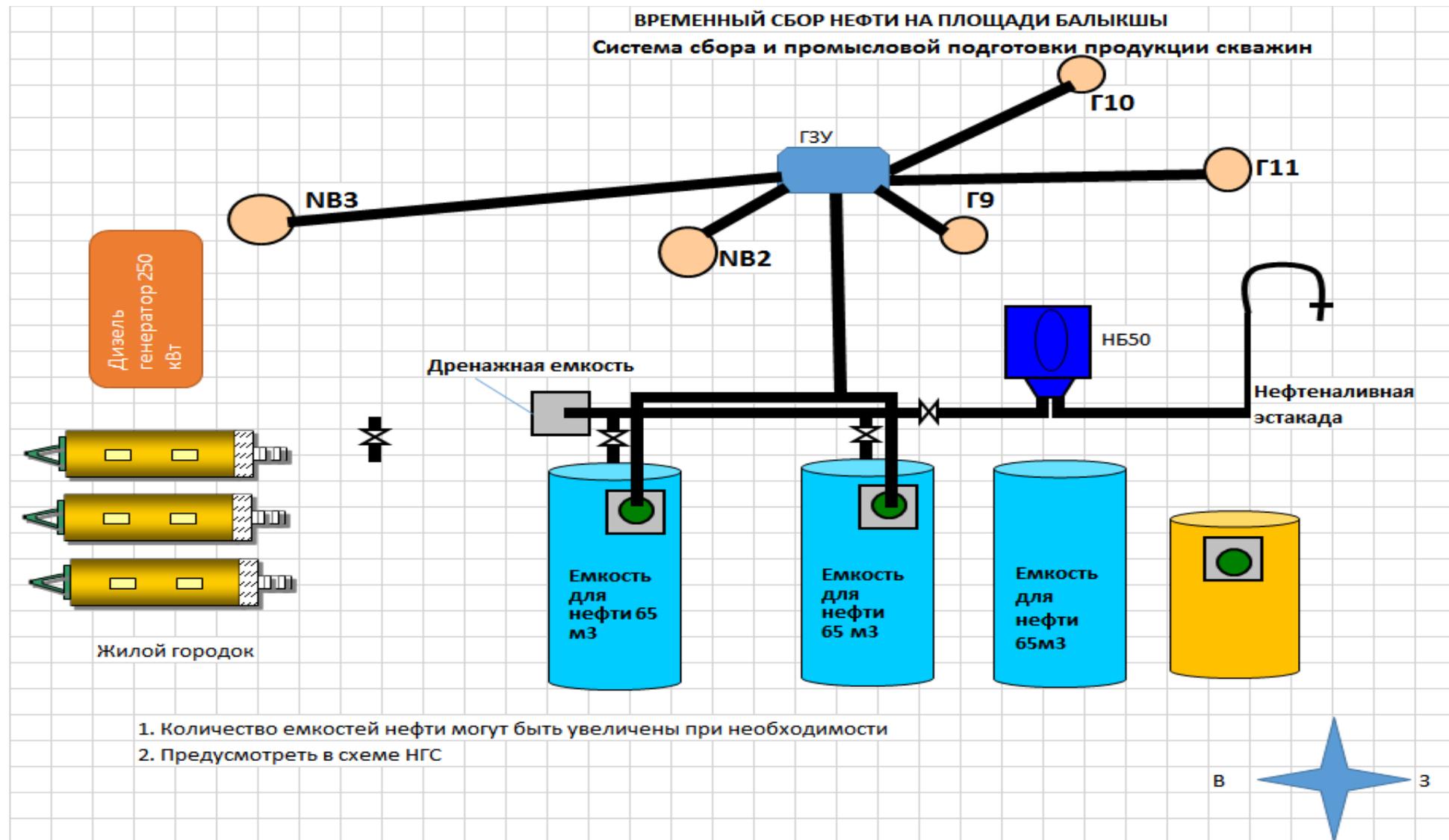


Рис. 6.3.1 - Принципиальная схема сбора и предварительной подготовки продукции скважин на период пробной эксплуатации

7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Требования к конструкции скважин вытекают из горно-геологических условий проводки скважин на месторождении Балыкшы и их назначения. Мезо-кайнозойские отложения характеризуется нормальными градиентами порового давления, несколько возрастающими до $0,105 \text{ кгс/см}^2$, которые необходимо учитывать при строительстве проектных скважин. На соответствующих разрезах в скважине для опоры башмака обсадной колонны можно ожидать следующие градиенты давления:

- $1,00 \text{ кгс/см}^2$ на 10 м у башмака первой обсадной колонны.
- $1,00 \text{ кгс/см}^2$ на 10 м у башмака промежуточной колонны.
- $1,05 \text{ кгс/см}^2$ на 10 м у башмака эксплуатационной обсадной колонны

Проводка скважины на месторождении Балыкшы предусматривается исходя из стратиграфического разреза и опыта бурения с применением современной технологии и техники бурения скважин.

Главной задачей бурения скважин является достижение запланированного забоя и вскрытие проектного горизонта с получением притоков нефти и газа, не допуская аварий в процессе бурения и освоения. Для выполнения этих задач необходимо учитывать опыт бурения всех ранее пробуренных скважин в данном районе.

В приведенной таблице 7.1.1 делается акцент на интервалы, которые требуют особого внимания в процессе бурения и проведения мероприятий по предотвращению аварий в них.

Таблица 7.1.1 - Интервалы фактических и возможных осложнений

| Интервалы глубин, м | Породы, слагающие интервал | Возможные осложнения |
|---------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| N+Q | Представлены зеленовато-серыми и коричневыми глинами с прослоями мелкозернистого песка и песками | |
| K ₂ | Глины светло-серые, песчаники сеноманского возраста. Сложена толща мергелями и чистыми известняками вплоть до писчего мела. | Прихват из-за обвала стенок скважины, осыпи, увеличенный вынос шлама. |
| K ₂ | Глины серые, темно-серые, черные, плотные, с налетами алеврита. Песчаники серые, зеленовато-серые, мелко и среднезернистые. Мергели серые, темно-серые, крепкие, с прожилками кальцита. Отложения представлены Глины зеленовато-серые, бурые песчаные с редкими растительными остатками. Песчаники серые, мелкозернистые, слюдястые, на карбонатном цементе. | |
| J ₃₊₁ | Отложения представленные преимущественно красноцветными и пестроцветными глинами с прослой песчаников. Сульфатная толща представлена каменной солью, среди которой встречаются прослой терригенных пород: глин, песчаников, ангидритов. | Сальникообразование, заклинки. |
| T | | Возможны нефтегазоводопроявления, разгазирование бурового раствора, падение, плотности промывочной жидкости, дегазация, выход нефти в промывочной жидкости. |
| P _{1k} | | Возможно увеличение плотности бурового раствора. |

Проектируемыми скважина будут вскрыты отложения от четвертичного возраста до до кунгурского яруса нижнего перми включительно.

Ниже в таблице 7.1.2 приводится проектный стратиграфический разрез скважины месторождении Балыкши.

Таблица 7.1.2 - Проектный стратиграфический разрез

| № п/п | Возраст | Интервалы залегания, м | Литологические особенности и характеристика разреза | Углы и направления падения пластов | Ожидаемые пластовые | |
|-------|-----------------|------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|---------------------|-----------------|
| | | | | | давления, атм | температура, °С |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 11 | N+Q | 20 | Зеленовато-серыми и коричневыми глинами с прослоями мелкозернистого песка и песками. | 1 | 2 | 17 |
| 22 | K ₂ | 100 | Глины светло-серые, песчаники сеноманского возраста. Сложена толща мергелями и чистыми известняками вплоть до писчего мела. | 1 | 10 | 20 |
| 33 | K ₁ | 690 | Глины темно-серые, серые, алевритистые, песчанистые, не известковистые, с налетами алеврита свет/ло-серого. Песчаники серые, зеленовато-серые, мелко и среднезернистые. Мергели серые, темно-серые, крепкие. | 3 | 69 | 24 |
| 44 | J ₃ | 740 | Литологические они представлены глинами и мергелями и редко известняками. | 3 | 75,5 | 28 |
| 55 | J ₂ | 1045 | Отложения средней юры представлены в основном песчано-глинистыми образованиями с прослоями бурых углей. | 3 | 106,6 | 30 |
| 66 | J ₁ | 1120 | Глины зеленовато-серые, бурые песчанистые с редкими растительными остатками. Песчаники серые, мелкозернистые, слюдяные, на карбонатном цементе. | 3 | 115,3 | 32 |
| 7 | T | 1250 | Красноцветными и пестроцветными глинами с прослой песчаников. | 3 | 131,2 | 35 |
| 8 | P _{1k} | 1300 | Каменной солью, среди которой встречаются прослой терригенных пород: глин, песчаников, ангидритов. | 5 | 136,5 | 40 |

Характеристика промывочной жидкости

Требования к буровым растворам разработаны с учетом горно-геологических условий и ожидаемых осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин. При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть, все проблемы, связанные с геологическими условиями проводки скважин:

- поглощения бурового раствора в процессе бурения;
- нефтегазопроявления с присутствием во флюидах до 5 % CO₂;
- осыпи и обвалы стенок скважины;
- сужения ствола скважины;
- прихваты бурильного инструмента.

Вскрытие продуктивных пластов производить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора, так как во вскрываемом разрезе содержатся глины и аргиллиты.

При использовании не ингибированных промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза, что 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, т.е. ухудшению продуктивности скважин и увеличению сроков их освоения.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибированного 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);
- для поддержания плотности бурового раствора использовать кислоторастворимые утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент (карбонат кальция различного размера гранул и их конфигурации), во избежание загрязнения коллектора.

За 50–100 м до вскрытия продуктивного пласта начать ввод поглотителей или нейтрализаторов CO_2 и вводить их регулярно в процессе бурения.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части ствола) прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 5-6 м³ и более, при необходимости повторять прокачивать ее до полной очистки ствола скважины.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита, пескоотделитель и илоотделитель, а при необходимости - центрифугу.

Для проводки проектируемых скважин предлагается следующий тип промывочной жидкости:

1. При бурении под удлиненное направление применяется полимерный раствор с параметрами: Плотность 1080-1120 кг/м³, условная вязкость 50-55 сек., фильтрация 5-6 см³ за 30 мин.

2. При бурении под эксплуатационную колонну применяется полимерный раствор с параметрами: Плотность 1120-1150 кг/м³, условная вязкость 45-50 сек., фильтрация 5-6 см³ за 30 мин (таблица 7.1.3).

Таблица 7.1.3 - Характеристика промывочной жидкости проектных скважин

| Интервал, м | Тип промывочной жидкости | Плотность г/см ³ | Вязкость, сек. | Водоотдача см ³ за 30мин. | Наименование химических реагентов |
|---------------------|-------------------------------|-----------------------------|----------------|--------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 0-20 | Ингибированы полимеркалийевый | 1,08-1,12 | 50÷55 | 5-6 | Каустическая сода, Кальц. Сода, Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Тех. Вода. |
| 20-200 20-220 | Ингибированы полимеркалийевый | 1,12-1,15 | 45÷50 | 5-6 | Каустическая сода, Кальц. Сода, KCL Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren antifoam, Биокарбонат Лимонная кислота, Тех. вода. |
| 200-900 220-1300 | Ингибированы полимеркалийевый | 1,15-1,18 | 35÷40 | 4-5 | Каустическая сода, Кальц. Сода, KCL Оснопак ВО, Оснопак НО, Гамаксан, Seurvey D, Atren antifoam, Биокарбонат Лимонная кислота, Тех. вода. |

Обоснование типовой конструкции скважин

С учетом горно-геологических условий бурения и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан для бурения скважин с целью изучения перспектив нефтеносности в нижний юры на Контрактной территории ТОО «North Caspian Petroleum» месторождении Балыкшы рекомендуется следующая конструкция скважин.

- **Направление** Ø323,9 мм x 20 м. Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.

- **Кондуктор** Ø244,5 мм x 220м. Устанавливается для перекрытия неустойчивых меловых отложений. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

- **Эксплуатационная колонна** Ø168,3 мм x 1300м. Устанавливается для разобщения, испытания и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблицах 7.1.4-7.1.5.

Таблица 7.1.4 – Рекомендуемая конструкция для скважин №Г-10 и NB-3 глубиной 900 м

| Наименование колонн | Диаметр долота, мм | Диаметр колонны, мм | Глубина спуска, м | Высота подъема цемента от устья, м |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|---------------------|-------------------|------------------------------------|
| Направление | 393,7 | 323,9 | 20 | устье |
| Кондуктор | 295,3 | 244,5 | 200 | устье |
| Эксплуатационная колонна* | 215,9 | 168,3 | 900 | устье |
| Примечание:* - В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливаются в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений. | | | | |

Таблица 7.1.5 – Рекомендуемая конструкция для наклонно-направленной скважины №Г-11 глубиной 1300 м

| Наименование колонн | Диаметр долота, мм | Диаметр колонны, мм | Глубина спуска, м | Высота подъема цемента от устья, м |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|---------------------|-------------------|------------------------------------|
| Направление | 393,7 | 323,9 | 20 | устье |
| Кондуктор | 295,3 | 244,5 | 220 | устье |
| Эксплуатационная колонна* | 215,9 | 168,3 | 1300 | устье |
| Примечание:* - В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливаются в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений. | | | | |

Окончательные решения по конструкции проектных скважин, по выбору типа и компонентного состава бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, методу освоения будут приняты при разработке технических проектов на строительство скважин.

Исходя из проектной глубины и конструкции скважин, бурение рекомендуется производить буровой установкой 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 %. Бурение может осуществляться роторным способом.

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.

Обсадные колонны подвешиваются в колонной головке ОКК2-21-168x245x324 на рабочее давление 21 МПа.

В процессе бурения устье скважины оборудуется ПВО на 21 МПа по типовым схемам ГОСТ 13862-2003.

Буровая установка должна соответствовать требованиям нормативных документов Республики Казахстан.

Для обеспечения надежной изоляции и качественного цементирования скважин программы цементирования должны быть разработаны в соответствии с нормативными требованиями и включать следующий комплекс мероприятий.

Мероприятия по подготовке ствола скважины: шаблонирование и проработка ствола скважины; применение ингибированных буровых растворов; применение специальных буферных жидкостей, обеспечивающих максимальное вытеснение остатков бурового раствора и буферных жидкостей; обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования.

Технология и способ цементирования обсадных колонн: использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения проектной высоты подъема цемента и предотвращения возможных поглощений.

Тампонажные растворы и материалы: использование в качестве базового цемента высококачественного тампонажного цемента типа G или ПЦТ I-СС-100; выбор реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости; использование эффективных химических реагентов и добавок (*облегчающие добавки, понизители водоотдачи, дисперсанты, регуляторы сроков схватывания и др.*) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня.

Технологическая оснастка обсадных колонн: выбор и расстановка элементов технологической оснастки (*центраторы, турбулизаторы, скребки*) в соответствии с нормами и требованиями Технических проектов на строительство скважин; уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований.

Технологическое проектирование тампонажного раствора

Глубина спуска удлиненного направления $\varnothing 323,9\text{мм}$ составляет 20м, для тампонажа применяется цемент с обычной плотностью, цементный раствор поднимается до устья.

Глубина пуска кондуктора $\varnothing 244,5\text{мм}$ составляет 220+/-100м, для тампонажа применяется цемент с обычной плотностью, цементный раствор поднимается до устья.

Эксплуатационная колонна $\varnothing 168,3\text{мм}$ спускается на глубине 900,1300м в соответствие геологическим данным для тампонажа применяется цемент с обычной плотностью, цементный раствор поднимается до устья.

Требования к тампонажу

1. После спуска направление $\varnothing 323,9\text{мм}$. Применяется цемент с обычной плотностью для проведения тампонажа. После окончания тампонажа скважин ОЗЦ 12часов.

2. После спуска кондуктора $\varnothing 244,5\text{мм}$ провести циркулирующую промывку скважины, потом провести тампонаж после выравнивания и крепления устья скважины.

Перед тампонажем скважин вливать чистую воду 2м^3 в качестве буферной жидкости.

Тампонаж скважин на месте должен выполняться непрерывно, а цементный раствор вне обсадной трубы должен быть поднят до устья.

В процессе цементирования давление в заколонном пространстве всегда должно быть выше пластовых давлений. Под влиянием разности этих давлений неизбежно отфильтровывание части свободной воды из тампонажного раствора в проницаемые породы. Такое обезвоживание не представляет опасности только в том случае, если раствор находится в непрерывном движении, а на стенках скважины имеется малопроницаемая фильтрационная корка из частиц твердой фазы промывочной жидкости. Осложнения могут быть следствием нарушения рецептуры раствора при его приготовлении на буровой: значительное уменьшение водосодержания в отдельных порциях раствора, закачиваемых в скважину, может быть причиной уменьшения подвижности и преждевременного загустевания, а значительное увеличение водосодержания - причиной резкого ухудшения седиментационной устойчивости, возникновения суффозионных каналов. После окончания тампонажа скважин ОЗЦ 24часов.

3. Эксплуатационная колонна диаметрам 168,3мм.

Для цементирования используется облегченный цемент раствор с плотностью 1,53 г/см³ и цемент с обычной плотностью 1,85 г/см³.

Для обеспечения нормального заканчивания скважины и тампонажа и качества тампонажа, после электрического каротажа проверить несущую способность пласта методом - оставить скважину под давлением на устье скважины или методом фактической плотности в соответствии с фактической плотностью бурового раствора для заканчивания скважины. Значения опорного давления рассчитываются на основе полевых условий (согласно расчетным оценкам).

После спуска обсадной трубы регулировать производительность бурового раствора, а время промывки скважины составляет не менее 2 циклов.

Реологический метод цементирования используется для цементирования, чтобы обеспечить баланс давления во время строительства.

Применяется переходный резервуар для цементирования, область допустимых отклонений плотности цементного раствора составляет ± 0.02 г/см³. Цементировка должна проводиться непрерывно.

Акустический контроль цементирования выполняется через ожидание затвердевания цемента - 72 часов после цементирования. Метод акустического контроля цементирования скважин, основанный на использовании законов распространения ультразвуковых волн в различных средах, позволяет обнаружить твердое цементное кольцо за колонной, дает информацию о серьезных дефектах в самом тампонажном кольце, качественно характеризует состояние контактов колонна - тампонажное кольцо – порода.

Применение аппаратуры акустического контроля цементирования скважин (АКЦ) в комплексе с БФКА дает возможность определять качество контакта цементного камня со стенками скважины и обсадными трубами, выявлять места нахождения незацементированных участков, устанавливать фактический нелинейный масштаб зарегистрированных АКЦ кривых.

Все эти методы позволяют лишь качественно оценить некоторые косвенные параметры разобщения пластов за обсадной колонной и герметичность затрубного пространства.

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

Водный раствор хлористой соли закачивается в зону перфорации + 200 м выше зоны перфорации и продавливается буровым раствором, плотность которого должна быть скорректирована.

Для нейтрализации углекислого газа, в рассол необходимо вводить поглотители или нейтрализаторы CO₂.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

К вторичному вскрытию продуктивного пласта скважину рекомендуется готовить следующим образом. Спустить НКТ с долотом и скребком с проработкой и с промывкой до искусственного забоя. Промыть скважину очищенным от механических примесей водным раствором хлористых. Опрессовать ПВО и эксплуатационную колонну в соответствии с проектом на строительство скважины. Поднять НКТ с долотом и скребком до устья с заполнением скважины водным раствором хлористых солей.

Для качественного вторичного вскрытия продуктивного пласта и преодоления негативных последствий бурения и крепления скважины рекомендуется производить перфорацию эксплуатационной колонны кумулятивными перфораторами с зарядами глубокой пробивной способности. Плотность прострела для низкопроницаемых пластов 10-16 отверстий на 1 п. метр. Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды будет применяться жидкость с плотностью, соответствующей требованиям 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.

Но для участков с продуктивными пластами, рекомендуется при вторичном вскрытии продуктивного пласта, произвести соляно-кислотную обработку под давлением, как наиболее перспективный и рациональный метод очистки призабойной зоны скважин.

Из всех известных методов вызова притока и освоения скважин предлагается использовать сваби́рование – понижение уровня в скважине, в которую спущена колонна НКТ. Это наиболее производительный способ и может осуществляться с использованием фонтанной арматуры со специальным лубрикато́ром.

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.

На этапе строительства скважин при опробовании и исследования скважин должны выполняться следующие мероприятия:

- ✓ устья скважин с сепарационными и замерными установками должны оборудоваться по схеме технологического регламента на испытание скважин;
- ✓ при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и последний в обязательном порядке сжигается;
- ✓ работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану, утвержденной недропользователем.

Для надежной охраны недр в процессе строительства скважины и ее дальнейшей эксплуатации, должны выполняться следующие мероприятия:

- ✓ строго соблюдать разработанную конструкцию скважин, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины;
- ✓ создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Режим закачки должен обеспечить максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства. Вышеизложенные мероприятия обеспечат надежное разобщение пластов друг от друга, что в свою очередь обеспечит отсутствие пластовых перетоков.

Создаваемые каналы должны обеспечить гидродинамическую связь скважины с пластом с его естественными фильтрационно-емкостными свойствами. Перфорацию рекомендуется проводить при репрессии на пласт.

После перфорации рекомендуется спустить подземное оборудование и промыть скважину технической водой. Вызов притока рекомендуется производить снижением уровня жидкости в скважине сваби́рованием до получения пластового флюида.

При получении фонтанного притока пластового флюида рекомендуется провести гидродинамические исследования скважины на одном режиме и записать кривую восстановления давления (КВД), а при получении не фонтанного притока – проследить за ростом гидродинамического уровня (КВУ) для получения качественной и количественной характеристик продуктивного пласта.

По результатам гидродинамических исследований рекомендуется решить вопрос о необходимости и методе проведения работ по интенсификации притока.

В зависимости от результатов исследования выбрать способ эксплуатации скважины, спустить необходимое подземное и установить соответствующее наземное оборудование. Запустить скважину в работу.

8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ

В 2017 году АО «North Caspian Petroleum» выполнен отчет «О результатах сейсморазведочных работ МОГТ ЗД по надволевым отложениям на блоке Балыкши» (протокол Запказнедра №125/2017 от 30.11.2017г). По результатам работ построены структурные карты по 13 отражающим горизонтам: II (кровля аптского яруса нижнего мела K_1a); III (подшва меловых отложений); J-1 (кровля горизонта $Ю_2-I$); J-2 (в толще батского яруса); J-3 (в толще байосского яруса); V (подшва нижнеюрских отложений); T-1 (кровля среднетриасового горизонта T_2); T-2, T-3, T-31, T-4 (отражающие горизонты в триасовой системе); VI (кровля кунгурского яруса нижней перми P_1k); П1 (подшва соляных пород).

По результатам пластовой корреляции скважин с привлечением данных опробования, интерпретации материалов ГИС залежи нефти выявлены в среднеюрских отложениях (горизонты $Ю_2-I$, $Ю_2-II$, $Ю_2-III$) и один горизонт T_2 в среднетриасовых отложениях, все залежи водоплавающие.

В 2020 году составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Балыкши по состоянию изученности на 01.04.2020г» (Протокол ГКЗ РК №2216-20-П от 01.10.2020г.). Согласно протоколу, принятые запасы углеводородов в целом по месторождению геологические/ извлекаемые составляют: *нефти* - по категории C_1 – 704/ 377 тыс. т; по категории C_2 - 2914/ 1292тыс. т.

Соотношение геологических запасов нефти категории C_1 к C_2 составляет 20% и 80%.

По блоку II горизонта $Ю_2-I$ геологические запасы нефти относятся к перспективным ресурсам и оценены по категории C_3 в количестве 260 тыс.т.

На балансе Недропользователя числятся 6 скважин (Г-1, Г-2, Г-4, 9, NB-1, NB-2) фактическими глубинами от 765м до 2800 м, вскрывшие кровлю кунгурских отложений.

Опробование проведены в скважинах 9 и NB-2, где в среднеюрских и среднетриасовых отложениях получены притоки нефти.

Свойств и состава нефти изучены в поверхностных условиях по 5 пробам из 2 скважин (NB-2, 9) и в пластовых условиях по одной пробе из скважины NB-2. Исследование пластовой воды проведено по одной пробе из одной скважины.

Боковым грунтоносом освещены среднеюрские горизонты: $Ю_2-I$, $Ю_2-II$, $Ю_2-III$. Среднетриасовый горизонт T_2 керном не освещен.

Керн отобран боковым грунтоносом только по скважине NB-2 в количестве 54 образцов, из них 35 образцов входят в горизонты: $Ю_2-I$ – 29 обр., $Ю_2-II$ – 2обр., $Ю_2-III$ – 4

обр. Остальные 19 образцов вне продуктивных горизонтов.

Недропользователю в процессе дальнейших работ на месторождении рекомендуется:

- провести работы по переводу запасов углеводородов из категории C_2 в C_1 по всем залежам продуктивных горизонтов.

- бурение 2 оценочных скважин Г-10 и Г-11 на блоке I горизонтов Ю₂-I, Т₂ и одной оценочной скважины NB-3 на блоке III горизонта Ю₂-I;

- в оценочных скважинах отобрать керн для изучения фильтрационно-емкостных и гидродинамических свойств коллекторов для каждого горизонта, а также провести стандартные и специальные исследования по определению петрофизических зависимостей, коэффициента вытеснения нефти водой;

- с целью изучения и уточнения физико-химических свойств нефти, газосодержания, необходимо дифференцированно по горизонтам/блокам отобрать глубинные и поверхностные пробы в каждой оценочной скважине, выходящей из бурения. В пробах, отобранных в пластовых и поверхностных условиях определить: пластовое давление, температуру, давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость пластовой нефти, кинематическую вязкость и плотность нефти при 20⁰С, групповой углеводородный и фракционный состав, также компонентный состав растворенного газа;

- провести исследование состава и свойств пластовых вод.

9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Под загрязнением окружающей среды понимается всякое искусственное или естественное изменение физических, химических и биологических характеристик атмосферы, земли и воды, ухудшающие условия жизнедеятельности растительных и животных организмов немедленно, а также в будущем.

Для снижения воздействия на окружающую природную среду при реализации «Проекта пробной эксплуатации месторождения Балыкши», необходимо проведение комплекса мероприятий:

- контроль за загрязнением воздушного бассейна;
- контроль за состоянием почвенно-растительного покрова на прилегающей территории;
- строгое соблюдение технологических нормативов на всех этапах добычи, очистки и транспортировки углеводородного сырья;
- обустройство месторождения и, прежде всего, обеспечение зарегулированной сетью дорог с твердым покрытием и создание «зеленой защиты» вокруг объектов нефтяного промысла;
- в зеленом строительстве использовать растения с высоким санирующим эффектом, эксплуатация их с соблюдением агротехнических и защитных требований.

Мероприятия по снижению уровня загрязнения почвы

В процессе разработки нефтегазовых месторождений почва загрязняется нефтью, нефтепродуктами, различными химическими веществами и высокоминерализованными сточными водами.

За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим почв и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попадая на поверхность земли и впитываясь в грунт, сильно загрязняет подземные воды и почву, в результате чего плодородный слой земли не восстанавливается в течение длительного периода времени. Объясняется это тем, что из грунта вытесняется кислород, необходимый для жизнедеятельности растений и микроорганизмов.

При разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений предотвратить загрязнение почвы и сохранить растительный мир можно в результате следующих мероприятий.

1. Организационные мероприятия:

- организация работы по утилизации отходов;

- организация и регламент движения транспорта и техники по территории месторождения;

- исключение проведения несанкционированных работ, нарушающих систему работы с отходами.

2. Технологические мероприятия, тщательная регламентация проведения работ, связанных с загрязнением рельефа при:

- бурении;
- транспортировке оборудования;
- производстве земляных работ;
- технической рекультивации.

3. Проектно-конструкторские мероприятия:

- согласование и экспертиза проектных разработок в контролирующих природоохранных организациях и СЭС;

- выбор оптимальных проектно-конструкторских решений, направленных на снижение загрязнения почв.

4. Санитарно-эпидемиологических мероприятия:

- выбор и организация обустройства согласованных участков размещения мест захоронения промышленных и бытовых отходов;

- обеспечение противоэпидемической защиты персонала от особо опасных инфекций.

Организация сбора и удаления отходов, существующих на месторождении

1. Нефтепромысел.
2. Участки строительства.
3. Промышленная база.
4. Вахтовый поселок.

Кроме того, существуют более мелкие производственные, строительные и вспомогательные участки на месторождении.

Принципы сбора и удаления отходов

Согласно «Перечню экологически опасных видов хозяйственной и иной деятельности», утвержденному Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 21 января 2015 года № 27.

Основные принципы сбора и удаления отходов:

1. Определение источников образования отходов.
2. Определение образованных видов отходов.
3. Классификация видов отходов и их категорий опасности.

4. Определение потенциальных вариантов сбора и удаления отходов.

При выборе методов сбора и удаления отходов необходимо принимать в расчет следующие факторы: особенности местного рельефа и географии, особенности и условия грунтовых вод, совокупные атмосферные осадки, состояние почв и несущая способность почв, дренажные условия, экологическая чувствительность данной территории, качество атмосферного воздуха и другие, геологические и экологические условия.

Варианты сбора и удаления отходов

Биологическая обработка – разложение биологических материалов на окись углеродов, воду и биомассу с помощью микроорганизмов в зависимости от конкретных условий и существующих ограничений.

Термическая обработка – низкотемпературная обработка, которая позволяет восстанавливать из отходов углероды и воду, а высокотемпературные технологии через процесс сжигания разрушают органические соединения. К предполагаемым методам термической обработки относятся следующие: сжигание по согласованию с инспектирующими органами.

Затвердевание, стабилизация и герметизация – рассматриваются совместно, поскольку производятся, объединено, в рамках соответствующих технологических процессов. Углеводороды и соли не взаимодействуют с цементными растворами и связываются ими скорее физически, чем химически, что имеет принципиальное значение при осуществлении работ по КРС, ПРС и углублению скважин.

Переработку промышленных отходов необходимо производить на специальных полигонах, предназначенных для централизованного сбора, обезвреживания и захоронения токсичных отходов промышленных предприятий.

Направление жидких отходов на очистные сооружения – подача отходов в систему очистки сточных вод и последующее осаждение механических примесей.

Нагнетание жидких отходов в поглощающий пласт – нагнетание жидких отходов или шламов в поглощающую скважину или поглощающие пласты. Поглощающий приемный пласт должен быть геологически и механически изолирован от используемых источников воды и не содержать промышленно значимых запасов нефти и газа, соответствовать требованиям законодательства об окружающей среде.

Полигонное размещение отходов – применяется для приема и размещения больших объемов отходов и обеспечения долговременной их изоляции с учетом следующих факторов:

- наличие непроницаемой облицовки;

- мониторинг грунтовых вод, позволяющий гарантировать эффективность локализации отходов.

Захоронение отходов – метод ликвидации инертных материалов и стабилизированных отходов, поскольку миграция компонентов замедлена процессом стабилизации. Захоронению не подлежат отходы с высоким содержанием нефти, соли или биологических материалов, химических веществ или материалов с опасными компонентами, которые могут мигрировать к экологическим реципиентам.

Все образуемые отходы собираются на специально выделенном месте и сдаются согласно договору с Подрядной организацией.

Охрана подземных вод, контроль качества подземных вод

Основная опасность загрязнения пластовых вод происходит из-за некачественной изоляции водоносных горизонтов при бурении скважин. В связи с этим необходимо регулярно проводить специальные исследования изменения качества вод продуктивных отложений, через специально пробуренные наблюдательные скважины или ранее пробуренные скважины.

Мероприятия по предотвращению загрязнения подземных вод

При проведении работ следует придерживаться мероприятий, направленных на исключение и предотвращение загрязнения подземных вод территории.

Принятая конструкция скважин не должна допускать гидроразрыва пород при бурении или ликвидации нефтегазопроявлений. Для изоляции верхних горизонтов предусмотрен кондуктор, который цементируется до устья.

Особое внимание при строительстве скважин должно быть уделено предотвращению межпластовых перетоков подземных вод при негерметичности ствола скважины.

Для повышения крепления скважины должны быть использованы различные технические средства, совершенные тампонажные материалы, наиболее подходящие к конкретным условиям.

Для предупреждения загрязнения водоносных горизонтов по стволу скважины должна быть установлена промежуточная колонна.

Буровые сточные воды необходимо максимально использовать в оборотном водоснабжении (для повторного приготовления бурового раствора).

Во избежание попадания загрязнений в почвогрунты, а затем и в подземные воды, все технологические площадки (под агрегатным блоком, приемной емкостью, насосным блоком, под блоком ГСМ и т.д.), следует покрывать цементно-глинистым составом.

Технологические площадки сооружаются с уклоном к периферии. Сыпучие химреагенты затариваются и хранятся под навесом для химреагентов, обшитым с четырех сторон. Жидкие химреагенты следует хранить в цистернах на специальной площадке или на площадке ГСМ.

Отработанные масла должны собираться в специальную металлическую емкость и вывозиться для регенерации.

При ремонте скважин, аварийных ситуациях необходимо обеспечить локализацию и сбор разлитой нефти.

Представленный в техническом проекте строительства скважин комплекс природоохранных мероприятий, направленных на охрану подземных вод района, при условии его выполнения, способствует снижению негативного воздействия на подземные воды региона.

Охрана от загрязнения недр и земной поверхности

В скважинах, проводимых на нижезалегающие пласты, должны быть осуществлены мероприятия по предотвращению попадания промывочной жидкости в эксплуатируемые объекты.

В скважинах, незаконченных бурением по техническим причинам и в пройденном разрезе которых установлено наличие нефтегазоносных пластов, необходимо произвести изоляционные работы для предотвращения перетоков нефти и воды.

При проведении мероприятий по повышению производительности скважин путём обработки призабойной зоны должна быть обеспечена целостность колонны выше продуктивного горизонта.

Строго воспрещается эксплуатировать дефектные скважины (нарушение герметичности в эксплуатационной колонне, цементного кольца, фланцевых соединений и т.п.).

В целях предотвращения разлива нефти в случае аварии, необходимо осуществить обвалование скважин, групповых и замерных установок и резервуаров.

При ремонте скважин, аварийных ситуациях необходимо обеспечивать локализацию и сбор разлитой нефти.

Добывающие и нагнетательные скважины должны приниматься при соответствующем техническим условиям оборудовании устья, предотвращающем возможность бесконтрольного выброса и открытого фонтанирования.

Чтобы обеспечить охрану окружающей среды в пределах санитарно-защитных зон, необходимо следующее:

1. Асфальтировать приустьевые части скважин, а вблизи них предусмотреть системы аварийного слива.

2. Предусмотреть строительство резервных трубопроводов, емкостей и эксплуатационных скважин на случай аварий и профилактики.

3. В наиболее ответственных узлах сооружений применять трубы и оборудование в антикоррозионном исполнении.

4. Организовать круглосуточный контроль средствами автоматики за работой оборудования и показаниями приборов на эксплуатационных скважинах и других коммуникациях и сооружениях.

Основными мероприятиями по охране земельных ресурсов являются:

- соблюдение норм отвода земель под буровые работы и линейные сооружения;
- ограничение сети грунтовых дорог;
- организация мер рекультивации;
- осуществление мер по рекультивации;
- организация контроля за состоянием почв.

Основными задачами контроля за состоянием почв являются:

- регистрация существующего уровня загрязнения почв и изменения ее химического состава;
- определение тенденций изменения почв во времени, прогноз уровней загрязнения в будущем;
- оценка возможных последствий загрязнения почв, разработка рекомендаций по их предотвращению или уменьшению.

Рекультивация нарушенных земель

В план по рекультивации должно входить:

1. Обратная засыпка траншей для прокладки трубопроводов. Отсыпка осуществляется таким образом, чтобы складировать грунт в валики по трассе трубопроводов по линии траншеи, с тем, чтобы разровнять его в результате уплотнения.

2. При строительстве автодорог предусматривается рекультивация трассовых резервов и карьеров.

3. Биологическая рекультивация может быть осуществлена после технического этапа восстановления нарушенных земель в периоды, благоприятные для проведения посевов и посадок, по отдельному проекту.

4. Противоэрозионное укрепление почвы предусматривает восстановление нарушенных земель в периоды, благоприятные для проведения посевов и посадок.

Противоэрозионное укрепление почвы предусматривает восстановление растительности посевом кустарников терескена, саксаула, черного жужгуна. Они имеют глубоко проникающую в почву корневую систему.

Биологическая рекультивация производится:

- в полосе 100 м от периметра площадки скважин;
- в полосе 50 м по периметру ограждения замерных установок.

В пределах ограждения площадки устьев скважин и замерных установок покрыты щебеночным покрытием слоем 20 см, что предохраняет почву от выдувания.

Противоэрозионные мероприятия по закреплению перевиваемых песков предусматривается в два этапа:

- закрепление поверхности песков вяжущими материалами;
- последующая посадка пескоукрепительных кустарников.

Охрана атмосферы от загрязнения, санитарно-защитная зона

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» (Приказ Министра национальной экономики РК от 20.03.2015 г. № 2373) минимальный размер СЗЗ предусматривается в 1000м.

Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны должны соответствовать ГОСТ 12.1.005-88.

Для уменьшения выбросов вредных веществ в атмосферу необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

- своевременный ремонт нефтепроводов, выкидных линий, сточных коллекторов, осевых коллекторов;
- осуществление мер по гидроизоляции грунта под буровым оборудованием;
- химические реагенты и запасы буровых растворов должны храниться в металлических емкостях, материалы для бурения – на бетонных площадках на специальных складах;
- отделение твердой фазы и шлама из бурового раствора и сточных вод при помощи центрифуги, нейтрализации токсичных шламов, других отходов и транспортировка их на полигон захоронения;
- регенерация бурового раствора на заводе приготовления, повторное использование сточных вод в бурении;
- бурение эксплуатационных скважин буровыми установками на электроприводе;
- сокращение валового выброса продукции скважин за счет ограничения времени испытания скважин;

- проведение рекультивации нарушенных земель в соответствии с проектом строительства скважин;

- обеспечение движения транспортных средств в соответствии с разработанной транспортной схемой.

Контроль за состоянием окружающей среды

Экологический мониторинг – информационная система наблюдений, оценки и прогноза изменения в состоянии окружающей среды, созданная с целью выделения антропогенной составляющей этих изменений на фоне природных процессов. Система экологического мониторинга должна накапливать, систематизировать и анализировать информацию:

- о состоянии окружающей среды;
- о причинах наблюдаемых и вероятных изменений состояния (т. е. об источниках и факторах воздействия);
- о допустимости изменений и нагрузок на среду в целом;
- о существующих резервах биосферы.

Производственный мониторинг является элементом производственного экологического контроля, выполняемым для получения объективных данных с установленной периодичностью.

В рамках осуществления производственного экологического контроля выполняются операционный мониторинг, мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия.

Операционный мониторинг (мониторинг производственного процесса) включает в себя наблюдение за параметрами технологического процесса для подтверждения того, что показатели деятельности природопользователя находятся в диапазоне, который считается целесообразным для его надлежащей проектной эксплуатации и соблюдения условий технологического регламента данного производства. Содержание производственного мониторинга определяется природопользователем.

Источниками воздействия при пробной эксплуатации месторождения являются:

- технологическое оборудование;
- технологические процессы проведения буровых работ;
- отходы производства;
- промышленные площадки месторождения;
- площадки размещения отходов.

Мониторинг эмиссий в окружающую среду включает в себя наблюдение за эмиссиями у источника для слежения за производственными потерями, количеством и качеством эмиссий и их изменением.

Проведение мониторинга воздействия включается в программу производственного экологического контроля, в тех случаях, когда это необходимо для отслеживания соблюдения экологического законодательства Республики Казахстан и нормативов качества окружающей среды.

Мониторинг воздействия является обязательным в случаях:

- 1) когда деятельность природопользователя затрагивает чувствительные экосистемы и состояние здоровья населения;
- 2) на этапе введения в эксплуатацию технологических объектов;
- 3) после аварийных эмиссий в окружающую среду.

Программа производственного мониторинга разрабатывается на основе оценки воздействия намечаемых работ на окружающую среду. Программа производственного мониторинга согласовывается с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды, государственным органом санитарно-эпидемиологической службы и утверждается природопользователем. Продолжительность производственного мониторинга зависит от продолжительности воздействия.

Производственный мониторинг окружающей среды осуществляется производственными или независимыми лабораториями, аккредитованными в порядке установленном законодательством Республики Казахстан о техническом регулировании.

Мониторинговые исследования должны проводиться каждый квартал.

Мониторинг на территории Юго-восточной части месторождения Балыкши включает в себя:

- мониторинг состояния площадок бурения и испытания скважин;
- мониторинг состояния технологического оборудования;
- мониторинг состояния и размещения отходов;
- мониторинг состояния атмосферного воздуха и радиологической обстановки;
- мониторинг состояния поверхностной воды;
- мониторинг состояния почвенного покрова, флоры и фауны;
- мониторинг состояния здоровья персонала.

Программа мониторинга включает в себя все необходимые компоненты окружающей природной среды.

Мониторинг состояния промышленных площадок

Мониторинг состояния окружающей среды предусматривает постоянное наблюдение за процессами в природе и техносфере с целью предвидения изменений их качества.

Мониторинг состояния промышленных площадок должен включать:

- периодический контроль территории буровой;
- периодический осмотр состояния служебных помещений, складов ГСМ и мастерских.

Контроль должен проводиться Подрядчиком проводящие буровые работы или согласно договору в аккредитованной или аттестованной лаборатории, имеющие разрешение на право проведения таких исследований. Кратность и номенклатура исследований согласовывается с органами СанЭпидНадзора и экологической ситуацией.

Мониторинг состояния технологического оборудования

Нефтедобывающая промышленность представляет собой комплекс производств, насыщенных тяжелым и сложным оборудованием, машинами и механизмами, сосудами (аппаратами) с высоким давлением и температурой, трубопроводами с горючими и взрывоопасными жидкостями и газами, в т.ч. с токсичными и химически агрессивными жидкостями.

Неисправность оборудования приводит к возникновению аварийных ситуаций на объекте, в связи с этим требуется периодический контроль за его состоянием.

Мониторинг состояния технологического оборудования должен включать:

- визуальный осмотр оборудования;
- периодическое тестирование оборудования и приборов.

Мониторинг состояния и размещения отходов

Мониторинг состояния и размещения отходов должен включать:

- периодический контроль состояния площадок, где будут расположены емкости для хранения отходов;
- контроль над выполнением проектных решений по процедурам обработки и утилизации отходов;
- контроль за своевременным вывозом отходов на месторождении.

Мониторинг состояния атмосферного воздуха и радиационной обстановки

Приведенные расчеты наглядно показывают, что проектируемые работы не окажут никакого воздействия на качество атмосферного воздуха в ближайших населенных пунктах в виду локального характера воздействия указанных источников выбросов. Расчетные уровни загрязнения на промышленной площадке ниже нормативных

требований к воздуху рабочей зоны, а концентрация загрязняющих веществ на территории жилых вагонов находятся в пределах допустимых норм к воздуху населенных мест.

Контроль за загрязнением выбросами загрязняющих веществ в воздухе является обязательным в рамках экологического мониторинга. Наблюдения атмосферного воздуха (1 раз за квартал) на границе СЗЗ и на источниках проводятся по следующим ингредиентам: оксид углерода, диоксид серы, диоксид азота, оксид азота. Значения полученных результатов замеров сравниваются с максимально разовыми предельно допустимыми концентрациями загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест ГН 3.02.036.99 (2.1.695-98).

Радиационный мониторинг

Для проведения исследований по радиационному мониторингу предлагается после завершения работ проводить замеры радиационного фона на территории работ (2-4 раза).

Следует предусмотреть текущий мониторинг за такими потенциальными объектами загрязнения на территории вахтового поселка, как: площадки ДЭС, автостоянка и пр., поскольку организация и жизнедеятельность полевых может оказать негативное воздействие на почвы и растительность (загрязнение почвенного покрова, нарушение и уплотнение почвенно-растительного слоя в результате несанкционированного движения и т.д.).

Мониторинг состояния поверхностной воды

Порядок проведения наблюдений за состоянием поверхностных вод и отбором проб должен осуществляться согласно ГОСТ 17.1.3.07-82 «Охрана природы. Гидросфера. Правила контроля качества воды, водоемов и водотоков» и №1 Г/З «Качество воды, отбор проб, хранение, обработка водных проб (включая подземные, питьевые, минеральные и поверхностные воды) природных объектов и атмосферных осадков».

При проведении работ на участке месторождения следует вести контроль за состоянием поверхностных вод. При выборе пунктов контроля состояния водных объектов и периодичности наблюдений должны учитываться гидрометеорологические и морфологические особенности водотоков, расположение источников загрязнения, интересы водопользователей и т. д.

В связи с тем, что до начала работ по освоению месторождения были проведены работы по определению фоновых характеристик, целесообразно организовать наблюдения за состоянием водотоков по той же схеме, что при выполнении инженерно-экологических изысканий. Кроме того, следует производить отбор проб на входных и выходных створах водотоков, пересекающих территорию месторождения.

Мониторинг состояния почвенного покрова, флоры и фауны

Объем работ по мониторингу растительности может сводиться к контролю видового состава и состояния растительного покрова. Состояние растительности может характеризоваться на основе визуальных наблюдений, проведенных в период вегетации, а также по результатам выборочного химического анализа. Для этого должны быть отобраны по 3-5 образцов растений различных видов (например, полыни), которые подлежат анализам на содержание тяжелых металлов. Если визуальные наблюдения за растительным покровом должны проводиться ежегодно, то контроль химического состава может проводиться 1 раз в период работы.

Мониторинг фауны включает проведение следующих исследований:

- определение видового и количественного состава животных и птиц района;
- выявление миграционных путей птиц, места скоплений и гнездований;
- оценка состояния популяций животных и птиц.

Мониторинг состояния здоровья персонала

Оценка состояния здоровья персонала является неотъемлемой частью проведения экологического мониторинга. В соответствии «Санитарными правилами и нормами по гигиене труда в промышленности» необходимо проводить контроль за состоянием условий труда и здоровья работающего персонала.

Мероприятия для снижения экологического риска

Важную роль в обеспечении безопасности рабочего персонала и местного населения и охраны окружающей природной среды во время пробной эксплуатации месторождения играет система правил, нормативов, инструкций и стандартов, соблюдение которых обязательно руководителями и всеми сотрудниками партии. При проведении работ необходимо уделять внимание монтажу, проверке и техническому обслуживанию всех видов оборудования, требуемых в соответствии с правилами техники безопасности и охраны труда, обучению персонала и проведению практических занятий.

На ликвидацию аварий затрачивается много времени и средств. Значительно легче предупредить аварию, чем ее ликвидировать. Поэтому при производстве планируемых работ необходимо уделять первоочередное внимание предупреждению аварий.

Виды воздействия на животный мир

Разнообразие животного мира представляет огромную ценность, это уникальный природный ресурс, который играет чрезвычайно важную роль в жизни и хозяйственной деятельности людей. Сохранение биологического разнообразия является одной из форм рационального использования и воспроизводства природных ресурсов.

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяции, уничтожение части местообитания и т.п.);
- косвенных (сокращение площади местообитания, качественное изменение среды обитания).

Факторы воздействия можно условно разделить по времени воздействия: годовые, многолетние и необратимые.

К антропогенным факторам воздействия на биоценозы можно отнести нерациональное природопользование, перевыпас скота, засорение пастбищ, заготовка древесины, выкорчевывание кустарников, загрязнения воды в реках, особенно в местах массового водопоя скота. Следствием этих воздействий является нарушение и непредсказуемость направлений формирования растительного и почвенного покрова, разрушение среды временных убежищ на путях миграции птиц и животных, эрозия почв, вторичное засоление почв, нарушение пойменного режима почв и растительности в поймах рек.

Под воздействием хозяйственной деятельности происходит дестабилизация традиционных местообитания животных, окота, гнездования и миграционных путей многих видов фауны рассматриваемых районов. Наблюдается сокращение ареалов и уменьшение плотности популяций в местах концентрации людей и районов интенсивного развития нефтедобывающей отрасли.

Отдельные участки территории участка испытали сильное воздействие предыдущей деятельности, сильно загрязненными различными буровыми отходами. На них был разрушен естественный почвенный и растительный покров, что отразилось на условиях существования некоторых видов животных. Активное освоение загрязненных и трансформированных территорий происходит лишь при участии наиболее экологически пластичных видов животных, способных не только противостоять влиянию негативных факторов, но и использовать их для расширения границ своего распространения и увеличения численности (большая песчанка, малый суслик).

Одни и те же факторы в разной степени их проявлений могут по-разному влиять на животных. При слабом влиянии прямых факторов и некоторых косвенных, не преобразующих местообитание, популяции обычно не деградируют. Либо им хватает воспроизведенного потенциала, чтобы возместить потери, либо животные успевают адаптироваться к качественно новым условиям. При нарастании влияния многих факторов

имеется определенный критический уровень, выше которого популяции начинают деградировать и даже исчезать, хотя до этого уровня факторы могли не оказывать никакого воздействия на численность животных.

Наиболее сильное и действенное влияние на животный мир на территории месторождения окажут прямые факторы. На территории предлагаемых работ при их воздействии, как в период проведения подготовительных работ, так и при дальнейшей промышленной эксплуатации скважин (стадия разрушения биоценоза) будет происходить вытеснение части популяции некоторых животных и уничтожение части их местообитания. В результате чего участки территории, где будут расположены буровые установки и технологическое оборудование, на весь период эксплуатации месторождения будут непригодны для поселения диких животных.

На этапе пробной эксплуатации наземная фауна будет испытывать как прямой, так и опосредствованный характер воздействий, однако ведущим видом воздействия будет фактор беспокойства. Следует отметить, что на синантропные виды животных фактор беспокойства воздействовать практически не будет.

Жидкие и твердые хозяйственно-бытовые отходы, образуемые на этапе строительства, пробной эксплуатации при условии их утилизации в соответствии с проектными решениями будут оказывать минимальное влияние на представителей животного мира.

При отсутствии специальных защитных мероприятий косвенное воздействие на животных может оказать загрязнение территории работ нефтью и тяжелыми металлами, промышленно бытовыми отходами, выбросами токсичных веществ в атмосферу в результате сжигания попутного газа и др. На популяционном уровне реакция животных на такие воздействия проявляется в изменениях видового состава. Менее пластичные виды уступают место более приспособленным к обитанию в новых условиях. Возможна тенденция к сокращению сроков полового созревания и усиленному темпу размножения и таким образом общее уменьшение разнообразия будет компенсироваться количественным увеличением оставшихся видов.

В связи со значительной удаленностью участков планируемой пробной эксплуатации месторождения и бурения опережающих скважин от мест обитания редких животных, внесенных в Красную книгу, реализация проекта не отразится на сохранности и площади их местообитания.

Мероприятия по снижению негативного воздействия на животный мир

Для снижения негативного воздействия на животных и на их местообитания при проведении работ по строительству скважин, размещении технологического

оборудования, складировании производственно-бытовых отходов необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и исключать их уничтожения или разрушения.

Учитывая, что на площади планируемых работ и вблизи нее большая часть млекопитающих, пресмыкающиеся и некоторые виды птиц ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижения автотранспорта в ночное время. При планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений автотранспорта.

Из многолетних наблюдений за воздействием подобных работ на животных, с целью снижения отрицательного воздействия можно рекомендовать следующее:

- полностью исключить негативное воздействие тяжелой техники на почвенную фауну невозможно, но сократить объемы ущерба вполне реально. При проведении работ необходимо обустроить подъездные пути и движение техники допускать только по этим и уже существующим дорогам.

- для сокращения гибели животных на дорогах от столкновения с движущимся автотранспортом достаточно провести беседу с водителями, обратив их внимание на эту проблему. Водители должны быть особенно внимательны во время сезонных миграций амфибий, для предотвращения гибели рептилий – летом в утренние часы. В период вылета молодых птиц из гнезд необходимо обращать внимание на скопления этих животных на дорогах. При движении в ночное время возможны столкновения с млекопитающими.

- отсыпку площадки необходимо проводить во вне гнездовой период, чтобы исключить гибель гнезд наземно гнездящихся птиц.

- работы по обустройству площадки необходимо проводить во внегнездовое время, чтобы полностью исключить негативное влияние на условия размножения птиц прилегающей территории.

- особое внимание должно быть уделено охране такого ценного и исчезающего в настоящее время, ранее широко распространенного в республике реликтового животного, как сайга.

- несомненно, во время проведения работ могут возникнуть новые непредвиденные факторы, которые будут оказывать негативное влияние на животный мир. Поэтому, при проведении работ необходимо постоянно отслеживать состояние группировок животных, чтобы при возникновении отрицательных воздействий принять оперативные упреждающие действия.

Соблюдение выше перечисленных рекомендаций значительно сократить урон животному миру, который может быть нанесен при пробной эксплуатации месторождения.

Радиационная безопасность

Согласно закону Республики Казахстан от 23.04.1998 г. №219-І«О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2016 г.) основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются:

- принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;
- принцип обоснования – запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;
- принцип оптимизации – поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;
- принцип аварийной оптимизации – форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27.03.15 г. № 261.

В производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие ниже нормы.

Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана-238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 40/f, кБк/кг, где f – среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;

- удельная активность в производственной пыли тория – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 27/f, кБк/кг.

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;

- непревышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;

- снижение дозы облучения до возможно низкого уровня.

Общеизвестно, что природные органические соединения, в том числе нефть и газ являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в нефти, газоконденсате, пластовых водах является закономерным геохимическим процессом. Поэтому проектом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

- организация дозиметрической службы. Регулярные замеры радиоактивности, как на буровой, так и в ближайших населенных пунктах;

- отбор проб для анализа на содержание радионуклидов из всех продуктивных и водоносных горизонтов (во время испытания);

- в случае если загрязненность радионуклидами буровых сточных вод, бурового раствора и бурового шлама, накопленных в отстойниках и контейнерах, превышает уровень концентраций, предусмотренных основными санитарными правилами работы с радиоактивными веществами, то производится их очистка. Сбор, ликвидация или дезактивация этих отходов регламентируется специальными правилами;

- при проведении товарных анализов нефти и конденсата, которые выполняются подрядными организациями, должны выдаваться сведения о концентрации радионуклидов, которые в дальнейшем используются для организации радиационной безопасности рабочих мест при транспортировке и переработке;

- в случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбер/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с требованиями обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса.

10. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

Оценка капитальных вложений в пробную эксплуатацию месторождения Балыкши проводилась в соответствии с Методическими указаниями по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных и нефтегазовых месторождений», 2018 г.

Капитальные вложения в пробную эксплуатацию месторождения Балыкши рассчитаны с учетом бурения трех оценочных скважин, ввода в эксплуатацию из консервации двух скважин и других объектов, необходимых для реализации пробной эксплуатации.

Объемы капитальных вложений включают в себя:

- затраты на ввод скважин из консервации;
- бурение оценочных скважин;
- обустройство скважин;
- строительство выкидных линий;
- строительство ЛЭП;
- объекты сбора и подготовки нефти;
- прочие непредвиденные расходы.

Нормативы для расчета капитальных вложений приведены в таблице 10.1.

Пробная эксплуатация месторождения Балыкши предусмотрена сроком на 26 месяцев, с 1 ноября 2023 по 2025 год включительно.

На дату составления проекта в консервации находятся 2 скважины, которые планируется ввести в эксплуатацию в первом году пробной эксплуатации. Стоимость работ по вводу скважин из консервации составит 98,0 тыс. долларов США.

Все добывающие скважины планируется эксплуатировать механизированным способом, на их обустройство предусмотрено 52,0 тыс. долларов США.

Для осуществления процессов добычи нефти при пробной эксплуатации запланировано строительство выкидных линий, линий электропередач и объектов сбора и подготовки нефти. В расчете заложены непредвиденные расходы в размере 5% от затрат на обустройство промысла.

С целью перевода запасов в категорию С₁ планируется бурение 3 оценочных скважин на блоках I и III горизонта Ю2-I.

Всего для пробной эксплуатации месторождения предусмотрены капитальные вложения в сумме 2248,6 тыс.долл. США с учетом инфляции 2%.

Результаты расчета капитальных вложений представлены в таблице 10.1

Таблица 10.1 - Капитальные вложения

| № | Наименование работ, объектов и затрат | Ед. изм. | Кол-во | Стоимость единицы | Всего | Годы | | |
|-----------|--------------------------------------------------------|----------------|--------|-------------------|---------------|--------------|---------------|------------|
| | | | | тыс.\$ | | 2023 | 2024 | 2025 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| I | Строительство скважин (подземное строительство) | | | | | | | |
| 1 | Ввод из консервации | скв. тыс.\$ | 2 | | 2 | 2 | 0 | 0 |
| | | | | 49,0 | 98,0 | 98,0 | 0,0 | 0,0 |
| 2 | Бурение оценочных скважин | скв. тыс.\$ | 3 | | 3,0 | 0,0 | 3,0 | 0,0 |
| | | | | 650,0 | 1950,0 | 0,0 | 1950,0 | 0,0 |
| | Итого строительство скважин | | | | 2048,0 | 98,0 | 1950,0 | 0,0 |
| | Итого строительство скважин с учетом инфляции | | | | 2087,0 | 98,0 | 1989,0 | 0,0 |
| II | Надземное строительство | | | | | | | |
| | <u>Обустройство промысла</u> | | | | | | | |
| 1 | Обустройство добывающих нефтяных скважин | скв. | 2 | 26,0 | 52,0 | 52,0 | 0,0 | 0,0 |
| 2 | Выкидные линии | скв. | 2 | 15,00 | 30,0 | 30,00 | 0,00 | 0,00 |
| 3 | ЛЭП | скв. | 2 | 13,0 | 26,0 | 26,0 | 0,0 | 0,0 |
| 4 | Объекты сбора и подготовки нефти | | | | 45,9 | 45,9 | 0,0 | 0,0 |
| 5 | Прочие непредвиденные расходы | % | | 5 | 7,7 | 7,7 | 0,0 | 0,0 |
| | Итого надземное строительство | | | | 161,6 | 161,6 | 0,0 | 0,0 |
| | Итого надземное строит-во с учетом инфляции | | | | 161,6 | 161,6 | 0,0 | 0,0 |
| | Всего капитальных вложений | | | | 2209,6 | 259,6 | 1950,0 | 0,0 |
| | Всего капитальных вложений с учетом инфляции | | | | 2248,6 | 259,6 | 1989,0 | 0,0 |
| | Коэффициент инфляции | | | | | 1,0 | 1,02 | 1,040 |

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О Недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд были рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства;
- расчет затрат на рекультивацию земли.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла и затраты по рекультивации земли.

11.1 Объемы и этапы ликвидационных работ

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требований действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных

исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

Утвержденный Заказчиком и согласованный с органами надзора Республики Казахстан и природоохранными органами план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины, в т.ч. и на установку отсекающих изоляционно-ликвидационных мостов при переходе испытания к вышележащим объектам.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода. Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

Устье скважины оборудуется заглушкой (или глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем), установленной на кондукторе (технической колонне).

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1×1×1 м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), недропользователь, дата ее ликвидации.

При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей, устья скважины углубляются не менее чем на 2 м от поверхности, оборудуются заглушкой, установленной на кондукторе (технической колонне), и табличкой с указанием номера скважины, месторождения (площади), пользователя недр и даты ее ликвидации.

Заглушка покрывается материалом, предотвращающим ее коррозию, и устье скважины засыпается землей.

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

В целом по месторождению, при ликвидации последствий недропользования, по предварительным данным будут ликвидированы ориентировочно 5 скважин, которые представлены в настоящем проекте, а именно – эксплуатационные скважины №№9, NB-2 и оценочные скважины №№Г-10, Г-11, НБ-3. Точное количество скважин и их наименования будут уточняться в техническом проекте и непосредственно перед

проведением работ по ликвидации недропользования, проводимое в соответствии с «Кодексом о недрах и недропользовании» (далее - Кодекс) в следующих случаях:

1) на участке недр, право недропользования по которому прекращено, за исключением случаев, предусмотренных подпунктами 2) и 3) пункта 4 статьи 107 Кодекса;

2) на участке недр (его части), который (которую) недропользователь намеревается вернуть государству в порядке, предусмотренном статьей 114 Кодекса.

Мероприятия по рекультивации

Перед технической рекультивацией использованных при разведке земельных площадей, необходимо провести анализ и оценку состояния земельных участков (орогидрографии, флоры, фауны, загрязнения земельных площадей углеводородами и другими отходами) относительно начального состояния.

Площадь земли, подлежащая технической рекультивации после пробной эксплуатации, определяется геологическим отводом.

В период ликвидации последствий недропользования все установленное оборудование, конструкции и подземные коммуникации подлежат демонтажу.

Рекультивация земель - комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды в соответствии с интересами общества.

К нарушенным землям относят земли, утратившие в связи с их нарушением первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду.

Рекультивацию земель выполняют в два этапа: технический и биологический.

Технический этап предусматривает планировку, формирование откосов, снятие и нанесение плодородного слоя почвы, вывоз отходов, а также проведение других работ, создающих необходимые условия для дальнейшего использования рекультивированных земель по целевому назначению или для проведения мероприятий по восстановлению плодородия почв (биологический этап).

Биологический этап включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на улучшение агрофизических, агрохимических, биохимических и других свойств почвы.

На территории участка, учитывая специфику региона и отсутствие пресной воды, озеленение не предусматривается.

Рекультивация земель включает в себя:

- работы по снятию, транспортировке и складированию (при необходимости) плодородного слоя почвы;
- работы по складированию потенциально плодородных пород;
- планировку (выравнивание) поверхности, террасирование откосов отвалов и бортов, засыпку и планировку образовавшихся провалов после демонтажа оборудования;
- приобретение (при необходимости) плодородного слоя почвы;
- нанесение на рекультивируемые земли потенциально плодородных пород и плодородного слоя почвы;
- ликвидацию поле усадочных явлений;
- ликвидацию промышленных площадок, транспортных коммуникаций, электрических сетей и других объектов;
- очистку рекультивируемой территории от производственных отходов, в том числе строительного мусора, с последующим их вывозом на соответствующие полигоны;
- восстановление плодородия рекультивированных земель, передаваемых в сельскохозяйственное или иное использование;
- деятельность рабочих комиссий по приемке-передаче рекультивированных земель (транспортные затраты, оплата работы экспертов, проведение полевых обследований, лабораторных анализов и др.);
- другие работы, предусмотренные рекультивацией, в зависимости от характера нарушения земель и дальнейшего использования рекультивированных участков.

Снятый верхний плодородный слой почвы используется для рекультивации нарушенных земель или улучшения малопродуктивных угодий. Использование плодородного слоя почвы для целей, не связанных с сельским хозяйством, допускается только в исключительных случаях, при экономической нецелесообразности или отсутствии возможностей его использования для улучшения земель сельскохозяйственного назначения.

При проведении геологоразведочных, поисковых, изыскательских и других работ, сроки рекультивации определяются по согласованию с собственниками земли, землевладельцами, землепользователями, арендаторами.

Анализ последствий развития техногенных процессов весьма сложен по той причине, что собственно техногенное начало может сопровождаться цепочкой последующих природных событий. Иначе говоря, первичные техногенные воздействия могут вызвать к жизни процессы, которые правомерно определить, как природно-техногенные или техногенно-природные.

Сложность их прогнозирования состоит в том, что эти природно-техногенные процессы могут быть существенно сдвинуты во времени, а нередко и в пространстве по отношению к воздействующему источнику техногенеза. Поясним сказанное следующим примером.

Изымая огромные по объему массы породы, вмещающих полезное ископаемое, будь то твердое или жидкое, недропользователь вмещивается в формировавшуюся миллионами лет геологическую среду, что приводит к последовательному развитию следующих событий:

- ослаблению горного давления внутри напряженного массива;
- формированию полостей окисления природных агентов;
- образованию провалов земли на дневной поверхности;
- активизации эрозии почв;
- нарушение первичных природных условий окружающей среды.

Следовательно, нужно проводить рекультивацию земель после геологических работ.

Преобразование нарушенных в результате производственной деятельности земель в состояние, пригодное для использования их в народном хозяйстве, предотвращение их отрицательного воздействия на прилегающие ландшафтные комплексы, охрана этих комплексов, оптимизация сочетания техногенных и природных ландшафтов достигается рекультивацией нарушенных земель.

Рекультивация относится к мероприятиям восстановительного характера, направленным на устранение последствий воздействия промышленного производства на окружающую среду, в первую очередь на земли, и рассматривается, как основное средство их воспроизводства.

Восстановлению нарушенных земель должны предшествовать работы по геолого-почвенному обследованию нарушаемой и восстанавливаемой территории и обоснованию направления рекультивации.

Оценивается пригодность пород для экологической рекультивации, что позволяет принять решение по формированию отвальных массивов, составу и объемах рекультивационных работ в соответствии с установленным направлением рекультивации и установить направление рекультивации и последующее использование восстанавливаемых земель в народном хозяйстве в соответствие группой пригодности пород рекультивационного слоя.

Таким образом, предоставляется возможность постоянно улучшать качество, продуктивность и экологическую ценность восстанавливаемых земель. Следовательно, от

исходных компонентов природного ландшафта и внесенных в них изменений при формировании техногенного ландшафта зависит выбор направления последующего использования земель. В свою очередь, установленное направление рекультивации нарушенных земель определяет требования к их качеству и, следовательно, к технологии вскрышных, отвальных и рекультивационных работ, т.е. существует прямая и обратная связь между технологией горных работ, определяющей характеристику техногенного ландшафтного комплекса, и направлением рекультивации.

«Технические условия рекультивации», в которых определяется направление рекультивации, и излагаются требования землепользователей к качеству рекультивированных земель, указываются характеристика и параметры рельефа техногенных образований, состав и мощность рекультивационного слоя, состав и размещение коммуникаций, система мелиоративных, противоэрозионных, гидротехнических и прочих мероприятий, устанавливаются на основе соответствующих проектов органами, представляющими земельные участки в пользование.

Выбор направления рекультивации земель осуществляется с учетом следующих факторов:

1. природных условий района (климат, почвы, геологические, гидрогеологические и гидрологические условия, растительность, рельеф, определяющие геосистемы или ландшафтные комплексы);
2. агрохимических и агрофизических свойств пород и их смесей в отвалах;
3. хозяйственных, социально-экономических и санитарно-гигиенических условий в районе размещения нарушенных земель;
4. срока существования рекультивированных земель и возможности их повторных нарушений;
5. технологии производства комплекса горных и рекультивационных работ;
6. требований по охране окружающей среды;
7. планов перспективного развития территории района горных разработок;
8. состояния ранее нарушенных земель, т.е. состояния техногенных ландшафтов, степени и интенсивности их самозарастания.

Таким образом, рекультивация является многоцелевым мероприятием с природоохранной, природовосстановительной, хозяйственно-восстановительной и территориально-планировочной функциями.

Подход к рекультивированным землям как к одному из видов продукции предприятий, производство которой планируется и контролируется, в значительной степени определяет эффективность и качество производства в целом, существенно

снижает его негативное воздействие на окружающую среду, имеет огромное социальное и экономическое значение.

Предприятие выполняет технический этап рекультивации, который включает:

1. планировку поверхности нарушенных земель (грубую и чистовую);
2. выколаживание или террасирование откосов отвалов;
3. ликвидацию последствий усадки отвалов;
4. противоэрозионные мероприятия;
5. строительство гидротехнических и мелиоративных сооружений дорог,

прокладку прочих инженерных коммуникаций.

При выборе схемы и структуры механизации рекультивационных работ в первую очередь учитываются направление освоения восстанавливаемых земель, технология отвальных и вскрышных работ, состояние нарушенных участков и свойства вскрышных пород.

Технология горных работ должна обеспечить:

- компактную укладку вскрышных пород в отвалы для снижения объема горно-планировочных работ;
- выколаживание откосов отвалов и бортов;
- формирование оптимальных по геометрическим параметрам, негорящих и устойчивых отвалов;
- оптимальное изъятие и минимальные сроки использования земель в технологическом процессе;
- сокращение отрицательного влияния на окружающую среду, сохранение в зоне разработок благоприятных экологических условий для растений и животных.

Предпочтение отдается отвалам, имеющим площадь более 10 га и правильную геометрическую форму, максимально приближающуюся к квадрату, прямоугольнику или кругу. Такая форма отвала наиболее приемлема для рекультивации и последующего хозяйственного использования восстановленных земель.

Способ отсыпки определяет объем планировочных работ. При планировке плоских (платообразных) отвалов объем работ незначителен и составляет 0,01-0,05 м³/м². Во всех других случаях объем планировочных работ существенно выше.

Выбор форм рельефа рекультивируемых земельных участков определяется прежде всего необходимостью создания оптимальных условий для их последующего эффективного использования.

Территория участка после завершения всего комплекса работ должна представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный ландшафт.

Биологический этап рекультивации осуществляется для восстановления плодородного слоя почв, быстрого освоения нарушенных земель и использования их в хозяйстве (после этапа технической рекультивации).

Таблица 11.1 - Объемы и виды работ по биологической рекультивации земель

| № п/п | Наименование и характеристика | Ед. изм | Стоимость, в тысяч тенге | Объем работ | Общая стоимость, в тысяч тенге |
|-------|---------------------------------------|---------|--------------------------|-------------|--------------------------------|
| 1 | Вспашка | га | 24,1 | 0,03 | 0,723 |
| 2 | Предпосевное боронование в 2 сл. | “ | 9,541 | 0,03 | 0,28623 |
| 3 | Предпосевное прикатывание в 1 сл. | “ | 9,541 | 0,03 | 0,28623 |
| 4 | Предпосевное прикатывание в 1 сл. | “ | 9,541 | 0,03 | 0,28623 |
| 5 | Разбрасывание минеральных удобрений | тн | 6,184 | 0,01 | 0,06184 |
| 6 | Транспортировка минеральных удобрений | км | 64,72 | 2 | 129,44 |
| 7 | Транспортировка семян | “ | 64,72 | 1 | 64,72 |
| 8 | Разбрасывание удобрения на 1 га: | га | | | 0 |
| 9 | Удобрение аммофос | | 81,5 | 0,03 | 2,445 |
| 10 | Аммиачная селитра | кг | 48,7 | 0,03 | 1,461 |
| 11 | Суперфосфаты | | 42,5 | 0,03 | 1,275 |
| 12 | Посадка семян на | | | | 0 |
| 13 | Экспарцет | | 8,651 | 0,74 | 6,40174 |
| 14 | Люцерна | | 4,781 | 0,41 | 1,96021 |
| 15 | Донник | | 7,456 | 0,65 | 4,8464 |
| 16 | Семена житняка | | 6,541 | 0,21 | 1,37361 |
| | Итого | | | | 215,56649 |

Таблица 11.2 - Технические средства, используемые при выполнении работ по биологической рекультивации земель

| Наименование техники | Количество | Стоимость, в час | Количество часов | Всего в тенге |
|---------------------------------|------------|------------------|------------------|---------------|
| Трактор МТЗ | 1 | 10000 | 18 | 180000 |
| ДТ - 74 | 1 | 10000 | 24 | 240000 |
| ЮМЗ | 1 | 10000 | 12 | 120000 |
| Разбрасыватель удобрений ГРМГ-4 | 1 | 10000 | 16 | 160000 |
| СЗТ-3,6 | 1 | 10000 | 16 | 160000 |
| Итого | | | | 860000 |

Расчет стоимости ликвидации выполнен согласно перечню наземного оборудования, сооружений и коммуникаций, подлежащих ликвидации (рекультивации, утилизации), объемам работ, представленных Заказчиком.

В работе проведена ориентировочная оценка необходимых материально-технических, трудовых затрат при ликвидации последствий недропользования.

Исходные параметры, необходимые для расчетов приняты на основании существующих норм и утвержденных калькуляций. Стоимость материалов, техники и услуг взяты исходя из текущих расценок.

На основании произведенных расчетов, сумма обеспечения ликвидационного фонда по пробной эксплуатации месторождения Балыкши, на период 2023(ноябрь-декабрь)-2025 год (включительно) , составит 59 838 675 тенге.

Выше произведённые расчеты подлежат пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разведочных работ. Кроме того, в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

В соответствии с кодексом «О недрах и недропользовании» (гл. 18, ст. 126) и «Правилами консервации и ликвидации объектов при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», утвержденный приказом МЭ РК №200 от 22 мая 2018 года, для данного этапа работ составляется отдельная проектная техническая документация, для выполнения которого привлекаются подрядные организации, имеющие лицензию на соответствующий вид деятельности.

Таблица 11.3 - Затраты на ликвидацию последствий пробной эксплуатации месторождения Балыкши

| № п/п | Наименование | Ед. изм. | Сумма в тенге |
|-------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|----------|-------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины | тенге | 5515310,5 |
| 2 | Технические средства, используемые для выполнения работ | тенге | 1 275 000 |
| 3 | Объемы и виды работ по технической рекультивации земель | тенге | 399381,86 |
| 4 | Технические средства, используемые для выполнения работ | тенге | 1740000 |
| 5 | Объемы и виды работ по биологической рекультивации земель | тенге | 215566,49 |
| 6 | Технические средства, используемые при выполнении работ по биологической рекультивации земель | тенге | 860000 |
| 7 | Экологические платежи | тенге | 874 500 |
| | ИТОГО | тенге | 10879758,9 |
| 8 | Прочие расходы, 10% | тенге | 1 087 976 |
| | Итого | тенге | 11 967 735 |
| | Всего на 5 скважин в пределах контрактной территории | тенге | 59 838 675 |

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» от 27.12.2017г. №125-VI ЗРК;
2. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр (утв. от 15.06.2018г. №239);
3. Экологический кодекс РК от 09.01.2007г. №212;
4. Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации (утв. от 28.06.2007г. №204-п).
5. Отчёт «О результатах сейсморазведочных работ МОГТ 3Д по надсолевым отложениям на блоке Балыкши», ТОО АО «North Caspian Petroleum», 2017 г.
6. «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Балыкши по состоянию на 01.04.2020г.», 2020 г.