

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КРИСТАЛЛ МЕНЕДЖМЕНТ»  
ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬ «ЭКО – ОРДА»**

**УТВЕРЖДАЮ:**

**Генеральный директор  
АО «Кристалл Менеджмент»**

**Сайзинулы Д.**

**2022 г.**



**ОТЧЕТ  
О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НАМЕЧАЕМОЙ  
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ  
К «ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЖИНИШКЕКУМ ЮЖНЫЙ»  
(по состоянию изученности на 01.05.2022 г.)**

**РУКОВОДИТЕЛЬ  
ИП «ЭКО – ОРДА»**

**АБДИЕВ С. Б.**

**г. Кызылорда, 2022 год**

## СОДЕРЖАНИЕ

|          |                                                                                                                                                                  |            |
|----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>1</b> | <b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>                                                                                                                                             | <b>6</b>   |
| <b>2</b> | <b>ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ .....</b>                                                                                                                      | <b>8</b>   |
| <b>3</b> | <b>ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ</b>                                                                                                    | <b>11</b>  |
|          | Природно-климатическая характеристика района .....                                                                                                               | 11         |
|          | Атмосферный воздух. Современное состояние атмосферного воздуха.....                                                                                              | 15         |
|          | Гидрографическая характеристика.....                                                                                                                             | 17         |
|          | Современное состояние подземных вод .....                                                                                                                        | 18         |
|          | Характеристика геологического строения месторождения.....                                                                                                        | 21         |
|          | Литолого-стратиграфическая характеристика.....                                                                                                                   | 22         |
|          | Тектоника.....                                                                                                                                                   | 24         |
|          | Нефтеносность.....                                                                                                                                               | 26         |
|          | Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности .....                                                                   | 29         |
|          | Характеристика коллекторов по керну и ГИС .....                                                                                                                  | 30         |
|          | Свойства и состав нефти, газа и воды.....                                                                                                                        | 33         |
|          | Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях.....                                                                                                       | 33         |
|          | Физико-химические свойства дегазированной нефти.....                                                                                                             | 34         |
|          | Состав и свойства растворенного газа .....                                                                                                                       | 38         |
|          | Характеристика водоносных горизонтов .....                                                                                                                       | 40         |
|          | Физико-гидродинамическая характеристика.....                                                                                                                     | 43         |
|          | Запасы нефти и растворенного газа .....                                                                                                                          | 48         |
|          | Почвы .....                                                                                                                                                      | 51         |
|          | Современное состояние почвенного покрова .....                                                                                                                   | 58         |
|          | Животный мир.....                                                                                                                                                | 60         |
|          | Растительность.....                                                                                                                                              | 70         |
| <b>4</b> | <b>СОЦИАЛЬНО ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ.....</b>                                                                                                                      | <b>72</b>  |
|          | Социально-экономическое положение .....                                                                                                                          | 72         |
|          | Санитарно-эпидемиологическое состояние территории .....                                                                                                          | 76         |
|          | Памятники истории и культуры .....                                                                                                                               | 77         |
| <b>5</b> | <b>ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ .....</b>                                                                                                                     | <b>79</b>  |
|          | Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики .....                                                                                    | 79         |
|          | Технологические показатели вариантов разработки .....                                                                                                            | 81         |
|          | Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин..... | 99         |
|          | Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов .....                                                      | 102        |
|          | Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин .....                                                                                    | 106        |
|          | Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа.....                                                                                        | 114        |
|          | Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента.....                                                                                                   | 116        |
|          | Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения. ....                       | 119        |
| <b>6</b> | <b>ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ. 120</b>                                                                                                  |            |
|          | Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....                                                                                         | 120        |
|          | Расчет выбросов загрязняющих веществ.....                                                                                                                        | 137        |
|          | Возможные залповые и аварийные выбросы .....                                                                                                                     | 151        |
|          | Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу .....                                                                                                        | 151        |
|          | Организация контроля за выбросами.....                                                                                                                           | 154        |
|          | Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу .....                                                                                                             | 155        |
|          | Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) .....                                                                                      | 155        |
|          | Оценка воздействия на атмосферный воздух.....                                                                                                                    | 156        |
| <b>7</b> | <b>ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ. ВОДОПОТРЕБЛЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ .....</b>                                                    | <b>159</b> |

|                                                                                                             |            |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Характеристика источников воздействия на поверхностные и подземные воды.....                                | 159        |
| Водопотребление.....                                                                                        | 160        |
| Водоотведение.....                                                                                          | 164        |
| Мероприятия по охране подземных вод.....                                                                    | 165        |
| Оценка воздействия на подземные воды.....                                                                   | 166        |
| <b>8 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ. ОТХОДЫ</b>                                          | <b>170</b> |
| Основные источники воздействия на почвенный покров.....                                                     | 170        |
| Отходы.....                                                                                                 | 170        |
| Система управления отходами на предприятии.....                                                             | 182        |
| Мероприятия по охране почвенного покрова.....                                                               | 191        |
| Рекультивация.....                                                                                          | 192        |
| Оценка воздействия на почвенный покров проектируемых работ.....                                             | 192        |
| <b>9 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ....</b>                                           | <b>196</b> |
| Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр.....                                             | 199        |
| <b>10 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНЫЙ МИР.....</b>                                            | <b>201</b> |
| Основные источники воздействия на растительный покров.....                                                  | 201        |
| Мероприятия по охране растительного мира.....                                                               | 201        |
| Оценка воздействия на растительность.....                                                                   | 201        |
| <b>11 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР.....</b>                                                | <b>204</b> |
| Мероприятия по охране животного мира.....                                                                   | 205        |
| <b>12 ВОЗМОЖНОЕ ФИЗИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ. ШУМ. ВИБРАЦИЯ. СВЕТ.....</b>                                        | <b>206</b> |
| Шумы.....                                                                                                   | 206        |
| Вибрация.....                                                                                               | 212        |
| Тепловое излучение.....                                                                                     | 214        |
| Электромагнитное излучение.....                                                                             | 216        |
| <b>13 РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....</b>                                                                    | <b>222</b> |
| Мероприятия по снижению радиационного риска.....                                                            | 224        |
| <b>14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ</b>                                                |            |
| <b>ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ.....</b>                                                                             | <b>225</b> |
| Методика оценки воздействия на окружающую природную среду.....                                              | 225        |
| Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу.....                                           | 227        |
| Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений..... | 229        |
| Оценка воздействия объекта на социально-экономическую среду.....                                            | 233        |
| <b>15 РАСЧЕТ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ.....</b>                                               | <b>238</b> |
| Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.....                                               | 238        |
| Расчет платы за размещение отходов.....                                                                     | 238        |
| <b>16 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА.....</b>                                                                  | <b>239</b> |
| Методика оценки степени экологического риска аварийных ситуаций.....                                        | 240        |
| Анализ возможных аварийных ситуаций.....                                                                    | 241        |
| Оценка риска аварийных ситуаций.....                                                                        | 242        |
| Мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий.....                           | 244        |
| Мероприятия по снижению экологического риска.....                                                           | 246        |
| <b>17 ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА.....</b>                                                       | <b>248</b> |
| <b>18 РЕКОМЕНДАЦИИ К ПОСЛЕДУЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ</b>                                                      |            |
| <b>ДОКУМЕНТАЦИИ, ОБОСНОВЫВАЮЩЕЙ НАМЕЧАЕМУЮ ХОЗЯЙСТВЕННУЮ</b>                                                |            |
| <b>ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ – ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ.....</b>                                                           | <b>254</b> |
| <b>19 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....</b>                                                             | <b>255</b> |

|                                                                                     |            |
|-------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>ПРИЛОЖЕНИЯ.....</b>                                                              | <b>256</b> |
| <b>ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ.....</b>                    | <b>257</b> |
| <b>ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В<br/>АТМОСФЕРУ .....</b> | <b>300</b> |
| <b>ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – КАРТЫ-СХЕМЫ ИЗОЛИНИЙ .....</b>                                    | <b>329</b> |

---

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

|                                                                                                                                                                                                                                                                     |                   |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| <b>Исполнитель:</b>                                                                                                                                                                                                                                                 | <b>Должность:</b> |
| Әбдиев С.Б.                                                                                                                                                                                                                                                         | Директор          |
| <b>Адрес предприятия:</b>                                                                                                                                                                                                                                           |                   |
| Местонахождение - г. Кызылорда, мкр. Сырдария, 20/39                                                                                                                                                                                                                |                   |
| <b>Контакты:</b>                                                                                                                                                                                                                                                    |                   |
| Тел.: +77777851346, +77470616512                                                                                                                                                                                                                                    |                   |
| <b>Государственная лицензия:</b>                                                                                                                                                                                                                                    |                   |
| Государственная лицензия 02468Р выдана МЭ РК от 08.04.2019 года на выполнение работ и услуги в области охраны окружающей среды, приложение к лицензии №19008099 на природоохранное нормирование и проектирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности. |                   |

---

## АННОТАЦИЯ

Отчет о возможных воздействиях выполнен к Проекту пробной эксплуатации месторождения Жинишкекум Южный (по состоянию изученности на 01.05.2022г.) представляет собой процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой деятельности на окружающую среду.

Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду содержит описание намечаемой деятельности, включая: информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных негативных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра; информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности; описание возможного воздействия на окружающую среду; описание предусматриваемых для периодов строительства и эксплуатации объекта мер по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду, в том числе предлагаемых мероприятий.

Экологическая оценка – процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой и осуществляемой деятельности или разрабатываемого документа на окружающую среду. Видами экологической оценки являются стратегическая экологическая оценка, оценка воздействия на окружающую среду, оценка трансграничных воздействий и экологическая оценка по упрощенному порядку.

Оценка воздействия на окружающую среду – процесс выявления, изучения, описания и оценки на основе соответствующих исследований возможных существенных воздействий на окружающую среду при реализации намечаемой деятельности, включающий в себя стадии, предусмотренные статьей 67 Экологического Кодекса Республики Казахстан.

*Оценка воздействия на окружающую среду включает в себя следующие стадии:*

1) рассмотрение заявления о намечаемой деятельности в целях определения его соответствия требованиям ЭК, а также в случаях, предусмотренных ЭК, проведения скрининга воздействий намечаемой деятельности;

2) определение сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду;

3) подготовку отчета о возможных воздействиях;

4) оценку качества отчета о возможных воздействиях;

5) вынесение заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду и его учет;

6) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности, если необходимость его проведения определена в соответствии с ЭК.

*Для организации оценки возможных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду:*

1) инициатор намечаемой деятельности представляет проект отчета о возможных воздействиях в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в соответствии с пунктами 6 – 8 статьи 72 ЭК;

2) инициатор намечаемой деятельности распространяет объявление о проведении общественных слушаний в соответствии с пунктом 4 статьи 73 ЭК;

3) уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в случае, предусмотренном пунктом 19 статьи 73 ЭК, создает экспертную комиссию;

4) уполномоченный орган в области охраны окружающей среды выносит заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду в соответствии со статьей 76 ЭК;

5) инициатор намечаемой деятельности организует проведение послепроектного анализа в соответствии со статьей 78 ЭК.

На этапе оценки воздействия на окружающую среду приведена обобщенная характеристика природной среды в районе намечаемой деятельности, рассмотрены основные направления хозяйственного использования территории и определены принципиальные

---

позиции по оценке воздействия на окружающую среду. Также даны рекомендации по минимизации воздействия на компоненты природной среды. Предложены мероприятия по снижению экологического риска.

*Для разработки Отчета о возможных воздействиях были использованы исходные материалы:*

- Проекту пробной эксплуатации месторождения Жинишкекум Южный (по состоянию изученности на 01.05.2022г.)

- Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности KZ17VWF00072699 от 09.08.2022 года.

Разработчиком «Отчета о возможных воздействиях к Проекту пробной эксплуатации месторождения Жинишкекум Южный (по состоянию изученности на 01.05.2022г.) является ИП «ЭКО-ОРДА», имеющий государственную лицензию №02468 Р выданным Комитетом экологического регулирования и контроля МООС и водных ресурсов РК от 08.04.2019 г. на выполнение работ в области природоохранного нормирования и проектирования.

Разработчиком «Проекта пробной эксплуатации месторождения Жинишкекум Южный» выполнен по договору № 52-22/КМ от «14» апреля 2022 г. между АО «Кристалл Менеджмент» (далее – недропользователь) и ТОО «Мунайгазгеолсервис», согласно Технического задания, Кодекса Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании», «Единых правил по комплексному и рациональному использованию недр», «Методических рекомендаций по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)».

Недропользователем месторождения Жинишкекум Южный является АО «Кристалл Менеджмент», г. Алматы, ул. Байзакова, 280 БЦ «Almaty Towers», северная башня (21 этаж). Контракт № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., Контрактная территория расположена на территории Кызылординской области Республики Казахстан.

Месторождение Жинишкекум Южный расположен на территории Кармакшинского района, Кызылординской области, Республики Казахстан.

---

## ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа представляет собой проект «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду к проекту пробной эксплуатации месторождения Жинишкекум Южный АО «Кристалл Менеджмент».

Лицензионной территорией, на которой расположено месторождение Жинишкекум Южный, владеет АО «Кристалл Менеджмент» согласно Контракта № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г. в пределах участка (блок А), на блоках XXVII-34-А (частично), В (частично), С, Е (частично), F (частично), 35-36-А, В (частично), С, D, Е (частично), F (частично); XXVIII-35-А (частично), В, С, D (частично), Е, F, 36.

Геологический отвод глубиной до пород кристаллического фундамента имеет площадь 18 256,48 км<sup>2</sup>.

Согласно Дополнения № 8 (государственный регистрационный № 4849-УВС МЭ РК от «22» сентября 2020 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., период разведки месторождения продлен до «31» октября 2023 г. В дальнейшем недропользователь имеет намерение продлить период разведки месторождения в соответствии с п. 3, статьи 117 Кодекса Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании» на 3 (три) года – до «31» октября 2026 г.

В 2013 г. компанией ТОО «Кен Багдар» был разработан **«Проект поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (1)**, который был утвержден КГиН МИИНТ РК (Письмо за № 17-04/1381-кгн от «06» декабря 2013 г.). Проектным документом было предусмотрено проведение 2Д сейсморазведки в объеме 3985 пог.км, электроразведка в объеме 670 км, а также бурение и испытание 5 поисковых скважин (на ранее выявленных структурах Северная Ровная, Западная, Северный Жинишкекум, Ровная и Восточная). Все работы были поделены на 5 лет.

На основании вышеназванного проектного документа были выполнены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 1335 пог. км, предусмотренные первым годом рабочей программы, а также электроразведочные работы в объеме 670 км.

В 2014 г. компанией ТОО «SED» было разработано **«Дополнение к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (2)**, которое было утверждено КГиН МИИНТ Республики Казахстан (письмо № 08-2-02/08-346 от «15» апреля 2015 г.).

Проектом были скорректированы объемы геологоразведочных работ, дополнительно заложены сейсморазведочные работы 2Д/3Д, бурение перенесено на 2016-2018 гг.

Согласно этому проекту, были выполнены сейсморазведочные работы 2Д/3Д в объеме 748 пог.км. и 400 кв.км, соответственно.

В 2015 г. компанией ТОО «LARGEO ENERGY» составлен и согласован отчет **«Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д по технологии CRS в 2015 г. на участке (Блок А), принадлежащему АО «Кристалл Менеджмент» (4)** (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 730 от «12» ноября 2015 г.). В результате комплексного анализа были выявлены структуры Досжан Западный и Майтобе, которые были рекомендованы к детализации с помощью 2Д с дальнейшим бурением поисковых скважин.

В 2016 г. ТОО «ReservoirEvaluationServices» составлен и согласован отчет **«Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2015 г. на участках Ровное и Жинишкекум (Блок А) на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» (5)** (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 20/16 от «31» марта 2016 г.).

В 2015 г. компанией ТОО «SED» было разработано **«Дополнение № 2 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (6)**, которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 08-2-03-7054/И от «20» ноября 2015 г.).

Проектным документом было скорректировано местоположение первых поисковых скважин и пересмотрены сроки строительства скважин, а также дополнительно были заложены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 1000 кв.км.

Согласно вышеназванному дополнению к проектному документу были выполнены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 1000 кв.км.

По этим данным ТОО «ReservoirEvaluationServices» были составлены и утверждены два отчета: **«Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2016 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент» (7)** (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 772 от «01» июня 2017 г.) и **«О результатах сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, проведенных в пределах северной части Блока А (Черкитаусской грабен-синклинали), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент» (протокол заседания совета МД «Запказнедра» № 64/2017 от «04» июля 2017 г.)**.

По результатам проведения сейсморазведочных работ МОГТ-3Д в объеме 1000 кв.км, были выявлены структуры – Досжан, Сулутабан, Бестобе, Караколь, Дарьябай, Ровное Юго-Восточное, Егизкара, Караколь Северный и Дарьябай Северный.

В 2016 г. ТОО «КазНИГРИ» было составлено **«Дополнение № 3 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (9)**, которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 08-03-03-4878/И от «26» сентября 2016 г.).

Проектом предусматривалось бурение трех независимых поисковых скважин на структурах Северный Майбулак (КМ-1), Жинишкекум Южный (КМ-2) и Юго-Восточное Ровное (КМ-3) в 2016 г. и шести зависимых скважин (КМ-1\_1, КМ-1\_2, КМ-2\_1, КМ-2\_2, КМ-3\_1 и КМ-3\_2) в 2016-2018 гг., а также проведение 2Д сейсморазведочных работ (в северной части Контрактной территории) в объеме 931 пог.км в 2016 г.

Согласно вышеназванного проектного документа были выполнены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 931 пог.км и пробурено 5 поисковых скважин, в 4-х из которых получены притоки нефти и открыты месторождения Северный Майбулак (КМ-1, КМ-1\_1 и КМ-1\_2) и **Жинишкекум Южный** (КМ-2).

В 2017 г. компанией ТОО «SED» было разработано **«Дополнение № 4 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (10)**, которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 10-03-2247/И от «10» мая 2017 г.).

Проектом предусматривалось проведение 2Д/3Д сейсморазведочных работ в объеме 300 пог.км и 80 кв.км, соответственно, а также бурение шести поисковых скважин на структурах Северный Майбулак (КМ-1\_3, КМ-1\_4 и КМ-1\_5), Караколь (КМ-7), Досжан (КМ-6) и Бестобе (КМ-4).

По этим данным ТОО «ReservoirEvaluationServices» был составлен и утвержден отчет **«Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2017 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент» (11)**(протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 787 от «06» марта 2018 г.). В результате вышеназванной работы были детализированы структуры Коныс Западный 1, 2, 3, 4 и подготовлены к поисковому бурению.

В результате бурения поисковых скважин уточнилось строение месторождения Северный Майбулак, а также были открыты новые залежи нефти и газа на структурах Досжан, Бестобе и Караколь.

Первооткрывательницей месторождения **Жинишкекум Южный** является **поисковая скважина КМ-2**, пробуренная в 2016 г. где из отложений палеозоя в интервалах 1400,0-1408,0 м и 1339,0-1357,0 м получены притоки нефти.

В 2018 г. компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» был подготовлен отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Жинишкекум Южный, Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.03.2018 г.)» (12)**. Вышеназванный отчет был утвержден в ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 1986-18-П от «26» ноября 2018 г.), запасы нефти и газа приняты в оперативном порядке на Государственный баланс запасов полезных ископаемых Республики Казахстан.

Утвержденный ГКЗ Республики Казахстан отчет по оперативному подсчету запасов нефти и газа явился основанием для разработки настоящего проектного документа на проведение пробной эксплуатации месторождения Жинишкекум Южный.

---

**Цель пробной эксплуатации** – уточнение имеющейся и получение дополнительной исходной информации о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов, термобарических условиях их залегания, фильтрационно-емкостных и продуктивных свойствах призабойной зоны скважин, физико-химических свойствах, насыщающих коллектора флюидов и т.д.

**Задачи пробной эксплуатации** – ввод в пробную эксплуатацию из консервации существующей поисковой скважины КМ-2 и ввод из бурения проектной опережающей добывающей скважины ЖЮ-1; изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов; изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; уточнение петрографии и свойств пластов-коллекторов; специальные лабораторные исследования керн по определению фильтрационных и продуктивных свойств коллекторов; отбор и лабораторное изучение глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды; бурение одной проектной оценочной скважины для доразведки и перевода запасов категории  $C_2$  в промышленную категорию  $C_1$ .

**Срок пробной эксплуатации** – для решения поставленных целей и задач, пробную эксплуатацию месторождения Жинишкекум Южный планируется провести в течение полных **3 (трех) лет** – с января 2023 г. по декабрь 2025 гг., для этого недропользователь имеет намерение обратиться в Компетентный орган с просьбой продления периода разведки для проведения пробной эксплуатации.

---

## ОБЗОР ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ И НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ РК

---

Главной задачей законодательных актов и нормативно-методических документов Республики Казахстан по охране окружающей среды является обеспечение человека и живого мира благоприятной для его жизни и здоровья средой обитания.

Основой природоохранного законодательства является Конституция, которая провозглашает: земли, недра, воды, растительный и животный мир находятся исключительно в государственной собственности, охрана окружающей среды – одна из общегосударственных задач. В данном разделе приводится краткий обзор основных законов и нормативных документов, регулирующих вопросы загрязнения окружающей среды, образующиеся в процессе проведения вышеуказанных работ. Нормативно-правовая база находится в постоянном развитии. Информация, содержащаяся в этой части проекта, основана на действующих, на момент эксплуатации законах и нормативных документах.

Ниже приведён перечень основных природоохранных Законов Республики Казахстан и их положения:

*Конституция Республики Казахстан*, принятая 28 января 1993 г., предоставляет гражданам право на благоприятную для жизни и здоровья окружающую природную среду. Конституцией определено, что земля, ее недра, воды, растительный и животный мир, другие природные ресурсы находятся исключительно в государственной собственности

*Экологический Кодекс Республики Казахстан принятый от 02 января 2021 года № 400-VI ЗРК.*

В Экологическом Кодексе Республики Казахстан указано, что оценка воздействия на окружающую среду и здоровье населения действующих и планируемых предприятий является обязательной и неотъемлемой частью предпроектной и проектной документации. По результатам проведенной оценки воздействия на окружающую среду заказчиком подготавливается и представляется заявление об экологических последствиях планируемой или осуществляемой хозяйственной деятельности, служащее основанием для подготовки решений о ее реализации.

Реализация проектов планируемой хозяйственной и иной деятельности без положительного заключения государственной экологической экспертизы запрещена. Государственная экологическая экспертиза проводится уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и местными исполнительными органами в пределах их компетенции.

Экологический Кодекс регулирует отношения в области охраны, восстановления и сохранения окружающей среды, использования и воспроизводства природных ресурсов при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, связанной с использованием природных ресурсов и воздействием на окружающую среду, в пределах территории Республики Казахстан.

Участниками регулируемых Экологическим Кодексом отношений являются физические и юридические лица, государство, а также государственные органы, осуществляющие государственное регулирование в области охраны окружающей среды и государственное управление в области использования природных ресурсов.

Основными принципами экологического законодательства Республики Казахстан являются:

- обеспечение экологической безопасности;
- экосистемный подход при регулировании экологических отношений;
- государственное регулирование в области охраны окружающей среды и государственное управление в области использования природных ресурсов;
- обязательность превентивных мер по предотвращению загрязнения окружающей среды и нанесения ей ущерба в любых иных формах;
- неотвратимость ответственности за нарушение экологического законодательства Республики Казахстан;
- обязательность возмещения ущерба, нанесенного окружающей среде;
- платность и разрешительный порядок воздействия на окружающую среду;

---

- применение наилучших экологически чистых и ресурсосберегающих технологий при использовании природных ресурсов и воздействии на окружающую среду;
- взаимодействие, координация и гласность деятельности государственных органов по охране окружающей среды;
- стимулирование природопользователей к предотвращению, снижению и ликвидации загрязнения окружающей среды, сокращению отходов;
- доступность экологической информации;
- гармонизация экологического законодательства Республики Казахстан с принципами и нормами международного права;
- презумпция экологической опасности планируемой хозяйственной и иной деятельности и обязательность оценки воздействия на окружающую среду, и здоровье населения при принятии решений о ее осуществлении.

*Водный кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 2021 г.)*

Установлена компетенция органов государственной власти и управления в области регулирования водных отношений. Определен порядок производства работ на водоемах и в охранных зонах. Регламентированы виды водопользования и условия их существования, включая плату за пользование водными ресурсами.

Дифференцированы условия пользования водоемами для питьевых, бытовых и иных нужд сельского хозяйства, для промышленных целей, для нужд гидроэнергетики, транспорта, рыбного и охотничьего хозяйства, для противопожарных нужд заповедников и заказников. Установлен порядок эксплуатации водохранилищ, водоподпорных и других гидротехнических сооружений на реках и каналах.

Освещены основные правовые требования к сохранению природных вод, включая охрану вод от загрязнения и истощения, в том числе подземных вод и малых рек.

Предусмотрен порядок государственного учета и планирования использования вод. Установлена ответственность за нарушение водного законодательства и порядок разрешения водных споров.

*Земельный кодекс – 20 июня 2003 год (с изменениями и дополнениями по состоянию на 2021 г.)*

Охрана земель включает систему правовых, организационных, экономических, технологических и других мероприятий, направленных на охрану земли как части окружающей среды, рациональное использование земель, предотвращение необоснованного изъятия земель из сельскохозяйственного и лесохозяйственного оборота, а также на восстановление и повышение плодородия почв.

*Целями охраны земель являются:*

1) предотвращение деградации и нарушения земель, других неблагоприятных последствий хозяйственной деятельности путем стимулирования экологически безопасных технологий производства и проведения лесомелиоративных, мелиоративных и других мероприятий;

2) обеспечение улучшения и восстановления земель, подвергшихся деградации или нарушению;

3) внедрение в практику экологических нормативов оптимального землепользования.

*Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 2021 г.)*

Настоящий Закон регулирует общественные отношения, возникающие в процессе проведения мероприятий по гражданской защите, и направлен на предупреждение и ликвидацию чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и их последствий, оказание экстренной медицинской и психологической помощи населению, находящемуся в зоне чрезвычайной ситуации, обеспечение пожарной и промышленной безопасности, а также определяет основные задачи, организационные принципы построения и функционирования гражданской обороны Республики Казахстан, формирование, хранение и использование государственного материального резерва, организацию и деятельность аварийно-спасательных служб и формирований.

---

*Кодекс Республики Казахстан «О НЕДРАХ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ» (с изменениями и дополнениями на 2021 г.)*

Настоящий Кодекс определяет режим пользования недрами, порядок осуществления государственного управления и регулирования в сфере недропользования, особенности возникновения, осуществления и прекращения прав на участки недр, правового положения недропользователей и проведения ими соответствующих операций, а также вопросы пользования недрами и распоряжения правом недропользования и другие отношения, связанные с использованием ресурсов недр.

Использование земель, водных и других природных ресурсов регулируется в соответствии с земельным, водным и экологическим законодательством Республики Казахстан, определяющим режим использования и охраны соответствующих природных ресурсов.

Участниками регулируемых настоящим Кодексом отношений являются государство, граждане и юридические лица Республики Казахстан.

Иностранцы, лица без гражданства, а также иностранные юридические лица пользуются в Республике Казахстан правами и свободами и несут обязанности в отношениях по недропользованию, установленные для граждан и юридических лиц Республики Казахстан, если иное не предусмотрено настоящим Кодексом, законами и международными договорами, ратифицированными Республикой Казахстан.

*Кодекс Республики Казахстан о здоровье народа и системы здравоохранения (с изменениями и дополнениями по состоянию на 2021 г.)*

Настоящий Кодекс регулирует общественные отношения в области здравоохранения в целях реализации конституционного права граждан на охрану здоровья.

Он определяет права и обязанности граждан, органов государственного управления по обеспечению санитарно-эпидемиологического благополучия населения. Установлено санитарно-гигиеническое нормирование, основные принципы санитарно-эпидемиологической экспертизы, организации и проведения санитарно-эпидемиологических мероприятий.

*Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 29.06.2021 г.)* с 1997 года определяет правовые, экономические, социальные и организационные основы человеческой деятельности на особо охраняемых природных территориях. В настоящем Законе представлены характеристики различных видов особо охраняемых природных территорий, классифицированных в зависимости от целей, режимов охраны и особенностей их использования. Законом регламентируется государственный, общественный контроль и международное сотрудничество в области охраны и использования особо охраняемых природных территорий.

Задачами законодательства является регулирование проведения операций по недропользованию в целях обеспечения защиты интересов РК и ее природных ресурсов, рационального использования и охраны недр РК, защиты интересов недропользователей, создание условий для равноправного развития всех форм хозяйствования, укрепления законности в области отношений по недропользованию.

## **РАЗДЕЛ 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В РАЙОНЕ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ**

### **1.1. Общие сведения о месторождении**

Контрактный участок АО «Кристалл Менеджмент» расположен на территории Кызылординской (части Кармакшинского, Жалагашского, Сырдарьинского районов), Карагандинской (часть Улытауского района) и Актыубинской (часть Иргизского района) областей Республики Казахстан (рисунок 1.1).

Структура Жинишкекум находится на территории листов L-40-X, расположена в Кармакшинском районе Кызылординской области.

Район работ располагается в Торгайских степях, где развиты пески с барханами, пухляки, такыры и невысокие сопки. Ближайший населенный пункт - поселок Жинишкекум расположен в пределах блока у западной границы контрактного участка. Возле восточной границы находится промысел Майбулак. Железнодорожная станция Жосалы располагается на расстоянии 180 км от месторождения. Ближайший крупный город, областной центр Кызылординской области г. Кызылорда, расположен в 280 км, г. Жезказган – в 300 км.

Территория участка заселена очень слабо. Местное население занимается отгонным животноводством. Грунтовые дороги плохого качества, имеют лишь местное значение и доступны для автотранспорта в сухое время года, так как проходят в основном по засоленным низинам. На территории большое развитие получили дороги типа «грейдер».

Геоморфологические условия рассматриваемого района однообразны. Он представляет собой обширную аккумулятивно-денудационную и эрозионно-денудационную равнины с абсолютными высотами, колеблющимися от 125 м (солончак Ошакатты) до 288 м (г. Егизкара). Уменьшение высот рельефа наблюдается с юга на север и с востока на запад, в стороны наибольшего погружения палеозойского фундамента под мезозойские и кайнозойские отложения. На юго-востоке рельеф более расчлененный, осложнен узкими прерывистыми полосами солончаков и сопок. Все сопки сложены бентонитовыми глинами желтого, белого и зеленовато-серого цветов, в которых часто встречаются крупные гипсовые розы. Северо-западную значительную часть контрактного участка занимают пески Аральских Каракумов, северную часть – пески Улькенкум, северо-восточную часть – пески Моюнкум.

Гидрографическая сеть площади исследований развита крайне слабо. Реки имеют сплошной водоток лишь в период весеннего половодья. В начале лета они разобщаются на отдельные плесы с соленой водой, преимущественно хлоридно-сульфатного натриевого состава с минерализацией 1-3 г/л. Долины рек средне выработаны с неглубоким врезом. На территории развиты соленые озера, высыхающие летом с образованием белой солевой корки.

Гидрогеологические условия района работ характеризуются глубоким залеганием водоносных горизонтов и комплексов со средним качеством воды. Только напорные воды отвечают требованиям ГОСТ для питьевого водоснабжения.

Для технических целей пригодны пластовые воды альб-сеномана, залегающие на глубинах 170-190 м с минерализацией 11-16 г/л. Питьевая вода имеется лишь в артезианских скважинах глубиной до 80 м и является продуктом песков верхнемелового (турон или маастрихт) комплекса (скважина, глубиной до 180 м).

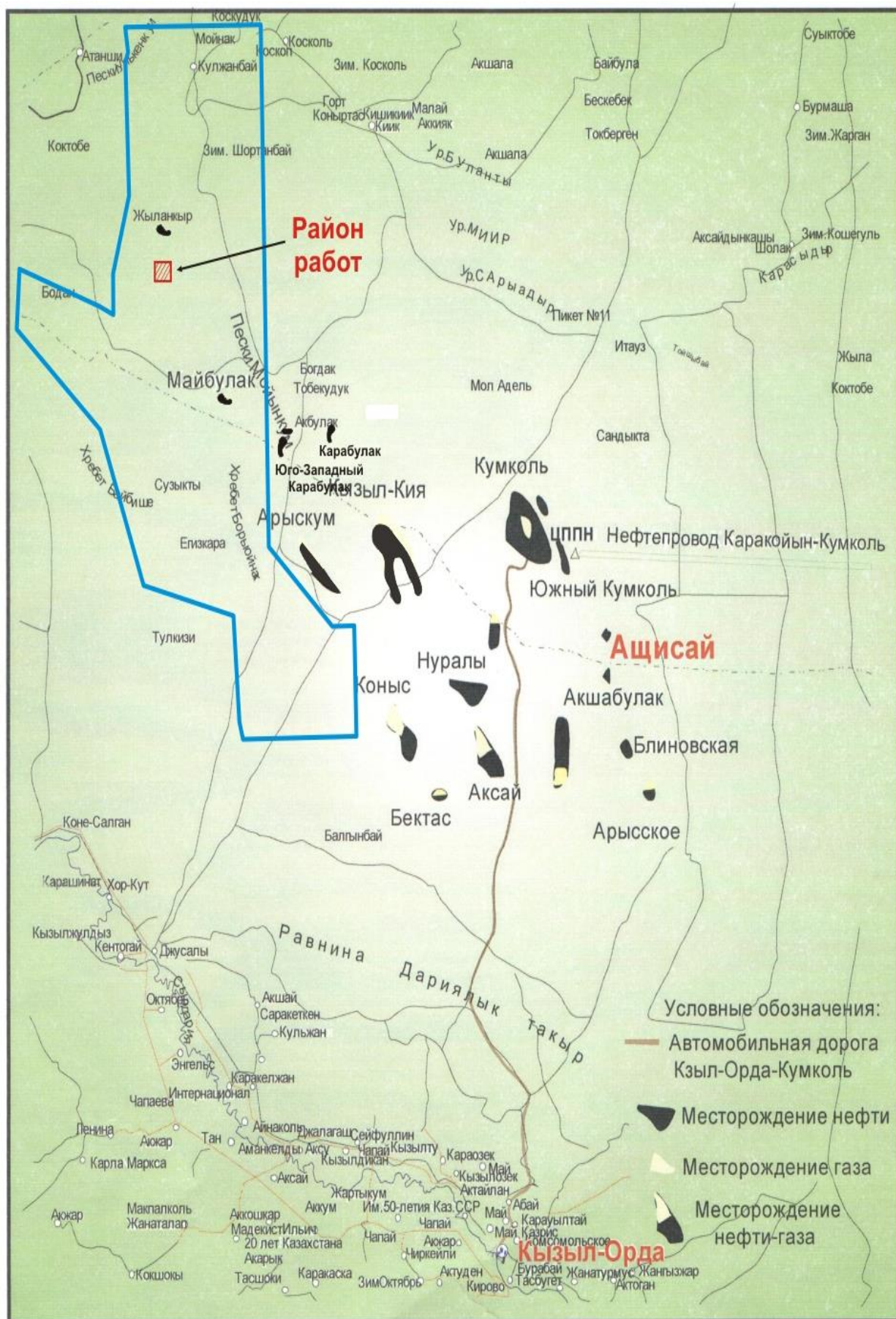
Климат района резко континентальный с жарким сухим летом, холодной малоснежной зимой и характерными большими суточными и годовыми колебаниями температур. Перепады температуры в течение суток в среднем в пределах 11-17 °С. Среднегодовая температура составляет 7°С. Зима длится пять месяцев (с ноября по март) без больших снегопадов, но с сильными морозами, достигающими «минус» 35-45 °С (январь, февраль), северными и северо-восточными ветрами. Глубина промерзания грунта редко достигает 2,0 м. После короткой весны в апреле наступает знойное пустынное лето. Температура летом днем в тени достигает «плюс» 40-45 °С. Летом наиболее обычны северо-западные и юго-восточные ветра, но нередки и горячие юго-западные ветра.

Атмосферными осадками район исключительно беден. Годовое количество осадков не превышает 100-124 мм, а в засушливые годы сокращается до 50-70 мм. В среднем, по данным метеостанций в последние десятилетия, количество осадков составляет 180 мм, а зимой

периодически в 4-5 лет снежный покров доходит до 200 мм, при этом в низинах между барханами толщина снега достигает около 2 м, что создает трудности даже для вездеходного транспорта.

Растительный покров представлен типичной для пустынь и полупустынь растительностью: саксаулом, чиём, серой полыньёй, ковыльями и прочими представителями мелкотравья. В низинах увлажнённые места густо зарастают тростником, камышом и осокой.

Животный мир и виды насекомых характерны для степной зоны Средней Азии, приспособившиеся к резко континентальной засушливой среде. Он достаточно разнообразен и тесно связан с ландшафтной зональностью.



**Рисунок 1.1** Обзорная схема района работ

## 1. ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

### Климатические условия региона

Температурный режим воздуха формируется под влиянием радиационного баланса, циркуляционных процессов и сложных условий подстилающей поверхности. На территории исследуемого района лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Среднемесячная температура самого жаркого месяца июля колеблется от 26,8 до 27,6°C (табл. 3.1.1), а средние из абсолютных максимальных температур достигают 40-42°C (табл. 3.1.2). Суточные колебания температуры воздуха достигают 14-16°C. Зимой температура имеет отрицательное значение, так средняя температура самого холодного месяца января колеблется от -10,8 до -13,8°C (табл. 3.1.1), а средние из абсолютных минимумов температуры воздуха января - от -27 до -29°C (табл. 3.1.3). Средняя абсолютная амплитуда составляет 72-76°C, а средняя годовая температура воздуха изменяется от 7,0 до 8,6°C.

Таблица 3.1.1 - Средняя месячная и годовая температура воздуха, °C

| Станция      | I     | II    | III  | IV   | V    | VI   | VII  | VIII | IX   | X   | XI   | XII  | ГОД |
|--------------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|-----|------|------|-----|
| Саксаульская | -13,8 | -12,8 | -4,5 | 9,1  | 18,4 | 24,2 | 26,8 | 24,5 | 17,2 | 7,5 | -2,2 | -9,8 | 7,0 |
| Джусалы      | -11,5 | -9,7  | -1,1 | 10,5 | 19,1 | 24,8 | 27,3 | 24,9 | 17,8 | 8,2 | -1,2 | -8,2 | 8,4 |
| Злиха        | -10,7 | -9,6  | -0,7 | 10,5 | 18,9 | 24,8 | 27,6 | 25,0 | 17,7 | 8,3 | -0,8 | -8,2 | 8,6 |

Таблица 3.1.2 – Средний из абсолютных максимумов температуры воздуха, °C

| Станция      | I | II | III | IV | V  | VI | VII | VIII | IX | X  | XI | XII | ГОД |
|--------------|---|----|-----|----|----|----|-----|------|----|----|----|-----|-----|
| Саксаульская | 0 | 2  | 12  | 27 | 34 | 38 | 40  | 38   | 32 | 24 | 13 | 2   | 40  |
| Джусалы      | 3 | 6  | 18  | 29 | 35 | 39 | 41  | 38   | 34 | 27 | 15 | 5   | 42  |
| Злиха        | 3 | 6  | 18  | 30 | 35 | 39 | 41  | 40   | 35 | 28 | 16 | 6   | 42  |

Таблица 3.1.3 – Средний из абсолютных минимумов температуры воздуха, °C

| Станция      | I   | II  | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X  | XI  | XII | ГОД |
|--------------|-----|-----|-----|----|---|----|-----|------|----|----|-----|-----|-----|
| Саксаульская | -29 | -29 | -23 | -5 | 3 | 9  | 13  | 11   | 2  | -7 | -18 | -25 | -32 |
| Джусалы      | -28 | -27 | -19 | -4 | 2 | 9  | 13  | 10   | 2  | -6 | -17 | -23 | -30 |
| Злиха        | -27 | -26 | -20 | -4 | 3 | 8  | 12  | 9    | 1  | -7 | -17 | -25 | -32 |

Период со средней суточной температурой воздуха выше нуля градусов наблюдается с 17-25 марта до 6-12 ноября (табл. 3.1.4), что составляет 226-239 дней в году.

Таблица 3.1.4 – Даты наступления средних суточных температур воздуха выше и ниже определенных пределов и число дней с температурой, превышающей эти пределы

| Наименование | Температура |        |        |        |        |       |
|--------------|-------------|--------|--------|--------|--------|-------|
| Станции      | -15         | -10    | -5     | 0      | 5      | 10    |
| Саксаульская |             | 1/III  | 16/III | 25/III | 5-IV   | 17/IV |
|              |             | 15/XII | 25/XI  | 7/XI   | 23/X   | 8/X   |
|              |             | 288    | 253    | 226    | 200    | 173   |
| Джусалы      |             | 14/II  | 6/III  | 19/III | 30/III | 13/IV |
|              |             | 24/XII | 29/XI  | 10/XI  | 25/X   | 10/X  |

| Наименование | Температура |        |       |        |        |      |
|--------------|-------------|--------|-------|--------|--------|------|
|              |             | 312    | 267   | 235    | 206    | 179  |
| Злиха        |             | 14/II  | 4/III | 17/III | 31/III | 12IV |
|              |             | 29/XII | 28/XI | 12/XI  | 27/X   | 10/X |
|              |             | 317    | 268   | 239    | 209    | 180  |

**Влажность воздуха.** Относительная влажность воздуха, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, меняется в течение года в широких пределах. Относительная влажность < 30% и более 80% считается дискомфортной. Так, в изучаемом районе среднемесячная относительная влажность летом достигает 28-34%, а зимой - 72- 86% (табл. 3.1.5) и составляет 153 дня с влажностью менее 30% и 60,3 дня с влажностью более 80%. Следовательно, 213,3 дней в году данный район дискомфортен для проживания человека.

**Таблица 3.1.5 – Средний из абсолютных минимумов температуры воздуха, °С**

| Станция      | I  | II | III | IV | V  | VI | VII | VIII | IX | X  | XI | XII | ГОД |
|--------------|----|----|-----|----|----|----|-----|------|----|----|----|-----|-----|
| Саксаульская | 82 | 80 | 78  | 54 | 40 | 34 | 34  | 35   | 41 | 57 | 74 | 80  | 57  |
| Джусалы      | 83 | 80 | 74  | 52 | 40 | 34 | 33  | 34   | 40 | 56 | 72 | 80  | 56  |
| Злиха        | 86 | 83 | 76  | 51 | 38 | 31 | 28  | 30   | 34 | 52 | 72 | 81  | 55  |

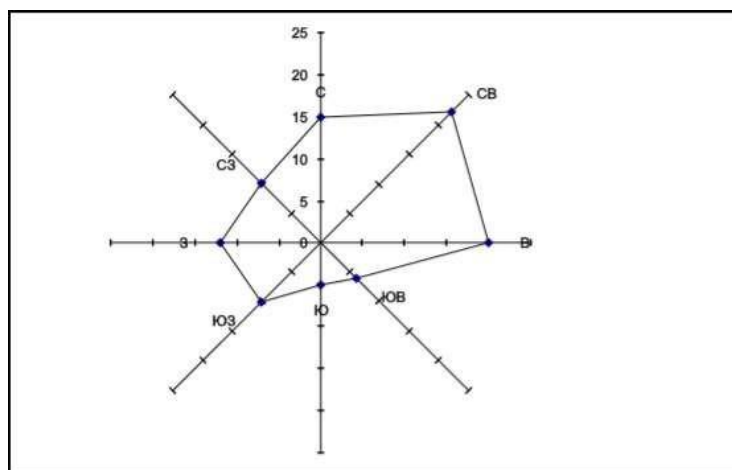
**Ветровой режим.** Для изучаемого района, как и для всей области, характерны частые и сильные ветры северо-восточного и восточного направления (табл. 3.1.6). Наибольшую повторяемость за год имеют ветры северо-восточного направления. Более наглядное представление о характеристике распределения ветра по румбам дает роза ветров, представленная на рисунке 3.1. Наибольшие скорости ветра отмечаются на метеостанциях Джусалы, Злиха, расположенных в центральной части Кызылординской области. Годовая скорость ветра в районе исследований колеблется от 3,5 до 5,5 м/сек (табл. 3.1.7.). В теплый период сильные ветры вызывают пыльные бури (табл. 3.1.8), а в холодный - метели (табл. 3.1.9). Как видно из таблицы 3.1.10, очень сильные ветры (более 15 м/сек) наблюдаются на станциях Злиха 49 дней, Джусалы - 45 и Саксаульская - 6 дней в году.

**Таблица 3.1.6 – Средняя годовая повторяемость направлений ветра и штилей (%)**

| Наименование станций | Направление ветра |    |    |    |   |    |    |    |       |
|----------------------|-------------------|----|----|----|---|----|----|----|-------|
|                      | С                 | СВ | В  | ЮВ | Ю | ЮЗ | З  | СЗ | Штиль |
| Саксаульская         | 25                | 11 | 15 | 6  | 6 | 13 | 12 | 12 | 16    |
| Джусалы              | 11                | 32 | 15 | 5  | 5 | 10 | 11 | 11 | 6     |
| Злиха                | 10                | 22 | 31 | 6  | 4 | 8  | 11 | 8  | 15    |

**Таблица 3.1.7 – Средняя месячная и годовая скорость ветра (м/сек)**

| Станция      | I   | II  | III | IV  | V   | VI  | VII | VIII | IX  | X   | XI  | XII | ГОД |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|
| Саксаульская | 3,3 | 3,8 | 3,9 | 3,8 | 3,6 | 3,7 | 3,6 | 3,3  | 3,1 | 3,4 | 3,2 | 3,3 | 3,5 |
| Джусалы      | 5,7 | 6,5 | 6,1 | 5,6 | 5,5 | 5,4 | 5,0 | 4,7  | 4,7 | 4,6 | 5,1 | 5,6 | 5,5 |
| Злиха        | 5,9 | 5,9 | 5,9 | 5,3 | 4,2 | 4,3 | 3,8 | 3,7  | 3,7 | 3,9 | 4,5 | 5,3 | 4,7 |



**Рисунок 5.1. Годовая роза ветров Таблица 3.1.8 – Число дней с пыльной бурей**

| Наименование станции | МЕСЯЦЫ, ГОД |     |     |     |      |     |     |      |     |      |     |     |      |
|----------------------|-------------|-----|-----|-----|------|-----|-----|------|-----|------|-----|-----|------|
|                      | I           | II  | III | IV  | V    | VI  | VII | VIII | IX  | X    | XI  | XII | ГОД  |
| Саксаульская         | 0,1         | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,9  | 1,3 | 2,1 | 1,7  | 1,1 | 0,7  | 0,3 | 0,1 | 9,0  |
| Наименование станции | 0,6         | 0,8 | 1,9 | 4,7 | 4,7  | 3,6 | 3,3 | 2,6  | 2,6 | 2,6  | 1,8 | 0,7 | 28,3 |
|                      | I           | I   |     |     |      |     |     |      |     |      |     | X   | I    |
|                      | I           |     | II  | V   |      | I   | II  | III  | X   |      | I   | II  | ОД   |
| Саксаульская         | 83          |     | 3   | 2   | 0,1  | -   | -   | -    | -   | 0,04 | 0,5 | 0,9 | 10   |
| Джусалы              | 92          |     | 2   | 0,9 | 0,07 | -   | -   | -    | -   | 0,04 | 0,5 | 0,9 | 6    |
| Злиха                | 105         |     | 3   | 1   | 0,1  | -   | -   | -    | -   | -    | 0,3 | 2   | 11   |

**Таблица 3.1.10 – Среднее число дней с сильным ветром (>15 м/сек)**

| Наименование станции | МЕСЯЦЫ, ГОД |     |     |     |     |     |     |      |     |     |     |     |     |
|----------------------|-------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|
|                      | I           | II  | III | IV  | V   | VI  | VII | VIII | IX  | X   | XI  | XII | ГОД |
| Саксаульская         | 0,5         | 0,4 | 1,0 | 0,6 | 0,4 | 0,6 | 0,5 | 0,5  | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 6   |
| Джусалы              | 3,6         | 3,8 | 4,9 | 6,2 | 4,7 | 3,6 | 3,6 | 3,2  | 2,9 | 3,0 | 2,9 | 2,3 | 45  |
| Злиха                | 4,8         | 5,4 | 5,4 | 4,9 | 4,1 | 2,9 | 3,9 | 2,8  | 3,6 | 3,4 | 2,8 | 4,9 | 49  |

**Атмосферные осадки.** Засушливость - одна из отличительных черт климата района. Осадков выпадает очень мало и они распределяются по сезонам года крайне неравномерно: 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. Осадки летнего периода не имеют существенного значения, как для увлажнения почвы, так и для развития культурных растений.

Снежный покров незначителен и неустойчив; образуется он во второй - третьей декаде декабря. Средняя высота его 10-25 см. Устойчиво снег лежит 2,5 месяца. Средние запасы воды в снеге составляют 30-60 мм.

Изучаемый регион отличается ярко выраженной засушливостью с годовым количеством осадков 130-137 мм (табл. 3.1.11). Объясняется это тем, что район расположен почти в центре Евразии, мало доступен непосредственному воздействию влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником увлажнения. Количество осадков убывает с севера на юг и составляет на севере 137 мм, на юге - 130 мм.

**Таблица 3.1.11 – Среднее многолетнее количество осадков**

| Наименование станции | МЕСЯЦЫ, ГОД |    |     |    |    |    |     |      |    |    |    |     |     |
|----------------------|-------------|----|-----|----|----|----|-----|------|----|----|----|-----|-----|
|                      | I           | II | III | IV | V  | VI | VII | VIII | IX | X  | XI | XII | ГОД |
| Саксаульская         | 10          | 10 | 15  | 13 | 10 | 13 | 12  | 10   | 8  | 12 | 12 | 12  | 137 |
| Джусалы              | 14          | 16 | 18  | 15 | 11 | 8  | 6   | 5    | 6  | 9  | 10 | 18  | 136 |
| Злиха                | 17          | 19 | 18  | 18 | 14 | 7  | 5   | 4    | 5  | 19 | 12 | 17  | 130 |

Характер годового распределения месячных сумм осадков также неоднороден: летом 4-6 мм, зимой 15-17 мм. Осадки ливневого характера с грозами и градом наблюдаются в теплое время года (табл. 3.1.12, 3.1.13). Зимой ливневые осадки наблюдаются значительно реже.

Снежный покров является фактором, оказывающим существенное влияние на формирование климата в зимний период, главным образом, вследствие большой отражательной способности поверхности снега. Небольшое количество солнечной радиации, поступающей зимой на подстилающую поверхность, почти полностью отражается.

Как видно из таблицы 3.1.14, дата образования и схода снежного покрова очень сильно зависит от широты, так на станции Саксаульская продолжительность залегания снежного покрова 92 дней, а на станциях Джусалы - 61 день, Злиха - 81 день.

Снежный покров в исследуемом районе образуется в третьей декаде ноября, а сходит во второй декаде марта.

В холодный период наблюдаются туманы (табл. 3.1.15), в среднем их бывает 1827 дней в году.

**Таблица 3.1.12 – Среднее число дней с грозой**

| Наименование станции | МЕСЯЦЫ, ГОД |    |      |     |   |    |     |      |     |      |    |     |     |
|----------------------|-------------|----|------|-----|---|----|-----|------|-----|------|----|-----|-----|
|                      | I           | II | III  | IV  | V | VI | VII | VIII | IX  | X    | XI | XII | ГОД |
| Саксаульская         | -           | -  | 0,07 | 0,2 | 1 | 2  | 3   | 1    | 0,4 | 0,07 | -  | -   | 8   |
| Джусалы              | -           | -  | 0,1  | 0,6 | 1 | 2  | 2   | 1    | 0,5 | 0,1  | -  | -   | 7   |
| Злиха                | -           | -  | 0,3  | 0,5 | 2 | 3  | 3   | 1    | 0,1 | 0,07 | -  | -   | 10  |

**Таблица 3.1.13 – Среднее число дней с градом**

| Наименование станции | МЕСЯЦЫ, ГОД |    |      |      |      |      |      |      |      |      |    |     |     |
|----------------------|-------------|----|------|------|------|------|------|------|------|------|----|-----|-----|
|                      | I           | II | III  | IV   | V    | VI   | VII  | VIII | IX   | X    | XI | XII | ГОД |
| Саксаульская         | -           | -  | 0,05 | 0,08 | 0,05 | 0,08 | 0,06 | 0,06 | 0,03 | 0,05 | -  | -   | 0,5 |
| Джусалы              | 0,02        | -  | 0,1  | 0,05 | 0,03 | 0,05 | 0,02 | -    | 0,02 | -    | -  | -   | 0,3 |
| Злиха                | -           | -  | -    | 0,1  | 0,05 | 0,03 | 0,05 | 0,02 | 0,02 | -    | -  | -   | 0,5 |

**Таблица 3.1.14 – Даты появления и схода снежного покрова (средняя)**

| Наименование станции | Число дней со снежным покровом | Дата появления | Дата разрушения |
|----------------------|--------------------------------|----------------|-----------------|
| Саксаульская         | 92                             | 26/XI          | 12/III          |
| Джусалы              | 61                             | 25/XI          | 23/II           |
| Злиха                | 81                             | 25/XI          | 5/III           |

**Таблица 3.1.15 – Среднее число дней с туманом**

| Наименование станции | МЕСЯЦЫ, ГОД |    |     |     |      |    |     |      |     |     |    |     |     |
|----------------------|-------------|----|-----|-----|------|----|-----|------|-----|-----|----|-----|-----|
|                      | I           | II | III | IV  | V    | VI | VII | VIII | IX  | X   | XI | XII | ГОД |
| Саксаульская         | 4           | 4  | 3   | 0,6 | 0,03 | -  | -   | -    | 0,1 | 0,4 | 2  | 5   | 19  |
| Джусалы              | 7           | 5  | 3   | 0,7 | 0,03 | -  | -   | 0,07 | 0,2 | 0,8 | 3  | 7   | 27  |
| Злиха                | 5           | 3  | 2   | 0,3 | -    | -  | -   | -    | -   | 0,4 | 2  | 6   | 18  |

### **Современное состояние воздушного бассейна**

В современной концепции охраны окружающей среды особое место занимает состояние воздушного бассейна. Любое антропогенное влияние может привести к недопустимым уровням загрязнения компонентов природной среды, снижению биоразнообразия фауны и флоры, деградации почвенно-растительного покрова, изменению мест обитания животного мира, исчезновению и сокращению популяций, а главное – угрозе здоровью населения. Основными принципами охраны атмосферного воздуха согласно «Экологический кодекс» являются:

- охрана жизни и здоровья человека, настоящего и будущих поколений;
- недопущения необратимых последствий загрязнения атмосферного воздуха для окружающей среды.

Критериями качества состояния воздушного бассейна являются значения предельно допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в воздухе населенных мест, принятых в Казахстане. Исследуемый участок работ находится на значительном расстоянии от селитебных зон. Источники загрязнения, расположенные за пределами площади работ, никакого ощутимого влияния на эту территорию не оказывают.

В целом, природно-климатические условия территории способствуют быстрому очищению атмосферного воздуха от вредных примесей. В период проектируемых работ наиболее существенным загрязняющим фактором следует считать работу буровой установки, дизельных генераторов, печи подогрева нефти и факела.

Состояние атмосферного воздуха в районе проведения работ, влияющего на компоненты окружающей среды, определяется двумя факторами:

- климатическими особенностями территории, определяющими условия рассеивания загрязняющих компонентов;
- ингредиентным составом, объемами выбросов ЗВ и характеристиками источников вредных выбросов (высота, диаметр, скорость, объем ГВС, площадь пыления).

По данным Информационного экологического бюллетеня (Астана, 2020) в 4 квартале 2020 года при проведении экспедиционных обследований по Кызылординской области показало, что содержание взвешенных веществ, диоксида серы, диоксид азота и оксида углерода находились в пределах допустимой нормы.

### **Гидрографическая характеристика**

Экологическую оценку состояния водных ресурсов Кызылординской области характеризуют, в основном, следующие факторы: режим водности р.Сырдарья и уровневый режим Аральского моря. Река Сырдарья, как трансграничный водоток, проходит по территориям четырех Центрально-Азиатских государств и является одним из важнейших факторов устойчивого социально-экономического развития этих стран. Протяженность реки на территории Кызылординской области составляет – 1281 км, наличие орошаемых земель – 215 тыс. га до территории Кызылординской области в р.Сырдарья сбрасываются высокоминерализованные, содержащие пестициды воды 140 коллекторов с общим объемом до 12 км<sup>3</sup>, также на территории области сброс осуществляется с 3-х коллекторов. При этом коллекторно-дренажные воды составляют до 50% от общего объема, зачитываемого в водный баланс области.

По результатам лабораторных анализов, в соответствии с индексом загрязненности воды, р.Сырдарья на всём протяжении по-прежнему относится к умеренно-загрязненным водным объектам.

Бассейн Аральского моря представляет собой замкнутый бессточный регион, состоящий из 2-х самостоятельных бассейнов — Амударья и Сырдарья. Весь речной сток Аральского региона формируется за счёт сезонного таяния снега и ледников. Поверхностные воды бассейна Сырдарья составляет в среднем 37,7 км<sup>3</sup>/год. Основная часть (70%) формируется до выхода реки из Ферганской долины, а ещё 23% — на участке от Бекабада до Шардарьи.

Наиболее существенное проявление негативного воздействия вод на состояние

экосистем бассейна обусловлено сокращением экологических пропусков в низовьях р. Сырдарья, вызывающих деградацию озерных и прудовых систем, естественных пойменных угодий, лугов и сенокосов.

Река Сырдарья - образуется при слиянии Нарына и Карадарьи в восточной части Ферганской долины. Сток Сырдарьи формируется в горной части бассейна. Питание преимущественно снеговое, в меньшей мере ледниковое и дождевое.

При выходе из Ферганской долины река пересекает Фархадские горы и далее течёт по обширной, местами заболоченной пойме шириной 14,7 км через Голодную степь.

В среднем течении (от Фархадских гор до Чардаринского водохранилища) в Сырдарью впадают реки Ангрэн (Ахангаран), Чирчик и Келес. От Фархадского гидроузла начинается Южно-Голодностепский канал.

В нижнем течении Сырдарья протекает по восточной и северной окраинам песков Кызылкум; русло реки здесь извилисто и неустойчиво, в зимне-весенний период нередко паводки. Последний приток — Арыс. В низовьях реки на участке от города Туркестана до райцентра Жосалы имеется обширная пойма (шириной 10—50 км, длина около 400 км), пронизанная множеством протоков, местами заросшая тростником и тугаями, широко используемая для сельского хозяйства (рисоводство, бахчеводство, овощеводство, местами садоводство). В устье Сырдарья образует дельту (в районе города Казалинск) с многочисленными протоками, озёрами и болотами, используемую для бахчеводства.

Сырдарья ранее впадала в Аральское море, ныне, вследствие катастрофического снижения его уровня и распада моря на две части (в 1989 году), река впадает в северную часть моря (так называемое «Малое море»). Воды Сырдарьи в значительной мере разбираются на хозяйственные нужды, в связи с этим нынешний объём стока в устье снизился более чем в 10 раз (с 400 м<sup>3</sup>/с до 30 м<sup>3</sup>/с) по сравнению с условно-естественным периодом.

Аральское море - бывшее бессточное солёное озеро в Средней Азии, на границе Казахстана и Узбекистана. С 1960-х годов уровень моря (и объём воды в нём) стал быстро снижаться, в том числе и вследствие забора воды из основных питающих рек Амударья и Сырдарья с целью орошения, в 1989 году море распалось на два изолированных водоёма — Северное (Малое) и Южное (Большое) Аральское море. В 2014 году восточная часть Южного (Большого) Аральского моря полностью высохла, достигнув в тот год исторического минимума площади всего моря в 7297 км<sup>2</sup>. Временно разлившись весной 2015 года (до 10780 км<sup>2</sup> всего моря), к осени 2015 года его водная поверхность вновь уменьшилась до 8303 км<sup>2</sup>. До начала обмеления Аральское море было четвёртым по величине озером в мире.

*Поверхностные воды.* На исследуемой территории постоянные водотоки и водоёмы отсутствуют. Имеются только небольшие овраги и промоины временных водотоков.

Гидрографическую сеть региона дополняют временные водотоки пустынных пространств и сеть озёр, многие из которых летом полностью пересыхают.

В пределах рассматриваемого региона насчитывается более ста озёр, большинство из которых приходится на пойменную часть р. Сырдарьи. Заполняются они, обычно, разливом реки при максимальных уровнях во время весеннего ледохода, поэтому, как правило, к осени озера с малой зеркальной площадью пересыхают или сильно мелеют. Телекольская система озёр и около десяти озёр, расположенных вблизи Аральского моря, горькосолёные, все остальные озера - пресноводные.

*Подземные воды.* Описываемая территория входит в состав Тургайской системы артезианских бассейнов.

В пределах рассматриваемого района выделены следующие водоносные горизонты:

- Подземные воды спорадического распространения верхнечетвертичных аллювиальных отложений;
- Воды спорадического распространения верхнеплиоценовых отложений;
- Водоносный горизонт сенонских отложений (коньяк-кампанских);
- Водоносный горизонт туронских отложений;
- Водоносный горизонт сеноманских отложений;

- Водоносный горизонт альбских отложений.

### **Современное состояние водных ресурсов на месторождении**

На территории месторождения Жинишкекум Южный не осуществляется эксплуатация подземных вод. В этом направлении мониторинг не предусматривается.

Хозяйственно-бытовые и производственные сточные воды отводятся в септики, и далее по мере заполнения вывозятся специальным автотранспортом на ближайшие очистные сооружения по договору

В связи с вышеуказанным, мониторинг сточных вод на территории месторождения Жинишкекум Южный не проводится.

### **ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СООТВЕТСТВУЮЩЕЕ СЛЕДУЮЩИМ УСЛОВИЯМ**

Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях.

В процессе оценки воздействия на окружающую среду проводится оценка воздействия на следующие объекты, в том числе в их взаимосвязи и взаимодействии:

- атмосферный воздух;
- поверхностные и подземные воды;
- ландшафты;
- земли и почвенный покров;
- растительный мир;
- животный мир;
- состояние экологических систем и экосистемных услуг;
- биоразнообразие;
- состояние здоровья и условия жизни населения;
- объекты, представляющие особую экологическую, научную, историко-культурную и рекреационную ценность.

### **Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды**

Детализированная информация представлена об изменениях состояния окружающей среды представлена в разделах 8, 9.

## **ГЕОЛОГО – ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Изучаемая территория относится к Южно-Торгайской НГО, которая включает в себя Арыкумский НГР на юге и Жыланшиковский ПНГР с Жинишкекумской нефтегазоносной зоной на севере. На востоке и юго-востоке НГО граничит с Улытауским мегаантиклинорием и горно-складчатыми сооружениями Большого Каратау, соответственно. На западе НГО соседствует с Нижне-Сырдарьинским сводом, на севере - условной границей является северная граница Жыланшиковского прогиба, на юге и юго-западе НГО ограничивается северо-западным продолжением Главного Каратауского разлома.

### **2.1. Характеристика геологического строения**

#### **2.1.1. Стратиграфическая характеристика разреза**

Литолого - стратиграфический разрез района работ изучен пятью поисковыми и одной параметрической скважинами на соседних структурах Жинишкекум и Северный Жинишкекум. Бурением этих скважин, а также по данным сейсморазведки установлено, что в разрезе месторождения участвуют отложения неоген-четвертичной, палеогеновой, меловой и неполной юрской систем, залегающих на складчатом докембрийском фундаменте.

##### **Палеозойская группа (PZ)**

Отложения представлены известняками темно-серыми, светло-серыми, массивными, комковатыми, в различной степени органогенными с прослоями доломитизированных известняков, доломитов, песчаников и аргиллитов. Верхние части карбонатных пород выветрелые, кавернозные. В разрезе палеозойского отложения выявлены горизонты PZ-1 и PZ-2 и представлены известняками и доломитами.

Отложения вскрыты скважиной КМ-2 неполной толщиной 414,4 м.

##### **Мезозойская группа (MZ)**

##### **Юрская система (J)**

Юрская система представлена только средним отделом, который распространен в мульдах палеозойского основания. На поднятиях, в большинстве случаев, юрские отложения отсутствуют.

##### **Средний отдел – J<sub>2</sub>**

Литологически сложен переслаиванием песчаников серых, глинистых алевролитов и тонкозернистых серых галечников. В разрезе среднеюрских отложений выявлен продуктивный горизонт Ю-IV и представлен песчаниками и галечниками.

Вскрытая толщина 40 м.

##### **Меловая система – K**

Меловая система в районе исследований залегает с региональным размывом и угловым несогласием на отложениях средней юры.

Меловой разрез расчленяется на нижний и верхний отделы, а также свиты и подсвиты.

##### **Нижний отдел – K<sub>1</sub>**

В разрезе нижнемеловых отложений выделяются породы неокомского надъяруса, аптского и альбского ярусов.

**Неокомский надъярус-K<sub>1nc</sub>.** Неокомский надъярус подразделяется на нижний неоком (K<sub>1nc1</sub>), куда входит арыкумский горизонт и нижнедаульская подсвита и верхний неоком (K<sub>1nc2</sub>) из верхнедаульской подсвиты.

**Арыкумский горизонт (K<sub>1nc1ar</sub>)** представлен песчаниками зеленовато-серыми, мелкозернистыми с прослоями коричневого аргиллита и мелкообломочного гравелита на глинистом цементе. В верхней части преобладают глины и алевролиты. В разрезе отложения арыкумского горизонта выявлен продуктивный горизонт М-II и представлен песчаниками и конгломератами. Толщина достигает до 45 м.

**Нижнедаульская подсвита (K<sub>1dl1</sub>).** Основная верхняя часть подсвиты является региональным флюидоупором над нефтегазоносными комплексами юры и арыкумского горизонта. Отложения представлены карбонатными глинами и карбонатно-глинистыми

алевролитами, красноцветными, с включениями зеленовато-серых, массивными, распространенными по всей территории Арыскупского прогиба. Вскрытая толщина достигает 146 м (скв. КМ-2).

**Верхняя даульская подсвита ( $K_{1pc2}$ )** сложена переслаиванием пачек красноцветных глин и песков с преобладанием глин в верхней и песков в нижних частях разреза. Неокомский возраст даульской свиты установлен по фауне остракод. В разрезе отложений верхнедаульской подсвиты выявлен продуктивный горизонт М-0-1. Вскрытая толщина достигает 118 м (скв. КМ-2).

**Апт-альбские** нерасчлененные ярусы образуют отложения карачетауской свиты и подошвенную часть кызылкинской свиты. Вскрытая толщина достигает 485 м (скв. КМ-2).

**Карачетауская свита ( $K_{1a-a_{1-2}}$ )** залегает с размывом на даульской, сложена серыми слабосцементированными песчаниками слоистыми от светло-серых до темно-коричневых горизонтами гравелитов в основании, глин в средней и верхней частях, с редкими находками форм угнетенных фораминифер, с обилием углефицированных растительных остатков. Вскрытая толщина достигает 324 м (скв. КМ-2).

#### **Нижний – верхний отделы - $K_{1-2}$**

Отложения представлены **кызылкинской свитой ( $K_{1-2al3-s}$ )** пестроцветных глинистых алевролитов, монтмориллонит-каолинистых глин с прослоями песков и песчаников верхнего альба-сеномана.

#### **Верхний отдел – $K_2$**

В его составе выделяются **балапанская свита** нижнего турона ( $K_{2t1}$ ) и нерасчлененные отложения верхнего турона-сенона ( $K_{2t2-sn}$ ).

**Балапанская свита** нижнего турона ( $K_{2t1}$ ) представлена, преимущественно, пестроцветными глинами и аргиллитами при обилии обугленного растительного детрита (по сеноману). Редкие тонкие прослои пестроцветных песков и песчаников тонкослоистых составляют не более 10% разреза. Завершается верхний мел глинами от сине-голубой до бледно-розовой или коричневой окраски с редкой мелкой, кремнистой (кварцевой), хорошо окатанной галькой. Вскрытая толщина достигает 126 м (скв. КМ-2).

**Турон-сенонский ярус верхнего мела.** Слои глин залегают согласно на подстилающих глинах, но только с разницей в окраске, пестроцветные – темно-сиреневые, коричневые, светло-красные, палевые, которые, как правило, имеют бентонитовый состав без органических остатков. Пески редкие, линзовидной текстуры, а в самых верхах сантона в песках и глинах в обилии встречается мелкая кремнистая галька. Линзы и прослои песков водоносны до напорных с временным фонтанированием. Вскрытая толщина достигает 197 м (скв. КМ-2).

#### **Кайнозой-KZ**

#### **Палеоген-неоген-четвертичная система – P+N+Q**

Отложения палеогена, неогена и четвертичной системы в пределах изучаемой территории вскрыты всеми пробуренными скважинами. Они с размывом залегают на различных горизонтах верхнего мела. В палеогене выделяются палеоцен, эоцен и олигоцен, в неогене – миоцен и плиоцен. В свою очередь, отделы достаточно уверенно расчленяются на ярусы и свиты. Отложения палеогена залегают горизонтально с несогласием на размытой поверхности мела.

Палеогеновые породы представлены зеленовато-серыми глинами с прослойками глауконитовых песчаников в нижней, и коричневыми глинами в верхней части.

Четвертичный покров района очень разнообразен и имеет повсеместное распространение. Осадки типичные для пустынного литогенеза: эоловые, озерно-аллювиальные, солончаково-такырные и др. Толщина каждого генетического типа не превышает 2-3 м. Максимальная толщина четвертичных наносов не превышает 20 м.

#### **2.1.2. Тектоническое строение месторождения**

В тектоническом отношении район Контрактной территории приурочен к западной

периферийной части Южно-Торгайского осадочного бассейна (рис. 2.1.1). В строении по фундаменту участвуют три крупные структуры второго порядка: Жыланшиковский и Арыкумский прогибы, разделенные Мынбулакским поднятием, осложненных, в свою очередь, структурными элементами более низких порядков.

В Жыланшикском прогибе из всех грабен-синклиналей наиболее крупной отрицательной структурой является Жинишкекумская грабен-синклиналь, расположенная в южной части прогиба, которая простирается с северо-запада на юго-восток, размером 125х100км, максимальную мощность осадочного чехла до 3500м. Жинишкекумская грабен-синклиналь на востоке сочленяется с Аксайским горст-антиклинальным выступом, а на западе - с восточным крылом Нижнесырдарьинского свода, на юго-востоке - отделена небольшой седловиной от Арыкумской грабен-синклинали. Восточный борт Жинишкекумской грабен-синклинали срезан Главным Каратауским разломом.

По результатам проведенных сейсмических исследований и данных бурения установлено сложное структурно-тектоническое строение месторождения.

Структура Жинишкекум Южный расположена в центральной части одноименной грабен-синклинали, характеризуется субмеридиональным простираем структуры брахиантиклинального типа, осложненная с северо-запада на юго-восток Главным Каратауским разломом, который на юго-востоке грабен-синклинали продолжается через Арыкумскую грабен-синклиналь до хребта Каратау.

Основные зоны нефтегазонакопления выявлены по различным стратиграфическим комплексам (меловым, юрским и палеозойским).

На преобладающей части территории Южно-Торгайского бассейна непосредственно под мезозойским платформенным чехлом залегают отложения верхнего палеозоя - карбон-девонского возраста, а в меньшей части нижнего палеозоя и протерозоя (PZ<sub>1</sub>-PR), относимые к складчатому фундаменту, представленные метаморфическими породами: сланцами, гнейсами и порфиритами. Палеозойские квазиплатформенные образования карбона и девона, представлены карбонатно-терригенными отложениями.

В геологическом строении месторождения участвуют отложения двух структурных ярусов: платформенного и домезозойского квазиплатформенного комплекса.

#### **Платформенный структурный ярус**

**Платформенный подъярус**, сложен терригенными отложениями меловой, палеогеновой, неоген-четвертичной систем. Отложения этого структурного подъяруса откартированы, практически, на всей площади Арыкумского прогиба и залегают со стратиграфическим несогласием на юрских, палеозой-протерозойских образованиях. Они менее дислоцированы, на большей части территории повторяют выделенные тектонические структуры нижнего рифтогенного подъяруса.

На структурных картах по кровлям коллекторов продуктивных горизонтов М-II (арыкумский горизонт нижнего неокома) и М-0-1 (верхний неоком нижнего мела) картируются брахискладки, погружающиеся в северо-восточном направлении к ГКР. На юге брахискладки осложнены двумя тектоническими разломами и литологически выклиниваются.

На структурной карте по М-II в центральной части картируется антиклинальное поднятие, размерами 1,8х1,3км, амплитудой около 70м по замкнутой изогипсе -1210м, на котором пробурена скважина КМ-2, расположенная в присводовой части структуры.

На северо-восток и юго-восток от этого поднятия картируются перспективные структуры 1 и 2 с наивысшими отметками -1190м и -1210м с размерами по замкнутому изогипсам -1200м и -1250м – 1,9х1,1км и 2,5х1,4км, с амплитудами 15 м и 45м, соответственно. На этих перспективных структурах подсчет запасов условного топлива будет проведен по категории Сз.

На структурной карте по кровле коллекторов продуктивного горизонта М-0-1 в центральной части картируется сводовая антиклинальная ловушка, на которой пробурена скважина КМ-2 (в своде) с размерами 1,13х0,7км, по замкнутой изогипсе -990м, с амплитудой около 10м.

Отложения платформенного подъяруса с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на рифтогенном подъярусе.

### **Рифтогенный структурный подъярус.**

В строении подъяруса на месторождении участвуют только среднеюрские отложения, выклинивающиеся к поверхности палеозоя, относимые к карагансайской свите, где выделен продуктивный горизонт Ю-IV.

Отложения подъяруса на месторождении и во всем Арыкумском прогибе накапливались на домезозойском унаследованном палеорельефе, заполняя низкие депрессионные участки или котловины. К началу накопления каждой ритмотолщи происходила активизация тектонических движений с накоплением более грубообломочных осадков. Такое крупное ритмическое строение разреза подэтажа характерно для всей территории прогиба.

На месторождении отложения подъяруса, облекая палеозойские выступы, создают антиклинальные складки-облекания. В карагансайское время палеозойские выступы были областями сноса, а затем к концу этого времени произошла стабилизация режима и вся территория месторождения являлась областью осадконакопления. На отдельных выступах отлагались отложения карагансайской ритмосвиты.

На структурной карте по кровле коллекторов продуктивного горизонта Ю-IV картируется брахискладка, погружающаяся в северо-восточном направлении к ГКР с отметок -1110 до -1350 м и литологически выклинивающаяся в южном и юго-западном направлениях. Брахискладка осложнена тектоническими разломами и многочисленными антиклинальными поднятиями. На одном из этих поднятий, размерами 3,0х1,8 км, амплитудой 80 м по замкнутой изогипсе -1240 м, на северном крыле пробурена скважина КМ-2.

### **Домезозойский структурный ярус**

Домезозойские отложения являются фундаментом прогиба и находятся на очень разных глубинах, от нескольких сот метров и выше 3500 м. В этих пределах, определены несколько грабен-синклиналей (Ащиколь, Баймурат, Жинишкекум, Жанакурал, Боцакуль, Кулагак, Черкитау) и Аксайская горст – антиклиналь. В пределы площади работ входят полностью грабен-синклиналь Жинишкекум и частично Черкитауская и Арыкумская грабен-синклинали.

В зоне максимального погружения палеозойского фундамента выделяются две более глубокие подзоны (3000-3500 м), с крутыми флангами в районе структуры Майбулак и на северо-западе от структуры Жинишкекум.

Структура Жинишкекум Южный расположена в центральной части Жинишкекумской грабен-синклинали.

В результате тектонической деятельности и денудации в позднепалеозойскую эпоху образовался сложный рельеф с палеоподнятиями и палеовпадинами. На структурной карте по кровле продуктивного горизонта РЗ картируется брахискладка, погружающаяся в северо-восточном направлении к ГКР, осложненная в центральной и западной частях тектоническими разломами субмеридионального простирания и множеством погребенных поднятий с наивысшей отметкой -1170 м.

На восток от западного тектонического разлома картируются два локальных антиклинальных поднятия или две перспективные структуры 3 и 5. Структура 3 имеет северо-западное простирание с наивысшей отметкой -1170 м. Размеры ее 1,8х1,3 км, с амплитудой около 90 м, по замыкающей изогипсе -1260 м. В южном направлении от структуры 3 картируется ловушка 5 сложной конфигурации, тектонически экранированная разломом субмеридионального простирания. Структура 5 осложнена антиклинальными палеоподнятиями. Размеры этой ловушки 5,5х0,5÷2,0 км, с амплитудой 90 м. На этих перспективных структурах 3 и 5 подсчет запасов условного топлива проведен по категории Сз.

На восток от тектонического разлома в центральной части картируются три локальных антиклинальных поднятия.

Северное поднятие имеет размеры 1,12х0,7 км по замкнутой изогипсе -1290 м с

амплитудой около 65 м. На северном крыле этого поднятия пробурена скважина КМ-2.

Южнее этого поднятия картируются две перспективные антиклинальные структуры 4 и 6 сложной формы. осложненная четырьмя сводами с отметками -1230 и -1260 м и имеет размеры 4,0х1,5÷2,5 км по замкнутой изогипсе -1290м с амплитудой около 60 м.

Юго-западнее этой ловушки картируется следующая перспективная структура 6, тектонически экранированная с запада, размеры которой по замкнутой изогипсе -1290м 2,5х0,75 км, с амплитудами около 60м.

На этих перспективных структурах 4 и 6 подсчет запасов условного топлива проведен по категории С<sub>3</sub>.

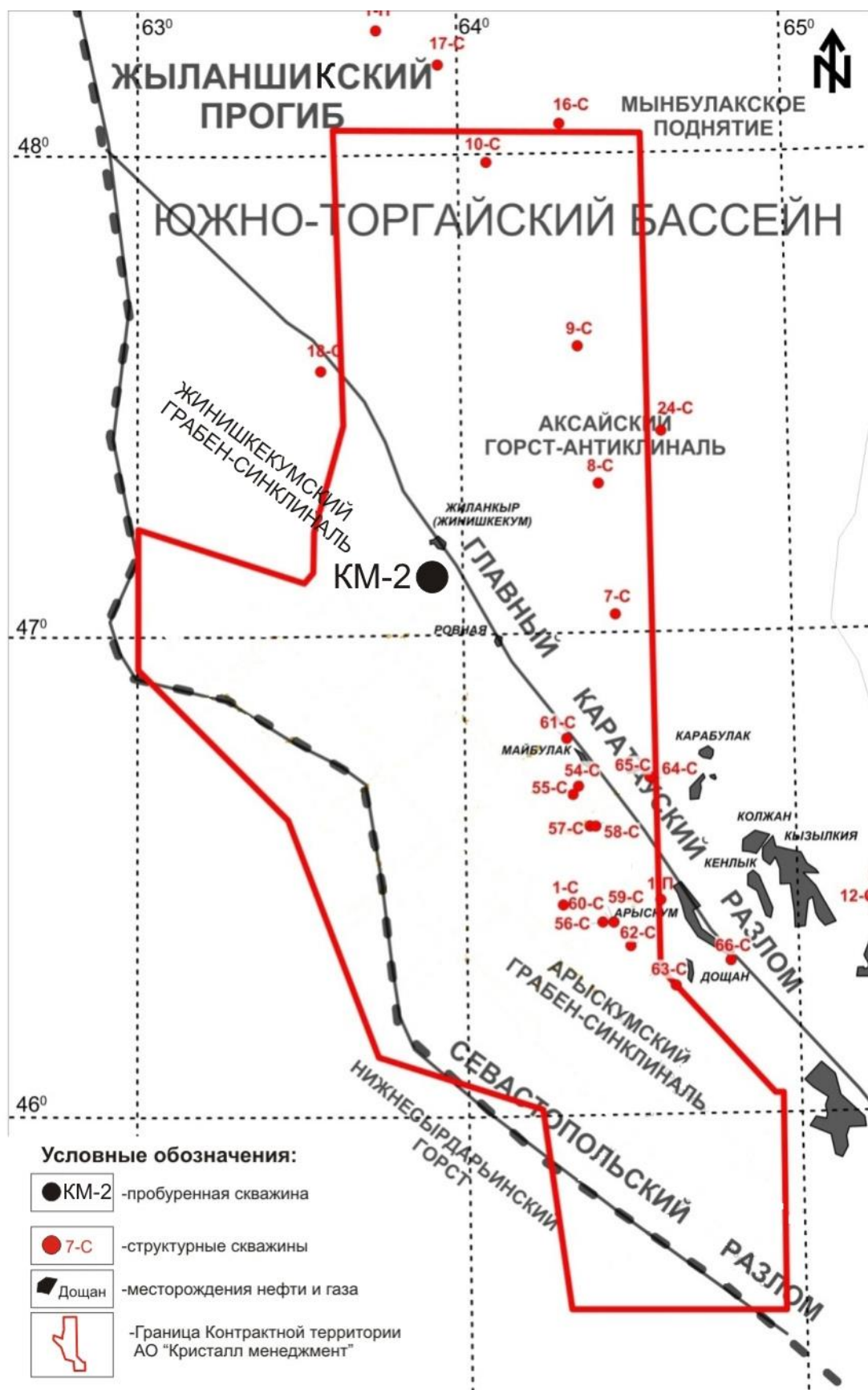


Рисунок 2.1.1 Тектоническая схема

### **2.1.3. Нефтеносность**

Месторождение Жинишкекум Южный расположено в Жинишкекумской грабен-синклинали Арыкумском прогибе, которое является частью Южно-Торгайского нефтегазоносного района, входящего в Арало-Торгайскую нефтегазоносную провинцию. Жинишкекумский грабен-синклинали не посредственно в близи от месторождения Жинишкекум Южный расположены нефтяные месторождения Жиланкыр, Майбулак и газовое месторождение Южное Ровное.

Промышленные скопления нефти и газа в Южно-Торгайской нефтегазоносной области в настоящее время доказаны во всех образованиях палеозойской и мезозойской групп.

В Южно-Торгайской впадине к настоящему времени выявлено более 35 месторождений нефти и газа. Среди них - Кумколь, Майбулак, Кумколь Южный, Коныс, Арыкум, Кызылкия, Кенлык, Нуралы, Карабулак и др.

Залежи нефти и газа открыты в верхнеюрских, среднеюрских, нижненеокомских и верхненеокомских отложениях. Кроме того, установлена нефтегазоносность выветрелой части фундамента на структурах Кенлык, Караванчи, Кызылкия, Акшабулак, Карабулак, Юго-Западный Карабулак и др.

Используя новые геологические концепции и применяя эффективные методики поиска и разведки, в Южно-Торгайском бассейне возможно открытие десятка от мелких до средних локальных месторождений с суммарными прогнозными запасами нефти 300 млн. тонн по величине равным запасам одного крупнейшего месторождения.

На месторождении Жинишкекум Южный пробуренной поисковой скважиной установлена нефтегазоносность отложений палеозоя, средней юры, нижнего и верхнего неокома нижнего мела. Продуктивными являются отложения верхнего неокома (горизонт М-0-1), нижнего неокома (горизонт М-II), карагансайской свиты средней юры (горизонт Ю-IV) и домезозойского фундамента (горизонт PZ).

В южном направлении продуктивные горизонты М-II и Ю-IV литологически выклиниваются. Региональной покрывкой для продуктивных горизонтов служит пачка глинистых пород нижнемелового возраста (апт-альбская свита), толщиной около 320 м.

Залегающие под этой пачкой верхненеокомский и нижненеокомский арыкумский горизонты (М-0 и М-II), являются продуктивными на Арыкумском месторождении.

В то же время, палеозойские и среднеюрские горизонты, продуктивные на месторождениях АО «Кристалл Менеджмент», являются водонасыщенными на Арыкумском месторождении.

Продуктивные горизонты М-0, М-II и Ю-IV сложены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Небольшие глубины залегания продуктивной толщи обусловили наличие слабосцементированных коллекторов, пористость которых изменяется в широком диапазоне от 14,0% до 25% при проницаемости от 0,01 до 1610 мД. Породы - коллекторы относятся к типу гранулярных и представлены песчаниками, песками и алевролитами.

Продуктивный горизонт PZ сложен известняками скрытокристаллическими, пористость которых изменяется в широком диапазоне от 5,0% до 11% при проницаемости от 0,01 до 29 мД. Породы - коллекторы относятся к типу кавернозно-трещиноватых.

Флюидоупорами служат разделяющие их темно-серые аргиллитовые толщи.

На месторождении выделено 5 нефтяных залежей и шесть перспективных структур.

Ниже приводится характеристика выделенных залежей, отдельно по горизонтам.

**В продуктивном горизонте М-0-1** выделена одна нефтяная залежь.

**Нефтяная залежь 1** выделена по результатам интерпретации материалов ГИС. Эффективная газонасыщенная толщина залежи 2,7 м. Пористость 0.21 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности 0.46 д.ед. Площадь продуктивности 455 тыс.м<sup>2</sup>. Высота залежи 5 м. ВНК принят по прямому контакту нефть-вода на абсолютной отметке -983,8 м. Залежь пластовая, сводовая.

**В продуктивном горизонте М-II** выделены одна нефтяная залежь и две перспективные

структуры.

Нефтяная залежь 2 выделена по результатам интерпретации материалов ГИС и подтверждена опробованием с получением притока нефти объемом 99,71 м<sup>3</sup>, дебит нефти колеблется от 0,9 до 7,3 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 13,2 Мпа, температура 67,7<sup>0</sup>С. Эффективная нефтенасыщенная толщина залежи 8,5 м. Пористость 0.15 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности 0.5 д.ед. Площадь продуктивности 1733 тыс.м<sup>2</sup>. Высота залежи 25 м. УВНК принят по замкнутой изогипсе на абсолютной отметке -1190 м. Залежь пластовая, сводовая.

Перспективная структура 1 выделена по результатам интерпретации материалов 3Д сейсморазведки. Подсчетные параметры условного топлива по категории С<sub>3</sub> принимаем условно. Эффективная нефтенасыщенная толщина структуры 4,0 м. Пористость 0.15 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности 0.51 д.ед. Площадь продуктивности 1775 тыс.м<sup>2</sup>. Высота структуры 15м. УВНК принят по замкнутой изогипсе на абсолютной отметке -1200м.

Перспективная структура 2 выделена по результатам интерпретации материалов 3Д сейсморазведки. Подсчетные параметры условного топлива по категории С<sub>3</sub> принимаем условно. Эффективная нефтенасыщенная толщина структуры 4,0 м. Пористость 0.15 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности 0.51 д.ед. Площадь продуктивности 3469 тыс.м<sup>2</sup>. Высота структуры 40м. УВНК принят по замкнутой изогипсе на абсолютной отметке -1250м.

**В продуктивном горизонте Ю-IV** выделена одна нефтяная залежь, горизонт приурочен к отложениям карагансайской свиты средней юры.

Нефтяная залежь 3 выделена по интерпретации материалов ГИС и продуктивность доказана опробованием с получением притоков нефти с водой объемами 5,0 и 33,5 м<sup>3</sup>, соответственно. Дебит нефти колеблется от 0,2 до 1,44 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 12,8 Мпа, температура 64<sup>0</sup>С. Эффективная газонасыщенная толщина равна 5,4 м, пористость 0,18 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,49 д.ед. Площадь продуктивности 372 тыс.м<sup>2</sup>. Высота залежи 30 м. ВНК принят по прямому контакту нефть-вода на абсолютной отметке -1202,5 м. Залежь пластовая, сводовая.

**Продуктивный горизонт PZ-1** представлен одной нефтяной залежью и четырьмя перспективными структурами.

Нефтяная залежь 4 выявлена по результатам интерпретации материалов ГИС и продуктивность доказана опробованием с получением притоков нефти в интервалах 1339-1357м– объем нефти 3,5 м<sup>3</sup>, дебит нефти колеблется от 0,2 до 2,0 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 13,05 Мпа, температура 66<sup>0</sup>С. Эффективная нефтенасыщенная толщина 3,9 м. Эффективная пористость 0,08 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,65 д.ед. Площадь продуктивности 786 тыс.м<sup>2</sup>. Высота залежи около 75 м. УВНК принят по замкнутой изогипсе на абсолютной отметке -1290,0 м. Залежь пластовая, сводовая.

Перспективная структура 3 выделена по результатам интерпретации материалов 3Д сейсморазведки. Подсчетные параметры условного топлива по категории С<sub>3</sub> принимаем условно. Эффективная нефтенасыщенная толщина залежи 8,0 м. Пористость 0.08 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности 0.56 д.ед. Площадь продуктивности 2583 тыс.м<sup>2</sup>. Высота залежи 90м. УВНК принят по замкнутой изогипсе на абсолютной отметке -1260м.

Перспективная структура 4 выделена по результатам интерпретации материалов 3Д сейсморазведки. Подсчетные параметры условного топлива по категории С<sub>3</sub> принимаем условно. Эффективная нефтенасыщенная толщина залежи 8,0 м. Пористость 0.08 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности 0.56 д.ед. Площадь продуктивности 7211 тыс.м<sup>2</sup>. Высота залежи 60м. УВНК принят по замкнутой изогипсе на абсолютной отметке -1290м.

Перспективная структура 5 выделена по результатам интерпретации материалов 3Д сейсморазведки. Подсчетные параметры условного топлива по категории С<sub>3</sub> принимаем условно. Эффективная нефтенасыщенная толщина залежи 8,0 м. Пористость 0.08 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности 0.56 д.ед. Площадь продуктивности 12356 тыс.м<sup>2</sup>. Высота залежи 90м. УВНК принят по замкнутой изогипсе на абсолютной отметке -1260м.

Перспективная структура 6 выделена по результатам интерпретации материалов 3Д

сейсморазведки. Подсчетные параметры условного топлива по категории С<sub>3</sub> принимаем условно. Эффективная нефтенасыщенная толщина залежи 8,0 м. Пористость 0.08 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности 0.56 д.ед. Площадь продуктивности 1686 тыс.м<sup>2</sup>. Высота залежи 60м. УВНК принят по замкнутой изогипсе на абсолютной отметке -1290м.

**Продуктивный горизонт PZ-2** выделена одна нефтяная залежь.

Нефтяная залежь 5 выявлена по результатам интерпретации материалов ГИС и продуктивность доказана опробованием с получением притоков нефти в интервале 1400-1408м- объемом 2,8 м<sup>3</sup>, дебит нефти колеблется от 1,6 до 2,0 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 13,2 Мпа, температура 67,7<sup>0</sup>С. Эффективная нефтенасыщенная толщина 12,6 м. Эффективная пористость 0,08 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,55 д.ед. Площадь продуктивности 787 тыс.м<sup>2</sup>. Высота залежи 75 м. УВНК принят по замкнутой изогипсе на абсолютной отметке -1320 м. Залежь пластовая, сводовая.

На месторождении отложения палеозоя вскрыты на глубине 1340,6 м и пройдена по палеозойским отложениям 414,4 м, по аналогии с соседними месторождениями, перспективным являются верхняя выветренная часть, которая на данной скважине в целом вскрыты и обнаружены две залежи. После подошвы нижней части нефтяного пласта пройденный интервал составляет 349 м, где встречены плотные породы, исходя из этого и по аналогии с соседними месторождениями, не вскрытой части перспективы не ожидаются.

Таблица 2.1.1 – Геолого-физическая характеристика горизонтов

| Параметры                                                   | М-0-1               | М-II   | Ю-IV    | PZ-1   | PZ-2   |
|-------------------------------------------------------------|---------------------|--------|---------|--------|--------|
| 1                                                           | 2                   | 3      | 4       | 5      | 6      |
| Средняя глубина залегания, м                                | 1106,7              | 1294,7 | 1328,3  | 1348,9 | 1394,0 |
| Тип залежи                                                  | пластовая, сводовая |        |         |        |        |
| Высота залежи                                               | 5                   | 25     | 30      | 75     | 75     |
| УВНК, м                                                     |                     | -1190  |         | -1290  | -1320  |
| ВНК, м                                                      | -983,8              |        | -1202,5 |        |        |
| Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>                  | 455                 | 1733   | 372     | 786    | 787    |
| Средняя общая толщина коллектора, м                         | 5,5                 | 8,5    | 8,6     | 3,9    | 12,6   |
| Средняя нефтенасыщенная толщина, м                          | 2,7                 | 8,5    | 5,4     | 3,9    | 12,6   |
| Пористость, доли ед.                                        | 0,21                | 0,15   | 0,18    | 0,08   | 0,08   |
| Средняя нефтенасыщенность, доли ед.                         | 0,46                | 0,5    | 0,49    | 0,65   | 0,55   |
| Коэффициент песчанистости, доли ед.                         | 1                   | 0,867  | 0,450   | 0,247  | 0,533  |
| Коэффициент расчлененности, доли ед.                        | 2                   | 2      | 5       | 3      | 2      |
| Пластовая температура, °С                                   | -                   | 63,6   | 64      | 66     | 70     |
| Пластовое давление, МПа                                     | -                   | 12,9   | 12,8    | 13,05  | 14     |
| Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см <sup>3</sup> | 0,781*              | 0,781  | 0,809   | 0,809* | 0,809* |
| Содержание в нефти серы, %                                  | 0,03*               | 0,03   | 0,07    | 0,07*  | 0,07*  |
| Содержание в нефти парафина, %                              | 1,74*               | 1,74   | 1,24    | 1,24*  | 1,24*  |

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

На месторождении Жинишкекум Южный пробуренной поисковой скважиной установлена нефтегазоносность отложений палеозоя, средней юры, нижнего и верхнего неокома нижнего мела. Продуктивными являются отложения верхнего неокома (горизонт М-0-1), нижнего неокома (горизонт М-II), карагансайской свиты средней юры (горизонт Ю-IV) и домезозойского фундамента (горизонт PZ).

Продуктивные горизонты М-0, М-II и Ю-IV сложены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Небольшие глубины залегания продуктивной толщи обусловили наличие слабосцементированных коллекторов, пористость которых изменяется в широком диапазоне от 14,0% до 25% при проницаемости от 0,01 до 1610 мД. Породы - коллекторы относятся к типу гранулярных и представлены песчаниками, песками и алевролитами.

Продуктивный горизонт PZ сложен известняками скрытокристаллическими, пористость которых изменяется в широком диапазоне от 5,0% до 11% при проницаемости от 0,01 до 29 мД. Породы - коллекторы относятся к типу кавернозно-трещиноватых.

Флюидоупорами служат разделяющие их темно-серые аргиллитовые толщи.

На месторождении выделено 5 нефтяных залежей.

Общие, эффективные, водонасыщенные и нефтенасыщенные толщины продуктивных горизонтов определены по результатам комплекса геофизических исследований. При этом в основу положены критерии, установленные в процессе обобщения геофизических данных, сопоставление с керном и результатами опробования.

В таблице 2.2.1 по залежам приведены характеристики толщин, их средние значения и пределы изменения.

Основными показателями, характеризующими степень неоднородности горизонтов и отдельных пластов коллекторов, являются коэффициенты распространения, песчанистости и расчлененности. В таблице 2.2.2 приведены показатели неоднородности пластов, с которыми связаны залежи.

Ниже приводится характеристика толщин и фильтрационные характеристики продуктивных горизонтов.

**В продуктивном горизонте М-0-1** выделена одна нефтяная залежь.

Нефтяная залежь выделена по результатам интерпретации материалов ГИС.

Общая толщина горизонта составляет 5,5 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту составляет 2,7 м.

В горизонте выделяется от 1 до 2 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1, коэффициент расчлененности равен 2, коэффициент песчанистости – 1.

**В продуктивном горизонте М-II** выделены одна нефтяная залежь.

Нефтяная залежь выделена по результатам интерпретации материалов ГИС и подтверждена опробованием.

Общая толщина горизонта составляет 9,8 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту колеблется от 4 до 8,5 и в среднем составляет 5,5 м.

В горизонте выделяется от 1 до 2 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1, коэффициент расчлененности равен 2, коэффициент песчанистости – 0,867.

**В продуктивном горизонте Ю-IV** выделена одна нефтяная залежь, горизонт приурочен к отложениям карагансайской свиты средней юры.

Нефтяная залежь выделена по интерпретации материалов ГИС и продуктивность доказана опробованием с получением притоков нефти с водой.

Общая толщина горизонта составляет 19,1 м. Эффективная нефтесыщенная толщина по горизонту составляет 5,4 м.

В горизонте выделяется от 1 до 5 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1, коэффициент расчлененности равен 5, коэффициент песчанистости – 0,450.

**Продуктивный горизонт PZ-1** представлен одной нефтяной залежью.

Нефтяная залежь выявлена по результатам интерпретации материалов ГИС и

продуктивность доказана опробованием с получением притоков нефти.

Общая толщина горизонта составляет 15,8 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту составляет 3,9 м.

В горизонте выделяется от 1 до 3 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1, коэффициент расчлененности равен 3, коэффициент песчанистости – 0,247.

**Продуктивный горизонт PZ-2** выделена одна нефтяная залежь.

Нефтяная залежь выявлена по результатам интерпретации материалов ГИС и продуктивность доказана опробованием с получением притоков нефти.

Общая толщина горизонта составляет 25,3 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту составляет 12,6 м.

В горизонте выделяется от 1 до 6 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1, коэффициент расчлененности равен 6, коэффициент песчанистости – 0,498.

**Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин горизонтов**

| Таблица 2.2.1. Характеристики толщины горизонтов |                 |                            |                        |
|--------------------------------------------------|-----------------|----------------------------|------------------------|
| №                                                | Толщина         | Наименование               | По горизонту (объекту) |
| 1                                                | 2               | 3                          | 4                      |
| Горизонт М-0-1                                   |                 |                            |                        |
| 1                                                | Общая           | Средняя, м                 | 5,5                    |
|                                                  |                 | Коэффициент вариации, доли | -                      |
|                                                  |                 | Интервал изменения, м      | -                      |
| 2                                                | Нефтенасыщенная | Средняя, м                 | 2,7                    |
|                                                  |                 | Коэффициент вариации, доли | -                      |
|                                                  |                 | Интервал изменения, м      | -                      |
| 3                                                | Эффективная     | Средняя, м                 | 5,5                    |
|                                                  |                 | Коэффициент вариации, доли | -                      |
|                                                  |                 | Интервал изменения, м      | -                      |
| Горизонт М-II                                    |                 |                            |                        |
| 1                                                | Общая           | Средняя, м                 | 9,8                    |
|                                                  |                 | Коэффициент вариации, доли | -                      |
|                                                  |                 | Интервал изменения, м      | -                      |
| 2                                                | Нефтенасыщенная | Средняя, м                 | 8,5                    |
|                                                  |                 | Коэффициент вариации, доли | -                      |
|                                                  |                 | Интервал изменения, м      | -                      |
| 3                                                | Эффективная     | Средняя, м                 | 8,5                    |
|                                                  |                 | Коэффициент вариации, доли | -                      |
|                                                  |                 | Интервал изменения, м      | -                      |
| Горизонт Ю-IV                                    |                 |                            |                        |
| 1                                                | Общая           | Средняя, м                 | 19,1                   |
|                                                  |                 | Коэффициент вариации, доли | -                      |
|                                                  |                 | Интервал изменения, м      | -                      |
| 2                                                | Нефтенасыщенная | Средняя, м                 | 5,4                    |
|                                                  |                 | Коэффициент вариации, доли | -                      |
|                                                  |                 | Интервал изменения, м      | -                      |

|               |                 |                            |      |
|---------------|-----------------|----------------------------|------|
| 3             | Эффективная     | Средняя, м                 | 8,5  |
|               |                 | Коэффициент вариации, доли | -    |
|               |                 | Интервал изменения, м      | -    |
| Горизонт PZ-1 |                 |                            |      |
| 1             | Общая           | Средняя, м                 | 15,8 |
|               |                 | Коэффициент вариации, доли | -    |
|               |                 | Интервал изменения, м      | -    |
| 2             | Нефтенасыщенная | Средняя, м                 | 3,9  |
|               |                 | Коэффициент вариации, доли | -    |
|               |                 | Интервал изменения, м      | -    |
| 1             | 2               | 3                          | 4    |
| 3             | Эффективная     | Средняя, м                 | 3,9  |
|               |                 | Коэффициент вариации, доли |      |
|               |                 | Интервал изменения, м      |      |
| Горизонт PZ-2 |                 |                            |      |
| 1             | Общая           | Средняя, м                 | 25,3 |
|               |                 | Коэффициент вариации, доли | -    |
|               |                 | Интервал изменения, м      | -    |
| 2             | Нефтенасыщенная | Средняя, м                 | 12,6 |
|               |                 | Коэффициент вариации, доли | -    |
|               |                 | Интервал изменения, м      | -    |
| 3             | Эффективная     | Средняя, м                 | 12,6 |
|               |                 | Коэффициент вариации, доли | -    |
|               |                 | Интервал изменения, м      | -    |

**Таблица 2.2.2 – Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта**

| Количество скважин, используемых для определения | Коэффициент песчанистости, доли ед. |                      | Коэффициент расчлененности, доли ед. |                      | Характеристика прерывистости |
|--------------------------------------------------|-------------------------------------|----------------------|--------------------------------------|----------------------|------------------------------|
|                                                  | среднее значение                    | коэффициент вариации | среднее значение                     | коэффициент вариации |                              |
| <b>1</b>                                         | <b>2</b>                            | <b>3</b>             | <b>4</b>                             | <b>5</b>             | <b>6</b>                     |
| <b>Горизонт М-0-1</b>                            |                                     |                      |                                      |                      |                              |
| 1                                                | 1,0                                 | -                    | 2                                    | -                    | 1                            |
| <b>Горизонт М-II</b>                             |                                     |                      |                                      |                      |                              |
| 1                                                | 0,8                                 | -                    | 2                                    | -                    | 1                            |
| <b>Горизонт Ю-IV</b>                             |                                     |                      |                                      |                      |                              |
| 1                                                | 0,4                                 | -                    | 5                                    | -                    | 1                            |
| <b>Горизонт PZ-1</b>                             |                                     |                      |                                      |                      |                              |
| 1                                                | 0,2                                 | -                    | 3                                    | -                    | 1                            |
| <b>Горизонт PZ-2</b>                             |                                     |                      |                                      |                      |                              |
| 1                                                | 0,4                                 | -                    | 6                                    | -                    | 1                            |

**Таблица 2.2.3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонтов**

| Метод определения                      | Наименование            | Проницаемость, $10^{-3} \text{ мкм}^2$ | Коэффициент открытой пористости, доли ед. | Нефтегазонасыщенность, д.ед. |
|----------------------------------------|-------------------------|----------------------------------------|-------------------------------------------|------------------------------|
| 1                                      | 2                       | 3                                      | 4                                         | 5                            |
| <b>Горизонт М-0-1</b>                  |                         |                                        |                                           |                              |
| 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. |                                        | 2                                         | 1                            |
|                                        | Среднее значение        |                                        | 0,23                                      | 0,46                         |
|                                        | Коэффициент вариации    |                                        | 0,008                                     | -                            |
|                                        | Интервал изменения      |                                        | 0,21-0,25                                 | -                            |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин, шт. |                                        |                                           |                              |
|                                        | Кол-во определений, шт. |                                        |                                           |                              |
|                                        | Среднее значение        |                                        |                                           |                              |
|                                        | Коэффициент вариации    |                                        |                                           |                              |
|                                        | Интервал изменения      |                                        |                                           |                              |
| <b>Горизонт М-II</b>                   |                         |                                        |                                           |                              |
| Лабораторные исследования керна        | Количество скважин, шт. | 1                                      | 1                                         |                              |
|                                        | Кол-во определений, шт. | 5                                      | 5                                         |                              |
|                                        | Среднее значение        | 8,1                                    | 0,162                                     |                              |
|                                        | Коэффициент вариации    | 0,029                                  | 0,005                                     |                              |
|                                        | Интервал изменения      | 6,5-10,5                               | 0,15-0,18                                 |                              |
| Геофизические исследования скважин     | Количество скважин, шт. |                                        | 1                                         | 1                            |
|                                        | Кол-во определений, шт. |                                        | 2                                         | 2                            |
|                                        | Среднее значение        |                                        | 0,16                                      | 0,50                         |

|                                        |                         |           |           |           |
|----------------------------------------|-------------------------|-----------|-----------|-----------|
|                                        | Коэффициент вариации    |           | 0,016     | 0,002     |
|                                        | Интервал изменения      |           | 0,14-0,18 | 0,48-0,52 |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин, шт. |           |           |           |
|                                        | Кол-во определений, шт. |           |           |           |
|                                        | Среднее значение        |           |           |           |
|                                        | Коэффициент вариации    |           |           |           |
|                                        | Интервал изменения      |           |           |           |
| <b>Горизонт Ю-IV</b>                   |                         |           |           |           |
| Лабораторные исследования керна        | Количество скважин, шт. |           |           |           |
|                                        | Кол-во определений, шт. |           |           |           |
|                                        | Среднее значение        |           |           |           |
|                                        | Коэффициент вариации    |           |           |           |
|                                        | Интервал изменения      |           |           |           |
| <b>1</b>                               | <b>2</b>                | <b>3</b>  | <b>4</b>  | <b>5</b>  |
| Геофизические исследования скважин     | Количество скважин, шт. |           | 1         | 1         |
|                                        | Кол-во определений, шт. |           | 5         | 3         |
|                                        | Среднее значение        |           | 0,17      | 0,47      |
|                                        | Коэффициент вариации    |           | 0,015     | 0,010     |
|                                        | Интервал изменения      |           | 0,14-0,2  | 0,4-0,5   |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин, шт. |           |           |           |
|                                        | Кол-во определений, шт. |           |           |           |
|                                        | Среднее значение        |           |           |           |
|                                        | Коэффициент вариации    |           |           |           |
|                                        | Интервал изменения      |           |           |           |
| <b>Горизонт PZ-1</b>                   |                         |           |           |           |
| Лабораторные исследования керна        | Количество скважин, шт. | 1         | 1         |           |
|                                        | Кол-во определений, шт. | 9         | 2         |           |
|                                        | Среднее значение        | 9,3       | 0,135     |           |
|                                        | Коэффициент вариации    | 0,95      | 0,001     |           |
|                                        | Интервал изменения      | 1,13-29,1 | 0,13-1,14 |           |
| Геофизические исследования скважин     | Количество скважин, шт. |           | 1         | 1         |
|                                        | Кол-во определений, шт. |           | 3         | 3         |
|                                        | Среднее значение        |           | 0,08      | 0,62      |
|                                        | Коэффициент вариации    |           | 0,073     | 0,070     |
|                                        | Интервал изменения      |           | 0,06-0,11 | 0,42-0,82 |

|                                        |                         |  |           |          |
|----------------------------------------|-------------------------|--|-----------|----------|
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин, шт. |  |           |          |
|                                        | Кол-во определений, шт. |  |           |          |
|                                        | Среднее значение        |  |           |          |
|                                        | Коэффициент вариации    |  |           |          |
|                                        | Интервал изменения      |  |           |          |
| <b>Горизонт PZ-2</b>                   |                         |  |           |          |
| 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. |  | 6         | 6        |
|                                        | Среднее значение        |  | 0,09      | 0,54     |
|                                        | Коэффициент вариации    |  | 0,142     | 0,056    |
|                                        | Интервал изменения      |  | 0,05-0,15 | 0,4-0,74 |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин, шт. |  |           |          |
|                                        | Кол-во определений, шт. |  |           |          |
|                                        | Среднее значение        |  |           |          |
|                                        | Коэффициент вариации    |  |           |          |
|                                        | Интервал изменения      |  |           |          |

### 2.3. Физико-химические свойства нефти, газа и воды

Исследования физико-химических характеристик поверхностных проб нефти и растворенного газа проводились в физико-химической лаборатории ТОО «КазНИГРИ».

#### Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические характеристики поверхностных проб нефти отобраны и изучены двумя пробами из отложений арыскупского горизонта нижнего неокома нижнего мела (горизонт М-II) и карагансайской свиты средней юры (продуктивный горизонт Ю-IV).

**Горизонт М-II** представлен одной пробой из интервала 1292,6-1300м. По результатам замеров плотность нефти 0,781 г/см<sup>3</sup>. Групповой углеводородный состав: серы - 0,03%, смол силикагелевых – 1,96%, парафина – 1,74%, механические примеси - отсутствуют. Кинематическая вязкость при 20°C составляет 2,25 мкм<sup>2</sup>/с, при 50°C – 1,56 мкм<sup>2</sup>/с. Температура вспышки +14, застывания -20°C. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200°C составляют 49%, керосиновых – 86%.

Нефть, отобранная из горизонта М-II подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу слабopарафинистых.

**Горизонт Ю-IV** представлен одной пробой из интервала 1315-1336м. По результатам замеров плотность нефти 0,809 г/см<sup>3</sup>. Групповой углеводородный состав: серы - 0,07%, смол

силикагелевых—1,47%, парафина — 1,24%, механические примеси - отсутствуют. Кинематическая вязкость при 20<sup>0</sup>С составляет 3,81 мкм<sup>2</sup>/с, при 50<sup>0</sup>С — 2,14 мкм<sup>2</sup>/с. Температура вспышки +50, застывания -20<sup>0</sup>С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200<sup>0</sup>С составляют 14%, керосиновых — 66%.

Нефть, отобранная из горизонта Ю-IV, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу слабopарафинистых.

Физико-химические свойства и состав поверхностных проб нефти по продуктивным горизонтам приведены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Физико-химические свойства поверхностных проб нефти

| №<br>П<br>/П  | №<br>ск<br>в. | Дата<br>отбора | Интервал<br>перфорации,<br>м            | Плотность, г/см <sup>3</sup> | Кинематическая<br>вязкость,<br>мкМ <sup>2</sup> /с |      |      |      | Температура, °С |            | Групповой углеводородный состав, % |      |      |                   |            |              | Фракционный состав по<br>Энглеру, % |        |        |        |                |                | Исполнитель       |
|---------------|---------------|----------------|-----------------------------------------|------------------------------|----------------------------------------------------|------|------|------|-----------------|------------|------------------------------------|------|------|-------------------|------------|--------------|-------------------------------------|--------|--------|--------|----------------|----------------|-------------------|
|               |               |                |                                         |                              | 20 °С                                              | 30°С | 40°С | 50°С | вспышки         | застывания | парафин                            | сера | вода | смолянистые       | асфальтены | мех. примеси | Н.К                                 | 100 °С | 150 °С | 200 °С | 250 °С         | 300 °С         |                   |
| 1             | 2             | 3              | 4                                       |                              |                                                    |      |      |      | 10              | 11         | 12                                 | 3    | 4    | 5                 | 6          | 7            | 8                                   | 9      | 0      | 1      | 2              | 3              | 24                |
| Горизонт М-II |               |                |                                         |                              |                                                    |      |      |      |                 |            |                                    |      |      |                   |            |              |                                     |        |        |        |                |                |                   |
| 1             | К<br>М-2      | 13.10.2016г    | 1292,6-1300                             | ,781                         | ,25                                                | ,97  | ,73  | ,56  | 14 <sup>+</sup> | -20        | ,74 <sup>1</sup>                   | ,03  | тс.  | 96 <sup>1</sup> , | -          | тс.          | 5                                   |        | 7      | 9      | 8 <sup>6</sup> | 6 <sup>8</sup> | ТОО<br>«КазНИГРИ» |
| Горизонт Ю-IV |               |                |                                         |                              |                                                    |      |      |      |                 |            |                                    |      |      |                   |            |              |                                     |        |        |        |                |                |                   |
| 2             | К<br>М-2      | 20.09.2016г    | 1315-1321<br>1329,5-1330,5<br>1333-1336 | ,809                         | ,81                                                | ,05  | ,54  | ,14  | 50 <sup>+</sup> | -20        | ,24 <sup>1</sup>                   | ,07  | тс.  | 47 <sup>1</sup> , | -          | тс.          | 64                                  |        |        | 4      | 8 <sup>3</sup> | 6 <sup>6</sup> | ТОО<br>«КазНИГРИ» |

### **Состав и свойства растворённого газа**

Результаты анализов газа, растворенного в нефти изучены одной пробой из горизонта М-II в отложениях нижнего мела из интервала 1292,6-1300,0м.

Продуктивный горизонт М-II. Содержания компонентов составляют: метана – 89.37%, этана – 5.42%, пропана – 2,54 %, бутанов – 1,47 %, пентанов – 1,14%, гексана+высшие – 0,05%. Теплота сгорания, ккал/м<sup>3</sup>: высшая 8873,567, низшая 7992,7. В растворенном газе минимальное содержание углекислого газа 0,01%. Плотность газа по отношению к воздуху составляет – 0,6836кг/м<sup>3</sup>.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования продуктивного горизонта М-II метан-этанового состава, полужирный, безсернистый, низкоуглекислый.

Физико-химические свойства газа, растворенного в нефти по продуктивным горизонтам приведены в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.2 – Результаты анализов газа, растворенного в нефти

| № скв.        | Дата отбора | Интервал отбора проб, м | Метан, %вес | Этан, %вес | Пропан, %вес | Изо-бутан, %вес | Углекислый газ, %вес | Азот, %вес | Уд. вес по отношению к воздуху, кг/м <sup>3</sup> | п-бутан, %вес | Изо-пентан, %вес | п-пентан, %вес | Гексан+высшие, %вес | Исполнитель    |
|---------------|-------------|-------------------------|-------------|------------|--------------|-----------------|----------------------|------------|---------------------------------------------------|---------------|------------------|----------------|---------------------|----------------|
| 1             | 2           | 3                       | 4           | 5          | 6            | 7               | 8                    | 9          | 10                                                | 11            | 12               | 13             | 14                  | 15             |
| Горизонт М-II |             |                         |             |            |              |                 |                      |            |                                                   |               |                  |                |                     |                |
| КМ-2          | 18.10.2016  | 1292,6-1300             | 89,37       | 5,42       | 2,54         | 1,21            | 0,01                 |            | 0,6836                                            | 0,26          | 0,12             | 0,02           | 0,05                | ТОО «КазНИГРИ» |

### **Физические свойства и химический состав пластовых вод**

На месторождении Жинишкекум Южный для изучения физико-химических свойств пластовых вод отобраны и проведены химические анализы 11 проб. Ниже приводятся результаты отдельно по горизонтам или по стратиграфическим подразделениям.

Отложения **палеозоя** исследованы по 6-ти пробам, отобранные из интервала 1400-1408 м.

Общая минерализация изменяется в пределах от 40,055 до 64,254 г/л, составляя в среднем 52,209 г/л, что соответствует группе соленых вод. Содержания по хим. анализу (в г/л) анионов: хлориды- от 23,554 до 41,191, в среднем – 32,38 г/л; сульфаты- от 0,642 до 1,056, в среднем – 0,844 г/л; гидрокарбонаты- от 0,351 до 1,355, в среднем – 0,89 г/л; катионов: кальций- от 2,35 до 10,574, в среднем – 7,165 г/л; магний- от 0,951 до 4,818, в среднем – 2,862 г/л и натрия+калия- от 2,843 до 11,492, в среднем – 8,107 г/л. Удельный вес (средний) 1,038 г/см<sup>3</sup>, pH = 6,5, общая жесткость 593 мг-экв/л. Воды по классификации В.А. Сулина соответствуют водам хлоридно-кальциевой группе натриевой подгруппе.

Отложения **карагансайской свиты средней юры**. Исследованы 5 проб, отобранные из интервала 1315-1341,2 м.

Общая минерализация изменяется в пределах от 62,053 до 67,729 г/л, составляя в среднем 64,141 г/л, что соответствует группе соленых вод. Содержания по хим. анализу (в г/л) анионов: хлориды- от 34,593 до 41,271, в среднем – 37,295 г/л; сульфаты- от 0,84 до 1,284, в среднем – 1,085 г/л; гидрокарбонаты- от 0,196 до 2,915, в среднем – 1,2 г/л; катионов: кальций- от 0,421 до 4,505, в среднем – 2,166 г/л; магний- от 0,828 до 1,813, в среднем – 1,238 г/л и натрия+калия- от 19,462 до 21,519, в среднем – 20,557 г/л. Удельный вес (средний) 1,047 г/см<sup>3</sup>, pH = 7,81, общая жесткость 210 мг-экв/л. Воды по классификации В.А. Сулина соответствуют водам хлоридно-кальциевой группе натриевой подгруппе.

Воды альб-сеноманских и турон-сенонских водоносных горизонтов хорошо изучены на Кумкольском месторождении.

Альб-сеноманские пластовые воды хлор-магниевые и хлор-кальциевые типа с минерализацией от 1,18 до 5,2 г/л, содержат гидрокарбонаты 150-259 мг/л, сульфаты от 310 до 970 мг/л, хлориды от 144 до 4960 мг/л. Воды кислые, по жесткости гораздо мягче вышеописанных, почти близкие к питьевой воде, в отдельных пробах отмечается барий от 0,3 до 1,5 мг/л.

Из перечисленных пластовых вод наименьшую минерализацию имеют сенонские – до 1-1,5 г/л и туронские – от 1 до 2,2 г/л воды.

**Химический состав и физические свойства пластовых вод** по продуктивным горизонтам приведены в таблице 2.3.3

Таблица 2.3.3 – Химический состав и физические свойства пластовых вод

| № скв.   | Интервал<br>Отбора проб,<br>м | Горизонт | Удельный вес, г/см <sup>3</sup> | Компонентный состав, мг/л     |                               |                 |                  |                  |                                 | Минерализация,<br>мг/л | Тип по Сулину | РН       | Общая жесткость,<br>мг-экв/л |
|----------|-------------------------------|----------|---------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-----------------|------------------|------------------|---------------------------------|------------------------|---------------|----------|------------------------------|
|          |                               |          |                                 | HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> | SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> | Cl <sup>-</sup> | Ca <sup>+2</sup> | Mg <sup>+2</sup> | Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup> |                        |               |          |                              |
| 1        | 2                             | 3        | 4                               | 5                             | 6                             | 7               | 8                | 9                | 10                              | 11                     | 12            | 13       | 14                           |
| М-2<br>К | 1400-<br>1408                 | Z<br>P   | 1,<br>042                       | 9<br>355                      | 9<br>95                       | 2<br>5710       | 9<br>998         | 3<br>500         | 28<br>22                        | 468<br>60              | X<br>К        | 6<br>,4  | 73<br>7                      |
|          |                               |          | 1,<br>030                       | 1<br>155                      | 6<br>45                       | 2<br>4781       | 3<br>152         | 9<br>68          | 11<br>369                       | 420<br>70              | X<br>К        | 6<br>,4  | 23<br>7                      |
|          |                               |          | 1,<br>029                       | 1<br>068                      | 6<br>42                       | 2<br>3554       | 2<br>350         | 9<br>51          | 11<br>492                       | 400<br>55              | X<br>К        | 6<br>,4  | 19<br>5                      |
|          |                               |          | 1,<br>046                       | 3<br>51                       | 8<br>64                       | 3<br>9810       | 9<br>193         | 3<br>865         | 85<br>10                        | 625<br>93              | X<br>К        | 6<br>,8  | 77<br>7                      |
|          |                               |          | 1,<br>048                       | 4<br>11                       | 1<br>056                      | 4<br>1191       | 1<br>0574        | 4<br>818         | 62<br>04                        | 642<br>54              | X<br>К        | 6<br>,8  | 92<br>4                      |
|          | 1339-<br>1357                 |          | 1,<br>038                       | 8<br>90                       | 8<br>44                       | 3<br>2380       | 7<br>165         | 2<br>862         | 81<br>07                        | 522<br>09              |               | 6<br>,5  | 59<br>3                      |
|          | Среднее по PZ                 |          |                                 | 1,<br>038                     | 8<br>90                       | 8<br>44         | 3<br>2380        | 7<br>165         | 2<br>862                        | 81<br>07               | 522<br>09     |          | 6<br>,5                      |
| М-2<br>К | 1315-<br>1341,2               | Ю<br>-IV | 1,<br>050                       | 1<br>96                       | 8<br>40                       | 4<br>1271       | 4<br>505         | 1<br>242         | 19<br>727                       | 677<br>79              | X<br>К        | 7<br>,19 | 32<br>7                      |
|          | 1315-<br>1337                 |          | 1,<br>049                       | 2<br>34                       | 9<br>06                       | 3<br>9998       | 4<br>216         | 1<br>144         | 19<br>462                       | 659<br>59              | X<br>К        | 7<br>,82 | 30<br>4                      |
|          | гл.132<br>0,5                 |          | 1,<br>047                       | 3<br>25                       | 1<br>199                      | 3<br>4593       | 4<br>60          | 1<br>163         | 21<br>532                       | 622<br>73              | X<br>К        | 8<br>,24 | 11<br>9                      |

|                 |               |  |           |          |          |           |          |          |           |           |        |          |         |
|-----------------|---------------|--|-----------|----------|----------|-----------|----------|----------|-----------|-----------|--------|----------|---------|
|                 | гл.134<br>1,8 |  | 1,<br>045 | 2<br>915 | 1<br>284 | 3<br>5074 | 4<br>21  | 1<br>813 | 20<br>546 | 620<br>53 | X<br>K | 8<br>,10 | 17<br>0 |
|                 | гл.130<br>0,6 |  | 1,<br>045 | 2<br>329 | 1<br>195 | 3<br>5539 | 1<br>230 | 8<br>28  | 21<br>519 | 626<br>42 | X<br>K | 7<br>,71 | 13<br>0 |
| Среднее по Ю-IV |               |  | 1,<br>047 | 1<br>200 | 1<br>085 | 3<br>7295 | 2<br>166 | 1<br>238 | 20<br>557 | 641<br>41 |        | 7<br>,81 | 21<br>0 |

## 2.4. Физико-гидродинамические характеристики

Методика лабораторных исследований соответствует общепринятым методикам.

При проведении исследований в лаборатории соблюдались требования стандартов. Контроль качества измерений проводился путем сравнения с эталонными образцами перед началом замеров и после и выполнением контрольных замеров.

Все образцы отмывались от природных солей, при наличии в образцах керна углеводородов они экстрагировались в аппаратах Сокслета. Сушка проводилась при температуре 105° С.

После подготовки керна к исследованию, выполнены нижеследующий комплекс исследований:

- абсолютная проницаемость определена на аппарате ULTRA-PERM 600 методом нестационарной фильтрации;
- *открытая пористость* определялась по методу Преображенского (метод керосинонасыщения), а *полная* методом парафинирования;
- *карбонатность* – на аппарате КМ-04М по объему газа, выделившегося при взаимодействии 6% соляной кислоты и навески породы;
- *гранулометрический анализ* по методу отмучивания глинистых частиц с последующим рассеиванием на ситах высушенного после отмучивания остатка;
- *Плотность зёрен* определялась пикнометрическим и расчетным способом.

Специальный анализ состоит из следующих исследований:

- *определение электрических свойств* на образцах со 100% и переменной водонасыщенностью породы;
- *определение остаточной водонасыщенности.*

При изучении пород продуктивных отложений использовались стандартные и специальные лабораторные исследования.

Комплекс стандартных исследований включал определение пористости, проницаемости, удельного веса породы, гранулометрического состава, карбонатности. Анализ результатов определения физических свойств пород продуктивной толщи, показывает на низкие емкостные и фильтрационные свойства коллекторов палеозоя.

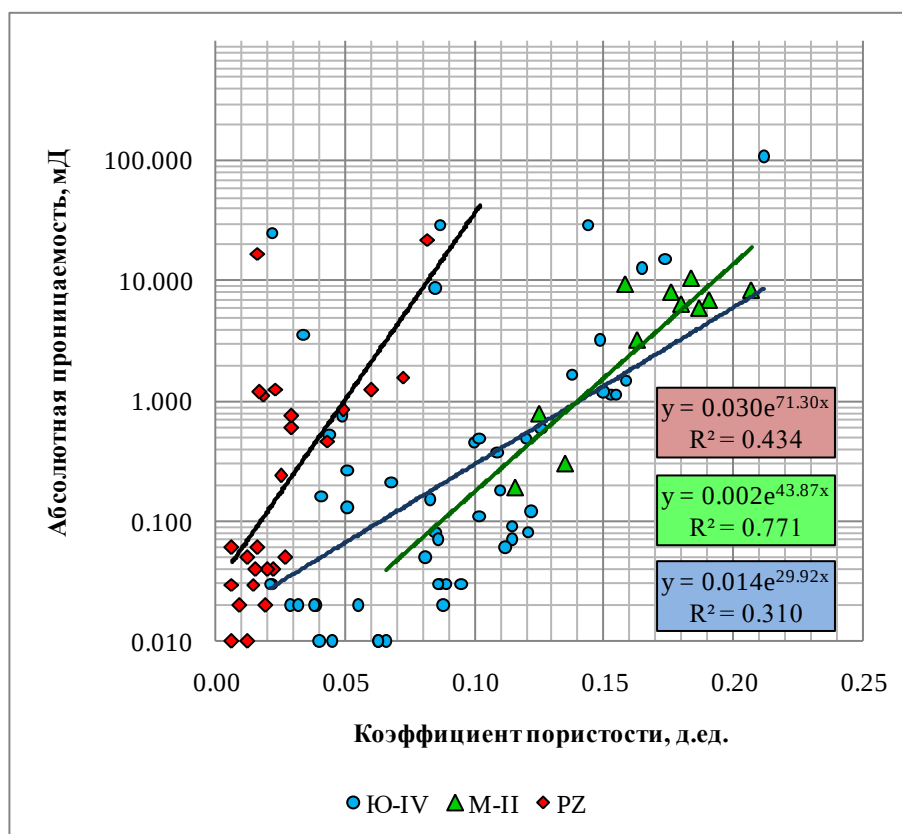
Сопоставление проницаемости с пористостью. Как видно из сопоставления проницаемость-пористость (рисунок 2.4.1), связь между пористостью и проницаемостью практический отсутствует для отложений палеозоя и средней юры.

Для продуктивных горизонтов полученные связи описываются нижеследующими уравнениями:

$$\text{Горизонт М-II: } K_{пр} = 0.002 * e^{Kп * 43.87} (R^2 = 0.771) \quad (2.4.1)$$

$$\text{Горизонт Ю-IV: } K_{пр} = 0.014 * e^{Kп * 29.92} (R^2 = 0.310) \quad (2.4.2)$$

$$\text{Горизонт PZ: } K_{пр} = 0.030 * e^{Kп * 71.3} (R^2 = 0.434) \quad (2.4.3)$$



**Рисунок 2.4.1 Сопоставление проницаемости с пористостью**

Объемная плотность – пористость. Сопоставление объемной плотности с пористостью выполнено по 94 образцами керна. На рисунке 2.4.2 представлена связь между плотностью породы с пористостью.

Отмечается хорошая связь для отложений средней юры и нижнего мела и получена значение объемной плотности  $2,675 \text{ г/см}^3$  при нулевой пористости.

По результатам сопоставления, получена объемная плотность для отложений палеозоя при нулевой пористости  $2,748 \text{ г/см}^3$ .

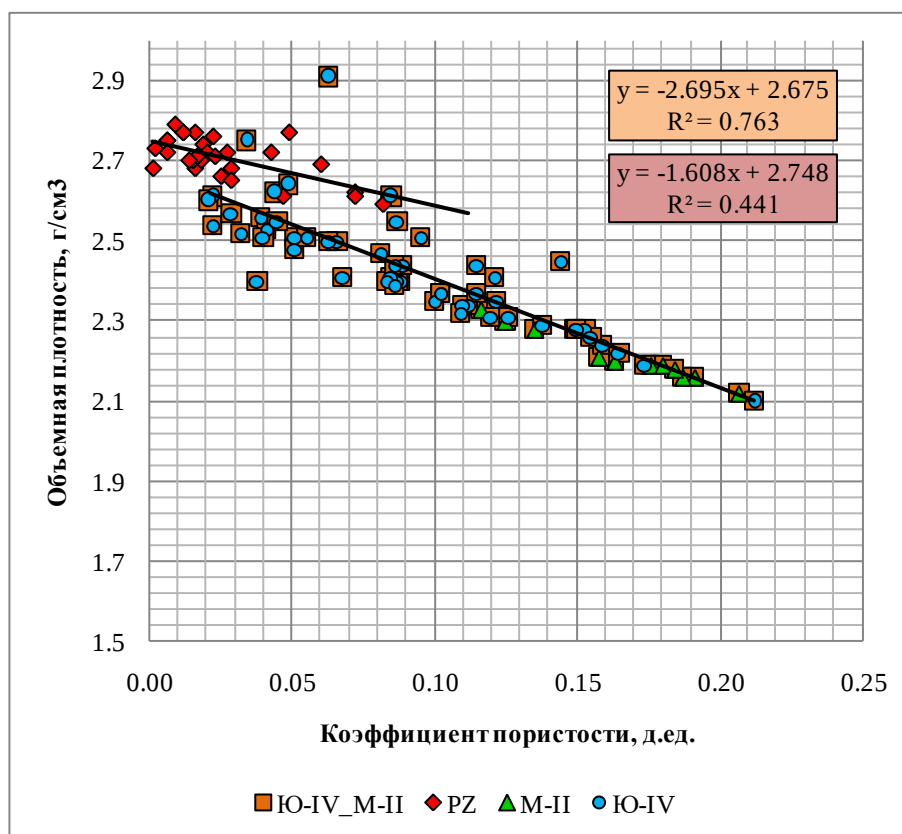


Рисунок 2.4.2 Сопоставление плотности породы с пористостью

Связь параметра пористости с коэффициентом пористости. Для построения зависимости параметра пористости от коэффициента пористости использованы результаты определения электрического сопротивления 100% водонасыщенного образца с известной пористостью, выполненные на 24 образцах керна.

Образцы насыщались моделью пластовой воды с электрическим сопротивлением 0,06964 Ом\*м, замеры выполнялись в атмосферных условиях.

Результаты эксперимента представлены на рисунке 2.4.3 (а)

Полученная связь для отложения нижнего мела описывается уравнением:

$$P_n = 1,002 \cdot K_p^{-1,65}, \quad (R^2 = 0.999) \quad (2.4.4)$$

Для отложений палеозоя и юры связь описывается уравнением:

$$P_n = 0.985 \cdot K_p^{-1.92} \quad (R^2 = 0.998) \quad (2.4.5)$$

Связь параметра насыщения от водонасыщенности. Параметр насыщения определен по замерам электрического сопротивления образцов с переменной водонасыщенностью на 24 образцах керна. Горизонт М-II представляет 5 образцов керна, горизонта Ю-VI 8 образцов керна и 11 образцов горизонта PZ. Текущая водонасыщенность создавалась методом полупроницаемой мембраны. На рисунке 2.4.3б приведен график связи параметра насыщения с коэффициентом водонасыщенности.

Зависимость параметра насыщения от водонасыщенности по результатам определений описывается уравнением:

Для отложений нижнего мела:

$$P_n = 1.002 K_v^{-1.79} \quad (R^2 = 0.998) \quad (2.4.6)$$

Для отложений палеозоя и средней юры:

$$P_n = 1.022 K_v^{-1.69} \quad (R^2 = 0.975) \quad (2.4.7)$$

Исходные данные для построения петрофизических связей параметра пористости от пористости и параметра насыщения от водонасыщенности приведены в таблице 2.4.2.

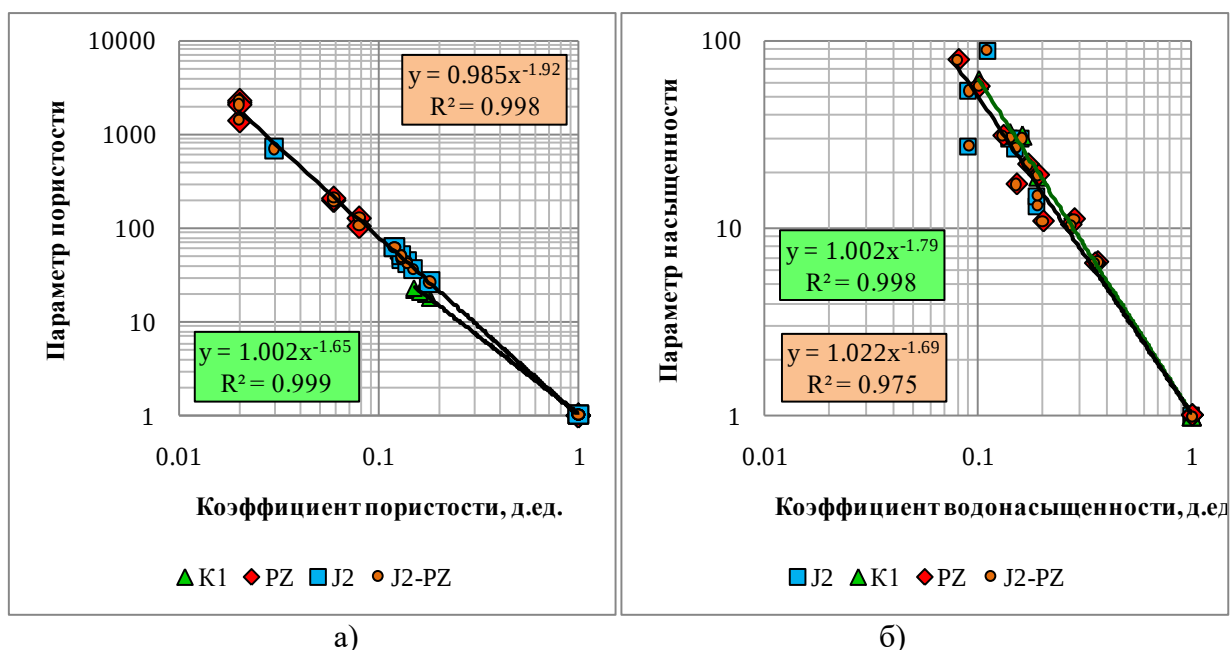


Рисунок 2.4.3 Связь параметра пористости с пористостью (а) и параметра насыщенности с коэффициентом водонасыщенности

Таблица 2.4.1 – Результаты определения параметра пористости и насыщенности

| п/п | № образца         | Глубина, м | К<br>п, д.ед. | Кпр по<br>газу, мД | Кв<br>, д.ед. | УЭС,<br>Ом*м | Рп     | m          | Рн        | n          |
|-----|-------------------|------------|---------------|--------------------|---------------|--------------|--------|------------|-----------|------------|
|     | 2                 | 3          | 4             | 5                  | 6             | 7            | 8      | 9          | 10        | 11         |
|     | 050402001<br>K03H | 1301,49    | 0,1<br>8      | 8,37               | 0,1<br>4      | 2,28         | 17,77  | -<br>1,681 | 32,<br>48 | -<br>1,725 |
|     | 050402002<br>K01H | 1301,87    | 0,1<br>7      | 7,08               | 0,1<br>6      | 2,62         | 19,62  | -<br>1,657 | 31,<br>54 | -<br>1,824 |
|     | 050402002<br>K02H | 1302,08    | 0,1<br>5      | 8,05               | 0,1<br>4      | 2,63         | 21,85  | -<br>1,650 | 31,<br>90 | -<br>1,752 |
|     | 050402002<br>K04H | 1302,68    | 0,1<br>6      | 6,47               | 0,1<br>9      | 2,50         | 20,97  | -<br>1,685 | 19,<br>06 | -<br>1,736 |
|     | 050402003<br>K02H | 1302,94    | 0,1<br>5      | 10,5               | 0,1<br>0      | 2,35         | 22,69  | -<br>1,665 | 62,<br>24 | -<br>1,754 |
|     | 050402023J<br>01H | 1338,12    | 0,1<br>8      | 108,5              | 0,1<br>1      | 1,82         | 26,10  | -<br>1,896 | 89,<br>73 | -<br>1,880 |
|     | 050402024J<br>01H | 1339,05    | 0,1<br>3      | 12,7               | 0,0<br>9      | 3,21         | 46,10  | -<br>1,904 | 54,<br>63 | -<br>1,553 |
|     | 050402019J<br>01H | 1334,8     | 0,0<br>3      | 3,57               | 0,0<br>9      | 48,95        | 702,95 | -<br>1,890 | 27,<br>86 | -<br>1,393 |
|     | 050402021J<br>05H | 1336,9     | 0,1<br>2      | 1,66               | 0,1<br>5      | 4,37         | 62,78  | -<br>1,951 | 27,<br>00 | -<br>1,613 |
| 0   | 050402022J<br>01H | 1337,07    | 0,1<br>4      | 1,45               | 0,1<br>9      | 3,69         | 42,94  | -<br>1,888 | 13,<br>33 | -<br>1,504 |
| 1   | 050402022J<br>02H | 1337,19    | 0,1<br>3      | 1,11               | 0,1<br>9      | 3,54         | 50,84  | -<br>1,954 | 15,<br>01 | -<br>1,446 |
| 2   | 050402023J<br>02H | 1338,64    | 0,1<br>5      | 15                 | 0,1<br>4      | 2,53         | 36,28  | -<br>1,925 | 30,<br>66 | -<br>1,625 |
| 3   | 050402024J<br>02H | 1339,69    | 0,1<br>2      | 3,22               | 0,1<br>6      | 4,25         | 61,05  | -<br>1,963 | 30,<br>41 | -<br>1,700 |
| 4   | 050402027J<br>04H | 1342,63    | 0,1<br>4      | 1,13               | 0,2<br>0      | 3,59         | 41,56  | -<br>1,889 | 10,<br>95 | -<br>1,464 |

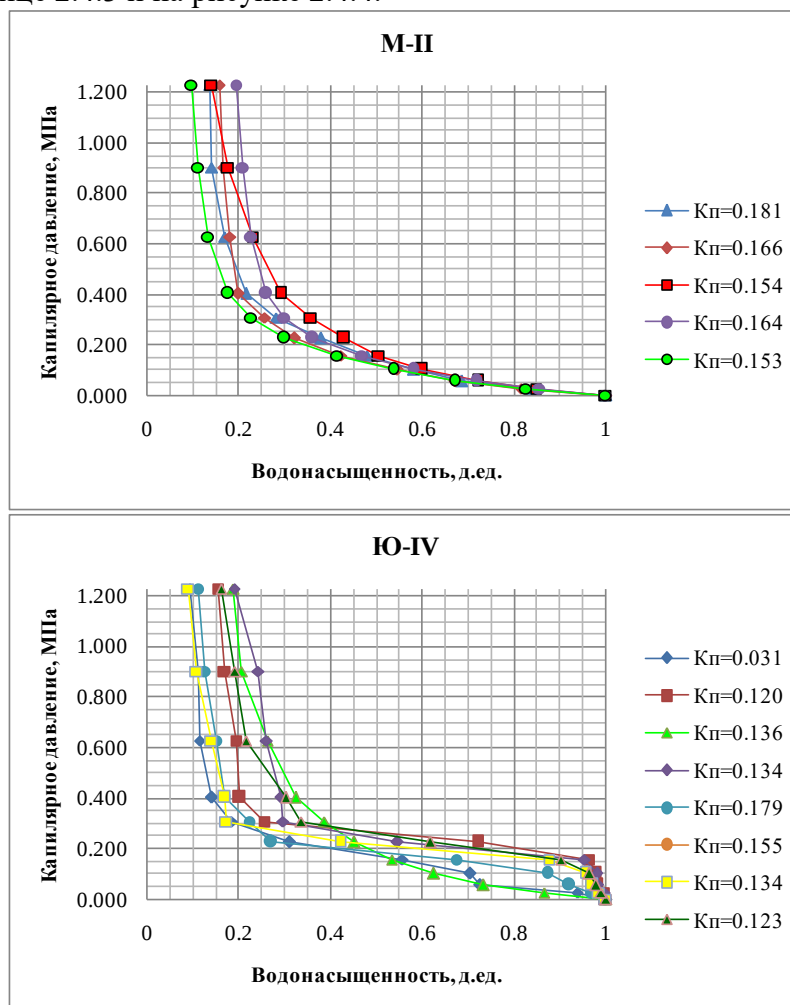
|   |                   |         |          |      |          |       |             |            |           |            |
|---|-------------------|---------|----------|------|----------|-------|-------------|------------|-----------|------------|
| 5 | 050402027J<br>06H | 1342,89 | 0,1<br>3 | 1,19 | 0,1<br>9 | 3,99  | 47,29       | -<br>1,908 | 19,<br>36 | -<br>1,752 |
| 6 | 050402028J<br>02H | 1343,57 | 0,1<br>3 | 29,1 | 0,1<br>0 | 3,61  | 49,84       | -<br>1,925 | 57,<br>75 | -<br>1,726 |
| 7 | 050402028J<br>03H | 1343,87 | 0,0<br>8 | 8,65 | 0,1<br>3 | 9,07  | 130,28      | -<br>1,935 | 31,<br>45 | -<br>1,670 |
| 8 | 050402031J<br>01H | 1346,22 | 0,0<br>8 | 22,2 | 0,1<br>5 | 5,13  | 105,68      | -<br>1,840 | 17,<br>30 | -<br>1,473 |
| 9 | 050402031J<br>04H | 1346,9  | 0,0<br>6 | 1,6  | 0,1<br>7 | 9,44  | 195,38      | -<br>1,858 | 22,<br>10 | -<br>1,725 |
| 0 | 050402032J<br>02H | 1347,36 | 0,0<br>2 | 17,1 | 0,3<br>6 | 21,53 | 2208,9<br>8 | -<br>1,892 | 6,6<br>2  | -<br>1,832 |
| 1 | 050402033J<br>01H | 1348,09 | 0,0<br>6 | 1,25 | 0,0<br>8 | 12,92 | 210,81      | -<br>1,860 | 80,<br>21 | -<br>1,773 |
| 2 | 050402036J<br>02H | 1351,29 | 0,0<br>2 | 1,26 | 0,2<br>8 | 30,19 | 1431,2<br>3 | -<br>1,875 | 11,<br>25 | -<br>1,863 |
| 3 | 050402039J<br>01H | 1401,96 | 0,0<br>2 | 1,13 | 0,3<br>5 | 28,90 | 2312,8<br>0 | -<br>1,874 | 6,5<br>2  | -<br>1,760 |
| 4 | 050402040J<br>03H | 1402,93 | 0,0<br>2 | 1,21 | 0,2<br>7 | 24,33 | 2052,7<br>9 | -<br>1,903 | 10,<br>50 | -<br>1,767 |

Связь капиллярного давления и остаточной водонасыщенности пород методом полупроницаемой мембраны. Исследование проведено на 24 образцах керна. Горизонт М-II представляет 5 образцов керна, горизонта Ю-VI 8 образцов керна и 11 образцов горизонта РZ.

*Нижний мел.* Пористость образцов изменяется от 0,159 д.ед. до 0,287 д.ед. Проницаемость образцов изменяется от 6,47 до 10,5 мД. Согласно полученным результатам, остаточная водонасыщенность изменяется в интервале от 0,097 д.ед. до 0,193 д.ед. Результаты представлены в таблице 2.4.3 и на рисунке 2.4.4.

*Средняя юра.* Пористость образцов изменяется от 0,031 д.ед. до 0,179 д.ед. Проницаемость образцов изменяется от 1,11 до 108,5 мД. Согласно полученным результатам, остаточная водонасыщенность изменяется в интервале от 0,009 д.ед. до 0,189 д.ед. Результаты представлены в таблице 2.4.3 и на рисунке 2.4.4.

*Палеозой.* Пористость образцов изменяется от 0,031 д.ед. до 0,179 д.ед. Проницаемость образцов изменяется от 1,11 до 108,5 мД. Согласно полученным результатам, остаточная водонасыщенность изменяется в интервале от 0,009 д.ед. до 0,189 д.ед. Результаты представлены в таблице 2.4.3 и на рисунке 2.4.4.



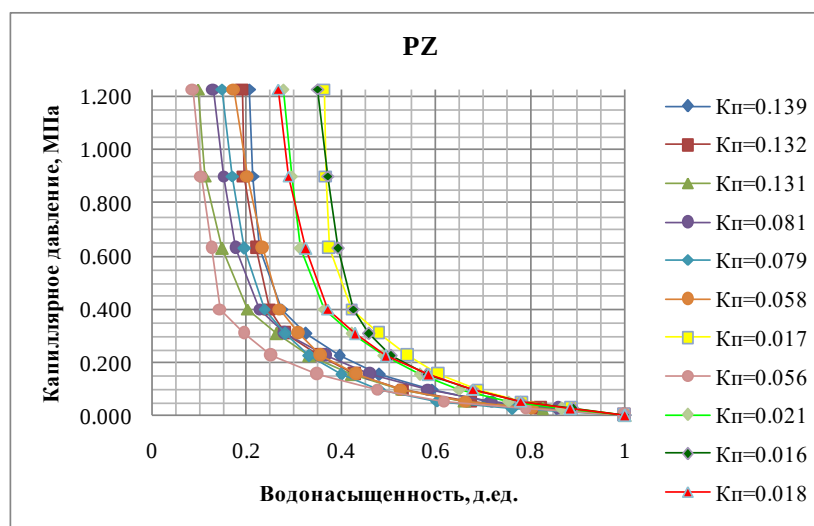


Рисунок 2.4.4 Связь капиллярного давления с остаточной водонасыщенностью

Таблица 2.4.2 – Результаты определения остаточной водонасыщенности

| Нижний мел  |                   |                   |                   |                   |                   |
|-------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| P<br>, МПа  | 0504020<br>01K03H | 0504020<br>02K01H | 0504020<br>02K02H | 0504020<br>02K04H | 0504020<br>03K02H |
|             | Кв, д.ед.         | Кв, д.ед.         | Кв, д.ед.         | Кв, д.ед.         | Кв, д.ед.         |
| 1           | 2                 | 3                 | 4                 | 5                 | 6                 |
| 0.000       | 1                 | 1                 | 1                 | 1                 | 1                 |
| 0.025       | 0.842             | 0.815             | 0.847             | 0.855             | 0.826             |
| 0.056       | 0.686             | 0.672             | 0.72              | 0.717             | 0.67              |
| 0.100       | 0.581             | 0.545             | 0.599             | 0.58              | 0.536             |
| 0.157       | 0.479             | 0.421             | 0.506             | 0.468             | 0.415             |
| 0.226       | 0.379             | 0.322             | 0.429             | 0.36              | 0.299             |
| 0.307       | 0.28              | 0.255             | 0.356             | 0.298             | 0.227             |
| 0.402       | 0.214             | 0.197             | 0.29              | 0.259             | 0.175             |
| 0.628       | 0.17              | 0.18              | 0.228             | 0.227             | 0.133             |
| 0.903       | 0.139             | 0.164             | 0.176             | 0.208             | 0.112             |
| 1.230       | 0.136             | 0.156             | 0.139             | 0.193             | 0.097             |
| Средняя юра |                   |                   |                   |                   |                   |
| P<br>, МПа  | 0504020<br>19J01H | 0504020<br>21J05H | 0504020<br>22J01H | 0504020<br>22J02H | 0504020<br>23J01H |
|             | Кв, д.ед.         | Кв, д.ед.         | Кв, д.ед.         | Кв, д.ед.         | Кв, д.ед.         |
| 0.000       | 1                 | 1                 | 1                 | 1                 | 1                 |
| 0           | 0.937             | 0.997             | 0.865             | 0.996             | 0.967             |

|                      |                   |                   |                   |                   |                   |
|----------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| .025                 |                   |                   |                   |                   |                   |
| <sup>0</sup><br>.056 | 0.726             | 0.982             | 0.732             | 0.983             | 0.921             |
| <sup>0</sup><br>.100 | 0.703             | 0.977             | 0.624             | 0.981             | 0.872             |
| <sup>0</sup><br>.157 | 0.556             | 0.963             | 0.533             | 0.953             | 0.674             |
| <sup>0</sup><br>.226 | 0.31              | 0.721             | 0.45              | 0.544             | 0.269             |
| <sup>0</sup><br>.307 | 0.184             | 0.254             | 0.386             | 0.296             | 0.221             |
| <sup>0</sup><br>.402 | 0.14              | 0.202             | 0.323             | 0.293             | 0.17              |
| <sup>0</sup><br>.628 | 0.113             | 0.192             | 0.261             | 0.26              | 0.149             |
| <sup>0</sup><br>.903 | 0.11              | 0.17              | 0.205             | 0.241             | 0.125             |
| <b>1</b>             | <b>2</b>          | <b>3</b>          | <b>4</b>          | <b>5</b>          | <b>6</b>          |
| <sup>1</sup><br>.230 | 0.093             | 0.153             | 0.186             | 0.189             | 0.109             |
| Р<br>, МПа           | 0504020<br>23J02Н | 0504020<br>24J01Н | 0504020<br>24J02Н |                   |                   |
|                      | Кв, д.ед.         | Кв, д.ед.         | Кв, д.ед.         |                   |                   |
| <sup>0</sup><br>.000 | 1                 | 1                 | 1                 |                   |                   |
| <sup>0</sup><br>.025 | 0.988             | 0.986             | 0.989             |                   |                   |
| <sup>0</sup><br>.056 | 0.977             | 0.973             | 0.98              |                   |                   |
| <sup>0</sup><br>.100 | 0.97              | 0.955             | 0.965             |                   |                   |
| <sup>0</sup><br>.157 | 0.867             | 0.876             | 0.901             |                   |                   |
| <sup>0</sup><br>.226 | 0.492             | 0.42              | 0.618             |                   |                   |
| <sup>0</sup><br>.307 | 0.315             | 0.173             | 0.335             |                   |                   |
| <sup>0</sup><br>.402 | 0.224             | 0.17              | 0.301             |                   |                   |
| <sup>0</sup><br>.628 | 0.203             | 0.141             | 0.214             |                   |                   |
| <sup>0</sup><br>.903 | 0.173             | 0.107             | 0.19              |                   |                   |
| <sup>1</sup><br>.230 |                   | 0.09              | 0.16              |                   |                   |
| <b>Палеозой</b>      |                   |                   |                   |                   |                   |
| Р<br>, МПа           | 0504020<br>27J04Н | 0504020<br>27J06Н | 0504020<br>28J02Н | 0504020<br>28J03Н | 0504020<br>31J01Н |
|                      | Кв, д.ед.         | Кв, д.ед.         | Кв, д.ед.         | Кв, д.ед.         | Кв, д.ед.         |
| <sup>0</sup><br>.000 | 1                 | 1                 | 1                 | 1                 | 1                 |

|                       |                   |                   |                   |                   |                   |
|-----------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| <sup>0</sup><br>.025  | 0.854             | 0.824             | 0.825             | 0.858             | 0.763             |
| <sup>0</sup><br>.056  | 0.712             | 0.673             | 0.661             | 0.717             | 0.604             |
| <sup>0</sup><br>.100  | 0.593             | 0.529             | 0.525             | 0.585             | 0.48              |
| <sup>0</sup><br>.157  | 0.479             | 0.429             | 0.423             | 0.461             | 0.399             |
| <sup>0</sup><br>.226  | 0.395             | 0.352             | 0.332             | 0.369             | 0.332             |
| <sup>0</sup><br>.307  | 0.325             | 0.281             | 0.264             | 0.282             | 0.28              |
| <sup>0</sup><br>.402  | 0.275             | 0.249             | 0.202             | 0.225             | 0.236             |
| <sup>0</sup><br>.628  | 0.225             | 0.218             | 0.148             | 0.174             | 0.194             |
| <sup>0</sup><br>.903  | 0.212             | 0.194             | 0.112             | 0.149             | 0.168             |
| <sup>1</sup><br>.230  | 0.204             | 0.19              | 0.097             | 0.13              | 0.147             |
| <sup>P</sup><br>, МПа | 0504020<br>31J04H | 0504020<br>32J02H | 0504020<br>33J01H | 0504020<br>36J02H | 0504020<br>39J01H |
|                       | Кв, д.ед.         | Кв, д.ед.         | Кв, д.ед.         | Кв, д.ед.         | Кв, д.ед.         |
| <sup>0</sup><br>.000  | 1                 | 1                 | 1                 | 1                 | 1                 |
| <sup>0</sup><br>.025  | 0.805             | 0.888             | 0.789             | 0.868             | 0.89              |
| <sup>0</sup><br>.056  | 0.664             | 0.783             | 0.615             | 0.754             | 0.781             |
| <sup>0</sup><br>.100  | 0.527             | 0.688             | 0.475             | 0.649             | 0.678             |
| <sup>0</sup><br>.157  | 0.434             | 0.606             | 0.35              | 0.565             | 0.58              |
| <sup>0</sup><br>.226  | 0.356             | 0.541             | 0.251             | 0.492             | 0.505             |
| <sup>0</sup><br>.307  | 0.31              | 0.478             | 0.193             | 0.42              | 0.458             |
| <sup>0</sup><br>.402  | 0.27              | 0.42              | 0.144             | 0.364             | 0.425             |
| <sup>0</sup><br>.628  | 0.233             | 0.375             | 0.124             | 0.314             | 0.393             |
| <sup>0</sup><br>.903  | 0.201             | 0.367             | 0.104             | 0.294             | 0.371             |
| <sup>1</sup><br>.230  | 0.172             | 0.365             | 0.085             | 0.276             | 0.35              |
| <sup>P</sup><br>, МПа | 0504020<br>40J03H |                   |                   |                   |                   |
|                       | Кв, д.ед.         |                   |                   |                   |                   |
| <b>1</b>              | <b>2</b>          | <b>3</b>          | <b>4</b>          | <b>5</b>          | <b>6</b>          |
| <sup>0</sup><br>.000  | 1                 |                   |                   |                   |                   |

|                      |       |  |  |  |  |
|----------------------|-------|--|--|--|--|
| <sup>0</sup><br>.025 | 0.886 |  |  |  |  |
| <sup>0</sup><br>.056 | 0.78  |  |  |  |  |
| <sup>0</sup><br>.100 | 0.678 |  |  |  |  |
| <sup>0</sup><br>.157 | 0.584 |  |  |  |  |
| <sup>0</sup><br>.226 | 0.493 |  |  |  |  |
| <sup>0</sup><br>.307 | 0.427 |  |  |  |  |
| <sup>0</sup><br>.402 | 0.371 |  |  |  |  |
| <sup>0</sup><br>.628 | 0.325 |  |  |  |  |
| <sup>0</sup><br>.903 | 0.286 |  |  |  |  |
| <sup>1</sup><br>.230 | 0.267 |  |  |  |  |

## 2.5. Запасы нефти и газа

По результатам бурения и с использованием материалов интерпретации 3D сейсморазведочных работ произведен оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа в нефти месторождения Жинишкекум Южный по состоянию изученности на 01.03.2018г.

В результате обработки материалов вышеперечисленных работ установлены нефтегазоносность, геологическая модель залежей нефти месторождения Жинишкекум Южный и уточнено геологическое строение структуры. Итоги этих работ позволили произвести оперативный подсчет запасов нефти по продуктивным горизонтам верхнего неокома (горизонт М-0-1), нижнего неокома нижнего мела (горизонт М-II), карагансайской свиты средней юры (горизонт Ю-IV) и палеозоя (горизонты PZ-1 и PZ-2) по категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

По принятым подсчетным параметрам геологические запасы нефти и растворенного газа по месторождению Жинишкекум Южный составляют:

|                            |          | <i><b>Нефть:</b></i> | <i><b>Раст.</b></i> |
|----------------------------|----------|----------------------|---------------------|
|                            |          |                      | <i><b>газ:</b></i>  |
| категория С <sub>1</sub> : | геологич | 622 тыс. т;          | 17,5 млн.           |
|                            | еские    |                      | м <sup>3</sup>      |
|                            | извлекае | 168 тыс. т;          | 4,7 млн.            |
| категория С <sub>2</sub> : | мые      |                      | м <sup>3</sup>      |
|                            | геологич | 477 тыс. т;          | 13,1 млн.           |
|                            | еские    |                      | м <sup>3</sup>      |
|                            | извлекае | 81 тыс. т;           | 2,4 млн.            |
|                            | мые      |                      | м <sup>3</sup>      |

**Всего по месторождению Жинишкекум Южный геологические запасы нефти и растворенного газа категориям С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> составляют: 1099 тыс. т; 30,6 млн. м<sup>3</sup>, соответственно.**

Таблица 2.5.1 – Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Южный Жинишкекум

| Залежь                    | Зона | Категория | Площадь нефтеносности, | Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина | Объем нефтенасыщенных пород | Коэффициенты, доли ед. |                   |             | Плотность нефти | Геологические запасы нефти | Коэффициент извлечения | Извлекаемые запасы нефти | Газосодержание | Геологические запасы растворенного газа | Извлекаемые запасы растворенного газа |
|---------------------------|------|-----------|------------------------|------------------------------------------------------|-----------------------------|------------------------|-------------------|-------------|-----------------|----------------------------|------------------------|--------------------------|----------------|-----------------------------------------|---------------------------------------|
|                           |      |           | тыс. м <sup>2</sup>    |                                                      | тыс. м <sup>3</sup>         | Открытой пористости    | Нефтенасыщенности | Пересчетный |                 |                            |                        |                          |                |                                         |                                       |
| 1                         | 2    | 3         | 4                      | 5                                                    | 6                           | 7                      | 8                 | 9           | 10              | 11                         | 12                     | 13                       | 14             | 15                                      | 16                                    |
| <b>Горизонт М-0-1</b>     |      |           |                        |                                                      |                             |                        |                   |             |                 |                            |                        |                          |                |                                         |                                       |
| КМ-2<br>(залежь 1)        | ЧНЗ  | 2         | 55                     | 1,3                                                  | 85                          | 0,21                   | 0,46              | 0,937       | 0,781           | 41                         | 0,23                   | 9                        | 8,0            | 1,1                                     | 0,3                                   |
| <b>Итого по горизонту</b> |      | 2         | 55                     | 4                                                    | 85                          | 5                      |                   |             |                 | 41                         |                        | 9                        |                | 1,1                                     | 0,3                                   |
| <b>Горизонт М-II</b>      |      |           |                        |                                                      |                             |                        |                   |             |                 |                            |                        |                          |                |                                         |                                       |
| КМ-2<br>(залежь 2)        | ЧНЗ  | 1         | 1060                   | 8,5                                                  | 9010                        | 0,15                   | 0,5               | 0,937       | 0,781           | 495                        | 0,3                    | 149                      | 8,0            | 13,9                                    | 4,2                                   |
|                           | ВНЗ  | 2         | 673                    | 3,8                                                  | 2543                        | 0,15                   | 0,5               | 0,937       | 0,781           | 140                        | 0,23                   | 32                       | 8,0            | 3,9                                     | 0,9                                   |
| <b>Итого по горизонту</b> |      | 1         | 1060                   | 1                                                    | 9010                        |                        |                   |             |                 | 495                        |                        | 149                      |                | 13,9                                    | 4,2                                   |
|                           |      | 2         | 673                    | 6                                                    | 2543                        |                        |                   |             |                 | 140                        |                        | 32                       |                | 3,9                                     | 0,9                                   |
| <b>Горизонт Ю-IV</b>      |      |           |                        |                                                      |                             |                        |                   |             |                 |                            |                        |                          |                |                                         |                                       |
| КМ-2                      | ЧНЗ  |           | 3                      | 2,2                                                  | 8                           | 0                      | 0,0               | 0           |                 | 5                          |                        | 1                        |                | 1                                       | 0                                     |

|                                        |          |   |          |          |           |          |          |           |           |               |          |               |          |               |               |
|----------------------------------------|----------|---|----------|----------|-----------|----------|----------|-----------|-----------|---------------|----------|---------------|----------|---------------|---------------|
| (зале<br>жъ 3)                         | НЗ       | 2 | 72       |          | 28        | ,18      | 49       | ,937      | ,809      | 5             | ,23      | 3             | 8,0      | ,5            | ,4            |
| <b>Итого по<br/>горизонту</b>          |          | 2 | 3<br>72  |          | 8<br>28   |          |          |           |           | 5<br>5        |          | 1<br>3        |          | 1<br>,5       | 0<br>,4       |
| <b>Горизонт PZ-1</b>                   |          |   |          |          |           |          |          |           |           |               |          |               |          |               |               |
| КМ-2<br>(зале<br>жъ 4)                 | Ч<br>НЗ  | 2 | 4<br>93  | 3,9      | 1<br>923  | 0<br>,08 | 0,<br>65 | 0<br>,937 | 0<br>,809 | 7<br>6        |          | 8<br>,11      |          | 2<br>,1       | 0<br>,2       |
|                                        | В<br>НЗ  | 2 | 2<br>93  | 1,9      | 5<br>71   | 0<br>,08 | 0,<br>65 | 0<br>,937 | 0<br>,809 | 2<br>3        |          | 3<br>,11      |          | 0<br>,6       | 0<br>,1       |
| <b>1</b>                               | <b>2</b> |   | <b>4</b> | <b>5</b> | <b>6</b>  | <b>7</b> | <b>8</b> | <b>9</b>  | <b>0</b>  | <b>1</b><br>1 | <b>2</b> | <b>1</b><br>3 | <b>4</b> | <b>1</b><br>5 | <b>1</b><br>6 |
| <b>Итого по<br/>горизонту</b>          |          | 2 | 7<br>86  |          | 2<br>494  |          |          |           |           | 9<br>9        |          | 1<br>1        |          | 2<br>,7       | 0<br>,3       |
| <b>Горизонт PZ-2</b>                   |          |   |          |          |           |          |          |           |           |               |          |               |          |               |               |
| КМ-2<br>(зале<br>жъ 5)                 | Ч<br>НЗ  | 1 | 3<br>03  | 12,6     | 3<br>818  | 0<br>,08 | 0,<br>55 | 0<br>,937 | 0<br>,809 | 1<br>27       |          | 1<br>,15      |          | 3<br>,6       | 0<br>,5       |
|                                        | Ч<br>НЗ  | 2 | 1<br>91  | 12,6     | 2<br>407  | 0<br>,08 | 0,<br>55 | 0<br>,937 | 0<br>,809 | 8<br>0        |          | 9<br>,11      |          | 2<br>,2       | 0<br>,3       |
|                                        | В<br>НЗ  | 2 | 2<br>93  | 6,3      | 1<br>846  | 0<br>,08 | 0,<br>55 | 0<br>,937 | 0<br>,809 | 6<br>2        |          | 7<br>,11      |          | 1<br>,7       | 0<br>,2       |
| <b>Итого по<br/>горизонту</b>          |          | 1 | 3<br>03  |          | 3<br>818  |          |          |           |           | 1<br>27       |          | 1<br>9        |          | 3<br>,6       | 0<br>,5       |
|                                        |          | 2 | 4<br>84  |          | 4<br>253  |          |          |           |           | 1<br>42       |          | 1<br>6        |          | 3<br>,9       | 0<br>,5       |
| <b>Всего по<br/>месторожден<br/>ию</b> |          | 1 | 1<br>363 |          | 1<br>2828 |          |          |           |           | 6<br>22       |          | 1<br>68       |          | 1<br>7,5      | 4<br>,7       |
|                                        |          | 2 | 2<br>770 |          | 1<br>0703 |          |          |           |           | 4<br>77       |          | 8<br>1        |          | 1<br>3,1      | 2<br>,4       |

## 1. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

### 3.1. Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации

**Цель пробной эксплуатации** – уточнение имеющейся и получение дополнительной исходной информации о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов, термобарических условиях их залегания, фильтрационно-емкостных и продуктивных свойствах призабойной зоны скважин, физико-химических свойствах, насыщающих коллектора флюидов и т.д.

**Задачи пробной эксплуатации** – ввод в пробную эксплуатацию из консервации существующей поисковой скважины КМ-2 и ввод из бурения проектной опережающей добывающей скважины ЖЮ-1; изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов; изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; уточнение петрографии и свойств пластов-коллекторов; специальные лабораторные исследования керн по определению фильтрационных и продуктивных свойств коллекторов; отбор и лабораторное изучение глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды; бурение одной проектной оценочной скважины для доразведки и перевода запасов категории С<sub>2</sub> в промышленную категорию С<sub>1</sub>.

**Срок пробной эксплуатации** – для решения поставленных целей и задач, пробную эксплуатацию месторождения Жинишкекум Южный планируется провести в течение полных **3 (трех) лет** – с января 2023 г. по декабрь 2025 гг., для этого недропользователь имеет намерение обратиться в Компетентный орган с просьбой продления периода разведки для проведения пробной эксплуатации.

В настоящее время согласно Дополнения № 8 (государственный регистрационный № 4849-УВС МЭ РК от «22» сентября 2020 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., период разведки месторождения продлен до «31» октября 2023 г.

### 3.2. Обоснование пространственных границ залежей для проведения пробной эксплуатации

На основании бурения, интерпретации материалов геофизических исследований и опробования поисковых скважин, а также материалам оперативного подсчета запасов нефти и газа (12), на месторождении Жинишкекум Южный установлены 5 продуктивных горизонтов, которые по характеру насыщения являются нефтяными.

По материалам оперативного подсчета запасов, флюидные контакты по установленным залежам изменяются от «минус» 1190,0 м до «минус» 1320,0 м. Поэтому максимальная глубина для проведения пробной эксплуатации составит «минус» 1500,0 м.

В таблицах 3.2.1 и 3.2.2 представлены соответственно координаты угловых точек Геологического отвода и планируемого отвода для проведения пробной эксплуатации, а на рисунке 3.1.1 – границы Геологического отвода и месторождения Жинишкекум Южный.

Площадь для проведения пробной эксплуатации месторождения Жинишкекум Южный составляет 104,6 кв.км и ограничивается максимальным контуром нефтеносности продуктивных горизонтов.

**Таблица 3.2.1–Координаты угловых точек границ Геологического отвода**

| № п/п | Северная широта | Восточная долгота |
|-------|-----------------|-------------------|
|       | 45° 38' 00"     | 64° 20' 00"       |
|       | 45° 41' 25"     | 64° 18' 45"       |
|       | 46° 02' 36"     | 64° 17' 05"       |
|       | 46° 08' 54"     | 63° 45' 12"       |
|       | 46° 40' 00"     | 63° 30' 00"       |

|   |             |             |
|---|-------------|-------------|
|   | 47° 00' 00" | 63° 00' 00" |
|   | 47° 12' 00" | 63° 01' 00" |
|   | 47° 04' 30" | 63° 30' 00" |
|   | 47° 02' 50" | 65° 35' 00" |
| 0 | 47° 11' 00" | 65° 35' 00" |
| 1 | 47° 26' 30" | 63° 41' 00" |
| 2 | 47° 40' 00" | 63° 40' 30" |
| 3 | 47° 53' 00" | 63° 40' 00" |
| 4 | 47° 55' 01" | 63° 41' 00" |
| 5 | 48° 00' 00" | 63° 40' 00" |
| 6 | 48° 00' 00" | 64° 30' 00" |
| 7 | 46° 16' 09" | 64° 30' 00" |
| 8 | 46° 00' 00" | 64° 52' 15" |
| 9 | 46° 00' 00" | 65° 00' 00" |
| 0 | 45° 38' 00" | 65° 00' 00" |
| 1 | 45° 38' 00" | 64° 30' 00" |

**Таблица 3.2.2–Координаты угловых точек планируемого отвода для пробной эксплуатации месторождения Жинишкекум Южный**

| <b>№<br/>п/п</b> | <b>Северная широта</b> | <b>Восточная долгота</b> |
|------------------|------------------------|--------------------------|
|                  | 47° 03' 34,62"         | 63° 59' 16,20"           |
|                  | 47° 01' 38,32"         | 63° 53' 34,10"           |
|                  | 47° 01' 40,31"         | 63° 49' 35,78"           |
|                  | 47° 04' 45,40"         | 63° 49' 38,16"           |
|                  | 47° 07' 59,74"         | 63° 56' 33,73"           |
|                  | 47° 07' 58,11"         | 63° 59' 20,91"           |

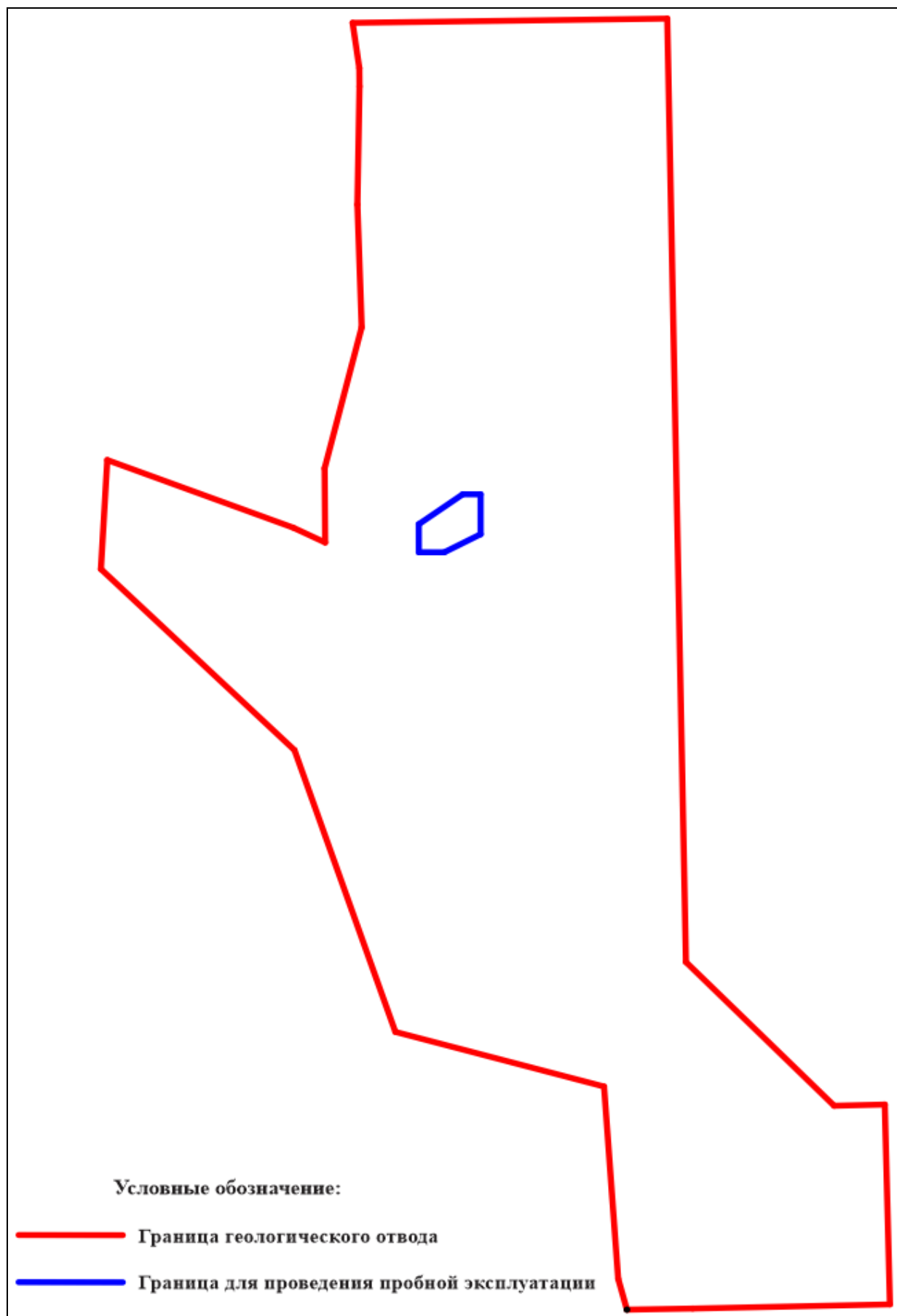


Рисунок 3.1.1 Границы Геологического отвода и участка для проведения пробной эксплуатации

### 3.3. Анализ результатов испытания и гидродинамических исследований скважин

#### 3.3.1. Результаты опробования и освоения поисковой скважины

Вторичное вскрытие в скважинах проводилось после спуска и цементирования эксплуатационной колонны по общепринятой схеме: «снизу-вверх», т.е. сначала исследовался нижезалегающий интервал, а после изоляции установкой взрыв-пакера и цементного моста – самостоятельно исследовался вышезалегающий интервал и т.д.

Опробования продуктивных горизонтов проводились при помощи перфораторов типа ПКО-114, зарядами PowerJetOmega 4505, плотность перфорации на погонный метр которых составляла от 10-16 отверстий. Точность интервала перфорации контролировалась записью термометрии и локатором муфт. Перед опробованием скважины проводилась запись АКЦ для контроля за качеством цементажа эксплуатационных колонн. После окончания опробования объекты изолировались установкой цементных мостов или взрыв-пакеров, герметичность которых определялась опрессовкой на 12 МПа.

Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) наружного диаметра 62 мм спускалась на глубину 5-10 м выше верхних отверстий перфорации. Вызов притока осуществлялся свабированием, винтовыми и струйными насосами типа УЭОС-4 компрессированием.

Всего в скважине КМ-2 опробовано 4 объекта.

Гидродинамические исследования при опробовании интервалов в скважине КМ-2 не проводились, что не позволяет обосновать с достаточной точностью прогнозируемые дебиты скважин при проектировании показателей пробной эксплуатации.

В таблице 3.3.1 представлены результаты опробования скважины КМ-2 по интервалам. Как видно из представленной таблицы, ни по одному объекту не был получен фонтанный приток. При опробованиях интервала в скважине производились замеры пластовых давлений и температур, а также приведена информация по полученным объемам флюидов за определенное время вызова притока, по которым были определены расчетные дебиты для дальнейшего прогнозирования основных технологических показателей пробной эксплуатации, ввиду отсутствия точных данных по результатам режимных исследований.

Необходимо отметить, что в интервалах продуктивных горизонтов Pz в скважине КМ-2 при освоении производились соляно-кислотные обработки (СКО), которые не привели к ожидаемым результатам и увеличению притоков. В интервале горизонта М-II после освоения компрессированием, где получен приток нефти с большой обводненностью, проведен гидравлический разрыв пластов (ГРП), после чего приток нефти несколько увеличился и обводненность резко снизилась на короткое время. При дальнейшем освоении винтовым насосом в течение более месяца приток нефти заметно снизился и обводненность снова увеличилась.

По результатам освоения поисковой скважины КМ-2 получена зависимость изменения пластовых давлений (рисунок 3.3.1) и температур (рисунок 3.3.2) от глубины, которые описываются следующими уравнениями:

$$P_{пл} = 0,0086 * H + 2,63$$

$$T_{пл} = 0,0496 * H + 4,53$$

где:

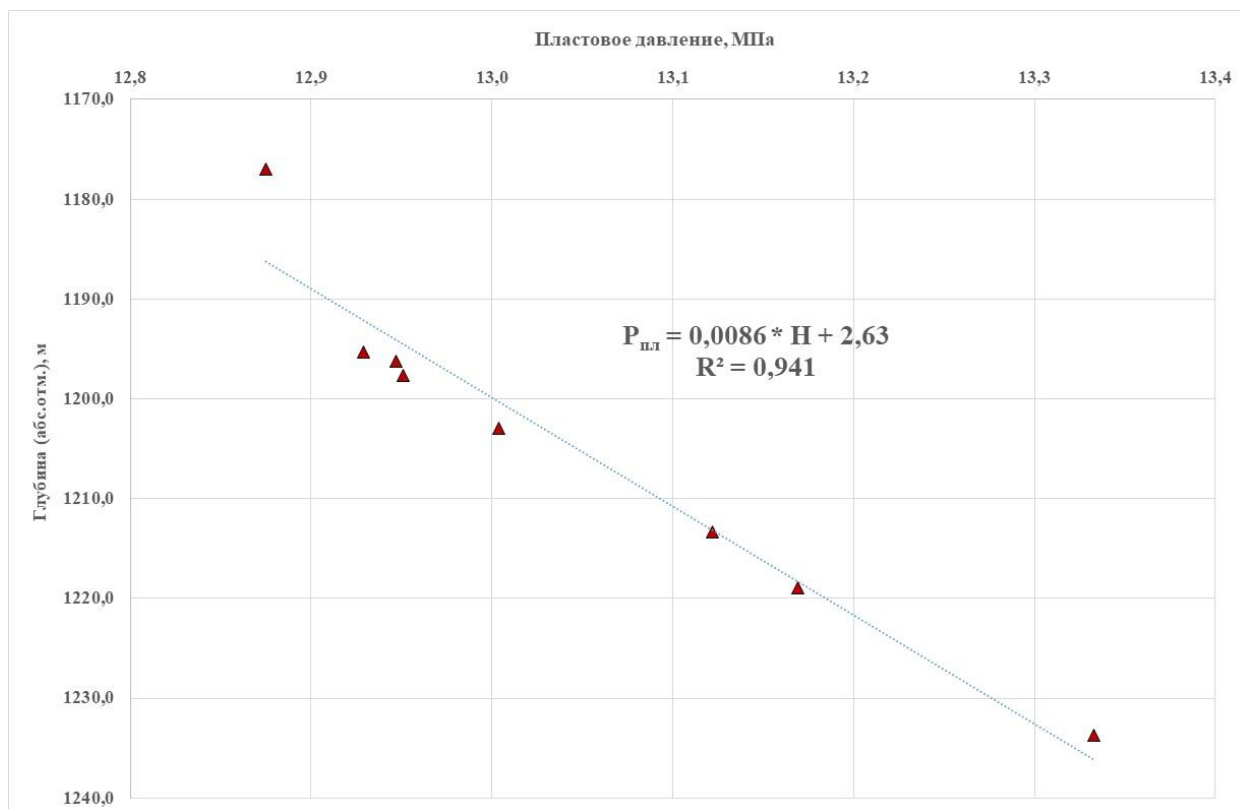
$P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;

$T_{пл}$  – пластовая температура, °С;

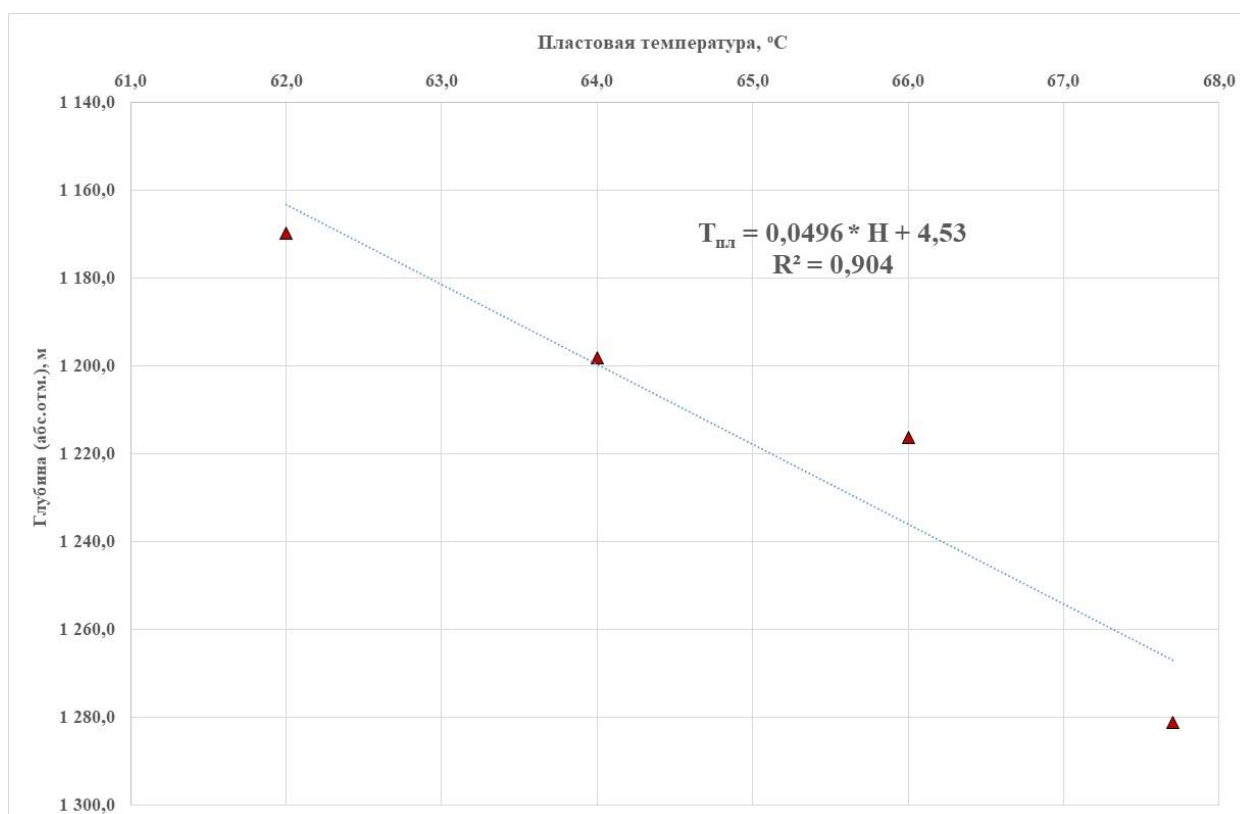
$H$  – глубина залегания (абс.отм.), м.

Полученные градиенты давления и температуры составляют соответственно 0,86 МПа на 100 м и 4,96 °С на 100 м.

В таблице 3.3.3 представлены приведенные к отметкам флюидных контактов расчетные начальные пластовые давления и температуры.



**Рисунок 3.3.1 Зависимость изменения давления от глубины**



**Рисунок 3.3.2 Зависимость изменения температуры от глубины**

Таблица 3.3.1 – Результаты опробования и освоения поисковой скважины КМ-2

| Скважина | Объект опробования | Горизонт | Интервал перфорации, м                                                                                                         | Дата опробования      | Способ опробования                            | Способ вскрытия                                                          | Искусственный забой, м | Примечание                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|----------|--------------------|----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|-----------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1        | 2                  | 3        | 4                                                                                                                              | 5                     | 6                                             | 7                                                                        | 8                      | 9                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| КМ-2     | I                  | Pz-2     | 1400,0-1404,0<br>1404,0-1408,0                                                                                                 | 13.08.2016-23.08.2016 | Свабирование и струйный насос УЭОС-4          | ПКО-114, PowerJetOmega 4505. Плотность 16 отв./пог.м                     | 1736,2                 | Пластовое давление и температура составили соответственно 13,2 МПа и 67,7 °С, при глубине 1341,77 м.<br>В период с 13.08.2016 по 17.08.2016 гг. вызов притока осуществлен свабированием, при этом извлечено 1,3 м³ нефти за 9,5 часов.<br>18.08.2016 г. проведена соляно-кислотная обработка, затраченное время составило 9,5 часов.<br>В период с 19.08.2016 по 23.08.2016 гг. вызов притока осуществлен струйным насосом, при это было извлечено 1,5 м³ нефти за 18 часов.                                                                                                                                                                                            |
| КМ-2     | II                 | Pz-1     | 1339,0-1357,0                                                                                                                  | 24.08.2016-09.09.2016 | Струйный насос УЭОС-4                         | ПКО-114, PowerJetOmega 4505. Плотность 16 отв./пог.м                     | 1342,0                 | Пластовое давление и температура составили соответственно 13,1 МПа и 66,0 °С.<br>В период с 25.08.2016 по 27.08.2016 гг. вызов притока осуществлен струйным насосом, при этом извлечено 0,8 м³ нефти за 50,5 часов.<br>В период с 28.08.2016 по 30.08.2016 гг. проведена соляно-кислотная обработка.<br>В период с 31.08.2016 по 06.09.2016 гг. вызов притока осуществлен струйным насосом, при это было извлечено 1,2 м³ нефти за 128,5 часов. 07.09.2016 г. проведено отсечение интервала 1342,0-1357,0 м.<br>В период с 08.09.2016 по 09.09.2016 гг. вызов притока осуществлен струйным насосом, при этом извлечено 1,5 м³ нефти за 18 часов.                        |
| КМ-2     | III                | Ю-IV     | 1329,5-1330,5<br>1333,0-1336,0<br>дополнительно 1321,0-1323,9<br>1324,1-1326,6<br>дополнительно 1336,0-1337,0<br>1339,0-1341,2 | 10.09.2016-07.10.2016 | Свабирование и струйный насос УЭОС-4          | ПКО-114, PowerJetOmega 4505. Плотность отверстий: 16, 10 и 16 отв./пог.м | 1342,0                 | Пластовое давление и температура составили соответственно 12,8 МПа и 64,0 °С.<br>В период с 12.09.2016 по 13.09.2016 гг. вызов притока осуществлен свабированием, при этом за 18 часов притока не получено.<br>В период с 16.09.2016 по 25.09.2016 гг. вызов притока осуществлен струйным насосом, при это было извлечено 1,5 м³ и 18,3 м³ соответственно нефти и воды за 183 часа.<br>26.09.2016 г. вызов притока осуществлен свабированием, при этом извлечено 1,1 м³ нефти.<br>В период с 28.09.2016 по 06.10.2016 гг. вызов притока осуществлен компрессированием, при этом извлечено 2,4 м³ нефти и 15,2 м³ воды за 40 часов.                                      |
| КМ-2     | IV                 | М-II     | 1292,6-1330,0                                                                                                                  | 08.10.2016-30.12.2016 | Компрессирование и винтовым штанговым насосом | ПКО-114, PowerJetOmega 4505. Плотность 16 отв./пог.м                     | 1305,8                 | Пластовое давление и температура составили соответственно 12,4 МПа и 62,0 °С.<br>В период с 09.10.2016 по 19.10.2016 гг. вызов притока осуществлен компрессированием, при этом за 65 часов получен приток нефти и воды объемами соответственно 0,5 м³ и 8,3 м³.<br>В период с 20.10.2016 по 30.10.2016 гг. в скважине произведен ГРП.<br>В период с 31.10.2016 по 17.11.2016 гг. вызов притока осуществлен компрессированием, при этом извлечено 68,2 м³ нефти и 9,7 м³ воды за 106 часов.<br>В период с 28.11.2016 по 30.12.2016 гг. вызов притока осуществлен при помощи винтового штангового насоса, при этом извлечено 99,71 м³ нефти и 39,86 м³ воды за 704 часов. |

Таблица 3.3.1 – Приведенные к флюидным отметкам расчетные начальные пластовые давления и температуры

| Продуктивный горизонт | Отметка ВНК, м (абс.отм.) | Начальное пластовое давление, МПа | Начальная пластовая температура, °С |
|-----------------------|---------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|
| 1                     | 2                         | 3                                 | 4                                   |
| Pz-2                  | -1320,0                   | 14,0                              | 70,0                                |
| Pz-1                  | -1290,0                   | 13,7                              | 68,5                                |
| Ю-IV                  | -1202,5                   | 13,0                              | 64,2                                |

|       |         |      |      |
|-------|---------|------|------|
| M-II  | -1190,0 | 12,9 | 63,6 |
| M-0-1 | -983,8  | 11,1 | 53,3 |

### ***3.3.2. Результаты геофизических исследований поисковой скважины***

С целью определения работоспособности интервалов перфорации, профиля притока, забойной температуры и давления, выявления возможных заколонных перетоков и интервалов негерметичности эксплуатационной колонны в скважине проведены в динамическом режиме следующие геофизические исследования комплексным прибором АГАТ-КСА-К9-М, содержащим датчики ВТ (высокочувствительный термометр), МН (манометр), ВЛГ (влагомер), РЕЗ (резистивиметр), СТ (термоиндикатор притока), РГД (большой и малый расходомер), ЛМ (локатор муфтовых соединений), ГК (гамма-каротаж для привязки глубин).

Геофизические исследования поисковой скважины КМ-2 в колонне по контролю за разработкой пластов и скважин (ГИС-к) проведены компаниями ТОО «Казпромгеофизика».

При проведении исследований использовались аппаратные комплексы типа «МЕГА-ПЛТ-9», содержащие в своем составе набор датчиков: манометр, термометр, индикатор притока, резистивиметр, влагомер, механический расходомер.

Выполнялись, в основном, следующие методы ГИС: регистрация ГК и ЛМ; термометрия, манометрия, влагометрия и резистивиметрия в статическом режиме; термометрия, манометрия, влагометрия, резистивиметрия и индикатор притока в динамическом режиме; регистрация механической расходомерии МД и БД на протяжке в работающей скважине.

В таблице 3.3.3 представлены результаты проведенных исследований по определениям профилей притоков. Как видно из представленной таблицы, нарушений герметичности колонны и заколонных перетоков в исследованных интервалах в поисковой скважине КМ-2 не выявлены. При проведениях исследований, отмечался приток воды в интервалах палеозойских горизонтов, а юрского и мелового – вод с незначительным содержанием нефти. Коэффициенты охвата продуктивной толщи перфорацией низкие и изменялись от 32,4 % до 62,5 % по объектам.

Таблица 3.3.2 – Результаты геофизических исследований в колонне

| Скважина | Горизонт | Интервал<br>перфорации,<br>м       | Интервал<br>исследований,<br>м | Дата<br>исследования      | Диаметр и глубина<br>спуска НКТ, м | Давление, МПа     | Температура, °С | Работающие<br>интервалы, м                                                                                                                                                                                                                                          | Дебит, м³/сут |          |      | Коэффициент<br>охвата,<br>%                                                             | Примечание                                                                                                                                                                                                                                            |
|----------|----------|------------------------------------|--------------------------------|---------------------------|------------------------------------|-------------------|-----------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|----------|------|-----------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|          |          |                                    |                                |                           |                                    |                   |                 |                                                                                                                                                                                                                                                                     | нефти         | воды     | газа |                                                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                       |
| 1        | 2        | 3                                  | 4                              | 5                         | 6                                  | 7                 | 8               | 9                                                                                                                                                                                                                                                                   | 10            | 11       | 12   | 13                                                                                      | 14                                                                                                                                                                                                                                                    |
| К<br>М-2 | Р<br>z-2 | 1400,0-<br>1404,0<br>1404,4-1408,4 | 1370,0-<br>1732,7              | 19.08.20<br>16-20.08.2016 | 62 /<br>1379                       | 1<br>2,3-<br>13,7 | 66,<br>5-67,6   | 1400,0-<br>1400,4<br>1401,0-<br>1401,7<br>1402,3-<br>1403,4<br>1403,9-<br>1404,5<br>1404,7-<br>1405,5<br>1405,6-<br>1406,4<br>1406,8-<br>1409,0                                                                                                                     | -             | 5<br>1,0 | -    | 10,<br>0<br>17,5<br>22,5<br>15,0<br>10,0<br>10,0<br>27,5                                | На глубине 1400 м при динамическом<br>режиме давление и температура составили<br>соответственно 12,3 МПа и 67,6 °С, при<br>статическом - 13,7 МПа и 66,5 °С.<br>Характер притока - вода.<br>Заколонные перетоки отсутствуют,<br>колонна - герметична. |
| К<br>М-2 | Р<br>z-1 | 1339,0-<br>1357,0                  | 1310,0-<br>1375,0              | 01.09.20<br>16-05.09.2016 | 62 /<br>1313                       | 1<br>3,0-<br>13,1 | 63,<br>3-65,3   | 1339,0-<br>1339,8<br>1340,1-<br>1340,7<br>1340,9-<br>1342,1<br>1342,2-<br>1343,2<br>1343,6-<br>1344,4<br>1344,9-<br>1345,3<br>1346,3-<br>1346,9<br>1347,6-<br>1349,0<br>1349,4-<br>1350,9<br>1351,2-<br>1351,7<br>1352,5-<br>1353,3<br>1353,9-<br>1354,5<br>1354,8- | -             | 8<br>2,0 | -    | 4,4<br>3,3<br>1,1<br>5,5<br>4,4<br>2,2<br>3,3<br>7,7<br>8,3<br>2,7<br>4,4<br>3,3<br>8,8 | На глубине 1339 м при динамическом<br>режиме давление и температура составили<br>соответственно 13,1 МПа и 65,3 °С, при<br>статическом - 13,0 МПа и 63,3 °С.<br>Характер притока - вода.<br>Заколонные перетоки отсутствуют,<br>колонна - герметична. |

|          |          |                                                       |                   |                |              |          |          |                                                                                                       |     |          |        |                                          |                                                                                                                                                                                                                                                      |
|----------|----------|-------------------------------------------------------|-------------------|----------------|--------------|----------|----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|----------|--------|------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|          |          |                                                       |                   |                |              |          |          | 1356,4                                                                                                |     |          |        |                                          |                                                                                                                                                                                                                                                      |
| К<br>М-2 | Ю<br>-IV | 1315,0-<br>1321,0 1329,5-<br>1330,5 1333,0-<br>1336,0 | 1290,0-<br>1338,6 | 20.09.20<br>16 | 62 /<br>1304 | 9,<br>9  | 64,<br>4 | 1315,0-<br>1316,2<br>1318,6-<br>1319,5<br>1319,6-<br>1321,0<br>1329,8-<br>1330,4<br>1334,8-<br>1335,9 | ,01 | 0<br>5,0 | 2<br>- | 0<br>20,<br>15,0<br>23,3<br>60,0<br>33,3 | На глубине 1321 м при динамическом<br>режиме давление и температура составили<br>соответственно 9,9 МПа и 64,4 °С.<br>Характер притока - вода с<br>незначительным содержанием нефти.<br>Заколонные перетоки отсутствуют,<br>колонна - герметична.    |
| К<br>М-2 | М<br>-II | 1292,6-<br>1300,0                                     | 1205,0-<br>1307,0 | 08.11.20<br>16 | 63 /<br>1261 | 1<br>2,4 | 62,<br>0 | 1294,9-<br>1296,3<br>1299,0-<br>1300,0                                                                | ,9  | 0<br>,7  | 8<br>- | 18,<br>9<br>13,5                         | На глубине 1292,6 м при динамическом<br>режиме давление и температура составили<br>соответственно 12,4 МПа и 62,0 °С.<br>Характер притока - вода с<br>незначительным содержанием нефти.<br>Заколонные перетоки отсутствуют,<br>колонна - герметична. |

### 3.4. Характеристика фонда пробуренных скважин

На месторождении Жинишкекум Южный пробурена поисковая скважина КМ-2, которая в настоящее время находится во временной консервации.

Техническое состояние скважины КМ-2 представлено в таблице 3.4.1.

За время опробования поисковой скважины КМ-2 месторождения Жинишкекум Южный было отобрано всего 0,141 тыс. т нефти и 0,236 тыс.т жидкости.

В таблице 3.4.2 представлена информация по объемам добычи нефти и жидкости по объектам испытания.

**Таблица 3.4.1 – Техническое состояние пробуренной скважины**

| Скважина | Категория | Сроки бурения |            | Глубина, м |      | Горизонт |      |
|----------|-----------|---------------|------------|------------|------|----------|------|
|          |           | начало        | конец      | проект     | факт | проект   | факт |
| 1        | 2         | 3             | 4          | 5          | 6    | 7        | 8    |
| КМ-2     | Поисковая | 16.05.2016    | 20.07.2016 | 1750       | 1755 | Pz       | Pz   |

**Продолжение таблицы 3.4.1**

| Конструкция скважины |            |          |             |            |          |                          |            |          |
|----------------------|------------|----------|-------------|------------|----------|--------------------------|------------|----------|
| направление          |            |          | кондуктор   |            |          | эксплуатационная колонна |            |          |
| диаметр, мм          | глубина, м | ВНЦ, м   | диаметр, мм | глубина, м | ВНЦ, м   | диаметр, мм              | глубина, м | ВНЦ, м   |
| 1                    | 2          | 3        | 4           | 5          | 6        | 7                        | 8          | 9        |
| 324                  | 40,5       | до устья | 45          | 88,6       | до устья | 168                      | 1750       | до устья |

**Таблица 3.4.2 – Объемы добычи нефти и жидкости по поисковой скважине КМ-2 в период опробования**

| Скважина      | Горизонт | Добыча, тонн   |                |          |
|---------------|----------|----------------|----------------|----------|
|               |          | нефти          | жидкости       | газа     |
| 1             | 2        | 3              | 4              | 5        |
| КМ-2          | Pz-2     | 2,265          | 2,265          | -        |
|               | Pz-1     | 2,832          | 2,832          | -        |
|               | Ю-IV     | 4,045          | 39,120         | -        |
|               | М-II     | 131,528        | 192,108        | -        |
| <b>ВСЕГО:</b> |          | <b>140,670</b> | <b>236,324</b> | <b>-</b> |

### 3.5. Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов

По материалам оперативного подсчета запасов нефти и газа (12), на месторождении Жинишкекум Южный установлены 5 продуктивных горизонтов, в пределах которых сосредоточены 5 одноименных нефтяных залежей, приуроченные к палеозойским, юрским и меловым отложениям.

Как отмечалось в предыдущих разделах, объектами исследования в рамках настоящего проектного документа являются нефтяные залежи, запасы которых оценены и приняты на Государственный баланс запасов полезных ископаемых Республики Казахстан.

Запасы нефти и растворенного газа промышленной категории  $C_1$  частично (в районе поисковой скважины КМ-2) оценены и приняты на Государственный баланс запасов полезных ископаемых Республики Казахстан по нефтяным залежам продуктивных горизонтов **М-II** и **Pz-2**, по остальным – предварительно оценены по категории  $C_2$ .

Доля извлекаемых запасов промышленной категории  $C_1$  от общих запасов нефти месторождения Жинишкекум Южный составляет 67,5 %.

На долю извлекаемых запасов продуктивных горизонтов М-II и Pz-2 приходится соответственно 88,7 % и 11,3 % всех запасов месторождения промышленной категории  $C_1$ .

Как известно, основным по содержанию извлекаемых запасов нефти является продуктивный горизонт М-II, ввиду чего можно было бы сосредоточиться на этом горизонте и выделить в качестве объекта пробной эксплуатации лишь рассматриваемый горизонт, но, ввиду запланированного ввода в пробную эксплуатацию одной проектной опережающей добывающей скважины, с целью уточнения геолого-физических данных и добывных возможностей, предлагается горизонта PZ-2 также рассматривать в качестве объекта пробной эксплуатации.

Таким образом, принимая во внимание вышеизложенное и на текущей стадии изученности, в рамках настоящего проектного документа рекомендуется выделить два самостоятельных объекта пробной эксплуатации:

- **I-й объект** – нефтяная залежь продуктивного горизонта М-II;
- **II-й объект** – нефтяная залежь продуктивного горизонта Pz-2.

Остальные залежи будут вводиться в пробную эксплуатацию для изучения добывных возможностей, после проведения в них исследований, доразведки и перевода запасов категории  $C_2$  (и/или  $C_3$ ) в промышленные  $C_1$ .

В таблице 3.5.1 представлены исходные геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации.

**Таблица 3.5.1 – Исходные геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации**

| Параметры                                                          | I-й объект           | II-й объект |
|--------------------------------------------------------------------|----------------------|-------------|
|                                                                    | М-II                 | PZ-2        |
| <b>1</b>                                                           | <b>2</b>             | <b>3</b>    |
| Средняя глубина залегания, м                                       | 1294,7               | 1394,0      |
| Тип залежи                                                         | Пластовая            |             |
| Тип коллектора                                                     | Терригенный, поровый |             |
| Площадь нефтеносности (категория $C_1 / C_2$ ), тыс.м <sup>2</sup> | 1060 / 673           | 303 / 484   |
| Средняя общая толщина, м                                           | 9,8                  | 25,3        |
| Средняя нефтенасыщенная толщина, м                                 | 8,5                  | 12,6        |
| Средняя пористость, д.ед.                                          | 0,15                 | 0,08        |
| Средняя насыщенность нефтью, д.ед.                                 | 0,50                 | 0,55        |
| Проницаемость по результатам ГДИС, мД                              | -                    | -           |
| Проницаемость по результатам исследования керна, мД                | 1,4                  | 9,0         |
| Коэффициент песчанистости, д.ед.                                   | 0,867                | 0,533       |
| Коэффициент расчлененности, д.ед.                                  | 2,0                  | 2,0         |
| Пластовая температура, °С                                          | 63,6                 | 70,0        |
| Начальное пластовое давление, МПа                                  | 12,9                 | 14,0        |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с                         | -                    | -           |
| Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>             | -                    | -           |
| Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>         | 0,781                | 0,809*      |

|                                                               |        |        |
|---------------------------------------------------------------|--------|--------|
| Объемный коэффициент нефти, д.ед.                             | 1,067* | 1,067* |
| Содержание серы в нефти, %                                    |        |        |
| Содержание парафина в нефти, %                                | 1,74   | 1,24   |
| Давление насыщения нефти газом, МПа                           |        |        |
| Газосодержание, м <sup>3</sup> /т                             | 28,0   | 28,0   |
| Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с                     | 0,5    | 0,5    |
| Плотность пластовой воды, т/м <sup>3</sup>                    | 1,047  | 1,038  |
| Средний коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /[сут*МПа] | -      | -      |
| Средний коэффициент приемистости, м <sup>3</sup> /[сут*МПа]   | -      | -      |
| Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т                      | 635    | 269    |
| в том числе: по категории С <sub>1</sub>                      | 495    | 127    |
| Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т                     | 181    | 35     |
| в том числе: по категории С <sub>1</sub>                      | 149    | 19     |
| Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.                            | 0,285  | 0,130  |
| в том числе: по запасам категории С <sub>1</sub>              | 0,301  | 0,150  |

Примечание: \* - по аналогии с месторождением Жыланкыр

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

Как было отмечено в предыдущих разделах, в рамках настоящего проектного документа в пробную эксплуатацию рекомендуется ввести продуктивные горизонты М-II и Pz-2, первый из которых является большим по площади нефтеносности, запасам нефти и газа.

В период пробной эксплуатации планируется ввод в эксплуатацию из временной консервации существующей поисковой скважины КМ-2 и ввод из бурения одной опережающей добывающей скважины ЖЮ-1. Пробную эксплуатацию продуктивных горизонтов планируется осуществить вышеназванными обеими скважинами.

Для уточнения геологического строения и перевода запасов нефти и газа категории С<sub>2</sub> в более высокие, недропользователем запланировано бурение одной проектной оценочной скважины.

В дальнейших расчетах принято, что в пробную эксплуатацию будут вовлечены все извлекаемые запасы нефти, которые оценены по промышленной категории С<sub>1</sub> и приняты на Государственный баланс полезных ископаемых Республики Казахстан, согласно протокола ГКЗ Республики Казахстан № 1986-18-П от «26» ноября 2018 г.: по горизонту М-II условно принято, что на существующую поисковую скважину КМ-2 будут приходиться 70 % утвержденных извлекаемых запасов промышленной категории С<sub>1</sub>, а на проектную опережающую добывающую скважину ЖЮ-1 – 30 %; по горизонту Pz-2 – на обе скважины по 50 % извлекаемых запасов промышленной категории С<sub>1</sub>.

В рамках настоящего проектного документа бурение резервных скважин не предусматривается. Не запрещается бурение скважин-дублеров при случаях технической невозможности эксплуатации проектируемых для ввода в пробную эксплуатацию скважин.

### 3.7. Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин

В рамках настоящего проектного документа на поисковой скважине КМ-2 и проектной опережающей добывающей скважине ЖЮ-1 предусматривается проведение методов воздействия на призабойную зону для увеличения продуктивности в процессе пробной эксплуатации.

Так, перед вводом в пробную эксплуатацию существующей поисковой скважины КМ-2 на продуктивный горизонт М-II планируется произвести гидравлический разрыв пластов (ГРП), а перед переводом и эксплуатацией горизонта Pz-2 – солянокислотную (СКО) или глинокислотную обработку (ГКО). В проектной опережающей добывающей скважине ЖЮ-1 перед вводом в эксплуатацию на горизонт Pz-2 планируется обработка СКО или ГКО, а перед

возвратом и эксплуатацией горизонта М-II – произвести ГРП.

Условно принимается, что после производства ГРП на скважинах увеличение среднего дебита по нефти произойдет в 3,6 раза, а после СКО или ГКО – в 2,3 раза.

Ожидаемая технологическая эффективность представлена в таблице 3.7.1.

**Таблица 3.7.1 – Расчет технологической эффективности**

| Наименование мероприятия                         | Объект внедрения | Сроки реализации работ | Скважина | Расчетный дебит скважины по нефти, т/сут |                              |
|--------------------------------------------------|------------------|------------------------|----------|------------------------------------------|------------------------------|
|                                                  |                  |                        |          | до проведения мероприятия                | после проведения мероприятия |
| 1                                                | 2                | 3                      | 4        | 5                                        | 6                            |
| Гидравлический разрыв пластов (ГРП)              | М-II             | Ноябрь 2023            | КМ-2     | 2,7*                                     | 9,5                          |
|                                                  |                  | Июнь 2025              | ЖЮ-1     |                                          |                              |
| Солянокислотная или глинокислотная (СКО или ГКО) | Рz-2             | Январь 2024            | КМ-2     | 2,1*                                     | 5,0                          |
|                                                  |                  | Июнь 2025              | КМ-2     |                                          |                              |

**Примечание:** \* - расчетные дебиты, определенные по результатам опробования и освоения скважины КМ-2

### 3.8. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласты

В рамках настоящего дополнения к проектному документу, закачка воды или других агентов в продуктивные пласты не предусматривается.

### 3.9. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации

На период продолжения пробной эксплуатации месторождения Жинишкекум Южный, согласно рекомендациям «Методические рекомендации...» (15), предусматривается один расчетный вариант.

Для прогнозирования ориентировочных уровней добычи нефти и других технологических показателей пробной эксплуатации использовалось общеизвестное уравнение:

$$q_0 = q^{(t)} * [1 - \left(\frac{Q_{(t)}}{Q_0}\right)]$$

где

$q^{(t)}$  – годовой отбор нефти, тыс.т;

$q_0$  – амплитудный дебит объекта пробной эксплуатации, тыс.т;

$Q_{(t)}$  – суммарные отборы нефти на середину года, тыс.т;

$Q_0$  – фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т.

Ввод из временной консервации и пробная эксплуатация существующей поисковой скважины КМ-2 на горизонт М-II запланирован с января 2023 по декабрь 2024 гг., далее скважина будет введена в пробную эксплуатацию на горизонт Рz-2 с января 2025 по декабрь 2025 гг. Проектную опережающую добывающую скважину ЖЮ-1 планируется ввести из

бурения в пробную эксплуатацию на горизонт Rz-2 с января 2024 по декабрь 2024 гг., далее скважина будет введена в пробную эксплуатацию на горизонт М-II с января 2025 по декабрь 2025 гг.

Как известно, свойства нефти в пластовых условиях месторождения Жинишкекум Южный ни по одному из установленных продуктивных горизонтов не отобраны и не изучены, а принты по аналогии с месторождением Жыланкыр, ввиду чего остаются неизученными такие важные параметры, как газосодержание, давление насыщения нефти газом, вязкость, плотность и объемный коэффициент (также зависимости изменения вышеперечисленных параметров от изменения давления), что затрудняет установление проектных режимов работы скважин (PPC).

Учитывая вышеизложенное, из каждого продуктивного горизонта и скважины необходимо отобрать и изучить глубинные пробы, после чего необходимо выполнить обязательный комплекс специальной программы режимных исследований, согласно рекомендациям п.п. 3, п. 60 «Единые правила...» (14) (подробные рекомендации приведены в разделе 5.2).

Только после получения результатов вышеотмеченных исследований рекомендуется скважины ввести в пробную эксплуатацию, с установлением оптимальных режимов работы. Исследования, как правило, необходимо выполнить до ввода и в период проведения пробной эксплуатации.

На существующую (КМ-2) и проектную опережающую добывающую (ЖЮ-1) скважины возлагаются задачи доразведки залежей, с целью доизучения и перевода запасов категории С<sub>2</sub> в промышленные С<sub>1</sub>.

Напомним, что согласно п. 69 «Единых правил...» (14) пробная эксплуатация должна проводиться с соблюдением положений проектного документа, в противном случае скважины подлежат остановке.

Коэффициенты эксплуатации скважин приняты исходя из необходимости проведения исследовательских работ на уровне 0,93 д.ед.

Средний начальный дебит скважин при вводе в эксплуатацию на продуктивный горизонт М-II после производства ГРП ожидается на уровне 9,5 т/сут, а на продуктивный горизонт Rz-2 после обработки СКО или ГКО – на уровне 5,0 т/сут.

Необходимо подчеркнуть, что прогнозируемые дебиты носят оценочный характер, так как ГДИ скважин МУО, напомним, не проводились и приняты исходя из расчетных данных по результатам опробования поисковой скважины КМ-2. Конечно, ожидаемые дебиты скважин по нефти могут изменяться в большую или меньшую сторону, но, одной из основных задач пробной эксплуатации является изучение добычных возможностей, что соответствует п. 65 «Единые правила...» (14).

Скважины планируется эксплуатировать механизированным способом добычи на протяжении всего периода пробной эксплуатации.

Расчет ориентировочных объемов добычи сырого газа произведен по принятому в рамках оперативного подсчета запасов (12) газосодержанию, по горизонтам который составляет 28 м<sup>3</sup>/т.

## 2. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Для прогнозирования ориентировочных уровней добычи нефти и других технологических показателей пробной эксплуатации были приняты следующие исходные данные, которые были приведены в предыдущих главах.

Продолжительность пробной эксплуатации составит полных **36 месяцев** – с января 2023 по декабрь 2025 гг., для этого недропользователь имеет намерение обратиться в Компетентный орган с просьбой продления периода разведки для проведения пробной эксплуатации.

В настоящее время согласно Дополнения № 8 (государственный регистрационный № 4849-УВС МЭ РК от «22» сентября 2020 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., период разведки месторождения продлен до «31» октября 2023 г.

В пробную эксплуатацию будут введены два объекта – горизонты М-II и Pz-2.

Пробная эксплуатация продуктивного горизонта М-II будет осуществляться сначала существующей поисковой скважиной КМ-2 в период с января 2023 по декабрь 2024 г., а с января 2025 по декабрь 2025 г. – планируется ввести проектную опережающую добывающую скважину ЖЮ-1 путем возврата из нижележащего горизонта Pz-2.

Пробная эксплуатация продуктивного горизонта Pz-2 будет сначала осуществляться вводом в эксплуатацию из бурения проектной опережающей добывающей скважины ЖЮ-1 в период с января 2024 по декабрь 2024 гг., а с января 2025 по декабрь 2025 гг. – планируется ввести существующую поисковую скважину КМ-2 путем перевода из вышележащего горизонта М-II.

Таким образом, планируется к вводу из бурения одна проектная опережающая добывающая скважина ЖЮ-1 и одна существующая поисковая скважина КМ-2. В целом по месторождению к концу пробной эксплуатации фонд составит 2 добывающих скважин.

Необходимо отметить, что на проектную опережающую добывающую скважину возлагается задача доразведки месторождения: опробование продуктивных по ГИС интервалов; отбор и изучение керна, отбор и исследование проб нефти, газа и воды; проведение гидродинамических исследований (МУО, КВД, КВУ) и геофизических исследований по определению профиля притока и т.д.

Скважины будут вводиться и на всем протяжении пробной эксплуатации будут эксплуатироваться механизированным способом добычи.

Пробная эксплуатация будет вестись на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления.

Для прогнозирования уровней добычи попутного газа по объектам пробной эксплуатации принято утвержденное значение газосодержания (28 м<sup>3</sup>/т) по утвержденному отчету по оперативному подсчету запасов (12).

Коэффициенты эксплуатации добывающих скважин при пробной эксплуатации по горизонтам приняты исходя из необходимого времени для проведения исследовательских работ и составляют 0,93 д.ед.

Из каждого продуктивного горизонта и скважины необходимо отобрать и изучить глубинные пробы, после чего необходимо выполнить обязательный комплекс специальной программы режимных исследований, согласно рекомендациям п.п. 3, п. 60 «Единые правила...» (14) (подробные рекомендации приведены в разделе 5.2). Только после получения результатов вышеотмеченных исследований рекомендуется скважины ввести в пробную эксплуатацию, с установлением оптимальных режимов работы. Исследования, как правило, необходимо выполнить до ввода и в период проведения пробной эксплуатации.

Средний начальный дебит скважин при вводе в эксплуатацию на продуктивный горизонт М-II после производства ГРП ожидается на уровне 9,5 т/сут, а на продуктивный горизонт Pz-2 после обработки СКО или ГКО – на уровне 5,0 т/сут.

Необходимо подчеркнуть, что прогнозируемые дебиты носят оценочный характер, так как ГДИ скважин МУО, напомним, не проводились и приняты исходя из расчетных данных по

результатам опробования поисковой скважины КМ-2. Конечно, ожидаемые дебиты скважин по нефти могут изменяться в большую или меньшую сторону, но, одной из основных задач пробной эксплуатации является изучение добычных возможностей, согласно п. 30 «Единых правил...» (14).

В целом по месторождению Жинишкекум Южный в период пробной эксплуатации с января 2023 по декабрь 2025 гг. планируется отобрать 12,319 тыс.т нефти, 15,589 тыс.т жидкости и 0,344920 млн.м<sup>3</sup> попутного газа. При этом отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти к концу пробной эксплуатации составит всего 7,4 %, а обводненность добываемой продукции достигнет 11,4 %. Коэффициент извлечения нефти достигнет всего 0,020 д.ед. при утвержденной величине 0,270 д.ед.

С учетом выше принятых условий и допущений, спрогнозированы проектные технологические показатели пробной эксплуатации, которые в соответствии с рекомендациями «Методические указания по составлению проектов пробной эксплуатации» представлены в таблицах 4.1-4.8.

Таблица 4.1 – Показатели добычи нефти по скважинам

| Год<br>ы и<br>периоды | Сква<br>жина | Способ<br>эксплуатации | Гори<br>зонт | Вскрытая<br>эффективная<br>нефтенасыщенная<br>толщина, м | Ожид<br>аемая<br>добыча<br>нефти<br>,<br>тыс.т | Ожидаемая добыча нефти по<br>кварталам, тыс.т |           |           |           |
|-----------------------|--------------|------------------------|--------------|----------------------------------------------------------|------------------------------------------------|-----------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|
|                       |              |                        |              |                                                          |                                                | I                                             | II        | III       | IV        |
| 1                     | 2            | 3                      | 4            | 5                                                        | 6                                              | 7                                             | 8         | 9         | 10        |
| 2023                  | КМ-2         | Механизирован<br>ный   | М-II         | 8,5                                                      | 3,127                                          | 0,<br>728                                     | 0,<br>798 | 0,<br>802 | 0,<br>798 |
| 2024                  |              |                        |              |                                                          | 3,132                                          | 0,<br>785                                     | 0,<br>781 | 0,<br>785 | 0,<br>781 |
| 2025                  |              |                        |              |                                                          | -                                              | -                                             | -         | -         | -         |
| 2023                  | ЖЮ-<br>1     | Механизирован<br>ный   |              | 6,5                                                      | -                                              | -                                             | -         | -         | -         |
| 2024                  |              |                        |              |                                                          | -                                              | -                                             | -         | -         | -         |
| 2025                  |              |                        |              |                                                          | 2,995                                          | 0,<br>698                                     | 0,<br>764 | 0,<br>769 | 0,<br>764 |
| 2023                  | КМ-2         | Механизирован<br>ный   | Pz-2         | 12,6                                                     | -                                              | -                                             | -         | -         | -         |
| 2024                  |              |                        |              |                                                          | -                                              | -                                             | -         | -         | -         |
| 2025                  |              |                        |              |                                                          | 1,463                                          | 0,<br>350                                     | 0,<br>377 | 0,<br>373 | 0,<br>364 |
| 2023                  | ЖЮ-<br>1     | Механизирован<br>ный   |              | 10,0                                                     | -                                              | -                                             | -         | -         | -         |
| 2024                  |              |                        |              |                                                          | 1,602                                          | 0,<br>386                                     | 0,<br>411 | 0,<br>407 | 0,<br>398 |
| 2025                  |              |                        |              |                                                          | -                                              | -                                             | -         | -         | -         |

Таблица 4.2 – Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по скважинам

| Годы и периоды | Скважина | Дата ввода<br>в пробную<br>эксплуатацию | Горизонт | Категория<br>скважины            | Среднегодовой дебит<br>скважины |                        |                                          | Приемистость,<br>м³/сут | Добыча<br>нефти, тыс. т |                 | Отбор удельных<br>извлекаемых<br>запасов нефти, % | Добыча<br>жидкости,<br>тыс. т |                 | Обводненность, % | Добыча<br>нефтяного<br>газа,<br>млн. м³ |                 | Закачка<br>воды, тыс. м³ |                 |
|----------------|----------|-----------------------------------------|----------|----------------------------------|---------------------------------|------------------------|------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------|---------------------------------------------------|-------------------------------|-----------------|------------------|-----------------------------------------|-----------------|--------------------------|-----------------|
|                |          |                                         |          |                                  | нефти,<br>т/сут                 | жидкост<br>и,<br>т/сут | нефтяно<br>го<br>газа,<br>тыс.<br>м³/сут |                         | годовая                 | накопле<br>нная |                                                   | годовая                       | накопле<br>нная |                  | годовая                                 | накопле<br>нная | годовая                  | накопле<br>нная |
| 1              | 2        | 3                                       | 4        | 5                                | 6                               | 7                      | 8                                        | 9                       | 10                      | 11              | 12                                                | 13                            | 14              | 15               | 16                                      | 17              | 18                       | 19              |
| 2023           | КМ-2     | 10.01.2023                              | М-П      | Поисковая                        | 9,4                             | 1,0,2                  | 0,263                                    | 0,0                     | 3,127                   | 3,3             | 3,1                                               | 3,398                         | 3,6             | 8,0              | 0,087545                                | 0,088           | 0,0                      | 0,0             |
| 2024           |          |                                         |          |                                  | 9,2                             | 1,0,1                  | 0,258                                    | 0,0                     | 3,132                   | 6,4             | 6,1                                               | 3,453                         | 7,0             | 9,3              | 0,087686                                | 0,175           | 0,0                      | 0,0             |
| 2025           |          |                                         |          |                                  | 0,0                             | 0,0                    | 0,000                                    | 0,0                     | 0,000                   | 6,4             | 6,1                                               | 0,000                         | 7,0             | 0,0              | 0,00000                                 | 0,175           | 0,0                      | 0,0             |
| 2023           | ЖЮ-1     | 10.01.2025                              |          | Проектная опережающая добывающая | 0,0                             | 0,0                    | 0,000                                    | 0,0                     | 0,000                   | 0,0             | 0,0                                               | 0,000                         | 0,0             | 0,0              | 0,00000                                 | 0,000           | 0,0                      | 0,0             |
| 2024           |          |                                         |          |                                  | 0,0                             | 0,0                    | 0,000                                    | 0,0                     | 0,000                   | 0,0             | 0,0                                               | 0,000                         | 0,0             | 0,0              | 0,00000                                 | 0,000           | 0,0                      | 0,0             |
| 2025           |          |                                         |          |                                  | 9,0                             | 1,0,1                  | 0,252                                    | 0,0                     | 2,995                   | 3,0             | 6,7                                               | 3,358                         | 3,4             | 1,0,8            | 0,083865                                | 0,084           | 0,0                      | 0,0             |
| 2023           | КМ-2     | 10.01.2025                              | Pz-2     | Поисковая                        | 0,0                             | 0,0                    | 0,000                                    | 0,0                     | 0,000                   | 0,0             | 0,0                                               | 0,000                         | 0,0             | 0,0              | 0,00000                                 | 0,000           | 0,0                      | 0,0             |
| 2024           |          |                                         |          |                                  | 0,0                             | 0,0                    | 0,000                                    | 0,0                     | 0,000                   | 0,0             | 0,0                                               | 0,000                         | 0,0             | 0,0              | 0,00000                                 | 0,000           | 0,0                      | 0,0             |
| 2025           |          |                                         |          |                                  | 4,4                             | 5,0                    | 0,123                                    | 0,0                     | 1,463                   | 1,5             | 15,4                                              | 1,672                         | 1,7             | 1,2,5            | 0,040966                                | 0,041           | 0,0                      | 0,0             |
| 2023           | ЖЮ-1     | 10.01.2024                              |          | Проектная опережающая добывающая | 0,0                             | 0,0                    | 0,000                                    | 0,0                     | 0,000                   | 0,0             | 0,0                                               | 0,000                         | 0,0             | 0,0              | 0,00000                                 | 0,000           | 0,0                      | 0,0             |
| 2024           |          |                                         |          |                                  | 4,8                             | 5,1                    | 0,134                                    | 0,0                     | 1,602                   | 1,6             | 16,9                                              | 1,708                         | 1,7             | 6,2              | 0,044859                                | 0,045           | 0,0                      | 0,0             |
| 2025           |          |                                         |          |                                  | 0,0                             | 0,0                    | 0,000                                    | 0,0                     | 0,000                   | 1,6             | 16,9                                              | 0,000                         | 1,7             | 0,0              | 0,00000                                 | 0,045           | 0,0                      | 0,0             |

Таблица 4.1 – Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-II. Объект пробной эксплуатации I

| Годы и периоды | Добыча нефти, тыс.т | Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, % |         | Накопленная добыча нефти, тыс. т | Отбор извлекаемых запасов нефти, % | Коэффициент извлечения нефти, д.ед. | Годовая добыча жидкости, тыс. т |               | Накопленная добыча жидкости, тыс. т |               | Обводненность, % | Закачка воды, тыс. м³ |             | Компенсация отборов жидкости закачкой, % | Добыча нефтяного газа, млн. м³ |             |
|----------------|---------------------|----------------------------------------------------|---------|----------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|---------------|-------------------------------------|---------------|------------------|-----------------------|-------------|------------------------------------------|--------------------------------|-------------|
|                |                     | начальных                                          | текущих |                                  |                                    |                                     | всего                           | мех. способом | всего                               | мех. способом |                  | годовая               | накопленная |                                          | годовая                        | накопленная |
| 1              | 2                   | 3                                                  | 4       | 5                                | 6                                  | 7                                   | 8                               | 9             | 10                                  | 11            | 12               | 13                    | 14          | 15                                       | 16                             | 17          |
| 2023           | 3,127               | 2,1                                                | 2,1     | 3,3                              | 2,2                                | 0,007                               | 3,4                             | 3,4           | 4,3                                 | 4,3           | 8,0              | 0,0                   | 0,0         | 0                                        | 0,087545                       | 0,088       |

|      |           |     |     |     |         |           |     |         |          |      |          |     |     |   |              |           |
|------|-----------|-----|-----|-----|---------|-----------|-----|---------|----------|------|----------|-----|-----|---|--------------|-----------|
| 2024 | 3,13<br>2 | 2,1 | 2,1 | 6,4 | 4,<br>3 | 0,0<br>13 | 3,5 | 3,<br>5 | 7,8      | 7,8  | 9,3      | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,08<br>7686 | 0,1<br>75 |
| 2025 | 2,99<br>5 | 2,0 | 2,1 | 9,4 | 6,<br>3 | 0,0<br>19 | 3,4 | 3,<br>4 | 11,<br>1 | 11,1 | 10,<br>8 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,08<br>3865 | 0,2<br>59 |

Таблица 4.2 – Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-II. Объект пробной эксплуатации I

| Годы и периоды | Ввод скважин из бурения, ед. |                        |                | Ввод скважин из других категорий, ед. | Ввод скважин из других объектов, ед. | Фонд скважин с начала разработки, ед. | Эксплуатационное бурение с начала, тыс. м | Выбытие скважин, ед. |                | Фонд добывающих скважин, ед. |             |                  | Фонд нагнетательных скважин, ед. |             | Среднегодовой дебит на 1 скважину |                 |                             | Среднегодовая приемистость, м³/сут |
|----------------|------------------------------|------------------------|----------------|---------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------------|----------------------|----------------|------------------------------|-------------|------------------|----------------------------------|-------------|-----------------------------------|-----------------|-----------------------------|------------------------------------|
|                | всего                        | опережающих добывающих | нагнетательных |                                       |                                      |                                       |                                           | всего                | нагнетательных | всего                        | действующих | механизированный | всего                            | действующих | нефти, т/сут                      | жидкости, т/сут | нефтяного газа, тыс. м³/сут |                                    |
| 1              | 2                            | 3                      | 4              | 5                                     | 6                                    | 7                                     | 8                                         | 9                    | 10             | 11                           | 12          | 13               | 14                               | 15          | 16                                | 17              | 18                          | 19                                 |
| 2023           | 0                            | 0                      | 0              | 0                                     | 0                                    | 1                                     | 0,0                                       | 0                    | 0              | 1                            | 1           | 1                | 0                                | 0           | 9,4                               | 10,2            | 0,263                       | 0,0                                |
| 2024           | 0                            | 0                      | 0              | 0                                     | 0                                    | 1                                     | 0,0                                       | 0                    | 0              | 1                            | 1           | 1                | 0                                | 0           | 9,2                               | 10,1            | 0,258                       | 0,0                                |
| 2025           | 0                            | 0                      | 0              | 0                                     | 1                                    | 1                                     | 0,0                                       | 1                    | 0              | 1                            | 1           | 1                | 0                                | 0           | 9,0                               | 10,1            | 0,252                       | 0,0                                |

Таблица 4.3 – Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту Pz-2. Объект пробной эксплуатации II

| Годы и периоды | Добыча нефти, тыс. т | Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, % |         | Накопленная добыча нефти, тыс. т | Отбор извлекаемых запасов нефти, тыс. т | Коэффициент извлечения нефти, дел. | Годовая добыча жидкости, тыс. т |               | Накопленная добыча жидкости, тыс. т |               | Обводненность, % | Закачка воды, тыс. м³ |             | Компенсация отборов жидкости закачкой, % | Добыча нефтяного газа, млн. м³ |             |
|----------------|----------------------|----------------------------------------------------|---------|----------------------------------|-----------------------------------------|------------------------------------|---------------------------------|---------------|-------------------------------------|---------------|------------------|-----------------------|-------------|------------------------------------------|--------------------------------|-------------|
|                |                      | начальных                                          | текущих |                                  |                                         |                                    | всего                           | мех. способом | всего                               | мех. способом |                  | годовая               | накопленная |                                          | годовая                        | накопленная |
| 1              | 2                    | 3                                                  | 4       | 5                                | 6                                       | 7                                  | 8                               | 9             | 10                                  | 11            | 12               | 13                    | 14          | 15                                       | 16                             | 17          |
| 2023           | 0,000                | 0,0                                                | 0,0     | 0,0                              | 0,0                                     | 0,00                               | 0,0                             | 0,0           | 0,0                                 | 0,0           | 0,0              | 0,0                   | 0,0         | 0                                        | 0,000000                       | 0,0         |
| 2024           | 1,602                | 8,4                                                | 8,4     | 1,6                              | 8,4                                     | 0,013                              | 1,7                             | 1,7           | 1,7                                 | 1,7           | 6,2              | 0,0                   | 0,0         | 0                                        | 0,044859                       | 0,045       |
| 2025           | 1,463                | 7,7                                                | 8,4     | 3,1                              | 16,1                                    | 0,024                              | 1,7                             | 1,7           | 3,4                                 | 3,4           | 12,5             | 0,0                   | 0,0         | 0                                        | 0,040966                       | 0,086       |

Таблица 4.4 – Характеристика основного фонда скважин по горизонту Pz-2. Объект пробной эксплуатации II

| Годы и периоды | Ввод скважин из бурения, ед. | Ввод скважин из других категорий, ед. | Ввод скважин из других объектов, ед. | Фонд скважин с начала разработки, ед. | Эксплуатационное бурение с начала, тыс. м | Выбытие скважин, ед. | Фонд добывающих скважин, ед. | Фонд нагнетательных скважин, ед. | Среднегодовой дебит на 1 скважину | Среднегодовая приемистость, м³/сут |
|----------------|------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------------|----------------------|------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|
|----------------|------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------------|----------------------|------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|

|      | всего | опережающ<br>их добывающих | нагнетатель<br>ных |   |   |   |     | всего | нагнетатель<br>ных | всего | действующи<br>й | механизиро<br>ван-<br>ный | всего | действующи<br>й | нефти, т/сут | жидкости,<br>т/сут | нефтяного<br>газа,<br>тыс. м³/сут |     |
|------|-------|----------------------------|--------------------|---|---|---|-----|-------|--------------------|-------|-----------------|---------------------------|-------|-----------------|--------------|--------------------|-----------------------------------|-----|
| 1    | 2     | 3                          | 4                  | 5 | 6 | 7 | 8   | 9     | 10                 | 11    | 12              | 13                        | 14    | 15              | 16           | 17                 | 18                                | 19  |
| 2023 | 0     | 0                          | 0                  | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0     | 0                  | 0     | 0               | 0                         | 0     | 0               | 0,0          | 0,0                | 0,000                             | 0,0 |
| 2024 | 1     | 1                          | 0                  | 0 | 0 | 1 | 1,5 | 0     | 0                  | 1     | 1               | 1                         | 0     | 0               | 0,8          | 5,1                | 0,134                             | 0,0 |
| 2025 | 0     | 0                          | 0                  | 0 | 1 | 1 | 1,5 | 1     | 0                  | 1     | 1               | 1                         | 0     | 0               | 0,4          | 5,0                | 0,123                             | 0,0 |

Таблица 4.5 – Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости в целом по месторождению Жинишкекум Южный

| Годы и периоды | Добыча нефти,<br>тыс. т | Темп отбора<br>начальных<br>извлекаемых<br>запасов нефти, % |             | Накопленная<br>добыча нефти,<br>тыс.т | Отбор извлекаемых<br>запасов нефти, % | Коэффициент<br>извлечения нефти,<br>д.ед. | Годовая<br>добыча жидкости,<br>тыс. т |                  | Накопленная<br>добыча жидкости,<br>тыс. т |                  | Обводненность, % | Закачка воды,<br>тыс. м³ |                 | Компенсация отборов<br>жидкости закачкой, % | Добыча<br>нефтяного газа,<br>млн. м³ |                 |
|----------------|-------------------------|-------------------------------------------------------------|-------------|---------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------------|---------------------------------------|------------------|-------------------------------------------|------------------|------------------|--------------------------|-----------------|---------------------------------------------|--------------------------------------|-----------------|
|                |                         | началь<br>ных                                               | текущ<br>их |                                       |                                       |                                           | всего                                 | мех.<br>способом | всего                                     | мех.<br>способом |                  | годовая                  | накопленн<br>ая |                                             | годовая                              | накопленн<br>ая |
| 1              | 2                       | 3                                                           | 4           | 5                                     | 6                                     | 7                                         | 8                                     | 9                | 10                                        | 11               | 12               | 13                       | 14              | 15                                          | 16                                   | 17              |
| 2023           | 3,12<br>7               | 1,9                                                         | 1,<br>9     | 3,3                                   | 1,9                                   | 0,005                                     | 3,4                                   | 3,4              | 3,6                                       | 3,6              | 8,0              | 0,0                      | 0,0             | 0                                           | 0,08<br>7545                         | 0,0<br>88       |
| 2024           | 4,73<br>4               | 2,8                                                         | 2,<br>9     | 8,0                                   | 4,8                                   | 0,013                                     | 5,2                                   | 5,2              | 8,8                                       | 8,8              | 8,3              | 0,0                      | 0,0             | 0                                           | 0,13<br>2544                         | 0,2<br>20       |
| 2025           | 4,45<br>8               | 2,7                                                         | 2,<br>8     | 12,5                                  | 7,4                                   | 0,020                                     | 5,0                                   | 5,0              | 13,<br>8                                  | 13,8             | 11,<br>4         | 0,0                      | 0,0             | 0                                           | 0,12<br>4831                         | 0,3<br>45       |

Таблица 4.6 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению Жинишкекум Южный

| Годы и периоды | Ввод скважин из<br>бурения, ед. |                           |                | Ввод скважин из<br>других категорий, ед. | Ввод скважин из<br>других объектов, ед. | Фонд скважин<br>с начала разработки,<br>ед. | Эксплуатационное<br>бурение с начала,<br>тыс. м | Выбытие<br>скважин, ед. |                | Фонд добывающих<br>скважин, ед. |             |                      | Фонд<br>нагнетательны<br>х скважин, ед. |             | Среднегодовой дебит на<br>1 скважину |                 |                                | Среднегодовая<br>приемистость, м³/сут |
|----------------|---------------------------------|---------------------------|----------------|------------------------------------------|-----------------------------------------|---------------------------------------------|-------------------------------------------------|-------------------------|----------------|---------------------------------|-------------|----------------------|-----------------------------------------|-------------|--------------------------------------|-----------------|--------------------------------|---------------------------------------|
|                | всего                           | опережающих<br>добывающих | нагнетательных |                                          |                                         |                                             |                                                 | всего                   | нагнетательных | всего                           | действующий | механизированн<br>ый | всего                                   | действующий | нефти, т/сут                         | жидкости, т/сут | нефтяного газа,<br>тыс. м³/сут |                                       |

| <i>1</i> | <i>2</i> | <i>3</i> | <i>4</i> | <i>5</i> | <i>6</i> | <i>7</i> | <i>8</i> | <i>9</i> | <i>10</i> | <i>11</i> | <i>12</i> | <i>13</i> | <i>14</i> | <i>15</i> | <i>16</i> | <i>17</i> | <i>18</i> | <i>19</i> |
|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 2023     | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 1        | 1,8      | 0        | 0         | 1         | 1         | 1         | 0         | 0         | 9,4       | 10,2      | 0,263     | 0,0       |
| 2024     | 1        | 1        | 0        | 0        | 0        | 2        | 3,3      | 0        | 0         | 2         | 2         | 2         | 0         | 0         | 7,0       | 7,7       | 0,197     | 0,0       |
| 2025     | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 2        | 3,3      | 0        | 0         | 2         | 2         | 2         | 0         | 0         | 6,7       | 7,6       | 0,188     | 0,0       |

### 3. ПРОГРАММА И ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

#### 5.1. Цели и направление исследовательских работ

Целью проведения исследовательских работ на скважинах, во время пробной эксплуатации месторождения Жинишкекум Южный является уточнение характера распространения выявленных залежей углеводородов, 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. (Протокол №1986-18-П от 26.11.2018 г., п.3.3)

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 (Табл.5.1.1), таких как:

- уточнение/изучение геологической модели месторождения, включающие в себя: сопоставление данных бурения скважин и сейсморазведки, изучение границ продуктивных пластов, обоснование модели залежи, обоснование положений водонефтяных контактов;
- определение добычных 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 залежей горизонтов М-Пи PZ, вовлечение в пробную эксплуатацию которых планируется настоящим «Проектом пробной эксплуатации ...», будет возложено на ранее пробуренную скважину КМ-2, вводимую в пробную эксплуатацию из консервации, и проектную опережающую добывающую скважину ЖЮ-1. В опережающей добывающей скважине ЖЮ-1 предусмотрено проведение опробования всех вскрываемых продуктивных горизонтов, проведение МУО и КВД (КВУ).

Кроме того, настоящим «Проектом ...», с целью выполнения рекомендации ГКЗ РК (Протокол №1986-18-П от 26.11.2018 г., п.3.3) по доразведке запасов нефти, оцененных по категории С<sub>2</sub>, планируется бурение разведочной скважины ЖЮ-2. В данной скважине будет проведен комплекс исследований, связанный с отбором керна и проведением исследований по изучению физико-емкостных свойств коллекторов, испытанием интервалов пластов-коллекторов, имеющих положительные показания по ГИС и ГТИ, и отбором проб пластового флюида.

После бурения каждой новой скважины будет проводиться увязка материалов бурения и сейсмических данных, с целью уточнения модели месторождения, корреляция разрезов скважин с ранее пробуренными скважинами, для уточнения границ продуктивных горизонтов и прослеживания пластов-коллекторов.

Виды и объемы исследовательских и промысловых работ, планируемых в период проведения пробной эксплуатации представлены в таблице 5.1.1, составленной в соответствии с утвержденными руководящими документами.

В таблице 5.1.2 представлена сводная таблица объемов работ, планируемых в период пробной эксплуатации по скважинам.

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

| Задачи                                                    | Виды работ                                                                                      | Объем работ                                             | Сроки выполнения |
|-----------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|------------------|
| 1                                                         | 2                                                                                               | 3                                                       | 4                |
| <b>Обоснования геологической модели резервуара</b>        |                                                                                                 |                                                         |                  |
| 1. Уточнение /изучение геологической модели месторождения | Сопоставление данных бурения скважин и сейсморазведки                                           | после бурения каждой новой скважины                     | 2023-2025 гг.    |
|                                                           | Выделение внутри горизонтов, разобщенных между собой глинистыми пережимами продуктивных пластов | По данным бурения каждой новой скважины                 | 2023-2025 гг.    |
|                                                           | Изучение природы границ продуктивных пластов                                                    | по всем новым скважинам в пределах продуктивных пластов | 2023-2025 гг.    |
|                                                           | Обоснование модели залежи                                                                       | при подготовке отчета по подсчету запасов               | 2025-2026гг.     |

| 1                                                                                                                                            | 2                                                                                                                                                        | 3                                                                               | 4             |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|---------------|
| 2. Стратиграфия                                                                                                                              | Проведение на керновом материале исследования на петрофизические свойства                                                                                | отбор и анализ керна<br>запланирован в скважине ЖЮ-2                            | 2023-2024 гг. |
| 3. Обоснование ВНК                                                                                                                           | Проведение в скважинах испытаний на характер насыщения для уточнения границ контактов                                                                    | по результатам бурения каждой новой скважины в пределах продуктивных горизонтов | 2023-2025 гг. |
| <b>Проведения промысловых исследований в скважинах</b>                                                                                       |                                                                                                                                                          |                                                                                 |               |
| 4. Определение добычных возможностей пластов-коллекторов в результате опробования объектов в скважинах                                       | Индивидуальный план испытания в скважинах и проект пробной эксплуатации                                                                                  | по всем объектам испытания и в новых оценочных скважинах                        | 2023-2025 гг. |
| 5. Проведение гидродинамических исследований для определения коэффициентов продуктивности, проницаемости, пьезопроводности, гидропроводности | Метод установившихся отборов (МУО)                                                                                                                       | по всем скважинам в интервалах испытания и ПЭ                                   | 2023-2025 гг. |
|                                                                                                                                              | Снятие кривых восстановления давления (КВД) или уровня (КВУ)                                                                                             | по всем скважинам в интервалах испытания и ПЭ                                   | 2023-2025 гг. |
| <b>Лабораторные и экспериментальные исследования</b>                                                                                         |                                                                                                                                                          |                                                                                 |               |
| 6. Определение типа коллектора                                                                                                               | Определение граничного значения «коллектор-неколлектор», обр.                                                                                            | 70                                                                              | 2023-2025 гг. |
|                                                                                                                                              | Проведение на керновом материале исследований для уточнения петрофизических зависимостей типа $R_{п} = \frac{1}{K_{п}}$ , $\Delta T = \frac{1}{K_{п}}$ . | 30                                                                              |               |
| 7. Нефтенасыщенность                                                                                                                         | Провести работы на керновом материале для уточнения зависимостей $R_{н} = \frac{1}{K_{в}}$ .                                                             | 30                                                                              | 2023-2025 гг. |

|                     |                                                            |    |               |
|---------------------|------------------------------------------------------------|----|---------------|
| 8.<br>Проницаемость | Проведение дополнительных лабораторных измерений на керне. | 30 | 2023-2025 гг. |
|---------------------|------------------------------------------------------------|----|---------------|

| 1                             | 2                                                           | 3                          | 4             |
|-------------------------------|-------------------------------------------------------------|----------------------------|---------------|
| 9. Изучение пластового флюида | Проведение исследований пластовых свойств нефти/воды.       | В каждом объекте испытания | 2023-2025 гг. |
|                               | Проведение исследования на изучение товарных свойств нефти. | 2                          |               |

Таблица 5.1.2– Сводная таблица объемов работ в период пробной эксплуатации

| Наименование исследовательских работ |                        | ед. изм.      | Объем работ |          |          |
|--------------------------------------|------------------------|---------------|-------------|----------|----------|
| 1                                    |                        | 2             | 3           | 4        | 5        |
| Годы/периоды                         |                        |               | 2023        | 2024     | 2025     |
| <b>Бурение скважин</b>               |                        | шт.           | 2           |          |          |
| в т.ч.                               | опережающих добывающих | шт. (номер)   | 1(Ж Ю-1)    |          |          |
|                                      | оценочных              | шт. (номер)   | 1(Ж Ю-2)    |          |          |
| <b>Отбор керна</b>                   |                        | пог.м         | 36          |          |          |
|                                      | в т.ч. гориз. М-0-1    | пог.м (номер) |             |          |          |
|                                      | гориз. М-II            | пог.м (номер) | 9 (ЖЮ-2)    |          |          |
|                                      | гориз. Ю-IV            | пог.м (номер) | 9 (ЖЮ-2)    |          |          |
|                                      | гориз. PZ              | пог.м (номер) | 18 (ЖЮ-2)   |          |          |
| <b>Испытание скважин</b>             |                        | скв/шт.       | 1/1         | 2/2      | 1/2      |
|                                      | в т.ч. гориз. М-0-1    | шт. (номер)   |             |          | 1 (ЖЮ-1) |
|                                      | гориз. М-II            | шт. (номер)   |             | 1 (ЖЮ-2) | 1 (ЖЮ-1) |
|                                      | гориз. Ю-IV            | шт. (номер)   |             | 1 (ЖЮ-1) |          |

|                                          |                        |                          |             |             |             |
|------------------------------------------|------------------------|--------------------------|-------------|-------------|-------------|
|                                          | гориз. PZ              | шт.<br>(номер)           | 1<br>(ЖЮ-1) | 1<br>(ЖЮ-2) |             |
| <b>Лабораторные исследования</b>         |                        |                          |             |             |             |
| <b>Анализ глубинных проб</b>             |                        | <b>скв/<br/>иссл.</b>    | <b>2/2</b>  | <b>2/2</b>  | <b>2/3</b>  |
|                                          | в т.ч. гориз.<br>М-0-1 | скв/и<br>ссл.<br>(номер) |             |             | 1<br>(ЖЮ-1) |
|                                          | гориз. М-II            | скв/и<br>ссл.<br>(номер) | 1<br>(КМ-2) | 1<br>(ЖЮ-2) | 1<br>(ЖЮ-1) |
|                                          | гориз. Ю-IV            | скв/и<br>ссл.<br>(номер) |             | 1<br>(ЖЮ-1) |             |
|                                          | гориз. PZ              | скв/и<br>ссл.<br>(номер) | 1<br>(ЖЮ-1) | 1<br>(ЖЮ-2) | 1<br>(КМ-2) |
| <b>1</b>                                 |                        | <b>2</b>                 | <b>3</b>    | <b>4</b>    | <b>5</b>    |
| <b>Анализ<br/>поверхностных<br/>проб</b> |                        | <b>скв/<br/>иссл.</b>    | <b>2/2</b>  | <b>2/2</b>  | <b>2/3</b>  |
|                                          | в т.ч. гориз.<br>М-0-1 | скв/и<br>ссл.<br>(номер) |             |             | 1<br>(ЖЮ-1) |
|                                          | гориз. М-II            | скв/и<br>ссл.<br>(номер) | 1<br>(КМ-2) | 1<br>(ЖЮ-2) | 1<br>(ЖЮ-1) |
|                                          | гориз. Ю-IV            | скв/и<br>ссл.<br>(номер) |             | 1<br>(ЖЮ-1) |             |
|                                          | гориз. PZ              | скв/и<br>ссл.<br>(номер) | 1<br>(ЖЮ-1) | 1<br>(ЖЮ-2) | 1<br>(КМ-2) |
| <b>Анализ пластовых вод</b>              |                        | <b>скв/<br/>иссл.</b>    | <b>2/2</b>  | <b>2/2</b>  | <b>2/3</b>  |
|                                          | в т.ч. гориз.<br>М-0-1 | скв/и<br>ссл.<br>(номер) |             |             | 1<br>(ЖЮ-1) |
|                                          | гориз. М-II            | скв/и<br>ссл.<br>(номер) | 1<br>(КМ-2) | 1<br>(ЖЮ-2) | 1<br>(ЖЮ-1) |
|                                          | гориз. Ю-IV            | скв/и<br>ссл.<br>(номер) |             | 1<br>(ЖЮ-1) |             |
|                                          | гориз. PZ              | скв/и<br>ссл.<br>(номер) | 1<br>(ЖЮ-1) | 1<br>(ЖЮ-2) | 1<br>(КМ-2) |
| <b>Стандартный анализ керна</b>          |                        | <b>кол.<br/>образцов</b> |             | <b>50</b>   |             |
|                                          | в т.ч. гориз.<br>М-0-1 | образ<br>ец (номер)      |             |             |             |

|                                                                                                                                                                                   |                        |                          |             |           |          |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|--------------------------|-------------|-----------|----------|
|                                                                                                                                                                                   | гориз. М-II            | образ<br>ец (номер)      |             | 20        |          |
|                                                                                                                                                                                   | гориз. Ю-IV            | образ<br>ец (номер)      |             |           |          |
|                                                                                                                                                                                   | гориз. PZ              | образ<br>ец (номер)      |             | 30        |          |
| <b>Специальный анализ<br/>керна</b>                                                                                                                                               |                        | <b>кол.<br/>образцов</b> |             | <b>25</b> |          |
|                                                                                                                                                                                   | в т.ч. гориз.<br>М-0-1 | образ<br>ец (номер)      |             |           |          |
|                                                                                                                                                                                   | гориз. М-II            | образ<br>ец (номер)      |             | 10        |          |
|                                                                                                                                                                                   | гориз. Ю-IV            | образ<br>ец (номер)      |             |           |          |
|                                                                                                                                                                                   | гориз. PZ              | образ<br>ец (номер)      |             | 15        |          |
| <b>Замер дебита нефти,<br/>жидкости, газа, буферного и<br/>затрубного давлений</b>                                                                                                |                        | <b>скв/з<br/>амеров</b>  | 2/ежедневно |           |          |
| <b>Исследование МУО с<br/>построением индикаторных<br/>диаграмм и определением<br/>коэффициента продуктивности.</b>                                                               |                        | <b>скв/<br/>иссл.</b>    | 3/9         | 2/4       | 2/5      |
|                                                                                                                                                                                   | в т.ч. гориз.<br>М-0-1 | скв/и<br>ссл.<br>(номер) | 2/2         |           | 1/1      |
|                                                                                                                                                                                   | гориз. М-II            | скв/и<br>ссл.<br>(номер) | 3/3         | 2/2       | 2/2      |
| <b>1</b>                                                                                                                                                                          |                        | <b>2</b>                 | <b>3</b>    | <b>4</b>  | <b>5</b> |
|                                                                                                                                                                                   | гориз. Ю-IV            | скв/и<br>ссл.<br>(номер) | 1/1         |           |          |
|                                                                                                                                                                                   | гориз. PZ              | скв/и<br>ссл.<br>(номер) | 3/3         | 2/2       | 2/2      |
| <b>Исследование методом<br/>КВД с определением<br/>коэффициента продуктивности,<br/>приведенного радиуса<br/>скважины, скин-фактора,<br/>гидропроводности и<br/>проницаемости</b> |                        | <b>скв/<br/>иссл</b>     | 3/9         | 2/4       | 2/5      |
|                                                                                                                                                                                   | в т.ч. гориз.<br>М-0-1 | скв/и<br>ссл.<br>(номер) | 2/2         |           | 1/1      |
|                                                                                                                                                                                   | гориз. М-II            | скв/и<br>ссл.<br>(номер) | 3/3         | 2/2       | 2/2      |
|                                                                                                                                                                                   | гориз. Ю-IV            | скв/и<br>ссл.            | 1/1         |           |          |

|                                                   |                                 |                                  |     |     |     |
|---------------------------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|-----|-----|-----|
|                                                   |                                 | (номер)                          |     |     |     |
|                                                   | гориз. PZ                       | скв/и<br>ссл.<br>(номер)         | 3/3 | 2/2 | 2/2 |
| <b>Исследование<br/>притока</b>                   | <b>профиля</b>                  | <b>скв/<br/>иссл<br/>(номер)</b> | 3/3 | 2/2 | 2/2 |
| <b>Определение<br/>давления и<br/>температуры</b> | <b>пластового<br/>пластовой</b> | <b>скв/<br/>иссл</b>             | 3/9 | 2/4 | 2/5 |
|                                                   | в т.ч. гориз.<br>М-0-1          | скв/и<br>ссл.<br>(номер)         | 2/2 |     | 1/1 |
|                                                   | гориз. М-II                     | скв/и<br>ссл.<br>(номер)         | 3/3 | 2/2 | 2/2 |
|                                                   | гориз. Ю-IV                     | скв/и<br>ссл.<br>(номер)         | 1/1 |     |     |
|                                                   | гориз. PZ                       | скв/и<br>ссл.<br>(номер)         | 3/3 | 2/2 | 2/2 |

Интервалы отбора керна, количество образцов керна на анализы, интервалы опробования скважин и отбор проб нефти, газа и воды будет уточняться геологической службой недропользователя в процессе бурения и испытания скважин.

Настоящим проектом рекомендуется для дальнейшего изучения месторождения пробурить 1 проектную оценочную скважину (ЖЮ-2) и 1 проектную опережающую добывающую скважину (ЖЮ-1). В ходе разбуривания месторождения необходимо получить как можно больше информации, которая поможет решить вопросы по уточнению геологического строения месторождения, определения добывных возможностей залежей, получения необходимой информации для проведения полноценного и достоверного Подсчета запасов нефти и газа и определения дальнейших работ.

## **5.2. Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией**

В настоящем разделе приведен комплекс рекомендуемых исследовательских работ, направленный на получение новой и уточнение имеющейся информации.

В таблице 5.2.1 представлен рекомендуемый комплекс исследовательских работ на период пробной эксплуатации месторождения Жинишкекум Южный.

### **5.2.1. Отбор и исследование глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды**

Как известно, глубинные пробы нефти не отбирались и не были изучены в лабораторных условиях и приняты по аналогии с месторождением Жыланкыр.

Учитывая вышеизложенное, в существующей скважине КМ-2 при дополнительных испытаниях объектов, а также в проектной опережающей добывающей скважине ЖЮ-1 и существующей скважине КМ-2 перед вводом в эксплуатацию на вводимый горизонт рекомендуется отобрать и изучить, как минимум по три глубинные пробы нефти – это будет являться обязательным условием. После определения основных параметров нефти, в частности давления насыщения нефти газом и газосодержания, рекомендуется уточнить

режим работы скважины на период пробной эксплуатации.

Исследования глубинных проб нефти рекомендуется выполнить согласно требованиям СТ РК 2325-2013 «Методика исследования пластовой нефти с помощью жидкометаллического сплава». Для этого рекомендуется отобрать не менее трех глубинных проб, по которым выполнить следующие исследования: определение PV-соотношения; однократное и дифференциальное разгазирование; определение вязкости нефти; пластовая дегазация и определение пластового композиционного состава нефти.

По выделившемуся при дегазации пробы пластовой нефти газу, рекомендуется выполнить исследования по определению основных свойств и компонентного состава, согласно требований ГОСТ 31371 (ISO 6974), ГОСТ 14920.

Периодичность отбора и изучения глубинных проб нефти и растворенного в нефти газа – во всех скважинах при испытаниях дополнительных объектов и перед вводом в пробную эксплуатацию на целевой горизонт – разовые, а в процессе пробной эксплуатации – раз в два года.

Свойства и состав нефти в поверхностных условиях исследованы по горизонтам М-II и Ю-IV из скважины КМ-2 по одной пробе, чего явно недостаточно.

Поэтому рекомендуется продолжить обязательный отбор и изучение проб нефти в поверхностных условиях по всем установленным горизонтам при испытаниях существующей скважины КМ-2, а также при пробной эксплуатации целевых горизонтов в существующей поисковой (КМ-2) и проектной опережающей добывающей (ЖЮ-1) скважинах.

Периодичность отбора и изучения устьевых проб нефти – разовые перед пробной эксплуатацией по всем горизонтам в существующей поисковой скважине КМ-2 и в процессе пробной эксплуатации – раз в год по всем скважинам и всем горизонтам.

В период продолжения пробной эксплуатации прогнозируется обводненность на уровне до 11,4 %. При появлении на скважинах в составе добываемой продукции пластовой воды рекомендуется отобрать не менее трех проб, а также провести лабораторные исследования по определению основных свойств (плотность, жесткость, минерализация, тип воды, кислотность и т.д.) и компонентного состава.

Периодичность отбора и исследования проб воды – один раз в полугодие по каждой скважине, при резком увеличении обводненности – раз в квартал.

### **5.2.2. Гидродинамические исследования**

Как известно, в период опробования поисковой скважины КМ-2 фонтанные притоки не были получены, опробование проводилось методами свабирования, компрессирования и винтовым штанговым насосом (ВШН).

При испытаниях дополнительных объектов и перед вводом в пробную эксплуатацию существующей поисковой скважины КМ-2 из временной консервации и проектной опережающей добывающей скважины ЖЮ-1 из бурения, рекомендуется провести разовые режимные исследования МУО (при механизированном способе добычи – при различных оборотах, числах качания, длинах хода штока и т.д., а при фонтанировании – на различных диаметрах штуцера) и произвести регистрацию КВД (КВУ) при остановке скважин.

В процессе пробной эксплуатации рекомендуется проводить замеры пластовых и забойных давлений в каждой скважине с периодичностью не менее одного раза в квартал. Наблюдение за статическими и динамическими уровнями в добывающих скважинах, а также пересчет по уровням на соответственно пластовые и забойные давления рекомендуется проводить с периодичностью не менее одного раза в месяц.

В процессе пробной эксплуатации ГДИС МУО и КВД (КВУ) рекомендуется проводить по мере необходимости и обязательно – перед и после проведения воздействия на призабойную зону скважин (ПЗС) и оптимизации режимов работы скважин (ОРРС), т.е. в каждой скважине эти исследования в обязательном порядке необходимо выполнять перед и после проведения ГРП при эксплуатации горизонта М-II и СКО (ГКО) – при эксплуатации горизонта Pz-2.

По результатам гидродинамических исследований необходимо определить пластовые и забойные давления, фильтрационно-емкостные и продуктивные характеристики скважин и пластов.

В обязательный комплекс исследований рекомендуется включить определение зависимости изменения коэффициента продуктивности скважины от снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом, после изучения свойств нефти в пластовых условиях по каждому продуктивному горизонту, согласно рекомендации п.п. 3, п. 60 «Единые правила...» (14).

Замеры дебита скважины по нефти, жидкости, устьевого, трубного и затрубного давлений рекомендуется производить ежесуточно. Замеры обводненности добываемой продукции следует проводить с периодичностью не реже одного раза в неделю.

Замеры промыслового газового фактора рекомендуется производить согласно требованиям п. 335 «Единые правила...», не реже одного раза в год, при условиях, когда пластовое и забойное давление больше давления насыщения нефти газом. При снижении забойного давления ниже давления насыщения нефти газом, периодичность замера необходимо участить до одного раза в квартал, а при снижении пластового давления – ежемесячно. Очевидно, что периодичность замера газового фактора будет зависеть от полученных результатов исследования глубинных проб нефти.

В обязательный комплекс исследований также рекомендуется включить проведение исследований на приемистость пластов-коллекторов не менее чем на 3-х режимах. Рекомендуется придерживаться к качеству закачиваемой воды согласно номенклатуре показателей по СТ РК 1662-2007.

### 5.2.3. Геофизические исследования в колонне

Геофизические исследования скважин и пластов в процессе реализации пробной эксплуатации будут проводиться по мере необходимости.

При проведении геолого-технических мероприятий по воздействиям на ПЗС для интенсификации притоков (ГРП, СКО и/или ГКО) или изменении (оптимизации) режима работы скважин, исследования рекомендуется проводить до и после.

Основными видами исследований в период пробной эксплуатации будут являться: определение герметичности колонны; определение работающих пластов и характера поступающей жидкости; оценка текущей нефтенасыщенности пластов и контроль за положением водонефтяного контакта.

**Таблица 5.2.1– Рекомендуемый комплекс исследовательских работ на период пробной эксплуатации**

| № п/п | Виды исследований                                                         | Периодичность                                                                                                                                                                                                                                                                            |
|-------|---------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1     | 2                                                                         | 3                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| 1     | Замер дебитов нефти, жидкости, буферного, трубного и затрубного давления. | Ежесуточно.                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| 2     | Определение обводненности продукции.                                      | Еженедельно.                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| 3     | Определение газового фактора.                                             | Один раз в год при $P_{пл}$ и $P_3 > P_{нас}$ , не реже одного раза в квартал - при $P_3 < P_{нас}$ и не реже одного раза в месяц - при $P_{пл} < P_{нас}$ .<br>Обязательный тестовый замер газового фактора при пробной эксплуатации во всех скважинах, с периодичностью раз в квартал, |

|   |                                                                                                                                                                                                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
|---|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|   |                                                                                                                                                                                                                           | после уточнения свойств пластовой нефти.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| 4 | Определение пластового давления (замер статического уровня).                                                                                                                                                              | Не реже одного раза в квартал по всем скважинам замеры давлений, а уровней – ежемесячно.                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| 5 | Определение забойного давления (замер динамического уровня).                                                                                                                                                              | Не реже одного раза в квартал по всем скважинам замеры давлений, а уровней – ежемесячно.                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| 6 | Гидродинамические исследования МУО, не менее трех режимов (при механизированном способе добычи – при различных оборотах, числах качания, длине хода штока и т.д., а при фонтанировании – на различных диаметрах штуцера). | <p>Разовые исследования при испытаниях дополнительных объектов в существующей скважине КМ-2, а также в процессе пробной эксплуатации в проектной опережающей добывающей (ЖЮ-1) и существующей поисковой (КМ-2) скважинах.</p> <p>При реализации ГТМ по воздействию на ПЗС для интенсификации притоков и изменении режимов работы скважин – до и после.</p> |
| 7 | Гидродинамические исследования методом регистрации КВД (КВУ).                                                                                                                                                             | <p>Разовые исследования при испытаниях дополнительных объектов в существующей скважине КМ-2, а также в процессе пробной эксплуатации в проектной опережающей добывающей (ЖЮ-1) и существующей поисковой (КМ-2) скважинах.</p> <p>При реализации ГТМ по воздействию на ПЗС для интенсификации притоков и изменении режимов работы скважин – до и после.</p> |
| 8 | Определение зависимости изменения коэффициента продуктивности скважины от снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом.                                                                                | Разовые исследования в каждой скважине по горизонтам М-II и Pz-2 в процессе пробной эксплуатации, после уточнения свойств пластовой нефти.                                                                                                                                                                                                                 |

| 1 | 2                                                                                                                                                               | 3                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|---|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 9 | <p>Геофизические исследования по определению профиля притока, технического состояния скважины, источников и интервалов обводнения пластов.</p>                  | <p>Разовые исследования при испытаниях дополнительных объектов в существующей скважине КМ-2 и в проектной опережающей добывающей скважине ЖЮ-1 перед вводом в пробную эксплуатацию.</p> <p>В процессе пробной эксплуатации – по мере необходимости.</p> <p>При реализации ГТМ по воздействию на ПЗС для интенсификации притоков и изменении режимов работы скважин – до и после.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| 0 | <p>Отбор глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ свойств нефти и газа (не менее трех проб из каждого скважино-объекта).</p> | <p>В существующей скважине КМ-2 при дополнительных испытаниях объектов, а также в проектной опережающей добывающей скважине ЖЮ-1 и существующей скважине КМ-2 перед вводом в эксплуатацию на вводимый горизонт.</p> <p>Периодичность отбора и изучения глубинных проб нефти и растворенного в нефти газа – во всех скважинах при испытаниях дополнительных объектов и перед вводом в пробную эксплуатацию на целевой горизонт – разовые, а в процессе пробной эксплуатации – раз в два года.</p> <p>Периодичность отбора и изучения устьевых проб нефти – разовые перед пробной эксплуатацией по всем горизонтам в существующей поисковой скважине КМ-2 и в процессе пробной эксплуатации – раз в год по всем скважинам и всем горизонтам.</p> |
| 1 | <p>Отбор проб и химический анализ пластовой воды.</p>                                                                                                           | <p>Периодичность отбора и исследования проб воды – один раз в полугодие по каждой скважине, при резком увеличении обводненности – раз в квартал</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| 2 | <p>Контроль положения флюидных контактов и оценка изменения насыщенности.</p>                                                                                   | <p>Разовые исследования при вводе в эксплуатацию. В процессе пробной эксплуатации - по мере необходимости.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| 3 | <p>Исследование приемистости коллекторов меловых, юрских и палеозойских горизонтов.</p>                                                                         | <p>Разовые исследования в скважинах.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |

#### 4. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Целью данного раздела является оценка технических возможностей реализации проектных показателей пробной эксплуатации и определение отсутствия или наличия осложнений, требующих специальных проектно-технических решений.

Следует добавить, что, рекомендации по применению материалов и технологии, а также оборудования, не являются обязательными, и носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

Концепция системы добычи продукции соответствует общим принципам обустройства:

- обеспечение проектных дебитов скважин;
- максимальная возможность работы;
- минимизация трудозатрат и создание максимально возможных комфортных условий работы обслуживающего персонала непосредственно на скважинах;
- минимизация затрат на строительство и функционирование системы.

##### 6.1. Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

Продолжительность пробной эксплуатации составит полных **36 месяцев** – с января 2023 по декабрь 2025 гг., для этого недропользователь имеет намерение обратиться в Компетентный орган с просьбой продления периода разведки для проведения пробной эксплуатации.

Пробная эксплуатация продуктивного горизонта М-II будет осуществляться сначала существующей поисковой скважиной КМ-2 в период с января 2023 по декабрь 2024 г., а с января 2025 по декабрь 2025 г. – планируется ввести проектную опережающую добывающую скважину ЖЮ-1 путем возврата из нижезалегающего горизонта Pz-2.

Пробная эксплуатация продуктивного горизонта Pz-2 будет сначала осуществляться вводом в эксплуатацию из бурения проектной опережающей добывающей скважины ЖЮ-1 в период с января 2024 по декабрь 2024 гг., а с января 2025 по декабрь 2025 гг. – планируется ввести существующую поисковую скважину КМ-2 путем перевода из вышезалегающего горизонта М-II.

Таким образом, планируется к вводу из бурения одна проектная опережающая добывающая скважина ЖЮ-1 и одна существующая поисковая скважина КМ-2. В целом по месторождению к концу пробной эксплуатации фонд составит 2 добывающих скважин.

Пробная эксплуатация выделенных горизонтов будет вестись на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления.

Все скважины в период пробной эксплуатации ожидается эксплуатировать механизированном способом добычи.

Способы эксплуатации скважин в период пробной эксплуатации месторождений Жинишкекум Южный представлены в таблице 6.1.1.

**Таблица 6.7.1 – Способы эксплуатации скважин в период пробной эксплуатации**

| Скважина    | Показатели               | Годы             |
|-------------|--------------------------|------------------|
| 1           | 2                        | 3                |
| КМ-2 (М-II) | Ввод скважин             | 01.01.2023       |
|             | Способ эксплуатации      | Механизированный |
|             | Дебит по жидкости т/сут. | 10,2             |
|             | Средняя обводненность, % | 8,0              |
| ЖЮ-1 (М-II) | Ввод скважин             | 01.01.2025       |
|             | Способ эксплуатации      | Механизированный |
|             | Дебит по жидкости т/сут. | 10,1             |
|             | Средняя обводненность, % | 10,8             |

|             |                          |                  |
|-------------|--------------------------|------------------|
| КМ-2 (Pz-2) | Ввод скважин             | 01.01.2025       |
|             | Способ эксплуатации      | Механизированный |
|             | Дебит по жидкости т/сут. | 5,0              |
|             | Средняя обводненность, % | 12,5             |
| ЖЮ-1 (Pz-2) | Ввод скважин             | 01.01.2024       |
|             | Способ эксплуатации      | Механизированный |
|             | Дебит по жидкости т/сут. | 5,1              |
|             | Средняя обводненность, % | 6,2              |

Ниже, в данном разделе приведена оценка технических возможностей реализации проектных показателей пробной эксплуатации и определение отсутствия или наличия осложнений, требующих специальных проектно-технических решений.

#### ***Механизированный способ эксплуатации***

Существуют различные варианты механизированной добычи для нефтедобывающих скважин в промышленности.

#### ***Электроцентробежные насосные установки***

Устье скважин электроцентробежных установок оборудовано станцией управления, изменением скорости вращения при изменении условий внутри скважины (снижение или увеличение уровня жидкости в скважине), трансформатором, прибором замера давления и температуры, который обеспечивает точную цифровую индикацию этих условий.

#### ***Внутрискважинное оборудование***

При спуске УЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов.

Установленное подземное оборудование включает в себя:

- погружной, секционный, многоступенчатый электроцентробежный насос (ЭЦН);
- газостабилизирующее устройство газосепаратор, диспергатор (или объединенный вариант);
- гидрозащиту, предназначенную для предохранения электродвигателя от проникновения в него пластовой жидкости и выравнивания давления внутри этого электродвигателя с затрубным;
- погружной электродвигатель (ПЭД) с погружным датчиком телеметрии;
- обратный и сливной клапаны (на НКТ);
- погружной электрокабель (трехфазный в оплетке из оцинкованной или коррозионностойкой стали).

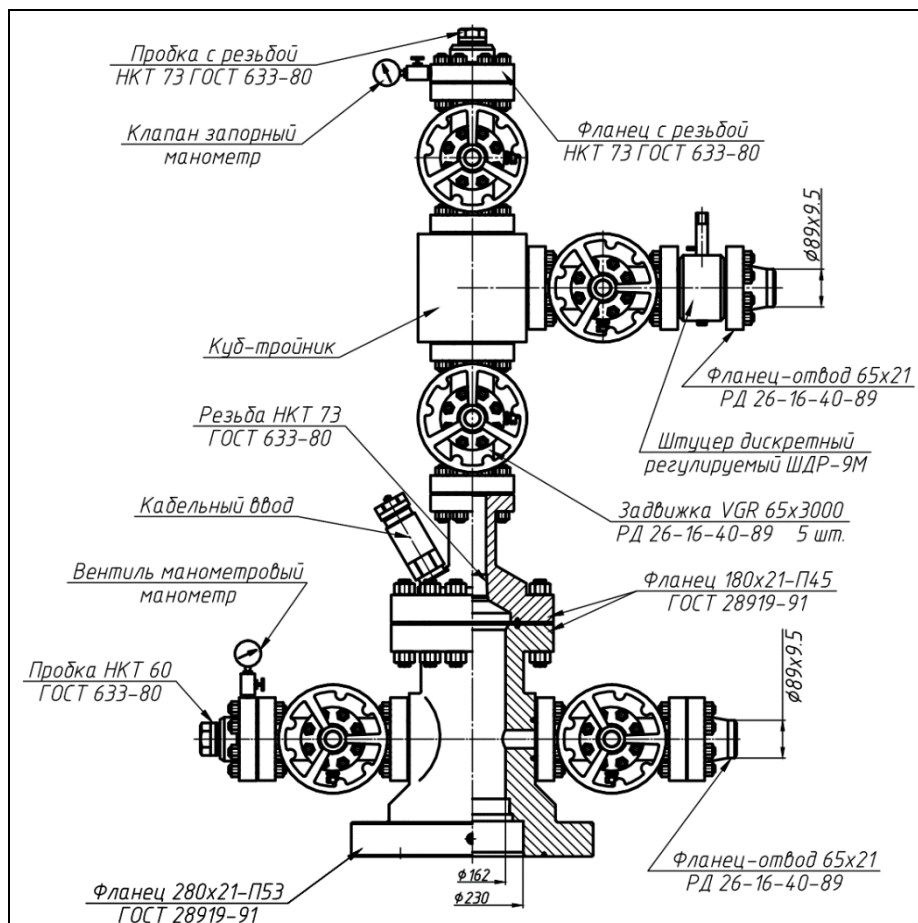
Выбранное и установленное механизированное оборудование позволяет обеспечивать:

- надежную и безаварийную работу скважин;
- устанавливать необходимый режим и вести заданный отбор продукции;
- высокий коэффициент полезного действия и межремонтный период работы оборудования;
- возможность осуществления контроля и регулирования процесса разработки и режима работы скважин.

В целом, условия для эксплуатации УЭЦН на месторождении Жинишкекум Южный являются благоприятными – низкая вязкость флюида, невысокие температуры и концентрация агрессивных компонентов, не большая глубина пластов и оптимальные размеры эксплуатационной колонны. Указанные факторы сказываются на наработке УЭЦН.

Выпускаемые серийно УЭЦН имеют длину от 15,5 до 39,2 м и массу от 626 до 2541 кг, в зависимости от числа модулей (секций) и их параметров.

На рисунке 6.1.1 представлена устьевая арматура без внесенных устьевого патрубка с отборником проб, клапана перепускного и трубной подвески.



**Рисунок 0.1 Устьевая арматура УЭЦН**

В современных установках может быть включено от 2 до 4 модулей-секций. В корпус секции вставляется пакет ступеней, представляющий собой собранные на валу рабочие колеса и направляющие аппараты. Число ступеней колеблется в пределах 152-393. Входной модуль представляет основание насоса с приемными отверстиями и фильтром-сеткой, через которые жидкость из скважины поступает в насос. В верхней части насоса ловильная головка с обратным клапаном, к которой крепятся НКТ.

### ***Плунжерные штанговые глубинные насосные установки (ПШГНУ)***

Штанговые глубинные насосы обладают рядом достоинств, в который входят: простота конструкции, возможность откачки жидкости из нефтяных скважин, в случае если иные способы эксплуатации неприемлемы. Подобные насосы способны работать на большой глубине, и обладают простотой процесса регулировки. Также к достоинствам стоит отнести простоту в обслуживании установки.

ПШГНУ бывают с нижним или верхним манжетным креплением и могут быть с механическим креплением в верхней или нижней части.

Установки штанговых глубинных насосов могут производиться в усложненных условиях добычи нефти – в скважинах с наличием мелкодисперсного песка, при наличии парафина в добываемом продукте, при высоком газовом факторе, при откачке различных коррозионных жидкостей.

### ***Характеристики штанговых глубинных насосов***

- Обводнённость – до 99%;
- Температура – до 130°C;
- Работа при содержании механических примесей до 1,3 г/литр;
- Содержание свободного газа на приеме насоса до 20% от объема;
- Минерализация воды – до 10 г/литр;

Показатели pH – от 4 до 8.

### ***Типы штанговых насосов***

1. Невставные. Цилиндр насоса опускается в нефтяную скважину по насосным трубам без плунжера. Последний опускается на насосных штангах, и вводится в цилиндр совместно с всасывающим клапаном. При замене подобного насоса необходимо сперва поднять из скважины плунжер на штангах, а потом и НКТ с цилиндром.

2. Вставные. Цилиндр с плунжером опускается в нефтяную скважину на штангах. У подобных насосов диаметр плунжера должен быть гораздо меньше, чем трубный диаметр. Соответственно, при необходимости замены такого насоса не требуется лишний раз производить спуск-подъем труб.

В таблице 6.1.3 приведена требуемая мощность для работы ПШГНУ.

**Таблица 6.1.2 – Требуемая мощность для работы ПШГНУ.**

| Паспортная<br>мощность<br>Эл.двиг-я<br>кВт | С<br>осв | Средне<br>потребляемая<br>мощность<br>Эл.двиг. кВт | Максимальный<br>ток потребления<br>при подъеме штанги<br>А. | Ток<br>потребления при<br>спуске штанги<br>А. |
|--------------------------------------------|----------|----------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| 1                                          | 2        | 3                                                  | 4                                                           | 5                                             |
| 30                                         | 0,<br>84 | 22                                                 | 44                                                          | 33                                            |

### ***Винтовые скважинные насосные установки (УЭВН)***

Винтовые насосы – это насосы объемного типа, конструкция которых позволяет создавать постоянный напор, что обеспечивает возможность осуществлять откачку скважинной жидкости с большим содержанием песка. По сравнению с другими способами механизированной добычи, капитальные и эксплуатационные расходы на винтовые насосы обычно ниже за счет более простого монтажа и малого энергопотребления. Винтовые насосы успешно применяются для откачки как высоковязких жидкостей, так и жидкостей с высоким содержанием механических примесей.

Оборудование устья УЭВН состоит из колонной головки, крестовины, штангового превентора, приводная головка, обвязки на выкидную линию. Подземное оборудование УЭВН состоит из хвостовика, якоря, ротора со статором, колонны НКТ, колонны штанг, центраторов на штангах, подгоночных штанг, полированного штока.

Приводом УЭВН является приводная головка с электрическим приводом. Устье скважин УЭВН оборудовано арматурой на рабочее давление 21 МПа. Устьевые приводы УЭВН обеспечивают возможность изменения режима откачки увеличением или уменьшением числа оборотов вращения ротора.

Статор винтовых насосов спускается в скважину на колонне НКТ диаметром 73 мм, а многозаходный ротор (винт) - на 22 мм колоннах штанг.

#### ***Условия выбора УЭВН, режим работы, подземная компоновка***

Краткое описание выбора элементов конструкции винтовых насосов приводится ниже. Более подробная информация может быть предоставлена заводами изготовителями.

На рисунке 6.1.2 приведена наглядная конструкция винтового насоса с приводом на устье скважины.

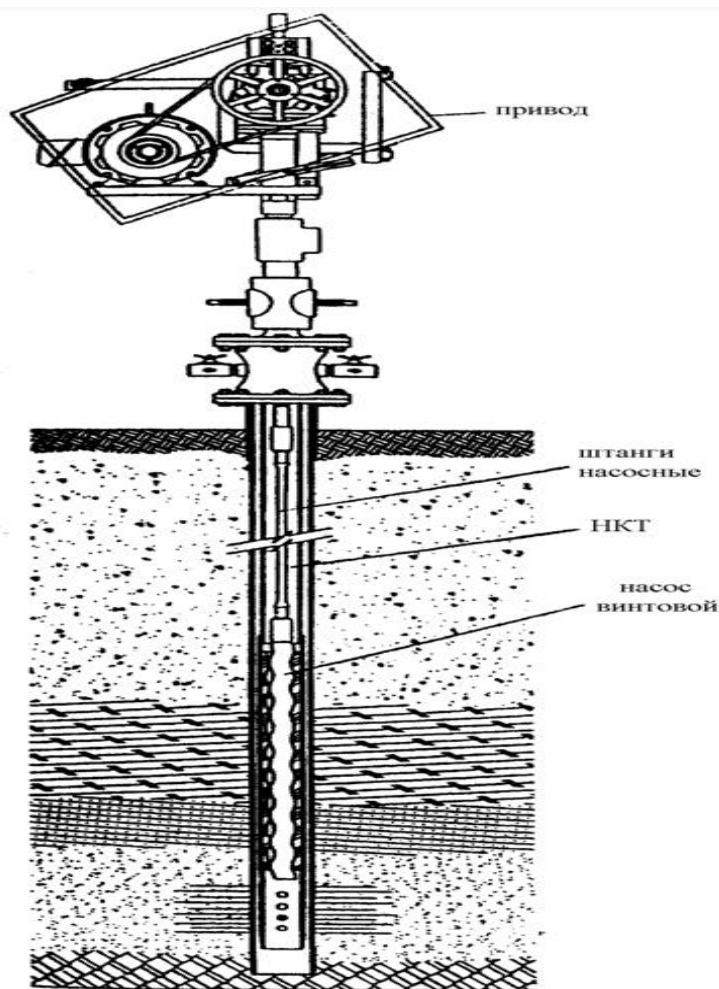


Рисунок 6.1.2 Винтовой насос с приводом на устье скважины

Выбор винтового насоса зависит от следующих факторов:

- Тип нефти. Высокое содержание циклических (ароматических) углеводородов имеет пагубное действие на более дешевые эластомеры (разбухание эластомера приводит к его повреждению и высокому крутящему моменту). Более высокого качества эластомеры типа «буна» используются в агрессивных флюидах.

- Коэффициент полезного действия насоса — это функция скорости утечки жидкости между полостями, а также - функция вязкости флюида. Для воды лучше всего использовать насосы с посадкой с натягом, в которых диаметр ротора немного больше, чем диаметр статора на 10-20 мм.

- Дифференциальный нагрев. Если дифференциальный нагрев является проблемой, которая ведет к преждевременному износу эластомера, рекомендуется применять статор с внутренней спиральной конфигурацией. В этой конструкции заложена постоянная толщина эластомера и дифференциальный нагрев не является проблемой.

- Содержание песка. Роторы с твердым покрытием или хромированные роторы рекомендуются к применению во всех случаях, когда содержание песка превышает  $>0,1\%$  для сопротивления и замедления истирающего действия. Поступление мелкозернистых частиц (глин) не влияет на износ конструкции винтовых насосов, поскольку глины не имеют абразивного действия. Иначе говоря, винтовые насосы могут справиться с широким спектром песчаной фракции.

- Спускать насос рекомендуется непосредственно в интервал перфорации для более эффективного выноса песка поступающего из пласта.

Выбор скважин для оборудования УЭВН должен основываться на возможности установления оптимальных режимов с учетом характеристики скважин и насосной установки. Рекомендуется установку оборудовать наземным щитом управления, позволяющим

регулировать частоту оборотов в минуту (скорость вращения ротора) без остановки скважины.

### **Плунжерный лифт**

Устье скважин установок с плунжерным лифтом оборудовано станцией управления и трансформатором. Станция управления позволяет устанавливать два типа контроля работы: по давлению и по времени.

В состав установки плунжерного лифта кроме обычного оборудования периодического газлифта входят плунжер, лубрикатор (камера на устье скважины, куда заходит плунжер, снабжённая устройством для его удержания и датчиком прихода плунжера), а также амортизаторы — верхний и нижний.

Плунжер, выполненный в виде длинного цилиндрического тела, имеет жёсткое раздвижное или эластичное уплотнение и осевой канал, перекрываемый клапаном.

При спуске плунжера в лифтовой колонне клапан его открыт, а уплотнение сложено для уменьшения сопротивления. После удара его о нижний амортизатор клапан закрывается, уплотняющие элементы раздвигаются и плунжер вместе с находящимся над ним столбом жидкости под давлением поступающего газа поднимается к устью скважины. При входе в лубрикатор плунжер ударяется о размещённый в нём верхний амортизатор, клапан открывается, а плунжер удерживается до окончания фазы выброса продукции скважины. Применяют также плунжеры без отверстия, т.е. поршни (иногда в виде шаров). Наличие в лифтовой колонне свободно передвигающегося плунжера, отделяющего газовую пробку от поднимаемого ею столба жидкости, препятствует прорыву газа в жидкость и стеканию её по стенкам труб. Это увеличивает эффективность процесса добычи — уменьшает расход рабочего агента (газа, воздуха), а в некоторых случаях для подъёма жидкости оказывается достаточно пластовой энергии (скважина работает в режиме периодического фонтанирования). Плунжерный лифт используется также для удаления жидкости с забоя газовых скважин.

Установка плунжерного лифта применяются на добывающих скважинах с НКТ условным диаметром от 60 до 168 мм. В промысловой практике применяют два типа плунжерного лифта:

- с управлением циклов;
- без управления.

Конструкция плунжерного газлифта без управления оказывается неэкономичной в малodeбитных скважинах по некоторым причинам:

- Плунжер начинает перемещаться вверх сразу же после удара его о пружину забойного амортизатора и поднимать жидкость, накопившуюся в течение одного полного цикла подъема и спуска плунжера. Таким образом, если высота столба жидкости не значительна, то только небольшая часть энергии расширяющегося газа будет делать полезную работу;

- Значительный зазор между плунжером и подъемными трубами;
- Газ может вытекать из подъемной колонны без осуществления полезной работы за время падения плунжера.

Чтобы получить экономический эффект при добыче малodeбитных скважин, применяют установку плунжерного газлифта, с управлением циклов. В независимости от типа контроля работы, получается одинаковый результат, при этом снижается частота циклов путем обеспечения подъема плунжера только тогда, когда достаточное количество жидкости накопится в подъемных трубах выше плунжера. Установки плунжерного лифтов с управлением циклов предназначены для добычи жидкости с дебитом от 1 до 80 м<sup>3</sup>/сут, при газовом факторе более 200 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Оригинальным является технология плунжерного шарового лифта, предназначенная для применения на месторождениях с низким пластовым давлением газа или низкими газовыми фактором.

Эффективность работы плунжерного лифта зависит от типа используемого плунжера, так как он является основным рабочим механизмом плунжерного газлифта. В зависимости от дебита скважины по притоку жидкости к забою и по газу существуют следующие типы плунжера:

- самоуплотняющийся плунжер состоит из корпуса, на который надеваются уплотнительные элементы, прижимаемые к трубе пружинами, и шара, перекрывающего центральное отверстие;

- плунжер типа «летающий клапан»;
- постоянного наружного диаметра;
- комбинированный, предназначенный для скважин с разно размерной колонной насосно-компрессорных труб.

Особенностью применения плунжерного лифта в скважинах с лифтовыми колоннами 60-73-89 мм с плунжером типа «летающий клапан», является в том, что цилиндрический корпус и шар механический не скреплены между собой. Недостатками существующих летающих клапанов являются потеря уплотнительной способности плашек при подъеме летающего клапана в трубах, внутренняя поверхность которых отличается от цилиндрической из-за неточности их изготовления, и как следствие, имеет место повышенный расход рабочего агента; для обеспечения подвижности плашек в месте соединения их с кольцом и замковых устройствах имеются зазоры, приводящие к расхождению продольных поверхностей замковых устройств и утечки рабочего агента при неравномерной нагрузке на плашки со стороны стенок труб вследствие их нецелиндричности; низкая стойкость плашек и кольца к ударным нагрузкам из-за наличия больших рабочих зазоров в месте их соединения и кромочных контактов кольца с плашками и плашек одна с другой, что приводит к смятиям кромок с последующей потерей подвижности плашек; ненадежность пружины в условиях ударных нагрузок, имеющих место в скважине, которые вызывают поломку лепестков пружины и заклинивание летающего клапана из-за перекоса сломанного лепестка; из-за малости угла конуса пружины сход плашек с пружины затруднен, в результате чего происходит заклинивание плашек между пружиной и стенками труб.

Выбор насоса производится в основном по дебиту скважины. Подбирается по производительности, развиваемому напору и диаметру эксплуатационной колонны.

Учитывая ряд положительных характеристик штанговых глубинных насосов, а именно: способность работать с обводненностью добываемой жидкости до 99%; со содержанием механических примесей до 1,3 г/литр; с малым дебитом добываемой жидкости, содержанием свободного газа на приеме насоса до 10% от объема, рекомендуется осуществить переход на ПШГНУ.

## **6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин**

В процессе эксплуатации внутрискважинного и наземного оборудования месторождения Жинишкекум Южный, могут выявляются такие виды осложнений, как: коррозия скважинного и наземного оборудования, пескопроявления а также учитывая физико-химический состав добываемой продукции парафиноотложение.

Все это приводит к снижению дебита скважин, преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным эксплуатационным затратам на ремонт скважин.

Физико-химические характеристики поверхностной нефти изучены двумя пробами из горизонтов (М-II) и (Ю-IV). Нефти относятся к классу малосернистой, подклассу малосмолистых и типу парафинистых.

### **Парафиноотложение**

Содержание в нефти парафиновых отложений приводит к снижению производительности скважин и осложнениям при эксплуатации за счёт отложений их на забое и прифилтровой зоне, а также на стенках НКТ и трубопроводов системы сбора и транспорта нефти.

Добыча нефти сопровождается неизбежным изменением термодинамических условий и переходом нефти из пластовых условий к поверхностным. При этом понижаются давление и температура, уменьшается растворимость по отношению к парафину и, следовательно, к выпадению парафина на скважинном и устьевом оборудовании скважин. Парафины выпадают

из нефти в виде мельчайших твердых кристаллов. При некоторых условиях эти кристаллы могут осаждаться на стенках каналов в призабойной зоне, в эксплуатационной колонне, в подъемных трубах, выкидных трубопроводах, емкостях и хранилищах для нефти.

Парафин образуется при понижении температуры вследствие расширения газа при снижении давления во время движения по стволу скважины.

Для предотвращения и удаления отложений АСПО из ствола скважин и восстановления их продуктивности применяются следующие методы: тепловые, химические и механические.

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых ПШГНУ, в настоящее время преобладают: промывка скважин и выкидных линии горячей нефтью и горячей водой.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для очистки НКТ от АСПО в скважинах рекомендуется применение скребков, которые по конструкции и принципу действия подразделяются на следующие виды:

- спиральные, возвратно-поступательного действия;
- «летающие», оснащенные ножами-крыльями (для искривленных скважин);
- полимерные скребки-центраторы.

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых механизированной добычей, в основном применяется обработка горячей водой (ОГВ), выкидных линии и ствола НКТ через затрубное пространство скважин с применением диспергатора парафина марки Рандап-6028 (РауанНалко), PDH-4060 (HIMRON) из расчета на 1 м<sup>3</sup> теплоносителя – 1-2 литра диспергатора парафина.

При проведении горячих обработок скважин нефтью или водой (ОГН и ОГВ) применяется РАНДАП-6021- диспергатор парафина. Использование данного реагента направлено на предотвращение повторных АСПО при снижении температуры несущей жидкости после проведения ОГН.

Для прочистки выкидных линий скважин используются скребки. На выкидной линии на устье скважины монтируется камера запуска скребка, по виду – раструб, врезанный в выкидную линию. Запущенный скребок по шлейфу движется вместе с потоком жидкости, собирая всевозможные сгустки парафиновых отложений со стенок трубы. На пункте сбора нефти приемные линии оборудованы емкостью, в которую сбрасываются собранные скребком сгустки парафиновых отложений и сам скребок. Таким образом, прочищается внутренняя полость труб. Скребки бывают различных видов: шарики, змеевики и др.

Для предупреждения образования АСПО необходимо предусмотреть ингибирование продукции скважин химическими реагентами, небольшие добавки которых (0,05-0,1%) позволяют существенно замедлить или полностью прекратить процесс отложения парафинов. Тип реагента, его расход, способ и периодичность применения подбирается для конкретных условий при дополнительных лабораторных и промысловых исследованиях.

Для разработки рекомендаций по удалению образовавшихся отложений необходимо отобрать пробы АСПО и провести специальные лабораторные исследования по определению компонентного состава.

### **Обводненность**

Из опыта разработки других месторождений обводненность продукции, где нет системы поддержания пластового давления, имеет место из-за подтягивания подошвенных вод или из-за некачественного цементирования, и как следствие, притоков как с вышележащих водоносных горизонтов, так и с нижележащих.

В процессе пробной эксплуатации месторождения необходимо вести постоянный контроль за обводненностью продукции и проводить исследования на определение места и причин обводненности. На основании исследований необходимо будет принять решение о мероприятиях по предупреждению и борьбе с преждевременным обводнением.

### **Коррозия**

Согласно технологическим показателям в период пробной эксплуатации обводненность продукции скважин достигнет 17%.

Пробы пластовых вод для изучения химического состава были отобраны в количестве 11

проб из продуктивных горизонтов (PZ) и (Ю-IV). Воды классифицируются как хлоридно-кальциевого типа хлоридной группы, натриевой подгруппы.

Общая минерализация палеозойского отложения в среднем составляет 52,209 г/л, что соответствует группе соленых вод. Содержания по хим.анализу (в г/л) анионов: хлориды в среднем – 32,38 г/л; сульфаты- в среднем – 0,844 г/л; гидрокарбонаты- в среднем – 0,89 г/л; катионов: кальций- в среднем – 7,165 г/л; магний- в среднем – 2,862 г/л и натрия+калия- в среднем – 8,107 г/л. Удельный вес (средний) 1,038 г/см<sup>3</sup>, рН = 6,5, общая жесткость 593 мг-экв/л. Воды по классификации В.А. Сулина соответствуют водам хлоридно-кальциевой группе натриевой подгруппы.

Общая минерализация карагансайской свиты средней юры в среднем составляет 64,141 г/л, что соответствует группе соленых вод. Содержания по хим.анализу (в г/л) анионов: хлориды- в среднем – 37,295 г/л; сульфаты- в среднем – 1,085 г/л; гидрокарбонаты- в среднем – 1,2 г/л; катионов: кальций- в среднем – 2,166 г/л; магний- в среднем – 1,238 г/л и натрия+калия- в среднем – 20,557 г/л. Удельный вес (средний) 1,047 г/см<sup>3</sup>, рН = 7,81, общая жесткость 210 мг-экв/л. Воды по классификации В.А. Сулина соответствуют водам хлоридно-кальциевой группе натриевой подгруппы.

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.

Как показывает производственная практика эксплуатации аналогичных месторождений, значительное количество аварий на месторождениях происходят из-за двухсторонней коррозии обсадных колонн, а также НКТ.

Для защиты от коррозии НКТ и внутренней поверхности обсадных колонн предлагается периодическая или непрерывная подача ингибиторов коррозии в кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной удельным расходом 50-70 г/м<sup>3</sup>.

Для приготовления и дозировки ингибиторов коррозии рекомендуются блочные установки типа БР-2,5; БР-10, (ОСТ 26-02-376-72) или дозировочные насосы типа НД.

Для предотвращения коррозии наружной части обсадных колонн необходимо осуществить подъем цементного раствора в заколонном пространстве скважин до устья, а также применение электрохимической защиты.

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.

Как и при парафиноотложении, предотвращение отложений солей является гарантией безаварийной эксплуатации скважин и промыслового оборудования. В целях проведения ОГВ и обработки добываемых пластовых вод используется ингибитор солеотложения марки «FizSCALE» производитель ТОО «ACRILATE» (предназначен для предотвращения отложения и осадкообразования различных солей на оборудовании скважин при обработках ОГВ, в частности для предотвращения образования сульфата бария, карбоната кальция и сульфата стронция) с дозировкой (1 литр на 10 м<sup>3</sup> теплоносителя для обработки скважин, 90 грамм/м<sup>3</sup>).

С целью предупреждения порывов и разливов нефти на нефтепромысле рекомендуется проведение периодического ультразвукового контроля толщины, нижней образующей нефтепроводов.

Своевременное применение мероприятий по защите от коррозии обеспечит надежность эксплуатации оборудования. Необходимо предусмотреть организацию коррозионного мониторинга – наблюдение за скоростью коррозии всех видов, контроль эффективности применяемых методов защиты.

Проблемы выноса песка в скважину объясняется действием сил трения и образующимся при этом градиентом давления при фильтрации жидкости в скважину. При высоких градиентах давления и недостаточной прочности цементного материала зерна песчаника отделяются от основной массы и выносятся в скважину.

Добиться продуктивности скважин особенно трудно там, где пластовые пески склонны к разрушению. При выносе песка наиболее существенным осложнением является образование песчаных пробок в эксплуатационных и лифтовых колоннах скважин, которые ограничивают ее производительность. Для восстановления продуктивности скважин обычно используют следующие методы:

- удаление пробки промывкой или желонированием;
- установка на забое скважин специальных средств задержания песка;
- снижение дебитов в целях уменьшения интенсивности выноса песка из пласта в скважину;
- увеличение скорости движения жидкости в трубах, либо применение лифтовых труб меньшего диаметра.

Наиболее простым методом является установка средств механического задержания песка. Для этой цели используются проволочные, щелевые и намывные гравийные фильтры. При применении этого метода борьбы с пескопроявлениями важным конструктивным аспектом является правильный выбор ширины щелей или размера пор гравия по отношению к диаметру частиц выносимого из пласта песка. Применение щелевых фильтров с гравийной насыпкой не требует специальной конструкции забоя скважин.

В целом методы борьбы с выносом песка условно подразделяются на:

- химические способы (обработка песка в пласте);
- механические способы (перекрытие песка на забое).

К химическим методам относят искусственное закрепление рыхлых песков путём ввода в пласт цементирующих веществ или образования их непосредственно в пласте путём окисления нефти.

Механический способ заключается в экранировании скважины от песка путём спуска на забой различного рода фильтров или образования их на месте путём намывки.

### **6.3. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин**

Система сбора и промысловой подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, по-скважинного замера и промысловой подготовки добываемой

продукции для доведения промыслового потока нефти до требуемой кондиции и сдачи потребителю.

При выборе технологии промыслового сбора и промысловой подготовки добываемой продукции необходимо учитывать следующие факторы:

- устьевые давления;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции;
- схему расположения проектных добывающих скважин;
- технологию разработки месторождения;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- наличие соседних месторождений с развитой инфраструктурой;
- наличие источников энергоснабжения;
- наличие топливного газа в регионе.

В соответствии с Едиными правилами разработки нефтяных и газовых месторождений РК система сбора и промысловой подготовки добываемой продукции должна обеспечить следующие требования:

- герметичность сбора добываемой продукции;
- достоверный замер дебита продукции каждой скважины;
- учет промысловой продукции месторождения в целом;
- надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- автоматизацию всех технологических процессов.

В настоящее время, на месторождении Жинишкекум Южный отсутствуют мощности по подготовке нефти, объекты утилизации и переработки попутного газа.

Все скважины, в период пробной эксплуатации, будут работать по индивидуальной схеме сбора нефти и газа. Каждая добывающая скважина будет оборудоваться тестовым 3-х фазным сепаратором для учета добычи жидкости и исследования скважин, накопительной емкостью для сбора нефтяной эмульсии «РГС», с встроенной дежурной факельной горелкой и дренажной емкостью для слива подтоварной воды с накопительной емкости «РГС».

Схема подключения следующая: поток газожидкостной смеси со скважин по выкидному трубопроводу поступает в тестовый 3-х фазный сепаратор, где происходит основной процесс отделения газа от нефти. Также, по схеме предусмотрена линия, которая по необходимости используется для отделения пластовой воды, учета и сбора пластовой воды в дренажный бак.

Процесс замера нефти и воды в тестовом 3-х фазном сепараторе следующий: узел замера нефти состоит из расходомера жидкости, регулируемого клапана, двух клапанов и байпасной задвижки. В исходном положении байпасные и регулируемые задвижки закрыты, два шаровых клапана открыты, в этом режиме расходомер не работает. Как только уровень нефти достигает заданной высоты и давления, регулируемая задвижка под действием давления газа начинает давить на диафрагму, которая в свою очередь с помощью штока открывает доступ к нефти к линии расходомера.

Расходомер приводится в действие, что позволяет производить замер расхода нефти и воды. Уровень нефти опускается ниже уровня датчика, при этом давление снижается, приводя шток в действие, что прекращает доступ нефти. После прекращения подачи нефти расходомер автоматический отключается. Каждый раз данный процесс повторяется для замера нефти.

Работа узла замера воды аналогична работе замера нефти.

Нефтяная эмульсия затем поступает в накопительную емкость «РГС», откуда происходит окончательная дегазация нефти и слив жидкости в автоцистерны через наливной стояк.

Газ, выделяющийся в процессе сепарации, после учета, пройдя через трубный газовый расширитель сжигается на дежурной факельной горелке.

Процесс замера газа: Узел замера газа состоит из расходомера с самопишущим устройством регулирующего клапана диафрагменного типа, байпасной задвижкой клинного

типа. В исходном положении задвижка закрыта, отсутствует давление на мембране, следовательно, регулятор закрыт. С запуском сепаратора увеличивается давление в расходомере. Задвижка будет закрыта до набора нужного давления, до начала действия мембраны. Как только давление газа в 3-х фазном сепараторе достигнет предельного уровня, регулируемая задвижка откроется, газ через расходомер начнёт поступать на дежурную факельную горелку.

Самопишущий прибор фиксирует объем газа в зависимости от времени и тем самым осуществляет замер газа. В случае заполнения 3-х фазного сепаратора жидкостью до предельного уровня, поплавки закрывают доступ жидкости газовой линии до тех пор, пока не увеличится объем газа в 3-х фазном сепараторе и не опустится уровень жидкости.

После понижения уровня жидкости, поплавки опускаются, открывается доступ газа к дежурной факельной горелке. Это процедура может повторяться многократно автоматически, без участия обслуживающего персонала.

Таким образом, 3-х фазный сепаратор работает автономно, без внешних источников энергии, в автоматическом режиме.

Добытая продукция скважин с емкости, подается на нефтеналивной гусак и вывозится автомашинами на пункты подготовки нефти для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи её потребителю.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта должна удовлетворять следующим требованиям и обеспечить: герметичность сбора добываемой продукции; минимальные потери нефти и газа; обеспечить минимальные выбросы в атмосферу; обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины; обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

На рисунке 6.3.1. представлена принципиальная индивидуальная (по одиночным скважинам) технологическая схема сбора жидкости на период пробной эксплуатации месторождения.

### **Основные источники воздействия на окружающую среду при строительстве скважин**

Для характеристики основных источников выбросов загрязняющих веществ при бурении скважин в период пробной эксплуатации использовались данные проекта-аналога.

Основными производственными операциями (этапами) являются:

- строительно-монтажные работы
- подготовительные работы к бурению
- бурение и крепление
- испытание в открытом стволе в том числе:
- подготовительные работы к испытанию
- испытание скважины

Согласно проведенных расчетов, на этапе строительно-подготовительных работ, а также бурение скважины на площадке будут задействованы 24 источника загрязнения воздушного бассейна, 12 из которых являются неорганизованными. Источников оснащенных очистным оборудованием нет.

При строительстве скважин, основными источниками загрязнения природной среды являются:

#### **На период строительно-подготовительных работ:**

Организованные источники ИЗ № 0001, Дизельгенератор;

Неорганизованные источники

ИЗ № 6001, Экскаватор (рытье траншей);

ИЗ № 6002, Бульдозер (обваловка буровой площадки);

ИЗ № 6003, Разгрузка пылящих материалов;

ИЗ № 6004, Сварочный пост.

**Источниками выделения (ИВ) загрязняющих веществ в атмосферу в вахтовом поселке:**

Организованные источники ИЗ № 0002, ДЭС 200 кВт;

ИЗ № 0003, Резервуар для хранения дизтоплива;

#### **На буровой площадке:**

ИЗ № 0004, Дизельгенератор CAT3406C DITA (2 комплекта); ИЗ № 0005, Дизельный двигатель CAT3508 (2 комплекта); ИЗ № 0006, Дополнительная электростанция VOLVO;

ИЗ № 0007, Двигатель ЯМЗ-236 (подъемник);

ИЗ №0008, Паровой котел;  
ИЗ № 0009, ЦА-320М (ЯМЗ-236);ИЗ № 0010, СМН-20 (ЯМЗ-236);  
ИЗ № 0011, Резервуар для хранения дизтоплива;  
ИЗ № 0012, Резервуар для тех.масло;

Неорганизованные источники

ИЗ № 6005, Узел приготовления цементного раствора;  
ИЗ № 6006, Емкость бурового раствора;  
ИЗ №6007, Шламосборник; \_  
ИЗ №6008, Дегазатор;  
ИЗ № 6009, Газосварка (мастерская);  
ИЗ № 6010, Электросварка (мастерская);  
ИЗ №№ 6011, 6012 Ремонтно-механическая мастерская.

Согласно расчетам, в период строительно-подготовительных работ, а также бурение скважины, в атмосферу выбрасываются 18 ингредиентов загрязняющих веществ.

Расчетом выявлено, что при строительстве скважины будут иметь место выбросы в объеме 17.60927525 г/сек и 50.368672964 т/год

Перечень и характеристика загрязняющих веществ, выброс которых в атмосферу вероятен при строительстве скважин, от стационарных источников приведена в таблице 8.2-1.

Таблица 8.2-1 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважины

| Код<br>загр.<br>веще-<br>ства | Наименование<br>вещества                                                                         | ЭНК,<br>мг/м <sup>3</sup> | ПДК<br>максим.<br>разовая,<br>мг/м <sup>3</sup> | ПДК<br>средне-<br>суточная,<br>мг/м <sup>3</sup> | ОБУВ<br>ориенти-<br>р.<br>безопас-<br>н.<br>УВ,мг/м <sup>3</sup> | Классопас-<br>ности | Выброс<br>вещества с<br>учетом<br>очистки, г/с | Выброс<br>вещества с<br>учетом<br>очистки, т/год,<br>(М) | Значение<br>М/ЭНК |
|-------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|-------------------------------------------------|--------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|---------------------|------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|-------------------|
| 1                             | 2                                                                                                | 3                         | 4                                               | 5                                                | 6                                                                | 7                   | 8                                              | 9                                                        | 10                |
| 0123                          | Железо (II, III) оксиды<br>(диЖелезо<br>триоксид, Железа оксид) /в<br>пересчете на железо/ (274) |                           |                                                 | 0.04                                             |                                                                  | 3                   | 0.004633                                       | 0.003127                                                 | 0.078175          |
| 0143                          | Марганец и его соединения /в<br>пересчете на марганца (IV)<br>оксид/(327)                        |                           | 0.01                                            | 0.001                                            |                                                                  | 2                   | 0.0003634                                      | 0.0002453                                                | 0.2453            |
| 0301                          | Азота (IV) диоксид (Азота<br>диоксид) (4)                                                        |                           | 0.2                                             | 0.04                                             |                                                                  | 2                   | 4.145553                                       | 10.270758                                                | 181.76895         |
| 0304                          | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)                                                                |                           | 0.4                                             | 0.06                                             |                                                                  | 3                   | 5.35543405                                     | 15.97108065                                              | 116.184678        |
| 0328                          | Углерод (Сажа, Углерод<br>черный) (583)                                                          |                           | 0.15                                            | 0.05                                             |                                                                  | 3                   | 0.69236                                        | 1.21575                                                  | 64.315            |
| 0330                          | Сера диоксид (Ангидрид<br>сернистый,<br>Сернистый газ, Сера (IV) оксид)<br>(516)                 |                           | 0.5                                             | 0.05                                             |                                                                  | 3                   | 1.51628                                        | 3.7254                                                   | 94.508            |
| 0333                          | Сероводород (Дигидросульфид)<br>(518)                                                            |                           | 0.008                                           |                                                  |                                                                  | 2                   | 0.00000732                                     | 0.000004914                                              | 0.00061425        |
| 0337                          | Углерод оксид (Окись углерода,<br>Угарный газ) (584)                                             |                           | 5                                               | 3                                                |                                                                  | 4                   | 3.775633                                       | 10.771994                                                | 5.59066467        |
| 0342                          | Фтористые газообразные<br>соединения<br>/в пересчете на фтор/ (617)                              |                           | 0.02                                            | 0.005                                            |                                                                  | 2                   | 0.0003102                                      | 0.0002094                                                | 0.04188           |
| 0344                          | Фториды неорганические плохо<br>растворимые - (615)                                              |                           | 0.2                                             | 0.03                                             |                                                                  | 2                   | 0.0003334                                      | 0.000225                                                 | 0.0075            |
| 0416                          | Смесь углеводородов<br>предельных C6-C10 (1503*)                                                 |                           |                                                 |                                                  | 30                                                               |                     | 0.0918                                         | 0.18052                                                  | 0.00601733        |
| 1301                          | Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,<br>Акриальдегид) (474)                                                |                           | 0.03                                            | 0.01                                             |                                                                  | 2                   | 0.164633                                       | 0.76862                                                  | 76.862            |
| 1325                          | Формальдегид (Метаналь) (609)                                                                    |                           | 0.05                                            | 0.01                                             |                                                                  | 2                   | 0.164633                                       | 0.76862                                                  | 76.862            |
| 2735                          | Масло минеральное нефтяное                                                                       |                           |                                                 |                                                  | 0.05                                                             |                     | 0.0001083                                      | 0.0000729                                                | 0.001458          |
|                               | (веретенное, машинное,<br>цилиндровое и др.) (716*)                                              |                           |                                                 |                                                  |                                                                  |                     |                                                |                                                          |                   |



## **Основные источники воздействия на окружающую среду при пробной эксплуатации месторождения**

Ориентированный прогнозный расчет уровня воздействия в период эксплуатации технологических объектов на атмосферу произведен исходя из условия максимального воздействия в период реализации пробной эксплуатации на месторождении Жинишкекум Южный.

Предварительные расчеты выбросов вредных веществ произведены в соответствии с требованиями, сборников методик, а также отраслевых методик для автомобильного транспорта и нефтехимического оборудования.

Система сбора продукции скважин в период с 1 января 2023 года по 31 декабря 2025 года включает основные компоненты, такие как:

1. 3-х фазный сепаратор, V-1,6м<sup>3</sup> – 2 ед. Производительность по газу – 220000м<sup>3</sup>/сутки; Р<sub>раб</sub> = 4,964 МПа; Допустимая температура жидкости 70°C;
2. Узел учета нефти – 2 ед. Производительность расходомера по нефти, в диапазоне от 0-5м<sup>3</sup>/час. Р-0,5 МПа; Т-18°C;
3. Узел учета пластовой воды – 2 ед. Производительность расходомера по воде, в диапазоне от 0-5м<sup>3</sup>/час. Р-0,5МПа; Т-18°C;
4. Узел учета газа – 2 ед. Диапазон измерений по газу от 0 до 300 м<sup>3</sup>/час;
5. Накопительная емкость «РГС» – 4ед (2 ед. резервные). V-25м<sup>3</sup>;
6. Дренажная емкость – 2 ед. V-8м<sup>3</sup>. ЕП-8-2200-1-1. ТУ 3615-145-00217298-2001;
7. Автоналивная система налива «Гусак» – 2 ед. АСН -100А. Р<sub>раб.</sub> не более 1,0МПа. Пропускная способность не более 150м<sup>3</sup>/час;
8. Трубный газовый расширитель – 2 ед. ТУ3683-007-56562997-2003. Ду 159 мм, L=3м;
9. Дежурная факельная горелка – 2 ед. Пропускная способность до 15 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Диаметр ствола 150 мм. Условный диаметр оголовка 100мм. Высота ствола 13м.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода.

Решение вопроса целесообразности организации и строительства системы подготовки нефти, с доведением до товарной кондиции непосредственно на месторождении, будет рассматриваться по результатам проведения пробной эксплуатации месторождения.

Более детальная система внутрипромыслового сбора продукции на промышленную эксплуатацию, будет разработана и описана в проектах по обустройству месторождения.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать следующим проектным технологическим показателям разработки, по нижеследующим параметрам:

По нефти 4,7 тыс.т/год.

По жидкости 5,2 тыс.т/год.

По газу 0,132544 млн. м<sup>3</sup>/год.

Необходимо понимать, что данные мероприятия, представленные в отчете, рассматриваются на период пробной эксплуатации месторождения, фактические данные за данный проектный период могут изменяться.

### **6.4. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента**

В рамках настоящего проектного документа воздействие на продуктивные пласты закачкой рабочих агентов (воды, газа, химических растворов и т.д.) для поддержания пластового давления (ППД) и вытеснения нефти к забоям скважин не предусматривается.

### **6.5. Программа утилизации газа**

Утилизация попутного газа 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.

Период пробной эксплуатации составляет полных 3 (три) года (36 месяцев) – с 1 января 2023 года по декабрь 2025 гг. (включительно).

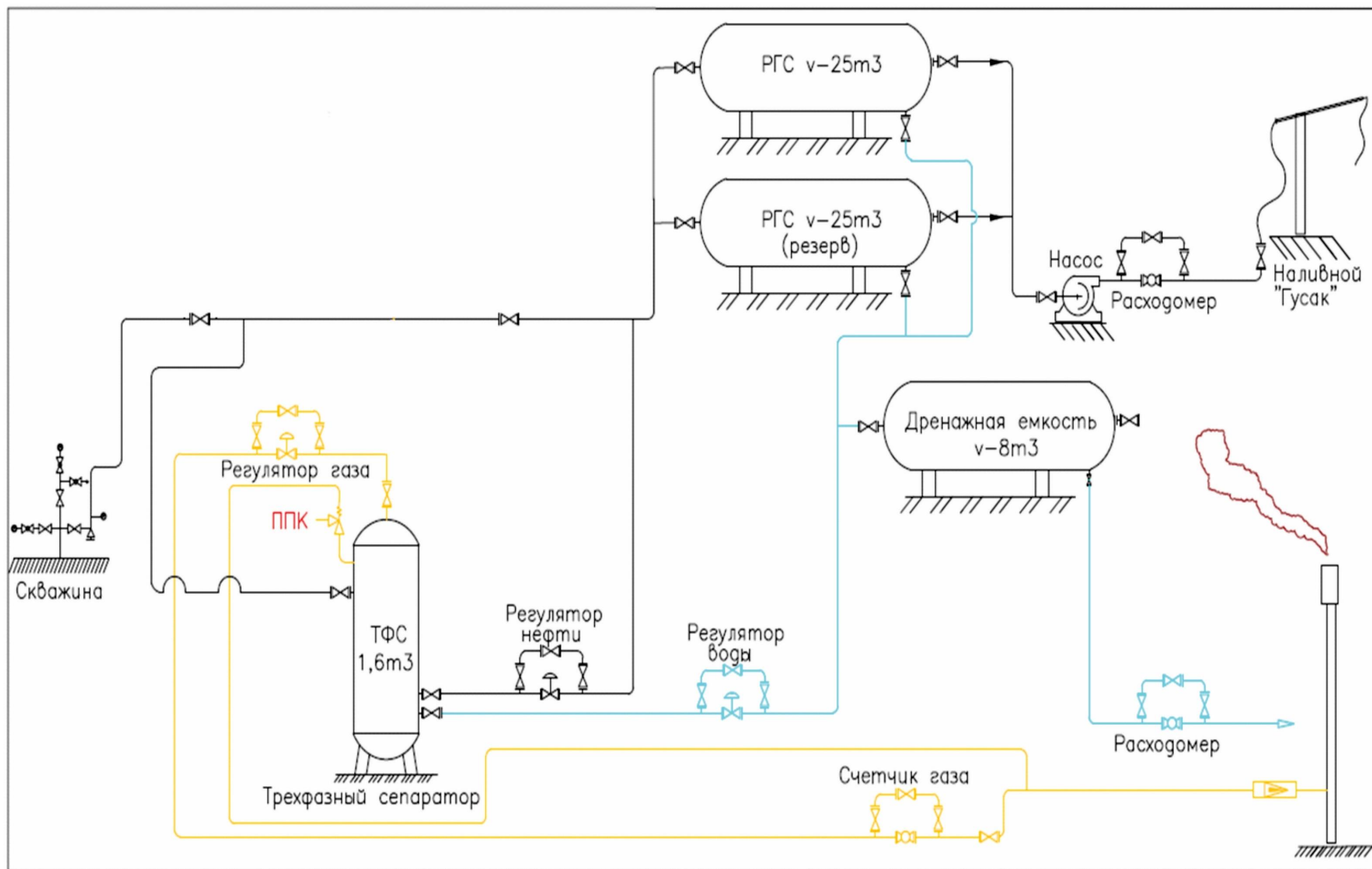
С учетом небольших объемов, запланированного в период пробной эксплуатации добычи газа, весь газ планируется к сжиганию, в соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании» Статья 146, пункт 5 «Сжигание газа при пробной эксплуатации месторождения может быть разрешено на общий срок, не превышающий три года» сырой газ, в период с 01 января 2023 по 31 декабря 2025 гг. будет полностью направляться на факельную установку, что не противоречит законодательным нормам и правилам в области экологии.

В дальнейшем, Недропользователем будет прорабатываться вопрос касательно утилизации попутного газа, с целью выработки электроэнергии, после проведения экономического расчета и целесообразности.

**Таблица 6.5.1 -Баланс сырого газа месторождения Жинишкекум Южный, в период пробной эксплуатации с 01.01.2023г.- 31.12.2025 г.**

| Годы    | Добыча попутного газа, млн.м <sup>3</sup> | Использование сырого газа на собственные технологические нужды, млн.м <sup>3</sup> /год | Сжигание сырого газа на факеле, млн.м <sup>3</sup> /год | Объем утилизации газа, % |
|---------|-------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|--------------------------|
| 2023 г. | 0,087545                                  | 0                                                                                       | 0,087545                                                | 0                        |
| 2024 г. | 0,132544                                  | 0                                                                                       | 0,132544                                                | 0                        |
| 2025 г. | 0,124831                                  | 0                                                                                       | 0,124831                                                | 0                        |

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 января 2023 по 31 декабря 2025 гг. будет полностью использоваться на собственные нужды и в аварийных случаях направляться на факельную установку, что не противоречит законодательным нормам и правилам в области экологии



унок 6.3.1 Принципиальная индивидуальная технологическая схема сбора жидкости по скважинам на период пробной эксплуатации месторождения Жинишкекум Южный на период с 01 января 2023 г. по 31 декабря 2025 г.

Рис

## 7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЮ СКВАЖИН

### 7.1. Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

#### 7.1.1. Требования к конструкциям скважин

На месторождении Жинишкекум Южный, в период пробной эксплуатации, бурение проектных опережающих добывающих скважин планируется в количестве 1 единицы, а именно бурение одной опережающей добывающей скважины ЖЮ-1.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважин, а также условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колон и перекрываемых ими кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважин в случаях газонефтеводопроявлений.

Исходя из горно-геологических условий разреза месторождения, и в соответствии с «Едиными правилами...» [8], «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», конструкция проектных вертикальных скважин, следующая:

➤ **Направление разбуривается долотом диаметра 490,0 мм, спускается колонна диаметром 425,5 мм на глубину 10 м.** Направление устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором и канализации восходящего потока бурового раствора в циркуляционную систему. На устье скважины устанавливается дивертор. Колонна под направление цементируется до устья.

➤ **Кондуктор разбуривается долотом диаметра 393,7 мм, спускается колонна диаметром 324,0 мм на глубину 70 м.** Направление устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и канализации восходящего потока бурового раствора в циркуляционную систему. На устье скважины устанавливается ПВО. Колонна под направление цементируется до устья.

➤ **Техническая колонна разбуривается долотом диаметра 295,3 мм, спускается колонна диаметром 244,5 мм на глубину 650 м.** Кондуктор устанавливается для перекрытия неустойчивых, сыпучих отложений и зоны поглощения водоносных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Колонна под кондуктор цементируется до устья.

➤ **Эксплуатационная колонна разбуривается долотом диаметра 215,9 мм, спускается колонна диаметром 168,3 мм на глубину 1500 м.** Эксплуатационная колонна устанавливается для испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.

**Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция проектных оценочных скважин**

| Наименование | Диаметр, мм | Глу | Ма | Высот |
|--------------|-------------|-----|----|-------|
|--------------|-------------|-----|----|-------|

| колонны                  | д<br>олота | кол<br>онны | бина<br>спус<br>ка,<br>м | рка<br>стали | а<br>подъе<br>ма<br>цемент<br>а<br>(от<br>устья),<br>м |
|--------------------------|------------|-------------|--------------------------|--------------|--------------------------------------------------------|
| 1                        | 2          | 3           | 4                        | 5            | 6                                                      |
| Направление              | 4<br>90,0  | 425,<br>5   | 10                       |              | 0,0                                                    |
| Кондуктор                | 3<br>93,7  | 324,<br>0   | 70                       | Д            | 0,0                                                    |
| Техническая колонна      | 2<br>95,3  | 244,<br>5   | 650                      | Д            | 0,0                                                    |
| Эксплуатационная колонна | 2<br>15,9  | 168,<br>3   | 1400                     | Д            | 0,0                                                    |

### 7.1.2. Требования к технологии и качеству цементирования скважин

Выбор технологии цементирования скважин проведен с учетом рекомендуемой конструкции проектных скважин, а также анализа крепления ранее пробуренных поисково-разведочных скважин.

Для обеспечения качественного цементирования в целом рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий.

#### Подготовка ствола скважины:

- шаблонирование и проработка ствола скважины в местах посадок, сужений и отложений глинистой корки; после проработки ствола промывка скважины с доведением параметров бурового раствора в соответствие с проектом;
- применение специальных буферных жидкостей, обладающих разрыхляющими и смывающими свойствами, для удаления толстой глинистой корки;
- обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования.

#### Технологическая оснастка обсадных колонн:

- применение центраторов, турбулизаторов и скребков строго в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин, с учётом опыта работы ведущих отечественных и зарубежных фирм для обеспечения степени центрирования эксплуатационной колонны не менее 80 %;
- уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований.

#### Технология и способ цементирования обсадных колонн:

- использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения проектной высоты подъема цемента до устья и предотвращения возможных поглощений;
- расхаживание обсадных колонн в процессе цементирования;
- использование двух цементировочных пробок для лучшего разделения тампонажного и бурового растворов.

#### Тампонажные растворы и материалы:

- использование в качестве базового цемента высококачественного тампонажного цемента типа G (HSR) или тампонажного портландцемента типа ПЦТ I-CC-100 с плотностью 1,85-1,90 г/см<sup>3</sup>;

- обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям технических проектов на строительство скважин, и стабилизация раствора во время всего процесса цементирования путем применения осреднительной емкости;
- выбор соответствующих реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или пробкового) для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости;
- применение хлорида натрия или хлорида калия в качестве добавки при цементировании соленосных интервалов; использование эффективных химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (понижители водоотдачи, ускорители и замедлители схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня.

В качестве продавочной жидкости используется буровой раствор удельным весом 1,14 г/см<sup>3</sup>, буферной жидкости – 1,02 г/см<sup>3</sup>.

### **7.1.3. Требования к производству буровых работ**

Исходя из рекомендуемых проектных глубин и конструкции проектных скважин, бурение рекомендуется производить с буровой установки грузоподъемностью не менее 200-300 т, роторным способом и с использованием гидравлического забойного двигателя, долотами с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения. На буровой установке необходимо размещение всего комплекса очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора.

При бурении вертикальных скважин с целью недопущения искривления должны применяться компоновки низа бурильной колонны, обеспечивающие вертикальность ствола скважины согласно технологическим регламентам, руководящему документу и рабочему проекту на строительство скважин.

Способ бурения – роторный с использованием гидромониторных долот с маслonaполненными опорами, вид привода – дизельный.

Для герметизации обсадных колонн рекомендуется применение герметизирующих уплотнительных составов для муфтовых соединений типа Р-2, СУ-1, ГС-1, использование фторопластовой ленты.

В целях предотвращения поглощения бурового и цементного раствора в процессе бурения и цементирования колонн не следует допускать резких колебаний гидродинамических давлений.

С помощью стационарных газокаротажных лабораторий типа АГКС-4АЦ при бурении на скважинах необходимо производить непрерывный контроль за содержанием газонасыщенности бурового раствора.

В случае необходимости отбора кернa, производство данных работ осуществляется с применением колонкового снаряда КД11М-190/80 «Недра» или другими аналогами.

Для надежной охраны недр в процессе строительства скважины и ее дальнейшей эксплуатации должны выполняться следующие мероприятия: строго соблюдать разработанную конструкцию скважин, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины; создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

В пределах рассматриваемой территории в ранее пробуренных скважинах осложнений при проводке ствола типа обвалов пород, поглощении промывочной жидкости, прихватах бурильного инструмента при соблюдении всех технологических мер не наблюдалось.

Учитывая опыт бурения скважин, главным осложнением при проводке проектных скважин является нефте-, газо- и водопроявления.

На каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливают по результатам геофизических исследований скважины в открытом стволе. Окончательные решения по конструкции проектных скважин, типе и компонентном составе бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, а также методе освоения для каждой конкретной скважины будут приняты при разработке группового технического проекта на строительство оценочных скважин. Технические средства, технология строительства скважин, мероприятия по охране окружающей среды и технике безопасности будут детально изложены в групповом техническом проекте на строительство оценочных скважин.

## **7.2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин**

### **7.2.1. Требования к типам и характеристикам промысловой жидкости при первичном вскрытии**

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть проблемы, связанные как с геологическими условиями проводки скважины, так и другие:

- осыпи стенок скважины;
- сужение ствола скважины;
- кавернообразование;
- прихватоопасность;
- нефтегазопроявления с содержанием углекислого газа (CO<sub>2</sub>) в нефти 1,7 %.

Буровой раствор должен обладать следующими свойствами:

- обеспечивать быстрое и бесперебойное бурение всех интервалов скважины;
- при контакте со стенками скважины обеспечивать их устойчивость, не допускать разбухания глины;
- обладать хорошими реологическими свойствами для качественной очистки забоя от выбуренной породы;
- обеспечивать качественное вскрытие продуктивных горизонтов и бурение с низким риском аварий;
- не допускать приток углеводородов, воды, сероводорода;
- обеспечивать качественное цементирование обсадных колонн;
- оказывать минимальное воздействие на окружающую природную среду;
- обеспечивать минимальный уровень образующихся отходов.

Учитывая требования к буровым растворам, возможные осложнения в процессе бурения, а также наличие в разрезе легко диспергирующихся и водочувствительных глин, бурение продуктивных горизонтов необходимо производить полимерными системами, которые должны иметь низкое содержание твердой фазы, а применяемые для обработки химреагенты должны быть биоразлагаемыми. Утяжелители и закупоривающие агенты, применяемые для предупреждения и ликвидации поглощений, должны быть кислоторастворимыми. Для более качественной очистки ствола от выбуренной породы в процессе бурения и перед спуском колонн прокачивать вязкие порции глинистого раствора в объеме 1-2 м<sup>3</sup>.

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопоявление, сужение ствола скважины, поглощение бурового раствора. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально высокими и аномально низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, близких к равновесному бурению, с использованием ингибированных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора) предусматривается обязательное применение трехступенчатой системы очистки от выбуренной

породы: вибросито, песко- и илоотделители, а также четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий: принудительную кольматацию высокопроницаемых водопроявляющих пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента; обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины; наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Исходя из опыта бурения скважин на аналогичных месторождениях, при проводке проектных скважин рекомендуются следующие типы буровых растворов:

- ✓ под кондуктор – полимерный раствор на основе KCl, плотностью 1,16-1,18 г/см<sup>3</sup>;
- ✓ под техническую колонну – полимерный раствор на основе KCl, плотностью 1,16-1,18 г/см<sup>3</sup>;
- ✓ под эксплуатационную колонну – полимерный раствор на основе KCl, плотностью 1,12-1,14 г/см<sup>3</sup>.

Окончательное решение о типе и параметрах бурового раствора будет приниматься при разработке технических проектов на бурение скважин и корректироваться в процессе бурения с учетом последних данных о пластовых давлениях для каждой скважины.

### **7.2.2. Требования к типам и характеристикам перфорационной жидкости при вторичном вскрытии**

Основными требованиями, предъявляемыми к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов, являются:

- создание противодействия на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей ( $\text{CaCO}_3$ , KCl,  $\text{K}_2\text{O}_3$ ), концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

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

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

Так как флюиды продуктивных пластов содержат  $\text{CO}_2$ , необходимо вводить нейтрализаторы или поглотители кислорода.

При первичном вскрытии происходит кольматация призабойной зоны продуктивного пласта твердой фазой и фильтратом бурового раствора, которая приводит к ухудшению ее, (призабойной зоны), фильтрационно-емкостных свойств. Поэтому для снижения отрицательного воздействия процесса бурения на фильтрационные свойства призабойной зоны необходимо вторичное вскрытие производить кумулятивными перфораторами, создающими глубокие каналы, проникающие за пределы закольматированной зоны продуктивного пласта.

Перфорацию рекомендуется производить перфораторами, спускаемыми на каротажном кабеле или на колонне насосно-компрессорных труб. В обоих случаях перфорацию рекомендуется производить при репрессии на пласт. Предлагаемая плотность прострела пластов – 16-17 отверстий на 1 погонный метр, в зависимости от местоположения скважины по проницаемости и нефтенасыщенной толщине пласта. После подъема перфораторов спустить

внутрискважинное оборудование для фонтанной эксплуатации с пакером и клапаном-отсекателем. В затрубное пространство закачать надпакерную жидкость. Устье скважины оборудовать фонтанной арматурой. Обвязать фонтанную арматуру с наземными коммуникациями и технологическим оборудованием.

В зависимости от местоположения скважин на площади при вскрытии продуктивного горизонта (проведении перфорации) рекомендуется в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения вскрывать не более  $1/3$  нефтенасыщенных толщин от кровли. Чисто нефтяная зона вскрывается полностью, в газонефтяных зонах во избежание преждевременного прорыва газа следует вскрывать также не более  $1/3$  нефтенасыщенных толщин от подошвы.

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

- устья скважин с сепарационными и замерными установками оборудовать по схеме технологического регламента на испытание скважин;
- при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и получить разрешение для сжигания попутного газа;
- работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану.

При ликвидации скважин или длительной консервации выполняются все требования, в соответствии с правилами ликвидации и консервации объектов недропользования.

Хранение химических реагентов, цемента, барита должно осуществляться в крытых хранилищах на специальных настилах. Емкости и желоба циркуляционной системы должны быть герметизированы.

Данные выше рекомендации носят рекомендательный характер. Окончательное решение о типе и параметрах технологических жидкостях будет приниматься при разработке технических проектов на бурение скважин и корректироваться в процессе бурения с учетом последних данных о пластовых давлениях для каждой скважины.

## 8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ

На месторождении Жинишкекум Южный пробуренной поисковой скважиной КМ-2 установлена нефтегазоносность отложений палеозоя, средней юры, нижнего и верхнего неокома нижнего мела. Продуктивными являются отложения верхнего неокома (горизонт М-0-1), нижнего неокома (горизонт М-II), карагансайской свиты средней юры (горизонт Ю-IV) и домезозойского фундамента (горизонт РЗ).

Исходя из степени изученности рассматриваемого месторождения по состоянию на 01.03.2018 г., по результатам выполненного «Оперативного подсчета запасов...» установлено, что утвержденные геологические запасы нефти и растворенного в нефти газа по категориям  $C_1+C_2$ , составляют: нефти, геологические 1099 тыс. т; извлекаемые 249 тыс. т; растворенного газа, геологические – 30,6 млн.м<sup>3</sup>; извлекаемые- 7,1 млн.м<sup>3</sup>. Кроме того, согласно протоколу ГКЗ РК (№1986-18-П от 26.11.2018 г., п.3.2), к сведению ГКЗ РК были приняты ресурсы нефти оцененные по категории  $C_3$  по перспективным участкам горизонтов М-II и РЗ-1, в количестве 7425 тыс.т. (1174 и 6251 тыс.т., соответственно).

Основными задачами доизучения залежей являются отбор и исследование керна и проб флюидов, о чем было отмечено в постановляющей части Протокола рассмотрения ГКЗ РК «Отчёта по оперативному подсчёту запасов ...», РК (№1986-18-П от 26.11.2018 г., пункт 3.3), в частности там было сказано:

Недропользователю при дальнейшей работе на месторождении необходимо:

- продолжить изучение структурно-тектонической модели месторождения;
- предусмотреть бурение скважин на перспективные структуры с целью их оценки;
- продолжить отбор и исследование керна с выполнением стандартного и специального комплекса исследований;
- продолжить отбор и исследование глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов;
- выполнить мероприятия по доизучению запасов, оцененных по категории  $C_2$ .

Все установленные залежи требуют дальнейшего изучения, что связано с необходимостью решения следующих основных задач: уточнения характера насыщения залежей, положения ВНК, перевода запасов нефти из категории  $C_2$  в промышленную категорию  $C_1$ .

Последняя задача касается всех выявленных залежей.

Задачи по доразведке установленных залежей, а именно испытание залежей горизонтов М-0-1 и Ю-IV, запасы которых оценены по категории  $C_2$ , с целью определения характера насыщения и перевода запасов в категорию  $C_1$ , а также отбор и исследования пластового флюида, также будут возложены на проектную опережающую добывающую скважину ЖЮ-1.

Кроме того, с целью выполнения рекомендации ГКЗ РК (Протокол №1986-18-П от 26.11.2018 г., п.3.3) по доразведке запасов нефти, оцененных по категории  $C_2$ , планируется бурение оценочной скважины ЖЮ-2. В данной скважине будет проведен комплекс исследований, связанный с отбором керна и проведением исследований по изучению физико-емкостных свойств коллекторов, испытанием интервалов пластов-коллекторов, имеющих положительные показания по ГИС и ГТИ, и отбором проб пластового флюида.

В оценочной скважине ЖЮ-2 предлагается провести ряд исследований:

1. Испытание продуктивных горизонтов;
2. Отбор и анализ поверхностных и глубинных проб флюидов;
3. Отбор и анализ керна материала;
4. Проведение гидродинамических исследований.

Более подробно об исследованиях, планируемых в оценочной скважине описано в разделе 5.1.

Одной из основных задач по изучению вмещающих пород, отмеченная в протоколе ГКЗ РК, при рассмотрении отчета по оперативному подсчету запасов, является повышение освещенности керном. В связи с чем, при бурении скважины ЖЮ-2 рекомендуется произвести отбор керна из продуктивных горизонтов с целью детального изучения литологического

состава коллекторов каждой залежи, определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и их изменения по разрезу и площади.

На отобранных образцах керна необходимо провести стандартные и специальные анализы. Стандартные исследования керна должны быть направлены на изучение литолого-петрографической характеристики пород-коллекторов, пустотного пространства, макроописание, пористость, проницаемость, гранулометрический состав, плотность, карбонатность. Специальная программа анализа керна должна включать следующие виды исследований: капиллярных кривых и фазовой проницаемости, коэффициента вытеснения нефти водой, определение остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности; исследование минералогического состава и смачиваемости пород-коллекторов; определение параметра пористости и параметра насыщения по представительным образцам керна из продуктивных горизонтов, а также необходимо провести исследования по обоснованию нижних пределов коллекторских свойств, обратив особое внимание на содержание глин в коллекторах.

Дополнительные исследования позволят уточнить граничные значения пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности продуктивных коллекторов.

Во всех проектных скважинах рекомендуется провести изучение параметров резервуаров, физико-химических свойств нефти, добычных возможностей продуктивных залежей и режима работы пластов. В продуктивных горизонтах предусмотреть отбор глубинных и поверхностных проб нефти по каждому испытанному интервалу во вновь пробуренных скважинах, провести гидродинамические исследования и ГИС-контроль при каждом изменении режима работы скважины и после каждой проведенной работы.

Настоящим проектом рекомендуется для дальнейшего изучения месторождения пробурить 1 проектную оценочную скважину (ЖЮ-2) и 1 проектную опережающую добывающую скважину (ЖЮ-1). В ходе разбурирования месторождения необходимо получить как можно больше информации, которая поможет решить вопросы по уточнению геологического строения месторождения, определения добычных возможностей залежей, получения необходимой информации для проведения полноценного и достоверного подсчета запасов нефти и газа и определения дальнейших работ.

## 9. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

### 9.1. Охрана атмосферного воздуха

Основными источниками загрязнения воздуха является технологическое оборудование, которое будет применяться на месторождениях.

1. Печи подогрева нефти (продукты горения).
2. Резервуары (испарения).
3. Аппараты (испарения от буферных емкостей, насосов, сепараторов, соединений трубопроводов).
4. Газотурбинные двигатели (продукты горения).
5. Котлы котельных (продукты горения).
6. Факельные системы (продукты горения).

Предусмотрены следующие мероприятия по уменьшению выбросов вредных веществ в атмосферу:

- работа печей, котлов и газотурбинных двигателей полностью автоматизирована, с установлением контроля за параметрами в целях достижения оптимального режима горения;
- применение герметизированной системы подачи газа и отвода дымовых газов со 100% контролем соединений;
- своевременный ремонт нефтепроводов, выкидных линий, сточных коллекторов, осевых коллекторов;
- разработка и внедрение специальных устройств факельного горения, которое снизит выбросы вредных веществ из факелов на 15%;
- ликвидация земляных нефтехранилищ (очистка замазученных территорий);
- постоянное совершенствование технологии добычи, подготовки и транспорта нефти и газа, в соответствии с требованиями охраны окружающей среды.
- внедрение уравнильной системы при сливе нефтепродуктов из автоцистерны в резервуар;
- при сливе нефтепродуктов не производить заправку автомобилей;
- не допускать проливов топлива на территорию лагеря;
- соблюдение техники безопасности при работе с горюче-смазочными материалами.

#### ***Санитарно - защитная зона***

Санитарно-защитная зона создается на участке между границей объектов с источниками выбросов вредных веществ до жилой застройки. Размер санитарно-защитной зоны принят 300-1000м согласно СН и проверен расчетом по ОДН-36. На границе санитарно-защитной зоны концентрация всех выбросов меньше ПДК. В санитарно-защитной зоне в границах площадок сооружений производится благоустройство и озеленение.

#### ***Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений***

Источниками, влияющими на качество воздуха на месторождении Жинишкекум Южный, являются буровое и нефтепромысловое оборудование (сепаратор, насосы, отстойник, резервуары и т. п.). Преобладающими загрязняющими веществами из этих источников являются сернистый газ, оксиды азота, монооксид углерода, несгоревшие углеводороды и твердые частицы.

Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- автоматизация работы печей, котлов и парогенератора, с установлением контроля параметров в целях достижения оптимального режима горения;
- применение герметизированной системы подачи горючего газа и отвода дымовых газов со 100% контролем горения;
- герметизация системы сбора нефти;

- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;
- ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

## 9.2. Охрана почвы

В процессе разработки нефтегазового месторождения почва загрязняется нефтью, различными химическими веществами и высокоминерализованными сточными водами. Нефть и другие компоненты, попадая в почву, вызывают значительные, а порой необратимые изменения ее свойств – образование битуминозных солончаков, гудронизацию, цементацию и тому подобное. Эти изменения влекут за собой ухудшение состояния растительности и биопродуктивности земель. В результате нарушения почвенного покрова происходит эрозия почв, дефляция, криогенез.

Грунты месторождения представлены глинистыми и песчаными фракциями, суглинок легкий, песок разноразмерный, глина пылеватая и песчаная.

Основные мероприятия по охране почвы:

- герметизация систем сбора, сепарации, подготовки и транспорта нефти;
- автоматическое отключение скважин при авариях отсекающими;
- валовка устья скважин земляным валом на случай разлива нефти;
- максимальное использование пластовых и промышленных сточных вод для закачки в пласт, для предупреждения излива на рельеф;
- организация движения транспорта только по автодорогам;
- прокладка трубопроводов подземным способом на глубину закладки 1,2-1,8м;
- проводить качественную техническую рекультивацию земель;
- не допускать разливов ГСМ;
- соблюдать технику пожарной безопасности;
- осуществлять мониторинговые наблюдения за состоянием почвенного покрова.

Рекультивация земель – комплекс мероприятий, направленных на восстановление продуктивности и хозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий окружающей среды. В почве действует механизм самоочищения и адаптации микроорганизмов. Приемы рекультивации создают нормальные условия для естественных механизмов самоочищения и адаптации микроорганизмов, а также интенсифицирует этот процесс.

## 9.3. Охрана поверхностных подземных вод от загрязнения и истощения

Возможными источниками загрязнения поверхностных и подземных вод являются неочищенные или недостаточно очищенные производственные и бытовые воды, пром. площадки предприятий, фильтрационные утечки вредных веществ из емкостей, трубопроводов и других сооружений.

Водоснабжение месторождения должно осуществляться с учетом охраны и комплексного использования водных ресурсов.

Источниками водоснабжения, для хозяйственных нужд и технического водоснабжения используются воды сеноманских отложений. Их минерализация не превышает 1-1,2 г/л. Воды удовлетворяют ГОСТ 2874-82.

Возможность использования воды согласуется с Облсанэпидемстанцией.

В целях охраны надземных вод в районе размещения водозабора предусматривается санитарная охранная зона для предотвращения бактериального и химического загрязнения надземных вод. В связи с тем, что продуктивные водоносные горизонты надежно защищены мощной глинисто-мергелистой толщей, для этих вод согласно СН и П 2.04.02-84 достаточно установить 2 пояса охраны.

Первый пояс – зона строгого режима, второй пояс – зона ограничений. Первый пояс

включает в себя участок водозабора и территорию, ограниченную радиусом в 30м от крайних скважин водозабора. При этом зона санитарной охраны технического водозабора распространяется на значительную часть месторождения. В пределах второго пояса запрещаются работы в недрах (сброс и захоронения сточных вод), не допускаются сооружения объектов, представляющих опасность с точки зрения загрязнения подземных вод; требуется регулировать все строительные работы и запрещается производить работы, нарушающие защитный слой.

Учитывая большую мощность покровных глин, можно считать, что водоносные горизонты достаточно надежно защищены от падения загрязнений с поверхности земли. Наибольшую опасность представляет некачественная изоляция водоносных горизонтов при бурении скважин; нарушение целостности скважин, цементации затрубного пространства, нарушение герметичности сальников. В связи с этим необходимо провести специальное исследование изменения качества вод продуктивных водоносных горизонтов сенона и турона при случайных утечках из нефтяных скважин, также выполнить исследования влияния на состояние скважин таких факторов, как возможные посадки толщи пород, качество закачиваемых вод.

Основные требования к охране подземных вод сводятся к следующим мероприятиям:

- качественное выполнение нефтедобывающих и нагнетательных скважин и поддержание требуемого их состояния в течение всего периода разработки месторождения;
- надежная изоляция амбаров, хранилищ отходов и прочих с применением экологически чистых и дешевых материалов (например, изопласт);
- организация мониторинга пресных подземных вод с обязательным наблюдением за водоотбором из эксплуатационных скважин, уровнями подземных вод и их качеством.

Техническая вода от площадки водозабора по водоводам поступает на производственно-хозяйственные нужды. Основными сточными водами в промысле являются производственно-ливневые стоки от технологических площадок и насосных блоков.

## 9.4. Охрана недр

Загрязнение недр и нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, атмосферы, почвы, растительности и т.д. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю промысла.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при строительстве и эксплуатации нефтегазовых месторождений являются разработка и выполнение профилактических и организационных мер.

Исследованиями установлено, что в процессе бурения и эксплуатации нефтегазовых месторождений создаются условия для нарушения экологического равновесия недр. Так, длительная практика заводнения продуктивных пластов на нефтяных месторождениях показывает, что с ростом объемов закачки существенно уменьшается минерализация пластовой воды и концентрация хлоридов, и увеличивается концентрация сульфатов. Развитие биохимических процессов в нефтяной залежи (сульфатредукция), в свою очередь увеличивает содержание сероводорода в нефти, в пластовых водах и газе и способствует снижению проницаемости пластов. И этот процесс быстро развивается в случаях, когда для заводнения используются пресные или маломинерализованные воды, имеющие в своем составе сульфаты, а нередко сульфатовостанавливающие бактерии.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации месторождения.

Меры по охране недр должны включать:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от

друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементации.

- обеспечение максимальной герметичности подземного и надземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- для предупреждения биогенной сульфатредукции необходима обработка закачиваемой воды реагентами, предотвращающими ее образование;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промышленных сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки транспорта и хранения нефти;
- контроль за разработкой месторождения.

На месторождении Жинишкекум Южный при бурении скважин были соблюдены все требования по охране недр и окружающей среды.

### 9.5. Мероприятия по охране флоры и фауны

Охрана растительного и животного мира, в основном, обеспечивается комплексом организационных, технологических и природоохранных мероприятий, заложенных в проекты строительства эксплуатационных скважин.

Для предотвращения отравы диких и домашних животных и птиц, химреагенты, применяемые при бурении, должны храниться в местах, исключающих свободный доступ.

При проведении нефтедобычи необходимо принимать все меры безопасности по исключению возможности заражения персонала от насекомых-паразитов и предупреждению укусов ядовитыми насекомыми. Достаточно эффективным можно считать ограничение контактов человека с дикими животными и, в первую очередь с грызунами, своевременная обработка образующихся отходов дезинфицирующими составами, а также просветительная работа и инструктаж среди сотрудников по мерам безопасности.

### 9.6. Радиационная безопасность

При бурении скважины не ожидается вскрытие и разбуривание радиоактивных пород, шлам которых выносятся из скважины буровым раствором и сбрасывается в контейнеры и вызвал бы радиоактивное загрязнение окружающей среды.

Не ожидается также вскрытие пластов с пластовым флюидом (нефть, конденсат, вода, газ) содержащим радиоактивные вещества, поступление которых из скважины в процессе строительства её вызвало бы загрязнение окружающей среды. В целях попутного поиска радиоактивных руд предусматривается в обязательном комплексе геофизических исследований скважины- радиокаротаж РК, который дает радиационную характеристику всего разреза скважины.

В случае (по данным РК) вскрытия и разбуривания горных пород или пластов с пластовым флюидом с повышенной радиоактивностью, предусматривается произвести отбор шлама или керн горных пород из интервала с повышенной радиоактивностью, бурового раствора на выходе из скважины, из приемной емкости или пластового флюида для анализа на содержание радионуклидов в них. В случае поступления из скважины, по результатам анализа бурового раствора, шлама, пластового флюида с удельной радиоактивностью (по нормам радиоактивной безопасности НРБ-99) свыше:

- для шлама (твердые частицы выбуренной породы) (НРБ-99 п. 9.5)
  - $2 \times 10^{-6}$  Ки/кг бета- активных веществ
  - $1 \times 10^{-7}$  г/экв. радия/кг для гамма-активных веществ
  - $2 \times 10^{-7}$  Ки/кг для альфа-активных веществ
- для бурового раствора, нефти, конденсата (жидкие вещества)

1х 10<sup>-5</sup> Ки/л (НРБ-76/87 п. 9.4.)

- для газа ( по гелию- 135) 7х 10<sup>-1</sup> Ки/л (НРБ-99 п.8.4) предусматривается дальнейшие работы по строительству скважины производить с соблюдением «Основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений» (ОСП-99) «Санитарных правил обращения с радиоактивными отходами (СПОРО-85)» и «Инструкции радиоактивной безопасности», разработанной заказчиком и согласованной с обл.СЭС с учетом спецификации работ по строительству скважин, конкретных условий производства работ;

- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;

- вокруг буровой обозначить санитарно-защитные и наблюдательные зоны, размеры которых устанавливаются по согласованию с СЭС в зависимости от степени радиоактивности от поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения радиоактивных выбросов в атмосферу;

- при наличии пунктов захоронения радиоактивных отходов (ПЗРО) (в настоящее время вопрос о строительстве этих пунктов решается Республиканскими органами) сброс шлама производить в спецконтейнеры. До решения вопроса с ПЗРО шлам собирать в контейнер и хранить в нем с последующим вывозом на ПЗРО. Жидкие отходы собирать и хранить в контейнерах до естественного испарения жидкой среды;

- Контейнеры (огражденные), обозначить знаками радиационной опасности;

- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;

- ежемесячно, силами дозиметрической партии производить замеры радиоактивной загрязненности бурового раствора, шлама, пластового флюида, бурильных, насосно-компрессорных труб, бурового оборудования, водовода, воздуха рабочей зоны и выдавать конкретные санитарно-гигиенические рекомендации по снижению доз облучения, получаемых членами буровой бригады;

- установить предельную дозу облучения для членов буровой бригады (как непосредственно не работающих с источниками ионизированного излучения, но которые по размещению их рабочих мест могут подвергаться воздействию радиоактивных веществ (НРБ-99 п.28, введение); 0,5 БЭР за календарный год или допустимую мощность внешнего излучения в 0,24 м БЭР/час за 2000 часов в год после начала поступления из скважины веществ содержащих радионуклиды (категория Б);

- установить предел годового поступления через органы дыхания радионуклидов неизвестного происхождения - 0,0001 МК Ки/год (т.8,2 НРБ);

- установить допустимый уровень загрязнения поверхности:

кожный покров - 1 альфа част/см<sup>2</sup> мин.; 100 бета част/см<sup>2</sup> мин.

спецодежда - 5 -"- -"- 600 -"-

оборудование - 5 -"- -"- 2000 -"-

- ежедневно места попадания веществ из скважины, содержащих радионуклиды, т.е. полы вышко-лебедочного блока, площадка под этим блоком, ротор, бурильные трубы должны быть омыты технической водой (с добавкой соды 10 г на 1 л воды), со сбросом сточных вод в спецконтейнер с разбавлением их в 10 раз (п.9.7. НРБ-99);

- перед сдачей вахты, спецодежда должна быть проверена на степень загрязненности, один раз в неделю должна стираться со сбором грязной воды, разбавленной в 10 раз. Спецодежда, загрязненная сверх нормы, подлежит уничтожению;

- после сдачи вахты все члены буровой бригады должны принять душ;

- работу с пылевидными материалами в пределах буровой площадки производить в респираторах или применяя другие средства индивидуальной защиты;

- буровой инструмент, трубы, отдельные агрегаты бурового оборудования, загрязненные сверх допустимой нормы, подвергаются дезактивации раствором состава едкий натр -10 г, Трилон -Б- 10 г, вода 1 литр или другими щелочными растворами со сбросом продуктов дезактивации в спецконтейнер с разбавлением в 10 раз. Если после дезактивации загрязненность осталась сверх нормы, буровой инструмент, трубы, агрегаты бур. оборудования подлежат замене и отправке на полигон захоронения.

#### ***Мероприятия по радиационной безопасности***

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижения дозы облучения до возможно низкого уровня.

На месторождении необходимо продолжать постоянный дозиметрический контроль нефтепромыслового оборудования, труб и др. При обнаружении радиоактивных отходов (твердых и жидких) складировать их на полигоне сбора и временного хранения.

### **9.7. Ликвидация аварийных ситуаций**

Объекты нефтедобывающей отрасли в большинстве относятся к опасным производственным объектам, а в случае аварий могут представлять серьезную угрозу для человека и на окружающую среду (ОС). К числу основных причин роста количества аварийных разливов нефти относятся:

- высокий уровень износа производственных фондов;
- зачастую низкое качество проектной документации;
- недостаток инженерно-производственной культуры;

Кроме того, как и во многих ситуациях, связанных с необходимостью финансирования природоохранных мероприятий, значительный рост количества аварий связан с недостаточным выделением средств на их предупреждения.

В случае аварийного разлива нефти предприятие – виновник аварии (эксплуатирующая организация), в течение 1 ч с момента обнаружения аварии должно уведомить о случившемся администрацию территории, на которой произошла авария. Затем согласно плану ЛАРН соответствующие организации принимают меры, необходимые для ликвидации и локализации последствий аварийного разлива.

***При возникновении аварийных ситуаций предприятие обязано провести следующие мероприятия:***

- ликвидировать (засушливость, перекрыть) источник разлива нефти;
- оценить объем происшествия разлива и оптимальной способ его ликвидации;
- локализовать нефтяной разлив и предотвратить его дальнейшее распространение;
- собрать вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть в товарный парк или пункт утилизации;
- по окончании работ произвести оценку полноты проведенных работ и рекультивацию загрязненных почв.

#### ***Вывод:***

Результаты мониторинговых исследований показали, что в период деятельности АО «Кристалл Менеджмент» на месторождении Жинишкекум Южный превышения предельно-допустимых концентраций (ПДК) не зафиксированы и существенного воздействия на окружающую среду не оказывается. Все природоохранные мероприятия соблюдаются согласно программе производственного контроля.

#### ***Рекомендации по снижению вредного воздействия на окружающую среду:***

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- поддержание герметизации системы сбора нефти;

- проведение ежегодного мониторинга согласно программе производственного экологического мониторинга;
- соблюдение контроля соответствия проектной и иной документации законодательству РК.

природоохранному

## 10. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

В данном разделе приведены затраты на период пробной эксплуатации месторождения Жинишкекум Южный (таблица 10.1).

Затраты на период пробной эксплуатации согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)», включают в себя непосредственно затраты на бурение опережающих добывающих и оценочных скважин, расконсервацию имеющихся скважин, а также строительство надземного оборудования скважин, необходимого для проведения пробной эксплуатации.

Затраты на бурение одной скважины составляют 300 млн. тг, Затраты на строительство надземного оборудования составляют 98 млн.тг. Затраты на непредвиденные расходы составят 40 млн. тг. Затраты на отчеты и проектные документы (Подсчет запасов, Проект разработки месторождения) составят 25 млн. тг.

Всего за период пробной эксплуатации ожидаемые затраты по месторождению Жинишкекум Южный составляют 763,0 млн. тенге без учета инфляции. Коэффициент инфляции принят 7%.

**Таблица 10.1 –Капитальные вложения**

|  | Наименование работ, объектов и затрат                  | Д. из м. | ол-во | Стоимость единицы, млн. тг | Стоимость по годам, млн. тг |     |     |     | Стоимость всего, млн. тг |
|--|--------------------------------------------------------|----------|-------|----------------------------|-----------------------------|-----|-----|-----|--------------------------|
|  |                                                        |          |       |                            | 023                         | 024 | 025 | 026 |                          |
|  | <b>2</b>                                               |          |       | <b>5</b>                   |                             |     |     |     | <b>10</b>                |
|  | <b>Строительство скважин (подземное строительство)</b> | кв.      |       |                            | 00                          |     |     |     | 600                      |
|  | Бурение новых скважин: вертикальных                    | кв.      |       | 300                        | 00                          |     |     |     | 600                      |
|  | прочие категории скважин                               | кв.      |       | -                          |                             |     |     |     | -                        |
|  | Перевод скважин под нагнетание                         | кв.      |       | -                          |                             |     |     |     | -                        |
|  | Выбытие скважин                                        | кв.      |       | -                          |                             |     |     |     | -                        |
|  | <b>Итого строительство скважин</b>                     | кв.      |       | 300                        |                             |     |     |     | 600                      |
|  | <b>Итого строительство скважин с учетом инфляции</b>   | кв.      |       | <b>321</b>                 |                             |     |     |     | <b>642</b>               |

Продолжение таблицы 10.1

|        | 2                                                                |        | 4 | 5   |    |   |  |   | 10            |
|--------|------------------------------------------------------------------|--------|---|-----|----|---|--|---|---------------|
| I      | <b>Строительство надземного оборудования</b>                     |        |   |     |    |   |  |   |               |
|        | 3-х фазный сепаратор                                             | т.     | 2 | 7,5 | 5  |   |  |   | 15            |
|        | Узел учета нефти                                                 | т.     | 2 | 1,8 | ,6 |   |  |   | 3,6           |
|        | Узел учета газа                                                  | т.     | 2 | 1,8 | ,6 |   |  |   | 3,6           |
|        | Накопительная емкость «РГС»                                      | т.     | 2 | 17  | 4  |   |  |   | 34            |
|        | Дренажная емкость                                                | т.     | 2 | 2,8 | ,6 |   |  |   | 5,6           |
|        | Автоналивная система налива «Гусак»                              | т.     | 2 | 5   | 0  |   |  |   | 10            |
|        | Факельная установка                                              | т.     | 2 | 10  | 0  |   |  |   | 20            |
|        | Установка плит под оборудование                                  | т.     | 6 | 0,2 | ,2 |   |  |   | 3,2           |
|        | Установка якорных оттяжек на площадке скважины                   | ом пл. | 2 | 1,5 | ,0 |   |  |   | 3,0           |
| 0      | Непредвиденные расходы                                           | ом пл. | 2 | 20  | 0  | 0 |  |   | 40            |
| I<br>I | <b>Проектные работы</b>                                          |        |   |     |    |   |  |   |               |
|        | Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа               |        |   |     |    |   |  | 0 | 10            |
|        | Проект разработки месторождения                                  |        |   |     |    |   |  | 5 | 15            |
|        | <b>Всего со строительством скважин</b>                           |        |   |     |    |   |  |   | <b>763,0</b>  |
|        | <b>Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции</b> |        |   |     |    |   |  |   | <b>816,41</b> |
|        | Коэффициент инфляции                                             |        |   |     |    |   |  |   | 7             |

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

Текущий раздел включен и составлен на основании требований Кодекса о недрах и недропользовании и Единых правил рационального и комплексного использования недр.

Согласно настоящему «Проекту...» предусматривается бурение 1-й оценочной скважины и 1-й опережающей добывающей наклонно-направленной скважины.

Все работы, связанные с ликвидацией последствий деятельности недропользования, включают работы по ликвидации оценочной скважины и опережающей добывающей наклонно-направленной скважин, предусмотренных настоящим проектом.

### 11.1. Сроки проведения ликвидационных работ

Работы по ликвидации 1 (одной) скважины АО «Кристалл Менеджмент», с учетом операции по установке трех изоляционных мостов, продолжительностью по 4 часа, с ОЗЦ не менее 24 часов, двух спускоподъемных операций, продолжительностью 12 час., и работ по оборудованию устья скважины продолжительностью 12 час., будут проводиться 144 часа. Итого по двум скважинам составят 288 часов.

### 11.2. Затраты на ликвидацию скважин

#### 11.2.1. Затраты на ликвидационные работы

Таблица 11.2.1 – Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины

|                         | Наименование работ и материалов                   | Ед. Изм. | Стоимость единицы, тг | Количество | Общая сумма, тг |
|-------------------------|---------------------------------------------------|----------|-----------------------|------------|-----------------|
| <b>Сервисные услуги</b> |                                                   |          |                       |            |                 |
|                         | Мобилизация буровой установки                     | Опе      | 900 000               | 1          | 900             |
|                         | Суточная ставка бригады КРС                       | Сут      | 300 000               | 6          | 1 800           |
|                         | Демобилизация буровой установки                   | Опе      | 300 000               | 1          | 300             |
|                         | <b>Итого сервисные услуги</b>                     |          |                       |            | <b>3 000</b>    |
| <b>Материалы</b>        |                                                   |          |                       |            |                 |
|                         | Цемент класса "G"                                 | тн.      | 12 500                | 8          | 100             |
|                         | Ингибитор коррозии                                | Лит      | 100                   | 60         | 600             |
|                         | KCL                                               | тн.      | 20 000                | 5          | 100             |
|                         | <b>Итого материалы</b>                            |          |                       |            | <b>800</b>      |
|                         | Рекультивация территории                          |          | 1 200 000             | 1          | 1 200           |
|                         | <b>Итого затраты на ликвидацию одной скважины</b> |          |                       |            | <b>5 000</b>    |

Также в эту группу затрат входит – укладка на спецтехнику и вывоз подземного и наземного оборудования: НКТ, пакеров, НДГ, УЭЦН, срезанной Ф.А. Используются следующие виды транспортных средств спец. техники:

Таблица 11.2.2 – Используемые расходные материалы

| Материал | Количество, баллон |
|----------|--------------------|
| Кислород | 50                 |
| Пропан   | 16                 |

Таблица 11.2.3 – Вспомогательная техника

| Наименование техники            | Кол-во |
|---------------------------------|--------|
| Цементировочный агрегат, ЦА-320 | 1      |
| Цементосмесительная машина,     | 1      |
| Автокран                        | 1      |
| Автомашина "Камаз"              | 4      |

|         |   |
|---------|---|
| Автобус | 1 |
| Трактор | 1 |

Сумма обеспечения ликвидации составляет 5 млн. тенге на 1 скважину.

Между Обществом и Министерством энергетики Республики Казахстан заключен договор о залоге банковского вклада «Ликвидационный фонд недропользователей» по Контракту №3996.

На момент составления настоящего проекта в пределах контрактной территории Блока А пробурено 23 скважины различной категории, включая КМ-2. В течение периода разведки из пробуренных 23 скважин 5 скважин ликвидированы, без использования средств ликвидационного фонда. Таким образом в пределах Блока А остается 18 не ликвидированных скважин.

Сформированный ликвидационный фонд (ЛФ) на момент составления настоящего проекта составляет 762 500 долларов США (депозит в долларах США), что является достаточным для покрытия затрат по ликвидационным работам по имеющимся 18 скважинам в пределах Блока А и предусматриваемых настоящим проектом.

Тем самым на 2023-2025 гг. отчисления в ликвидационный фонд не предусматриваются.

**Таблица 11.2.4 – Количество скважин и сумма обеспечения ликвидации**

| Годы                                |                       | 2023           | 2024 | 2025 | ИТ<br>ОГО |
|-------------------------------------|-----------------------|----------------|------|------|-----------|
| <b>Кол-во скважин</b>               | <b>скв.</b>           | <b>2</b>       |      |      | <b>2</b>  |
| в том числе:                        |                       |                |      |      |           |
| <i>ЖЮ-1</i>                         |                       | 1              |      |      |           |
| <i>ЖЮ-2</i>                         |                       | 1              |      |      |           |
| Стоимость ликвидации одной скважины | млн.<br>тенге         | 5              |      |      | <b>10</b> |
| <b>Стоимость всего</b>              | <b>млн.<br/>тенге</b> | <b>1<br/>0</b> |      |      | <b>10</b> |

### **11.2.2. Рекультивация территории**

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

Площадь земли, подлежащая технической рекультивации после ликвидации скважины, определяется размерами земельного отвода скважины.

Общее время рекультивации 36 часов на 1 скважину.

Работы по *технической рекультивации* земель необходимо проводить в следующей последовательности:

1. демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
2. разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования в строительстве дорог и других объектов;
3. очистить участок от металлолома и других материалов;
4. снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
5. провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
6. нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (спланировкой территории).

**Таблица 11.2.5 – Объемы и виды работ по технической рекультивации земель**

| <b>п</b> | <b>Наименование и характеристика</b>                     | <b>Ед<br/>. Изм.</b> | <b>Объем<br/>работ на 1<br/>скважину</b> | <b>Объем<br/>работ на 2<br/>скважины</b> |
|----------|----------------------------------------------------------|----------------------|------------------------------------------|------------------------------------------|
| 1        | Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами             | м <sup>3</sup>       | 0,7                                      | 1,4                                      |
| 2        | Вывоз загрязненного грунта, мусора                       | Т                    | 2,5                                      | 5,0                                      |
| 4        | Планировка площадки                                      | Га                   | 2,0                                      | 4,0                                      |
| 5        | Сбор, резка и вывоз металлолома                          | Т                    | 0,5                                      | 1,0                                      |
| 6        | Установка бетонной тумбы на устье скважины<br>с надписью | шт                   | 1                                        | 2                                        |

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Проект поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «Кен Багдар», г. Алматы, 2013 г.
2. «Дополнение к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «SED», г. Алматы, 2014 г.
3. «Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д по технологии CRS в 2014-3-й квартал 2015 г. на участке (Блок А), принадлежащему АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «LARGEО ENERGY», г. Алматы, 2015 г.
4. «Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д по технологии CRS в 2015 г. на участке (Блок А), принадлежащему АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «LARGEО ENERGY», г. Алматы, 2015 г.
5. «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2015 г. на участках Ровное и Жинишкекум (Блок А) на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «ReservoirEvaluationServices», г. Алматы, 2016 г.
6. «Дополнение № 2 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «SED», г. Алматы, 2015 г.
7. «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2016 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «ReservoirEvaluationServices», г. Алматы, 2016 г.
8. «О результатах сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, проведенных в пределах северной части Блока А (Черкитаусской грабен-синклинали), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «ReservoirEvaluationServices», г. Алматы, 2016 г.
9. «Дополнение № 3 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, 2016 г.
10. «Дополнение № 4 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «SED», г. Алматы, 2017 г.
11. «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2017 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «ReservoirEvaluationServices», г. Алматы, 2017 г.
12. Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Жинишкекум Южный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.03.2018 г.)). ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, 2018 г.
13. Кодекс Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании»