

ТОО «Жаик-Бетон»,  
ТОО «СтатусПроект»

№162

**Разработка ПСД на ликвидацию 24-х изношенных  
эксплуатационных скважин ПХГ**

Директор ТОО «Жаик-Бетон»



Таубеков А. Н.

г. Ақтобе 2023г.

**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:**

| <i>Должность</i>  | <i>Роспись</i> | <i>ФИО</i>              |
|---|----------------|-------------------------|
| <i>Главный инженер проекта</i>                                |                | <i>Таубеков А. Н.</i>   |
| <i>Главный специалист в области промышленной безопасности</i> |                | <i>Таубеков А. Н.</i>   |
| <i>Главный специалист в области охраны окружающей среды</i>   |                | <i>Алпамысулы Б.</i>    |
| <i>Ведущий специалист по сметным расчетом</i>                 |                | <i>Кужахметова О.Ш.</i> |
| <i>Специалист по ремонту скважин</i>                          |                | <i>Бейсекенова А.</i>   |

## СОДЕРЖАНИЕ

| №<br>п/п | Наименование главы  | Страницы |
|----------|---|----------|
| 1.       | <i>ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА.</i>   | 4        |
|          | <i>Введение</i>   | 6        |
| 1.       | <i>Общие сведения о районе расположения</i>   | 8        |
| 2        | <i>Особенности климатических условий в рассматриваемом регионе</i>  | 16       |
| 3        | <i>Горный отвод</i>   | 19       |
| 4        | <i>Геологическая информация о фактическом состоянии недр в пределах горного отвода</i>  | 21       |
| 5        | <i>Экологические условия</i>  | 32       |
| 6        | <i>Характеристика геологического строения объекта хранения</i>  | 33       |
| 6.1      | <i>Общие сведения об объекте хранения газа</i>  | 33       |
| 6.2      | <i>Условия залегания продуктивного пласта-коллектора и его фильтрационно-емкостные параметры</i>  | 34       |
| 6.3      | <i>Характеристика коллекторов контрольно-наблюдательных пластов</i>   | 44       |
| 7        | <i>Состав и свойства газа</i>   | 45       |
| 8        | <i>План проведения ликвидационных работ</i>   | 49       |
| 8.1      | <i>Данные по скважине, фактическая конструкция скважины</i>   | 50       |
| 8.2      | <i>Рекогносцировочное обследование парка скважин для определения возможных причин ликвидации</i>  | 50       |
| 8.3      | <i>Последовательность проведения и продолжительность изоляционно-ликвидационных работ</i>   | 51       |
| 8.3.1    | <i>Технологический регламент ликвидационных работ для скважин первой группы: I и II категории осложнения:</i>   | 52       |
| 8.3.2    | <i>Технологический регламент ликвидационных работ для скважин второй группы: III и IV категории осложнения:</i>   | 55       |
| 8.4      | <i>Используемая специализированная техника, буровое оборудование и материалы</i>  | 59       |
| 9        | <i>Мероприятия по обеспечению безопасности населения и персонала, охране недр и окружающей среды, зданий и сооружений, в том числе меры по предотвращению прорывов воды, газов, распространению подземных пожаров</i> | 61       |
| 9.1      | <i>Мероприятия по обеспечению безопасности населения и персонала, зданий и сооружений</i>   | 61       |
| 9.2      | <i>Мероприятия по охране недр</i>   | 63       |
| 9.3      | <i>Мероприятия по охране окружающей среды</i>   | 64       |
| 10       | <i>Обеспечение радиационной безопасности населения</i>  | 65       |
| 11       | <i>Оценка воздействия ликвидации объектов недропользования на окружающую среду</i>  | 66       |
| 12       | <i>Меры исключяющие на период консервации не санкционированное использование и доступ к законсервированным объектам.</i>  | 70       |
|          | <i>Список литературы</i>  | 71       |
|          | <i>Приложение</i>   | 73       |

## ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА.

Разработка ПСД на ликвидацию 24-х изношенных эксплуатационных скважин ПХГ «Актобе» АО «Интергаз Центральная Азия», производится в соответствии с требованиями «Приказ Министра энергетики Республики Казахстан» от 22мая 2018года №200 и действующих законодательных документов РК и сопровождается значительными материальными и финансовыми затратами.

Ликвидация объекта включает в себя устьевого оборудования скважин, ликвидация скважин, вывоз и захоронения (при необходимости) всех наземных сооружений, скважин разного вида и назначения, рекультивацию земель.

Проектные технологические решения по ликвидации скважин предусматривают обеспечение промышленной безопасности, обеспечение безопасности жизни и здоровья людей, охрану окружающей среды.

Выполнение настоящей работы предусматривает следующие этапы:

- Разработка проекта ликвидации скважин на контрактной территории ПХГ Бозой;
- Определение общей стоимости работ при проведении ликвидации (сметный расчет);
- Оценка воздействия на окружающую среду при проведении ликвидационных работ.

ПХГ «Бозой» в административном отношении находится на территории Шалкарского района Актюбинской области.

Сумма ликвидации эксплуатационных скважин, полученная расчетным путем, исходя из существующих цен на нефтяные операции и стоимости материалов и услуг в нефтяной и газовой отрасли в Актюбинской области, в размере ( \_\_\_\_\_ ) тенге является наиболее полной попыткой отразить стоимость на ПХГ «Бозой» УМГ «Актобе» АО «Интергаз Центральная Азия» (в Приложении Сметная документация стоимости составлена в текущем уровне цен на РП «Ликвидация эксплуатационных скважин ПХГ «Бозой» расположено в Шалкарском районе Актюбинской области, глубина скважины 400 метров).

Согласно выполненной оценке воздействия на окружающую среду, в процессе проведения ликвидационных работ основными компонентами окружающей среды, которыми будут испытаны в наибольшей мере антропогенными воздействия, будут являться почвенно-растительный покров и атмосфера.

*Настоящим проектом определены и рекомендованы направления разработки природоохранных мероприятий по минимизации степени антропогенного воздействия при проведении ликвидационных работ.*

***Подготовительные работы включают себя следующее:***

- 1. Мобилизации рабочих, автотранспорта, жилых вагонов;*
- 2. Транспортировка спецтехники для проведения рекультивации и ликвидации скважин;*
- 3. Завоз дизтоплива, воды, химических реагентов, оборудования и материалов;*

***Основные работы будут включать в себя:***

- 1. Ликвидация скважин;*
- 2. Демонтаж наземного оборудования скважин;*
- 3. Сдача демонтированных оборудования;*
- 4. Демонтаж и демобилизация спец. техники и оборудования;*
- 5. Рекультивация мест проведенных работ.*

## Введение

Настоящая «Проектно-сметная документация (ПСД) составлен для ликвидации эксплуатационных наблюдательных и контрольных скважин подземного хранилища газа «Бозой» участка Жаманкоянкулак, выполнена на основании договора между УМГ «Актобе» АО «Интергаз Центральная Азия» и ТОО «Жаик Бетон», ТОО «СтатусПроект» за №823480/2023/1 от 18.04.2023 года.

Управление магистральных газопроводов (УМГ) «Актобе» Акционерного Общества (АО) «Интергаз Центральная Азия» (ИЦА) осуществляет техническое обслуживание газопроводов, компрессорных станций (КС), подземных газохранилищ газа (ПХГ), газораспределительных станций (ГРС) и других инженерных сооружений на магистральных газопроводах. Одним из объектов УМГ является подземное хранилище газа «Бозой».

Бозойское газовое месторождение было открыто трестом Актюбнефтеразведка в 1964 году. В Бозойское месторождение входят два газоносных объекта: Жаманкоянкулак и Жаксыкоянкулак. Они представляет собой два газовых месторождений, имеющие самостоятельные контуры газоносности и разобцены небольшой седловиной ширина, которой составляет около 3-4 км. Газовая залежь Жаксыкоянкулак в гипсометрическом отношении расположено на 20-25 м выше, чем южная залежь Жаманкоянкулак.

Обустройство месторождения начато в 1967 году, а с 1968 года начинается промышленное использовании е месторождения.

Остаточные. Запасы месторождений Жаманкоянкулак и Жаксыкоянкулак на момент создания хранилищ приняты, исходя из запасов утвержденных в ГКЗ, и равны соответственно 8117 и 6060,2 млн.м<sup>3</sup>.

По окончании промышленной разработки залежи на территории бывшего месторождения создано подземное хранилище газа, которое предназначено для выравнивания сезонной неравномерности газопотребления промышленных предприятий Урала, Актюбинской обл.

АО «Интергаз Центральная Азия», имеет Контракт на эксплуатацию Бозойской группы Подземных хранилищ природного газа на участке Жаксыкоянкулак в пределах блоков XXVII-025-Е(частично), F(частично), XXIX-25-В(частично), С(частично), на участке Жаманкоянкулак в пределах XXIX-25-А(частично), В(частично), D(частично), Е(частично) расположенных в Актюбинской области между Комитетом Геологии и Охраны Недр Министерства Энергетики и Минеральных Ресурсов Республики Казахстан (Компетентный орган). Акт Государственной регистрации №006 от 25.04.2003 г.

Ликвидация эксплуатационных скважин заключается в проведении технических мероприятий, направленных на демонтаж устьевого оборудования, ликвидация скважин, рекультивации земельных участков проведенные ликвидационных работ, а также в проведении проектных, изыскательских (по необходимости), лабораторно-исследовательских и организационных работ.

**Адрес заказчика:**

УМГ «Актобе» АО «Интергаз Центральная Азия»

г.Актобе, ул. Есет Батыра, 39

Тел/факс: 8 7132 972-803

**Адрес разработчика:**

ТОО «Жаик-Бетон»

г.Актобе, ул. Тургенева 64Б

Тел/факс: 8-707-892-23-83

ТОО «СтатусПроект»

г.Актобе, ул. Тургенева 64Б

Тел/факс: 8-707-892-23-83

### **1. Общие сведения о районе расположения.**

Бозойское газовое месторождение было открыто трестом Актюбнефтеразведка в 1964 году. В Бозойское месторождения входят два газоносных объекта: Жаманкоянкулак и Жаксыкоянкулак. Они представляет собой два газовых месторождений, имеющие самостоятельные контуры газоносности и разобцены небольшой седловиной ширина, которой составляет около 3-4 км. Газовая залежь ПХГ Жаксыкоянкулак в гипсометрическом отношении расположено на 20-25 м выше, чем южная залежь ПХГ Жаманкоянкулак.

Газовый пласт, приуроченный к верхней части морских отложений кумского горизонта саксаульской свиты верхнего эоцена, литологически выдержан на обширной территории Северного Устюрта и Западного Приаралья.

В 1967 году был произведен подсчет запасов газа с утверждением их в ГКЗ. Первоначальные запасы газа месторождений Жаманкоянкулак и Жаксыкоянкулак составляли соответственно 11,785 и 12,248 млрд. м<sup>3</sup>. Начальные пластовые давления ПХГ Жаманкоянкулак и Жаксыкоянкулак составляли соответственно 33,6 и 33,4 кг/см<sup>2</sup>. Площадь м/р Жаманкоянкулак составляет - 19,5x9,5 км, а Жаксыкоянкулак – 31x12 км.

- Тип залежи – пластовая, сводовая
- Продуктивный горизонт – Кумский, саксаульской свиты среднего и верхнего эоцена, палеогеновой системы.
- Общая, средняя мощность коллекторов – 28 м, средневзвешенная газонасыщенная эффективная мощность м/р Жаманкоянкулак - 8,1 м, а м/р Жаксыкоянкулак – 7,5 м.
- Пористость коллекторов – 36%
- Проницаемость – м/р Жаманкоянкулак - 0,1-1,04x10<sup>-12</sup> м<sup>2</sup>, а м/р Жаксыкоянкулак – 0,63-1,428x10<sup>-12</sup> м<sup>2</sup>.
- Газонасыщенность коллекторов – 70 %.

Обустройство месторождения начато в 1967 году, а с 1968 года начинается промышленное использование месторождения.

За время эксплуатации отобрано из м/р Жаманкоянкулак – 3,668 млрд.м<sup>3</sup>, а из Жаксыкоянкулак 6,146 млрд.м<sup>3</sup> газа. Пластовое давление м/р Жаманкоянкулак снизился на 2,55 МПа, а Жаксыкоянкулак на 2,28 МПа.

Остаточные запасы месторождений Жаманкоянкулак и Жаксыкоянкулак на момент создания хранилищ приняты, исходя из запасов утвержденных в ГКЗ, и равны соответственно 8117 и 6060,2 млн.м<sup>3</sup>.

### **ПХГ Жаманкоянкулак**

*По окончании промышленной разработки залежи на территории бывшего месторождения создано подземное хранилище газа, которое предназначено для выравнивания сезонной неравномерности газопотребления промышленных предприятий Урала, Актыубинской обл. Пробный объем закачки осуществлен в м/р Жаманкоянкулак в июне месяце 1974 году, а 28 ноября 1975 году министерством газовой промышленности был подписан приказ №235-орг о перевод м/р Жаманкоянкулак в подземное хранилище газа.*

*На обоих хранилищах используются скважины и промысловые сооружения, оставшихся после разработки.*

*Развитие ПХГ Жаманкоянкулак происходило поэтапно. Увеличение активного объема газа осуществляли с подключением новых скважин.*

*1 – этап 1975-79 годы пробурены основной фонд в количестве 154 скважин.*

*2 – этап 1985 год подключен СП-7 и общий фонд составил 174 скважин.*

*3 – этап 1988 год введен в эксплуатацию фонд расширения СП-2,3,5. Таким образом, общий фонд ПХГ Жаманкоянкулак составил 224 скважины, а активный объем газа доведен до 3 млрд.м<sup>3</sup>.*

*Таблица 1.1*

| <i>Этапы</i> | <i>Годы развития ПХГ</i> | <i>Фонд скважин (шт.)</i> | <i>Активный объем (млрд.м3)</i> |
|--------------|--------------------------|---------------------------|---------------------------------|
| <i>1</i>     | <i>1975-79 годы</i>      | <i>154</i>                | <i>1,857</i>                    |
| <i>2</i>     | <i>1985 год</i>          | <i>174</i>                | <i>2,629</i>                    |
| <i>3</i>     | <i>1988 – 91 годы</i>    | <i>224</i>                | <i>3,150</i>                    |

### **ПХГ Жаксыкоянкулак**

*Газовое месторождения Жаксыкоянкулак с 1975г. эксплуатировалось в режиме регулятора газоснабжения с отбором газа только в зимнее время. С ростом объемов газопотребления промышленными центрами Урала и Актыубинской области и возрастающей необходимостью увеличения объемов ПХГ для выравнивания сезонной неравномерности газопотребления встала необходимость использования месторождения Жаксыкоянкулак под подземное хранилище. В 1983 году началась пробная закачка газа в м/р Жаксыкоянкулак через существующие фонд скважин на СП-1и СП-4. В 1984 году институтом «ВНИПИ газдобыча» выполнено технологическая схема создания ПХГ в м/р Жаксыкоянкулак, в которой учитывая имеющиеся отрицательные факторы, предложено создание ПХГ осуществлять поэтапно, с доведением активного объема газа до 1,0 - 1,3 млрд.м<sup>3</sup>, количество эксплуатационных скважин до 179 шт. Диапазон пластового давления 2,59 – 2,26 МПа.*

*ПХГ «Бозой» расположено в Актыубинской области Республики Казахстан. Ближайший крупный населенный пункт г. Шалкар находится в 250 км к северу от ПХГ. В непосредственной близости от ПХГ (1,5-2 км) проходит магистральный газопровод Бухара-Урал (рис. 1.1).*

Территория относится к плато Устюрт и представляет собой слегка волнистую равнину с общим уклоном с востока на запад. Абсолютные высоты колеблются от 115м на западе до 209м на востоке. Поверхность плато имеет большое количество замкнутых впадин и мелких пологих возвышений, слабозаметных на местности. Относительные высоты неровностей на местности не превышают 10м, крутизна склонов не более 1°. Плато Устюрт резко обрывается к Аральскому морю крутым уклоном – Восточный Чинк Устюрта. Высота чинка местами достигает 150м. Склоны чинка на всем протяжении представляют собой в верхней части отвесные обрывы, ниже идут нагромождения обломков горных пород, каменистых россыпей. Нижняя часть склона обрывистая, высота обрывов до 42м. Спуск к морю, даже для пешехода, возможен только по оврагам и промоинам. На северо-востоке территории, в береговом обрыве, имеются несколько проездов, доступных для автотранспорта. Значительную часть территории листа, как указывалось выше, занимает Аральское море.

На территории нет постоянных водотоков, атмосферные осадки скапливаются в осенне-весенний период в ложбинах, промоинах, балках, частично они стекают по уклону временными водотоками в западины, образуя мелкие пресные озера, сохраняющиеся всего несколько дней. Большая же часть этих осадков испаряется.

Раньше на севере Аральского моря по материалам дешифрирования выделялась дельта длительно существующего водотока. Вероятно, давно существовала временная (сезонная река), которая собирала талые воды и несла их в Арал.

В настоящее же время, даже по аэрофотоматериалам последних лет, видно, что произошло исчезновение этой реки, переотложенные поверхностные грунты имеют значительную однородную мощность и однотипный фон и рисунок. Практически отсутствует русло стока.

Море значительно отошло от своего первичного положения. Уровни различного стояния выделяются четкими валами вдоль всего побережья.

Абсолютная отметка уровня Аральского моря в 1961г. составляла 59м, в 2000г. – 38,1м, в 2014г. – 29м. В 1989г. акватория моря была разделена перешейком на большое и малое моря с абсолютными отметками соответственно 39,07м и 40,60м. Объем воды с 735 км<sup>3</sup> в 1977 году уменьшился до 370км<sup>3</sup> (в сумме объемов двух морей).

Участок работ расположен в зоне полупустынь с жарким сухим климатом, в результате чего на большей части плато сформировались скудные малогумусные, маломощные 0,1-0,5м сероземы – суглинистые и супесчаные. Почвообразующими являются карбонатные и гипсоносные породы, способствующие образованию маломощных щебнистых, карбонатных почв. В этой зоне широко распространены солонцы и солончаки. В мелких блюдцеобразных западинах на поверхности плато распространены промытые сероземы с ничтожным содержанием легкорастворимых солей.

Здесь обычно растет полынь и боялыч, а иногда и злаки – ковыль и житняк. В чинковой зоне, там, где нет свежих обвалов, растительный покров имеет ярусное строение.

В верхней части склона растительность полынь и ковыль, в средней части, сосредоточены заросли крупностебельного черного саксаула, еще ниже по склону, по днищам оврагов – томарикс. По краям солончаков растут солянка, главным образом сарсазан. На сильно засоленных поверхностях растительность имеет неестественные интенсивные тона – ярко-оранжевый, ярко-вишневый, голубовато-зеленый.

Индикаторами на близкое залегание уровня подземных вод и степень минерализации в этом районе служит: на песчаных грунтах – чий – ориентировочная глубина залегания уровня пресных подземных вод 2-4м, на слабоглинистых – джангыл – с глубиной залегания уровня пресных и слабосолоноватых вод от 5 до 10м. Растительность района отмечается разреженностью, нигде не образуя сомкнутого покрова. Это обстоятельство и отсутствие у крупных кустарников листьев приводит к тому, что нет леса, тени, подлеска, травы. Опадание листьев летом и выгорание многолетних и однолетних трав приводят к изменениям состава растительности и использования пастбищ. Оживление поздней осенью, продолжение вегетации после осенних дождей вновь видоизменяют фон и внешне, и в хозяйственном отношении.

Главная же хозяйственная ценность растительного покрова состоит в том, что он служит кормом для скота и хорошо закрепляет пески, препятствуя их развеванию.

Немаловажное значение для животного мира имеют климат района, особенно длительность его теплого периода, обеспеченность кормом во все сезоны года.

Здесь водятся шакалы, корсаки, пустынный жаворонок, ядовитые змеи, много видов обитающих в норах - грызунов. Среди последних наиболее заметны песчанки, желтый и тонкопалый суслик, гребнепалый и мохноногий тушканчики.

Сильно истреблен волк. Редко встречаются джейраны и сайгаки.

Характерно то, что чем ближе к морю, тем меньше встретишь животных, реже увидишь птиц. И уже совсем мертвым кажется побережье – осушенная часть Аральского моря.

На территории работ нет железнодорожного сообщения, асфальтовых дорог. Вся связь с районными центрами г.Шалкар и с.Иргиз и другими населенными пунктами идет по грунтовым дорогам, которые в весенний и осенний периоды из-за значительного количества солончаков и такыров становится труднопроходимыми. Расстояние до областного центра Актобе через г.Шалкар, с.Бозой – 650км.

### **Режим работы ПХГ «Бозой»**

Закачка газа в ПХГ производится из газопровода Бухара-Урал. Газ дожимается на ДКС и затем по промысловому коллектору подается на закачку. Объем закаченного и отобранного газа определяется в узле замера пром.площадке СП и ДКС. Для закачки и отбора газа было установлена на пром.площадке КС-10 ГПА – 6,3Ц – В (газоперекачивающий агрегат) в количестве 6 ед. Отбор и закачка производится в циклическом режиме, летний период закачка, а осени - зимний период отбор.

При режиме отбора газ по шлейфу подается на пром.площадку СП, затем проходит через сепараторы для очистки газа от влаги и мех. примеси, затем проходит через узел замера газа и

*поступает в газовый коллектор соединяющий СП и ДКС (дожимная компрессорная станция). Шлейф скважины представляет собой 159 мм стальная труба проложенное на 1 м глубине с изоляцией соединяющая устье газовых скважин и пром.площадкой сборного пункта. Отдаленность шлейфа от СП до устья скважины составляет от 300 м до 4500 м. Общая протяженность газового шлейфа в ПХГ Жаманкоянкулук составляет 421 км, общая протяженность газового коллектора 72 км.*

## Обзорная карта с указанием местоположения ПХГ Бозой



8. Газоопасные и огневые работы.

9. Охрана метанольного склада, склада ГСМ и РЭБ для автомобилей (СП-5).

10. Обьезд по газовым скважинам.

**Геологическая группа выполняет следующие работы:**

1. Исследование газовых скважин.

2. Контроль над работой эксплуатационных скважин.

3. Замер (МКД, КН, опорная сетка, устьевой замер, замер загазованности по глубоким шурфам).

3. Замер уровня ГВК по ПХГ Жаманкоянкулак и Жаксыкоянкулак.

4. Расчет пластовых давлений, приемистости и дебита скважин.

4. Определение технологического режима экспл. скважин ПХГ Жаманкоянкулак и Жаксыкоянкулак

5. Выявление скважин на КРС.
6. Подготовка план работ и технический контроль при КРС .
7. Освоение газовых скважин после КРС.
8. Контроль и расчет объема газа при отборе и закачке.
9. Контроль и наблюдение герметичности ПХГ
10. Обезд по газовым скважинам.
11. Подготовка план работ ГИС.

**Участок КРС выполняет следующие работы:**

1. Промывка песчанной пробки скважин.
2. Замена фонтанной арматуры.
3. Замена противопесочного фильтра.
4. Ремонтно-изоляционные работы на скважинах.
5. Обработка призабойной зоны пласта метанолом.
6. Подогрев газовых скважин и сепараторов при низких температурах.
7. Продувка шлейфов.

## ПХГ Бозой

### Схема расположения промышленных объектов



Рисунок 1.2

## 2. Особенности климатических условий в рассматриваемом регионе.

Климат района работ играет огромную роль в формировании обстановки геологической среды. По климатическому районированию это умеренный пояс континентальной сухой туранской области. Среднее значение солнечной радиации здесь составляет 140 ккал/см<sup>2</sup>. Климат типичный для внутриматериковых пустынь умеренного пояса, резко континентальный, с жарким засушливым летом и холодной малоснежной зимой, большими суточными и годовыми колебаниями температур. Аральское море оказывает слабое смягчающее влияние.

Среднегодовая температура воздуха описываемой территории за последние 12 лет составляет 6,6°. Наиболее холодным месяцем является январь со среднемесячной температурой воздуха (-12,6°С), самым жарким – июль со среднемесячной температурой +26,5°С. Абсолютный максимум температур, равный +46,0°С был отмечен в июле 1996г. абсолютный минимум, равный (-38,5°С) - в январе 1982г. Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца составляет 8,4°С, наиболее теплого 12,1°С.

Отрицательные среднемесячные температуры наблюдаются с ноября по март, положительные - с апреля по октябрь. Продолжительность безморозного периода составляет 229 дней в году. Период устойчивого промерзания почв длится с декабря до конца марта – начала апреля. Глубина промерзания достигает 0,5-1,0м.

Устойчивый снежный покров образуется в начале декабря и держится до середины марта. Число дней в году со снежным покровом составляет 30-120 дней. Высота снежного покрова к концу зимнего периода не превышает 20см, минимальное значение равно 2-10см. С открытых участков снежный покров сдувается сильными ветрами.

Средняя скорость ветра составляет 5,0-5,4м/сек в летний период и 4,9-5,6м/сек - в зимний. Преобладающие направления постоянно дующих ветров в теплое время года – северное, в зимнее время года – северо-восточное. С мая по июль наблюдаются пыльные бури со скоростью ветра 15 м/сек.

Ветер переносит значительную часть солёной пыли на расстояние до 1000км. Повторяемость направления ветров и штиля за период с 1960 по 1990 г. в приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1.

Повторяемость направления ветров и штиля

| Метеостанция | С  | СВ | В  | ЮВ | Ю | ЮЗ | З  | СЗ | шт |
|--------------|----|----|----|----|---|----|----|----|----|
| Шалкар       | 11 | 21 | 14 | 8  | 7 | 16 | 11 | 12 | 11 |
| Актумсук     | 11 | 8  | 24 | 18 | 6 | 7  | 15 | 11 | 15 |
| Аяккум       | 9  | 13 | 21 | 10 | 9 | 9  | 16 | 13 | 15 |

Среднегодовая относительная влажность воздуха составляет 53,4 – 65,0%. Начиная с конца марта, относительная влажность резко уменьшается и в мае-августе достигает 40%. В зимние месяцы относительная влажность достигает 80%.

*ПХГ расположен на ярко выраженном резко континентальном климате, местности. Почвы в районе работ светло-каштановые, супесчанистые и суглинистые, слабо солонцеватые.*

*Окружающая местность ровная со слабым уклоном с запада на восток. Коэффициент рельефа равен 1.*

*Коэффициент стратификации атмосферы – 200.*

*Глубина залегания грунтовых вод 8 - 10 метров.*

*Условия проветривания благоприятны для рассеивания вредных примесей в атмосфере.*

*Одним из основных характеризующих метеозлементов является, направление ветра, от которого зависит и распространение загрязняющих веществ от промышленных предприятий. Ниже приведена таблица о повторяемости направлений ветра и штилей в % отношении.*

*Повторяемость ветра и штилей, %.*

*Таблица 2.2.*

| <i>Месяц</i> | <i>СВ</i> | <i>В</i>  | <i>ЮВ</i> | <i>Ю</i>  | <i>ЮЗ</i> | <i>З</i>  | <i>СЗ</i> | <i>Штиль</i> |
|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------------|
| <i>1</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>1</i>     | <i>6</i>  | <i>17</i> | <i>23</i> | <i>13</i> | <i>14</i> | <i>10</i> | <i>9</i>  | <i>8</i>     |
| <i>2</i>     | <i>8</i>  | <i>17</i> | <i>24</i> | <i>11</i> | <i>13</i> | <i>9</i>  | <i>9</i>  | <i>9</i>     |
| <i>3</i>     | <i>8</i>  | <i>16</i> | <i>18</i> | <i>12</i> | <i>12</i> | <i>12</i> | <i>13</i> | <i>9</i>     |
| <i>4</i>     | <i>11</i> | <i>16</i> | <i>19</i> | <i>11</i> | <i>10</i> | <i>9</i>  | <i>12</i> | <i>12</i>    |
| <i>5</i>     | <i>11</i> | <i>13</i> | <i>16</i> | <i>9</i>  | <i>10</i> | <i>10</i> | <i>16</i> | <i>15</i>    |
| <i>6</i>     | <i>15</i> | <i>14</i> | <i>12</i> | <i>7</i>  | <i>8</i>  | <i>9</i>  | <i>16</i> | <i>19</i>    |
| <i>7</i>     | <i>17</i> | <i>13</i> | <i>10</i> | <i>4</i>  | <i>7</i>  | <i>8</i>  | <i>19</i> | <i>22</i>    |
| <i>8</i>     | <i>16</i> | <i>13</i> | <i>13</i> | <i>7</i>  | <i>7</i>  | <i>7</i>  | <i>17</i> | <i>19</i>    |
| <i>9</i>     | <i>12</i> | <i>9</i>  | <i>9</i>  | <i>8</i>  | <i>11</i> | <i>13</i> | <i>21</i> | <i>17</i>    |
| <i>10</i>    | <i>9</i>  | <i>8</i>  | <i>11</i> | <i>9</i>  | <i>13</i> | <i>16</i> | <i>22</i> | <i>14</i>    |
| <i>ГОД</i>   | <i>11</i> | <i>13</i> | <i>16</i> | <i>9</i>  | <i>11</i> | <i>11</i> | <i>15</i> | <i>14</i>    |

*Таблица 2.3.*

| <i>Среднегодовая повторяемость направлений ветра</i> |             |             |           |           |             |           |             |           |              |
|--|-------------|-------------|-----------|-----------|-------------|-----------|-------------|-----------|--------------|
| <i>Напр.</i>   | <i>С</i>    | <i>СВ</i>   | <i>В</i>  | <i>ЮВ</i> | <i>Ю</i>    | <i>ЮЗ</i> | <i>З</i>    | <i>СЗ</i> | <i>Штиль</i> |
|  | <i>11.5</i> | <i>13.5</i> | <i>13</i> | <i>12</i> | <i>10.5</i> | <i>13</i> | <i>14.5</i> | <i>12</i> | <i>15</i>    |

*Дополнительный вклад в загрязнение атмосферы могут вносить пыльные бури. Количество дней с пыльными бурями в районе относительно невелико*

Таблица 2.4.

| Число дней с пыльными бурями |   |    |     |     |     |     |     |      |     |     |    |     |     |
|------------------------------|---|----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|----|-----|-----|
| Месяцы                       | I | II | III | IV  | V   | VI  | VII | VIII | IX  | X   | XI | XII | Год |
| Шалкар                       | - | -  | -   | 0.7 | 1.6 | 1.4 | 2.1 | 1.4  | 0.6 | 0.5 | -  | -   | 8.3 |

Туманы, усиливающие неблагоприятное фоновое загрязнение в атмосферном воздухе района работ, отмечаются относительно редко (таблица 2.5.), поэтому разработка мероприятий на период неблагоприятных метеорологических условий нецелесообразна.

Среднемесячная и годовая относительная влажность воздуха, %

Таблица 2.5.

| Наименование метеостанции | I  | II | III | IV | V  | VI | VII | VIII | IX | X  | XI | XII | Год |
|---------------------------|----|----|-----|----|----|----|-----|------|----|----|----|-----|-----|
| I                         | 2  | 3  | 4   | 5  | 6  | 7  | 8   | 9    | 10 | 11 | 12 | 13  | 14  |
| Шалкар                    | 80 | 79 | 80  | 66 | 54 | 46 | 44  | 45   | 52 | 69 | 77 | 81  | 64  |

Хорошей способностью вымывать вредные примеси из атмосферы обладают осадки, особенно осадки интенсивностью более 1 мм, но в районе работ их недостаточное количество в течении всего года.

Среднемесячные максимальные и минимальные показатели температуры поверхности почвы.

Таблица 2.6.

| Наименование | I   | II  | III | IV | V  | VI | VII | VIII | IX | X  | XI | XII | Год |
|--------------|-----|-----|-----|----|----|----|-----|------|----|----|----|-----|-----|
| I            | 2   | 3   | 4   | 5  | 6  | 7  | 8   | 9    | 10 | 11 | 12 | 13  | 14  |
| Средняя      | -15 | -14 | -8  | 7  | 19 | 26 | 28  | 25   | 16 | 5  | -4 | -12 | 6   |
| Максимальная | -9  | -7  | 1   | 21 | 37 | 46 | 49  | 46   | 34 | 17 | 3  | -6  | 19  |
| Минимальная  | -21 | -21 | -14 | -2 | 6  | 11 | 14  | 12   | 5  | -2 | -9 | -17 | -3  |

Сочетание всех перечисленных выше метеорологических показателей формирует относительно невысокие значения потенциала загрязнения территории. Температурный режим характеризуется морозными зимними и перегревными летними погодными условиями. Температуры воздуха, являющиеся расчетными при определенном уровне приземных концентраций загрязнения: средняя месячная самого холодного месяца – (- 15,2) °С; средняя месячная самого жаркого месяца – (+ 29,7) °С.

**3. Горный отвод.**

Акционерного общества "Интергаз Центральная Азия" на право недропользования для эксплуатации Бозойской группы подземных хранилищ газа на участке Жаксыкоянкулак в пределах блоков XXVII-025-Е(частично), F(частично), XXIX-25-В(частично), С(частично), на участке Жаманкоянкулак в пределах XXIX-25-А(частично), В(частично), D(частично), Е(частично) горный отвод расположен в Актюбинской области.

Границы отвода участка Жаксыкоянкулак на картограмме обозначен угловыми точками с т. 1 по т. 21:

Таблица 3.1

| <b>Координаты угловых точек</b> |                 |                          |                 |
|---------------------------------|-----------------|--------------------------|-----------------|
| <b>северная широта</b>          |                 | <b>восточная долгота</b> |                 |
| 1. 46° 23' 37"                  | 12. 46° 14' 05" | 1. 58° 55' 43"           | 12. 58° 50' 25" |
| 2. 46° 23' 39"                  | 13. 46° 12' 26" | 2. 58° 57' 02"           | 13. 58° 48' 00" |
| 3. 46° 22' 54"                  | 14. 46° 11' 29" | 3. 58° 57' 39"           | 14. 58° 45' 37" |
| 4. 46° 21' 50"                  | 15. 46° 11' 46" | 4. 58° 57' 09"           | 15. 58° 43' 32" |
| 5. 46° 20' 49"                  | 16. 46° 12' 18" | 5. 58° 56' 07"           | 16. 58° 43' 35" |
| 6. 46° 20' 10"                  | 17. 46° 13' 32" | 6. 58° 55' 50"           | 17. 58° 42' 12" |
| 7. 46° 19' 18"                  | 18. 46° 15' 24" | 7. 58° 54' 53"           | 18. 58° 42' 30" |
| 8. 46° 19' 08"                  | 19. 46° 21' 18" | 8. 58° 53' 16"           | 19. 58° 47' 21" |
| 9. 46° 18' 29"                  | 20. 46° 21' 53" | 9. 58° 52' 12"           | 20. 58° 51' 14" |
| 10. 46° 16' 58"                 | 21. 46° 22' 44" | 10. 58° 51' 07"          | 21. 58° 54' 11" |
| 11. 46° 16' 32"                 |                 | 11. 58° 50' 37"          |                 |

Площадь территории участка 198 кв.км.

Границы отвода участка Жаманкоянкулак на картограмме обозначен угловыми точками с т. 1 по т. 12:

Таблица 3.2

| <b>Координаты угловых точек</b> |                          |
|---------------------------------|--------------------------|
| <b>северная широта</b>          | <b>восточная долгота</b> |
| 1. 46° 10' 39"                  | 1. 58° 39' 48"           |
| 2. 46° 10' 28"                  | 2. 58° 41' 23"           |
| 3. 46° 09' 39"                  | 3. 58° 42' 11"           |
| 4. 46° 08' 06"                  | 4. 58° 42' 02"           |
| 5. 46° 05' 29"                  | 5. 58° 40' 25"           |
| 6. 46° 03' 13"                  | 6. 58° 37' 09"           |
| 7. 46° 02' 10"                  | 7. 58° 34' 34"           |
| 8. 46° 01' 57"                  | 8. 58° 32' 41"           |
| 9. 46° 03' 01"                  | 9. 58° 31' 02"           |
| 10. 46° 04' 52"                 | 10. 58° 30' 25"          |
| 11. 46° 07' 02"                 | 11. 58° 31' 44"          |
| 12. 46° 09' 42"                 | 12. 58° 35' 53"          |

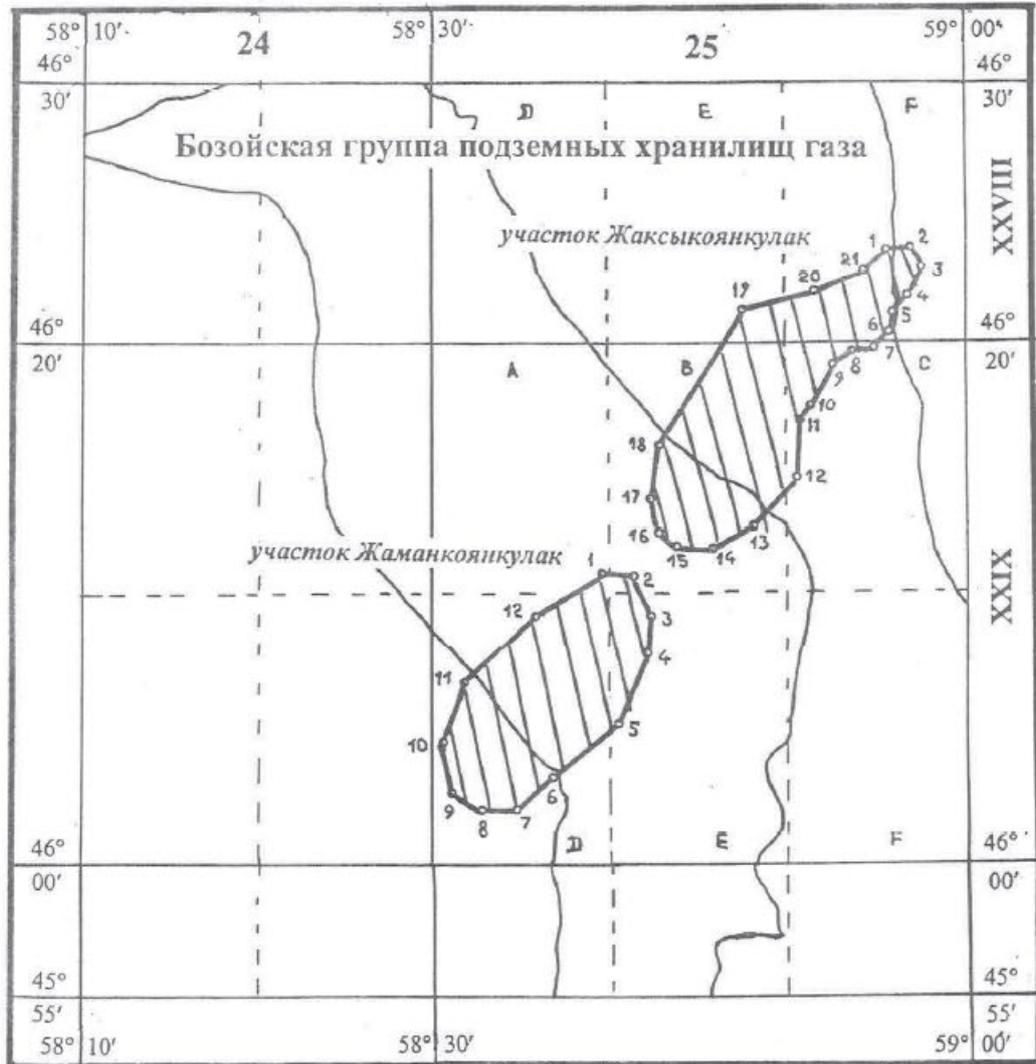
Площадь территории участка 151 кв.км.

Общая площадь горного отвода участков Жаксыкоянкулак и Жаманкоянкулак – 349,0 кв.км. Глубина отвода – по подошве кумского горизонта.

Приложение 1  
к горному отводу  
на право пользования недрами  
(нефть)

**Картограмма расположения**  
горного отвода Бозойской группы подземных хранилищ газа  
участка Жаксыкоянкулак на блоках XXVIII-25-Е(частично),F(частично); XXIX-25-  
В(частично),С(частично) и участка Жаманкоянкулак на блоке XXIX-25-А(частично),  
В(частично),D(частично),E(частично)

Масштаб 1:500 000



контрактная площадь Бозойской группы подземных хранилищ газа  
(участков Жаксыкоянкулак и Жаманкоянкулак)

**Рисунок 3.1**

#### **4. Геологическая информация о фактическом состоянии недр в пределах горного отвода.**

Первые сведения по геологии и физико-географическим условиям Северо-Восточного Устьюрта относятся к 60-м годам 18 века и носят отрывочный, описательный характер. До 1950 года геологическим изучением района занимались А.Д.Архангельский, И.П.Тихонович, О.С.Вялов, Н.Г.Кассин, Г.А.Мордвилко, И.Н.Герасимов, А.Л.Яншин, А.В.Вахрамеев и другие исследователи. В классическом труде А.Л. Яншина «Геология Северного Приаралья» дана полная сводка по вопросам стратиграфии, тектоники, истории геологического развития Северного Приаралья и Северо-Восточного Устьюрта.

В 1957 г. конторой "Казахстаннефтегеофизика" под руководством Н.М. Огородника был проведен первый региональный сейсмический профиль МОВ через Северо-Устьюртский прогиб, давший представление об его глубинном строении. В это же году трест "Актюбенефтеразведка" на Северном Устьюрте и на полуострове Куланды начал бурение двух опорных скважин с целью изучения литологии, стратиграфии, тектоники, и выяснения перспектив нефтегазоносности мощной толщи терригенных отложений платформенного чехла. И.С.Плещеевым составлены геологическая карта и схематические структурные карты по кровле чеганских отложений, и выявлены два крупных поднятия субмеридионального простирания: Аккулковское (южное) и Бозойское (северное). Автор отнес эти поднятия к перспективным для поисков нефти и газа. Гидрогеологические работы проводились Челкарской гидрогеологической партией в 1957-59 гг. (Н.М.Шаповалов, В.М.Овчинникова, Г.Г.Чубарь) и в 1963 г. Г.Т. Давидовичем и др. (Жаксыбутаишская антиклиналь). В этот же период из печати вышло большое количество работ (Р.Г. Гарецкий, В.И. Шрайбман, Ю.М. Васильев, И.С. Плещеев, И.Г.Гринберг, М.П. Казаков и др.), где весьма высоко оценивались перспективы нефтегазоносности Устьюрта и Западного Приаралья. В 1964 г. трест "Актюбенефтеразведка" по рекомендации А.Л.Яншина, Р.Г.Гарецкого, И.С.Плещеева и А.Е.Шлезингера начал проводить структурно-поисковое бурение на Бозойской площади, в результате которого было открыто газовое месторождение, приуроченное к кумскому горизонту верхнего эоцена.

Одновременно на этой же площади Челкарский гидрогеологический отряд 19 АГРЭ (Л.М. Онищенко) проводил бурение гидрогеологических скважин и в одной из скважин, пробуренной в сводовой части Жаманкоякулакского поднятия, произошел газовый выброс.

В этом же году площадь была охвачена сейсмическими работами МОВ, которые проводила Актюбинская геофизическая экспедиция. В результате работ построены структурные карты по I и II отражающим горизонтам, детально изучено глубинное строение обширной группы структур, названной Аяккумско-Бозойско-Аккулковской зоной поднятий. Рядом сейсмических профилей было пересечено, в основном месторождение Жаманкоянкулак.

В конце 1964 г. трест "Актюбенефтеразведка" начал проводить поисково-разведочное бурение с целью выяснения промышленной ценности месторождения Бозой. Указанные буровые работы

продолжались и в 1965 году. Всего за этот период по состоянию на 01.01.66 г. на месторождении Бозой пробурено 62 структурно-поисковых скважины. Из них в контуре газоносности пробурено 16 скважин на месторождении Жаманкоянкулак и 19 скважин - на месторождении Жаксыкоянкулак. По результатам поисково-разведочного бурения в 1967 году тр. Актюбнефтегазразведка был проведен подсчет запасов Бозойского газового месторождения. Запасы газа были утверждены в количестве 15192,7 млн. м<sup>3</sup> (протокол 5118 от 22 марта 1967 года).

В 1965-67 гг. разведочные работы были продолжены. Всего было пробурено 21 скважина: 10 скважин - на месторождении Жаманкоянкулак и 11 скважин - на месторождении Жаксыкоянкулак, из которых в пределах контура газоносности оказались соответственно 7 и 9 скважин. Все скважины опробованы на приток газа, абсолютно свободный дебит, которого изменялся от 186 тыс. м<sup>3</sup>/сут. (скв. 7Г) до 533 тыс. м<sup>3</sup>/сут. (скв. 9Г), составляя в основном 220-290 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В 1968 г. месторождение Бозой вступило в разработку. В 1972 году Уфимским нефтяным институтом проведен подсчет запасов газа месторождения Бозой объемным методом и методом по падению давления. Запасы газа месторождений Жаманкоянкулак и Жаксыкоянкулак утверждены в ГКЗ и составили соответственно 11,785 и 12,248 млрд. м<sup>3</sup>.

С 1974 г. месторождение Жаманкоянкулак преобразовалось в подземное хранилище газа, а с 1975 г. месторождение Жаксыкоянкулак стало эксплуатироваться в режиме регулятора, и с 1983 г. - в режиме ПХГ.

Большие инженерно-геологические изыскания были выполнены «Гипроспецгазом» вдоль трассы Бухара-Урал, проходящей через Устюрт, Северное Приаралье, Мугоджары в 1956 году.

В 1962 году сотрудниками ВСЕГИНГЕО (И.М.Цыпина и др.) были обобщены инженерно-геологические материалы по Западному Казахстану. Мелкомасштабная, инженерно-геологическая карта по Казахстану была опубликована в 1965 году.

С 2003г. Научно исследовательским институтом природных газов и газовых технологий – ВНИИГАЗ ОАО «Газпром» (Россия), производится авторский надзор за эксплуатацией ПХГ «Бозой». Каждый год составляется отчет по результатам выполненных работ: текущий анализ и корректировка технологических параметров эксплуатации подземных хранилищ газа, моделирование гидрогазодинамических процессов, составление мероприятий, направленных на повышение эффективности работы подземных хранилищ газа и улучшение их технико-экономических показателей по сравнению с проектными и фактическими показателями.

В 2023г. ТОО «Жаик-Бетон» совместно с ТОО «СтатусПроект» были выполнены исследования по возможности утилизации производственных стоков ПХГ «Бозой». Исследования заключались в сборе имеющегося геолого-гидрогеологического материала по площади хранилища газа, (построения геологических и гидрогеологических карт, геолого-гидрогеологических разрезов с использованием геофизических данных по ранее пробуренным скважинам). На основании указанных построений и сведений по количеству извлекаемой пластовой воды выполнены прогнозные гидродинамические

расчеты по закачке производственных стоков обратно в продуктивный водоносный горизонт на ПХГ «Бозой» в количестве 8,0 м<sup>3</sup>/сутки, а также рассмотрен вопрос утилизации извлеченных подземных вод в качестве альтернативного варианта в пруды-испарители.

Выбор рекомендуемого варианта утилизации производственных стоков на ПХГ «Бозой» - закачки их обратно в продуктивный водоносный горизонт через имеющиеся скважины - обоснован предварительными экономическими расчетами с учетом минимального отрицательного воздействия на окружающую среду.

В работе также даны рекомендации по направлению дальнейших гидрогеологических работ на ПХГ «Бозой» с целью контроля эксплуатации закачки производственных стоков в «пласт-коллектор». Было рекомендовано проведение гидрогеологических работ по опытной закачке производственных стоков с целью уточнения фильтрационных параметров пласта-коллектора, приемистости скважин, надежности водоупоров и т. д.

ПХГ Жаманкоянгулак расположено в пределах Туранской плиты, Северо-Устюрского бассейна, на Бозойском поднятии, в пределах которого наиболее древними отложениями являются породы верхнепалеозойско-триасового комплекса, мощность которых в Северо-Устюртском прогибе достигает 4 км.

### **Стратиграфия**

Наиболее полный разрез складчатого фундамента и платформенного чехла в прилегающих к ПХГ Жаманкоянгулак районах вскрыт опорными скважинами (Устюртской, Куландинской, Теренкудукской и Байтерекской) и разведочными скважинами на Чушкакульской антиклинали. Этими скважинами изучены пермотриасовые, юрские, меловые, палеогеновые и неогеновые отложения.

Платформенный чехол мощностью до 4 км сложен терригенными, а в верхней части карбонатными отложениями юры, терригенными и карбонатными породами мела, палеогена и неогена.

В разрезе Северо-Устюрского бассейна установлены два нефтегазовых комплекса – палеогеновый и средневерхнеюрский. С палеогеновым комплексом связаны залежи (Жаманкоянгулак и Жаксыкоянгулак) Бозойского месторождения. Продуктивные горизонты приурочены к верхней части кумского горизонта верхнего эоцена и представлены песчано-алевритовыми породами. Нефтегазоносность верхнеюрского комплекса доказана на месторождении Каракудук, где продуктивные горизонты, приуроченные к келловейскому ярусу, сложены переслаиванием глин, алевролитов и песчаников.

Мощность юрских отложений в пределах площади по данным геофизических исследований составляет 1300-1720 м.

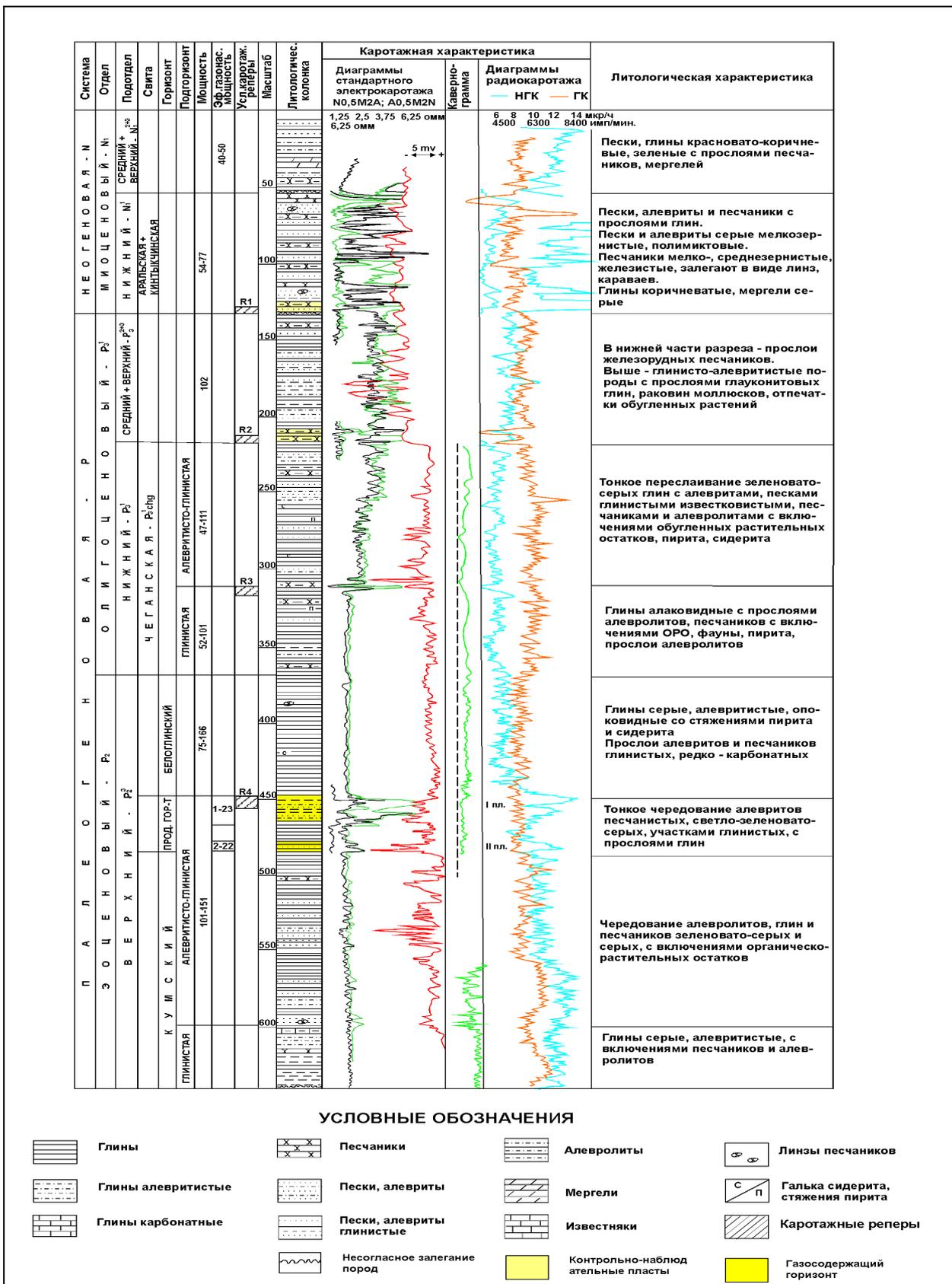
Наиболее древними отложениями, вскрытыми в пределах структуры Жаманкоянгулак, являются отложения нижнего и верхнего мела, которые наиболее полно вскрыты в скважине 11-Г в интервалах соответственно 2114-981 м и 981-617 м.

*Максимальная толщина меловых отложений на площади Жаманкоянжулак по данным геофизических исследований составляет 1600 м. Толщина этих отложений увеличивается с северо-востока на юго-запад.*

*Отложения меловой системы представлены обоими отделами; литологически отложения представлены пестроцветными алевролитами, песчаниками и аргиллитами, глинами, встречаются пропластки силицитовых пород.*

*На площади Жаманкоянжулак наиболее полно изучены палеогеновые и неогеновые отложения.*

Сводный литолого-стратиграфический разрез ПХГ Бозой



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- |  |                             |  |                                  |  |                         |  |                                  |
|--|-----------------------------|--|----------------------------------|--|-------------------------|--|----------------------------------|
|  | Глины                       |  | Песчаники                        |  | Алевролиты              |  | Линзы песчаников                 |
|  | Глины алевроитистые         |  | Пески, алевроиты                 |  | Мергели                 |  | Галька сидерита, стяжения пирита |
|  | Глины карбонатные           |  | Пески, алевроиты глинистые       |  | Известняки              |  | Каротажные реперы                |
|  | Несогласное залегание пород |  | Контрольно-наблюдательные пласты |  | Газосодержащий горизонт |  |                                  |

Рисунок 4.1

### **Палеогеновая система (Р)**

Отложения палеогена, залегают на меловых осадках с резким стратиграфическим и угловым несогласием, включают эоценовый и олигоценовый отделы.

Наиболее древними осадками палеогена являются отложения саксаульской свиты среднего-верхнего эоцена, состоящие из кумского и белоглинского горизонтов.

**В пределах кумского горизонта  $P_2^{2+3}$  км** выделяются две толщи: глинистая и алевритисто-глинистая.

Глинистая толща представлена серыми плотными глинами с тонкими прослоями мелкозернистых кварцево-слюдистых песчаников, алевролитов и зеленых опоковидных глин.

Алевритисто-глинистая толща сложена тонким чередованием зеленовато-серых алевритов, глин, реже песчаников и алевролитов.

По промыслово-геофизическим данным кумский горизонт четко выделяется повышенными значениями кажущихся сопротивлений (до 10 ом), отрицательными значениями ПС и положительным приращением на кривых микрозондирования. Газонасыщенной части горизонта соответствует резкий максимум на кривых НГК.

**Отложения белоглинистого горизонта  $P_2^3$  VI** согласно залегают на породах алевритисто-глинистой толщи кумского горизонта.

Литологически они представлены серыми с зеленоватым оттенком алевритистыми опоковидными глинами с алевритовыми линзами в нижней части разреза. По промыслово-геофизическим данным белоглинский горизонт отличается от нижележащих кумских отложений слабо расчлененными кривыми КС, с низким сопротивлением до 1,5 ом и ПС.

Отделяет эти горизонты довольно четкий электрокаротажный репер R4 в кровле кумского продуктивного горизонта (высокая пика на кривой КС и отрицательная аномалия на ПС).

Белоглинский горизонт сложен в основном глинами и является крышкой для коллекторов кумского газоносного горизонта. Его мощность увеличивается вдоль оси Бозойского поднятия в северо-восточном направлении от 75 до 110 м.

**Отложения олигоцена - верхнего отдела палеогеновой системы  $P_3^1$**  - согласно залегают на породах белоглинского горизонта верхнего эоцена. Наиболее древними осадками олигоцена являются отложения чеганской свиты ( $P_1^3$  chq) нижнего олигоцена.

По составу слагающих пород и каротажных характеристик отложения нижнего олигоцена разделяются на две толщи: нижнюю – глинистую и верхнюю – алевритисто-глинистую.

Глинистая толща сложена опоковидными глинами, зеленовато-серыми слюдистыми алевритами с включениями обуглившихся растительных остатков, микрофауны, пирита и гальки сидерита, с редкими тонкими прослоями песчаников и опоковидных алевролитов. По промыслово-геофизическим данным толща очень близка к белоглинским отложениям. Однако кажущиеся

сопротивления постепенно возрастают по разрезу снизу вверх от 1,0 – 1,25 омм до 2,0 – 2,5 омм. Мощность толщи уменьшается в северо-восточном направлении от 101 м до 52 м.

Алевритисто-глинистая толща наряду с глинами содержит листоватые алевролиты и тонкие пласты песчаных пород с глинистым цементом. На каротажных диаграммах кажущиеся сопротивления по сравнению с глинистой толщей составляют 2,5 – 4,0 омм. Мощность толщи уменьшается в северо-восточном направлении от 111 до 50 м.

**Нерасчлененные отложения среднего-верхнего олигоцена  $R_3^{2-3}$** , залегающие под небольшим чехлом неогеновых и четвертичных образований, в пределах Бозойского поднятия участками выходят на поверхность. Их граница с чеганской свитой по электрокаротажу является четкой: кривые КС и ПС резко дифференцированы, с повышенными значениями до 6,25 омм и пониженными значениями на кривых ПС (каротажный репер R2).

Представлены отложения обломками темно-зеленых плотных глин, включенных в цементирующую сидеритовую массу, состоящую из сидерита с обильными оолитами шамозита, карбонатными и глауконитовыми песчаниками, слоистыми разностями с окраской от серых до буроватых тонов. Мощность среднего-верхнего олигоцена на Бозойском поднятии увеличивается в юго-западном направлении от 64 до 146 м.

Общая мощность палеогеновых отложений равна 700-900 м.

### **Неогеновая система (N)**

Неогеновые отложения на площади Жаманкоянкулак несогласно перекрывают палеогеновые. Неогеновая система представлена только нижним отделом.

**Отложения нижнего миоцена  $N_1^1$**  вскрыты рядом скважин в районе южной окраины песков Большие Барсуки, на склонах Бозойского поднятия, а также в северо-восточных частях Устюрта, и представлены глинами, чередующимися с алевритами и песками (аральская свита нижнего миоцена). Выше развиты в основном пески и алевриты с линзами песчаников и прослоями глин (кинтыкчинская свита).

Полная мощность нижнемиоценовых отложений в южной части площади Жаманкоянкулак вблизи северо-восточных окраин Устюрта составляет 54-77 м.

**Отложения среднего и верхнего миоцена  $N_1^{2+3}$**  с перерывом и несогласием залегают на различных породах нижнего миоцена. Они широко распространены на территории Северного Устюрта и известны в южной части площади Жаманкоянкулак. Литологически эта толща пород сложена песками, глинами с прослоями песчаников, известняков и мергелей. Вскрытая скважинами толщина отложений достигает 40-50 м.

### **Четвертичная система (Q)**

Четвертичные отложения представлены антропогенными отложениями, которые сложены главным образом, континентальными образованиями различных генетических типов: золовыми, аллювиальными, пролювиально-делювиальными, сорowymi и такыровыми. Это песками, суглинками и супесями. Мощность антропогенных отложений не превышает 5-8 м.

### **Тектоника**

В тектоническом плане ПХГ Жаманкоянкулак находится в пределах Туранской плиты, Северо-Устюрского бассейна, в зоне Базайско-Аккулаковской зоны поднятий.

Северо-Устюрский самостоятельный газонефтеносный бассейн занимает Устюрскую синеклизу, которая с севера ограничена Прикаспийской синеклизой, с северо-востока – Примугоджарским и Челкарским прогибами, с востока Арало-Кызылкумской зоной поднятий, с юга - Мангышлакско-Центрально-Устюрской системой поднятий, а на западе – раскрывается в акваторию Каспийского моря

В пределах Северо-Устюрского самостоятельного нефтегазоносного бассейна выделяется пять нефтегазоносных районов: три нефтегазоносных (Бузачинский, Арыстановский и Чумышты-Базайский), один газоносный (Мынсуалмасский), один газонефтеносный (Аламбекский).

Чумышты-Базайский нефтегазоносный район приурочен к Базайско-Аккулаковской зоне поднятий. В пределах данной зоны поднятий в палеогеновых отложениях было открыто месторождение Бозой, на базе которого было создано ПХГ «Бозой».

Наиболее четко все структурные элементы Бозойского поднятия выражены по III опорному отражающему горизонту (подошва неокома). Глубина залегания подошвы меловых отложений в сводовой части Бозойского поднятия составляют минус 2000-2200 м, а в районе Кашкаратинской мульды достигает минус 3000 м. Следовательно, амплитуда поднятия по поверхности юрских отложений относительно Кашкаратинской мульды достигает 800-1000 м, а самого поднятия 200-250 м. Углы падения пород в сводовой части поднятия не превышают 2°, а на крыльях наклон составляет 60-80 м на 1 км или 3° 30'– 4° 40'.

На структурной карте по III отражающему горизонту в пределах Бозойского поднятия с севера на юг выделяется несколько небольших самостоятельных брахиантиклинальных структур: Кемсенмола, Тюбе, Жаксыкоянкулак, Жаманкоянкулак, Жарсай. Амплитуды отдельных брахиантиклиналей по отношению к разделяющим их седловинам не превышают 100-200 м.

Тектоническая схема северного Приаралья и Северного Устюрта

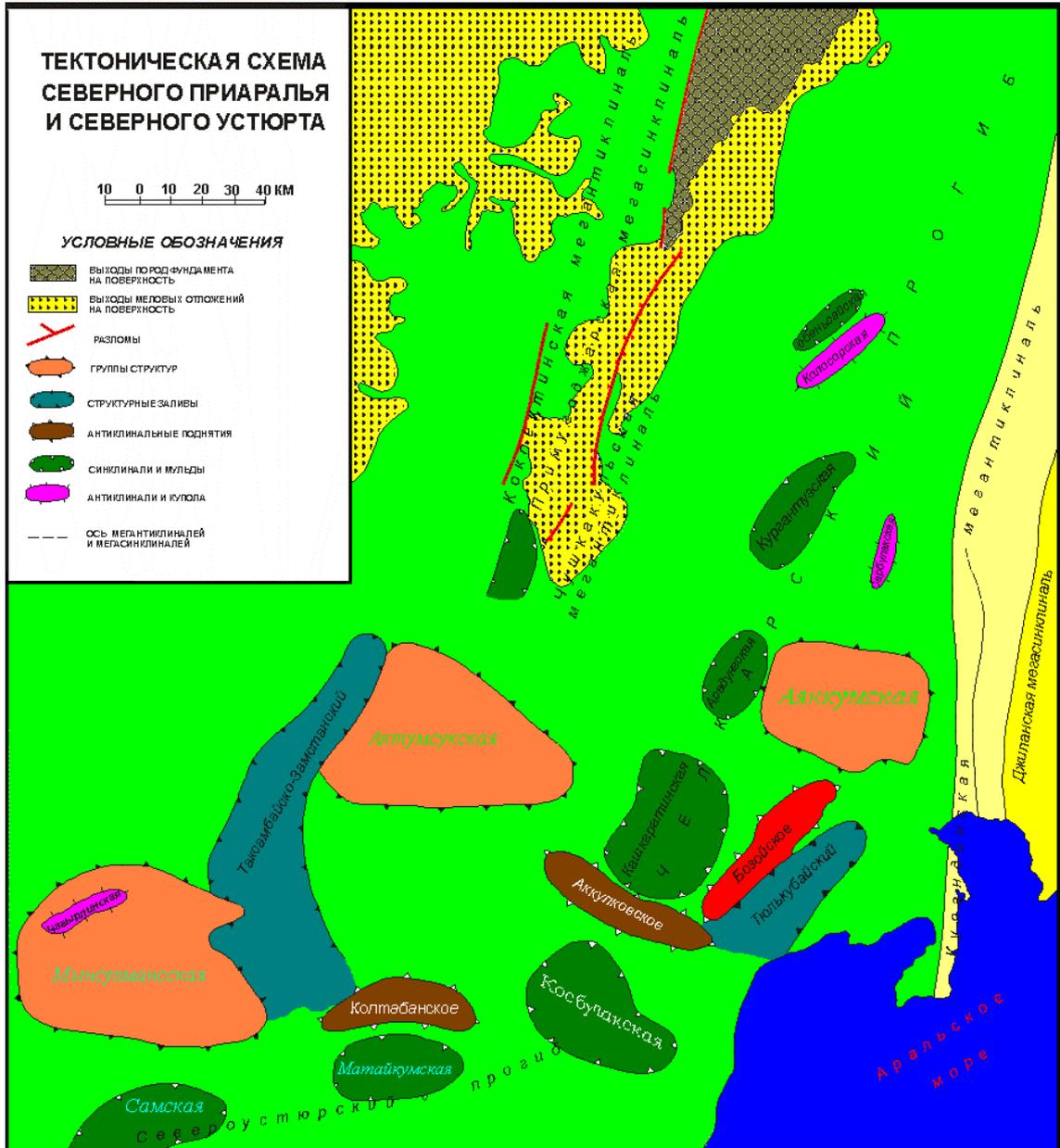


Рисунок 4.2

Размеры указанных поднятий в пределах замкнутых изогипс составляют: Тюбе – 6,5 x 2,5 км; Жаксыкоянкулак – 8 x 4 км; Жаманкоянкулак – 3 x 5 км; Жарсай – 2 x 3 км. Общие размеры Бозойского поднятия по изогипсу – 2250 м составляют: по длинной оси около 50 км; ширина изменяется от 5 км в южной части, до 12 км в северной части.

По I отражающему горизонту (подошва палеогеновых отложений) Бозойское поднятие фиксируется в пределах замкнутой изогипсы минус 650 м. Амплитуда Бозойского поднятия по I отражающему горизонту около 200 м. (рисунок 3.4). Все структурные элементы по I горизонту, намеченные по поверхности юрских отложений, сохраняются.

На структурной карте, построенной по кровле проницаемой части кумского горизонта по результатам поисково-разведочного и эксплуатационного бурения, Бозойское поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку северо-северо-восточного простирания, осложненную двумя структурами - Жаксыкоянкулак и Жаманкоянкулак. Структуры отделены друг от друга пологой седловиной шириной 4,5 км.

Свод структуры Жаманкоянкулак расположен в районе скважин 16р, 13р, 11р, 10р, 2р, 7г и оконтуривается изогипсой -195 м. Свод структуры является пологим, углы падения не превышают 30'. Южная периклиналь структуры - более пологая и замыкается изогипсой минус 230 м. Амплитуда структуры Жаманкоянкулак составляет 40 м. Размеры структуры в пределах изогипсы -230 м, составляет 20 x 8,5 км.

Структура Жаксыкоянкулак несколько поднята по сравнению с Жаманкоянкулак и представляет собой антиклинальную складку меридионального простирания, осложненную рядом самостоятельных куполов, оконтуренных единой изогипсой -230 м. Максимальная амплитуда в пределах этой изогипсы - 60 м. Размер структуры 31 x 12 км. Купола в районе скважин 60Р и 2Г, оконтуриваются изогипсой -185 м; в районе скважин 11Г, 1Г, 49Р, 56Р, 58Р - изогипсой -180 м; в районе скважин 30Г, 29Г, 31Р, 35Р, 48Р и изогипсой -175 м в районе скважины 37Р.

Таким образом, Бозойское поднятие имеет субмеридианальное простирание и по кровле кумских отложений верхнего эоцена состоит из двух крупных брахиантиклинальных структур, осложненных в свою очередь рядом более мелких куполовидных структур. Наблюдается погружение поднятия в юго-западном направлении. Размеры Бозойского поднятия 60 x 12-15 км.

Структурная карта по кровле кумского продуктивного горизонта

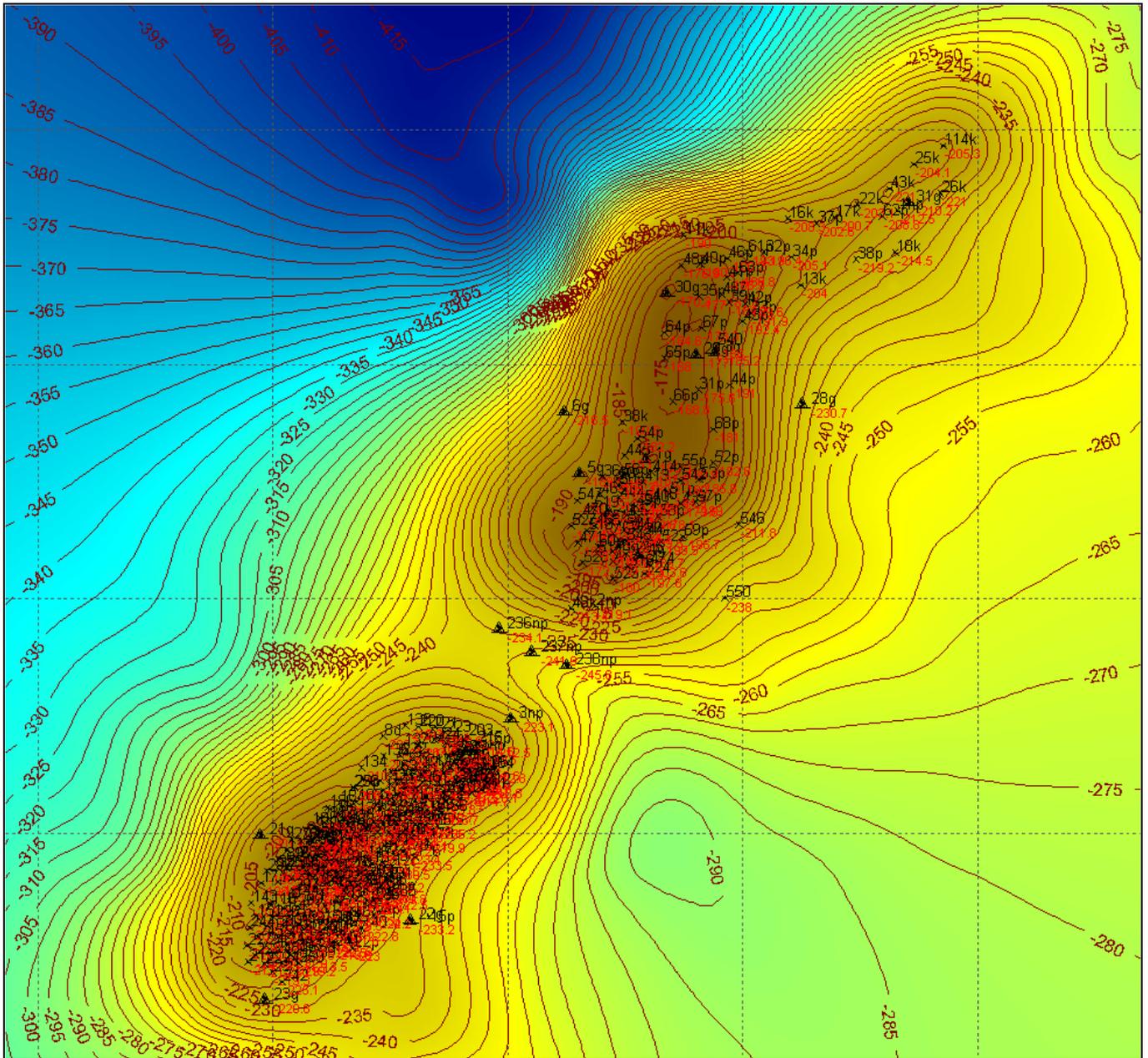


Рисунок 4.3

## **5. Экологические условия**

*Одной из самых крупных в новейшей истории глобальных экологических катастроф, испытываемой странами и 78-миллионным населением Центральной Азии, является трагедия Аральского моря, которая по своим эколого-климатическим, социально-экономическим и гуманитарным последствиям представляет прямую угрозу устойчивому развитию региона, здоровью, генофонду и будущему проживающих в нем людей.*

*Прямым следствием высыхания моря стало изменение климата, ощущаемое не только в Центральной Азии, но и других регионах. Зона кризиса Приаралья непосредственно охватывает территории Туркменистана, Казахстана и Узбекистана, а также опосредованно — Таджикистана и Кыргызстана.*

*На высохшей части Арала появилась новая солевая пустыня. Свыше 90 дней в году над ней бушуют пылевые бури, разнося в атмосферу на многие тысячи километров ежегодно более 100 млн тонн пыли и ядовитых солей.*

*Арал соляная пустыня, где еще 40 лет назад добывали рыбу. Угрожающее влияние Аральской катастрофы сегодня наблюдается во всем мире. По оценкам международных экспертов, ядовитые соли из Аральского региона обнаружены на побережье Антарктиды, на ледниках Гренландии, в лесах Норвегии и многих других частях земного шара.*

*Основным фактором влияющим на экологическую обстановку западного Приаралья является осушение Аральского моря, в результате которого происходит изменение условий окружающей среды. Пыльные бури разносят с осушенного дна Аральского моря большое количество тонкодисперсного материала и солей, способствующих засолению и заилению пород зоны аэрации, изменению их гранулометрического состава и ухудшению фильтрующих свойств, что усиливает засоление подземных вод. Продолжается снижение уровней подземных вод, заметно изменился климат, стал резко континентальным, зимы стали холоднее, лето жарче и суше. Все эти изменения ведут к дальнейшему ухудшению условий водоснабжения и качества жизни местного населения, увеличению количества заброшенных колодцев и поселков и в конечном итоге к опустыниванию территории.*

*Проблема Аральского моря, давно перестала быть проблемой региона, она стала планетарной. Существует много программ по спасению Арала, как региональных, так и международных, создан международный форум спасения Арала (МФСА) в Алматы. Есть программа ЮНЕСКО «Видение Арала в долгосрочной перспективе», в которой задействовано сообщество ученых и исследователей в рамках международной гидрологической программы.*

В соответствии с ключевыми документами международного права, в том числе конвенции по охране и использованию трансграничных водотоков и международных озер (1992) и о праве несудоходных видов использования международных водотоков (1997), которые определяют основные принципы использования трансграничных рек. Предполагается, что все государства водотока, практикуют использование в рамках границ своей соответствующей территории трансграничного водотока разумным и справедливым образом.

Несмотря на усилия общественных и международных организаций, занимающихся спасением высыхающего моря, ситуация вокруг Арала остается напряженной. Остается надеяться только на «высший человеческий разум», который найдет способ и средства сохранить для потомков уникальную экосистему «Аральское море».

## **6. Характеристика геологического строения объекта хранения**

### **6.1. Общие сведения об объекте хранения газа**

Газоносность кумского горизонта верхнего эоцена Бозойского поднятия была установлена в 1964 г. Промышленный приток был получен в скважине Г-9. Месторождение представлено брахиантиклинальной складкой субмеридионального простирания с двумя сводами юго-западным – Жаманкоянжулак и северо-восточным – Жаксыкоянжулак. Амплитуда их соответственно 40 и 64 м.

Продуктивный горизонт залегает в кровле алеврито-глинистых отложений кумской свиты. Вышележащие образования белоглинской свиты совместно с породами нижнего олигоцена служат покровом для залежи. Горизонт состоит из двух пачек (I и II), представленных чередованием пластов разнозернистых песков, песчаников (толщиной 1-27 м), алевритистых глин и алевролитов. Продуктивные пачки разделены прослоями глин толщиной 10-19 м. Открытая пористость коллекторов 27,5-37 %, проницаемость 0,169-0,725 мкм<sup>2</sup>. Газовые залежи обеих поднятий пластовые сводовые.

Верхняя продуктивная пачка I является основным газосодержащим объектом поднятия Жаманкоянжулак. Эффективная толщина порового коллектора 2,7-9,7 м. В пределах поднятия Жаксыкоянжулак эффективная толщина пачки 10,8-3,7 м. Для газоносной пачки II эти величины находятся в пределах 0,6-5,5 м. Коэффициент газонасыщенности 0,74-0,77. Этаж газоносности Жаманкоянжулакской залежи залежи в пределах ее северо-западного крыла 27 м, юго-восточного – 58 м; для Жаксыкоянжулакской залежи соответственно 35-36 и 55 м. Пластовые давление и температура в пределах поднятий Жаманкоянжулак и Жаксыкоянжулак в пачках I и II находятся в пределах соответственно 3,36-3,41 МПа и 25,0 °С.

Эксплуатационные дебиты по скважинам изменяются от 47,2 до 51 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Абсолютно свободный дебит газа при совместном испытании пачек I и II достигал 186-366 тыс.м<sup>3</sup>/сут в пределах Жаксыкоянкулакского поднятия и 250-591 тыс.м<sup>3</sup>/сут на площади Жаманкоянкулак.

Газ в залежах сухой, с содержанием метана 93-96 %, азота 3,4-4,7 %, углекислого газа 1,26 %.

Пластовые воды хлоридно-кальциевого типа, минерализация их 53-82 г/дм<sup>3</sup>. Режим залежи упруговодонапорный.

По результатам разведочного бурения на ПХГ Жаманкоянкулак абсолютная отметка ГВК на северо-западном крыле структуры составляет минус 217,6 м (скв. К-52), в южном направлении происходит погружение плоскости ГВК до минус 226,7 м (скв. К-75), а в юго-восточном – до отметки минус 250,4 м (скв. К-66). Таким образом, максимальный перепад отметок ГВК составляет 32,8 м.

Газовая залежь ПХГ Жаксыкоянкулак расположена гипсометрически на 20-25 м выше месторождения Жаманкоянкулак и отделена от него пологой седловиной в районе скважин К-34, К-110, 236, 237, 238.

Для газовой залежи ПХГ Жаксыкоянкулак характерно наличие обширной водоплавающей зоны. Сухое поле занимает лишь центральную часть залежи.

В 1972 году Уфимским нефтяным институтом проведен подсчет запасов газа месторождения Бозой объемным методом и методом по падению давления. Запасы газа месторождений Жаманкоянкулак и Жаксыкоянкулак утверждены в ГКЗ и составили соответственно 11,785 и 12,248 млрд. м<sup>3</sup>.

С 1974 г. месторождение Жаманкоянкулак преобразовалось в подземное хранилище газа, а с 1975 г. месторождение Жаксыкоянкулак стало эксплуатироваться в режиме регулятора, и с 1983 г. – в режиме ПХГ.

## **6.2. Условия залегания продуктивного пласта-коллектора и его фильтрационно-емкостные параметры**

Продуктивный пласт-коллектор залегает на глубинах 300-450 м и приурочен к верхней части кумских отложений верхнего эоцена. Литологически горизонт представлен алевритами, часто чередующимися с алевритовыми глинами, встречаются прослои алевролитов, а в кровельной части - мелкозернистого песчаника. Выделение коллекторов и подсчет суммарных эффективных мощностей достаточно труден. Газовый горизонт представляет систему часто чередующихся макро и микро прослоев алевритов и глин.

*На геоэлектрических разрезах пласт-коллектор характеризуется повышенными значениями кажущихся сопротивлений (до 10 ом) потенциал - и градиент-зондов, отрицательными значениями ПС и положительным приращением на кривых микрозондирования, соответствующие прослоям алевроитов и песчаников. Газонасыщенной части горизонта соответствует резкий максимум на кривых НГК. Значения кажущихся сопротивлений для глин не превышают 1,5 м.*

*Пропластки чистых глин в кумском пласте встречаются достаточно редко. Чаще – это глинистые алевроиты или глина в той или иной степени опесчаненная.*

Профиль вдоль простираения структуры Жаманкоянжулак по скважинам №№ 75к, 21-р, 245, 226, 144, 294, 154, 273, 195, 173, 212, 30-р, 216, 234, 189, 4-р, НП-3

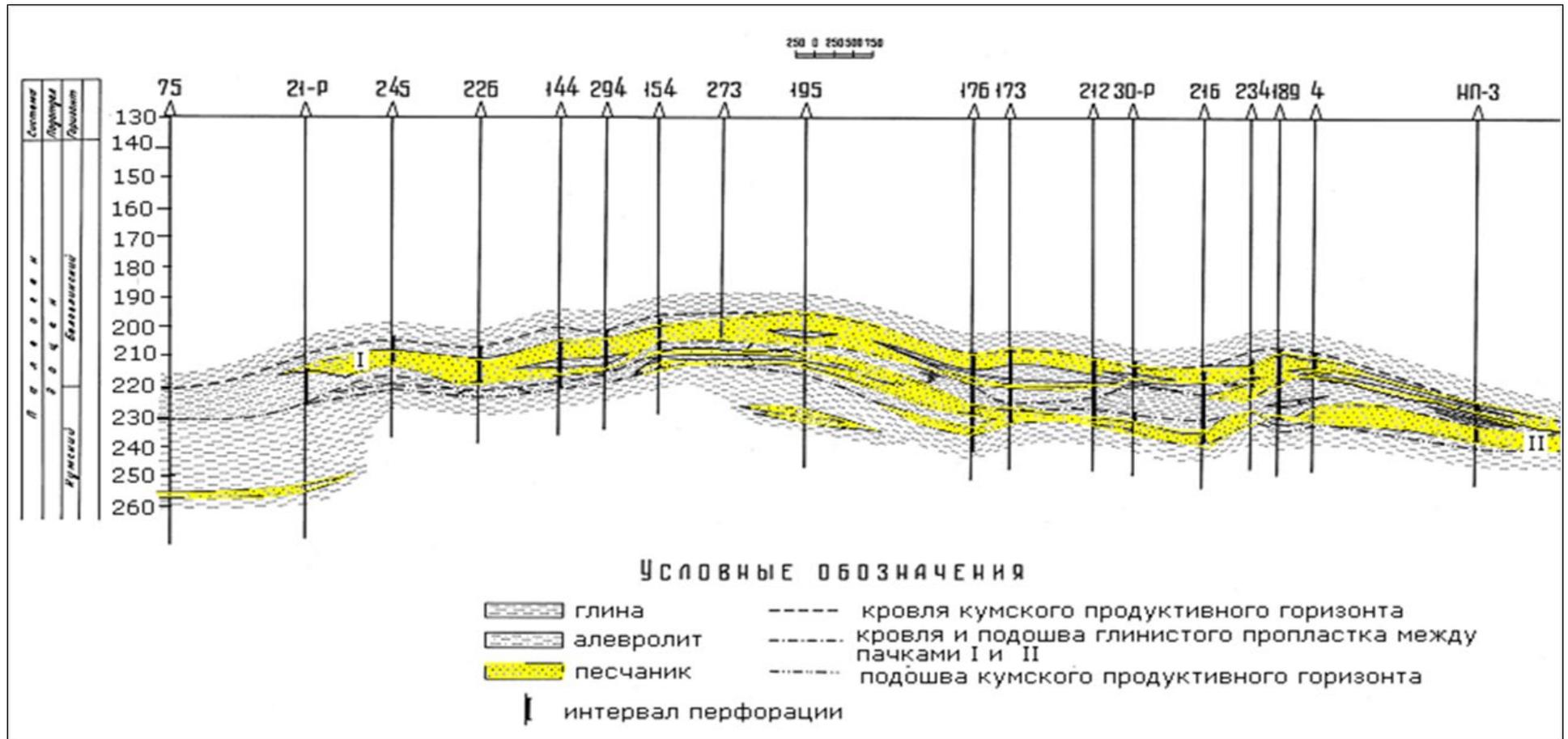


Рисунок 6.2.1

За нулевую отметку по профилям принят уровень моря. Представленные построения дают наглядное представление о поведении продуктивных пачек в разрезе кумского горизонта, о соотношении кумского горизонта с покрывающей пачкой глинистых пород.

Из анализа схемы корреляции и профилей видно, что кумский продуктивный пласт имеет различное строение в северной и южной частях ПХГ Жаманкоянкулак. В южной части продуктивный горизонт представлен одной пачкой коллекторов. Пачка достаточно хорошо выдержана по мощности, по разрезу она не однородна. На всем своем протяжении песчано-алевритовая толща расчленяется пропластками низкопористых песчаников разной степени глинизации и маломощными невыдержанными по площади пропластками глин. Четко проследить их, прокоррелировать или констатировать их отсутствие, возможно лишь по соседним скважинам, а не по всей площади. Неоднородность пласта по разрезу, а также по площади приводят как к выклиниванию изучаемых алевритовых пластов, так и к их замещению заглинизированными разностями и опесчаненными глинами.

В северной части ПХГ Жаманкоянкулак продуктивный горизонт состоит из двух, реже 3 (скв. 176) пачек пород-коллекторов, разделенных прослоем глинистых отложений толщиной 10-13 м. Продуктивные пачки четко коррелируются между собой и состоят из значительного количества (10-16) пропластков, детальное сопоставление которых невозможно даже по соседним скважинам. Продуктивные пачки являются единым газовым резервуаром и имеют единый газо-водяной контакт.

Газоносность каждой пачки доказана промышленной эксплуатацией как разведочных, так эксплуатационных скважин.

Верхняя, или I пачка, является основным газосодержащим горизонтом на площади Жаманкоянкулак. В северной части структуры пачка замещается глинами (см. рисунок 4.3). Зона глинизации или зона отсутствия коллекторов в I пачке охватывает и южную часть площади Жаксыкоянкулак.

Общая толщина I пачки на площади Жаманкоянкулак достигает 28 м, эффективная - 2,9 -15,6 м.

Нижняя, или II пачка маломощна, газонасыщена на севере, где она играет подчиненную роль по отношению к I пачке, а в центральной и в южной частях площади Жаманкоянкулак замещена глинами и глинистыми алевритами (см. рисунки 4.2 и 4.3). Общая толщина ее изменяется в пределах 0,6-7,6 м.

Вторая пачка имеет ограниченное распространение на площади Жаманкоянкулак, но она является основным газосодержащим объектом на площади Жаксыкоянкулак.

К северу и югу пласт замещается глинистыми разностями пород. В ряде скважин (№№ 9р, 26г.195, 182-184) линза перфорирована, причем в скв.182-184 она перфорирована совместно с вышелегающими пачками. Учитывая сильную изменчивость кумского горизонта, в котором отсутствуют выдержанные по площади флюидоупоры, можно предположить, что между этой линзой и вышелегающими проницаемыми пачками существует слабая газогидродинамическая связь. И в то же время по имеющимся данным ГИС, эта линза изолирована.

Общая толщина пласта коллектора на площади ПХГ Жаманкоянжулак изменяется в пределах от 6-7,5 м (скв.236, 237, 238) до 35,6 м (скв. 26р).

На северной периклинали структуры происходит постепенное сокращение общей толщины кумского пласта-коллектора от 22-20 м до 6-10 м, что связано с глинизацией верхней части пласта коллектора и замещением ее непроницаемыми разностями пород.

По результатам переинтерпретации геофизических исследований скважин, проведенным в открытом стволе были уточнены эффективные толщины кумского пласта-коллектора.

Следует отметить, что при расчете эффективной газонасыщенной толщины по скважинам ПХГ Жаманкоянжулак, в нее включена эффективная толщина газонасыщенной линзы, залегающей в районе скв. 182-184, 195.

Эффективная газонасыщенная толщина кумского горизонта в газовой зоне ПХГ Жаманкоянжулак изменяется от 5 м (скв. 29, 127, 190) до 27,7 м (скв.176), в среднем составляя порядка 11,5 м. Минимальные значения эффективных газонасыщенных толщин (4,8-6 м) приурочены к двум структурным заливам, выделяемым на картах по кровле и подошве кумского пласта-коллектора в районах скважин 29р,134 и 126, 127, 190, что связано с сокращением верхней и нижней пачек кумского пласта-коллектора.

Максимальные эффективные газонасыщенные толщины до 13 и более метров зафиксированы в районе скважин, расположенных в северной присводовой части структуры (скв. 9р, 182, 183, 184, 195,176, 276) и в ее северо-восточной части (скв. 47р, 210,218,257), что обусловлено увеличением общей мощности кумского пласта за счет появления, как выше отмечалось, проницаемых прослоев в нижней части пласта-коллектора. Также увеличение эффективных газонасыщенных толщин наблюдается в районе скважин 208, 139, 145, что связано с увеличением общей толщины верхней проницаемой пачки.

Карта общих толщин кумского продуктивного пласта

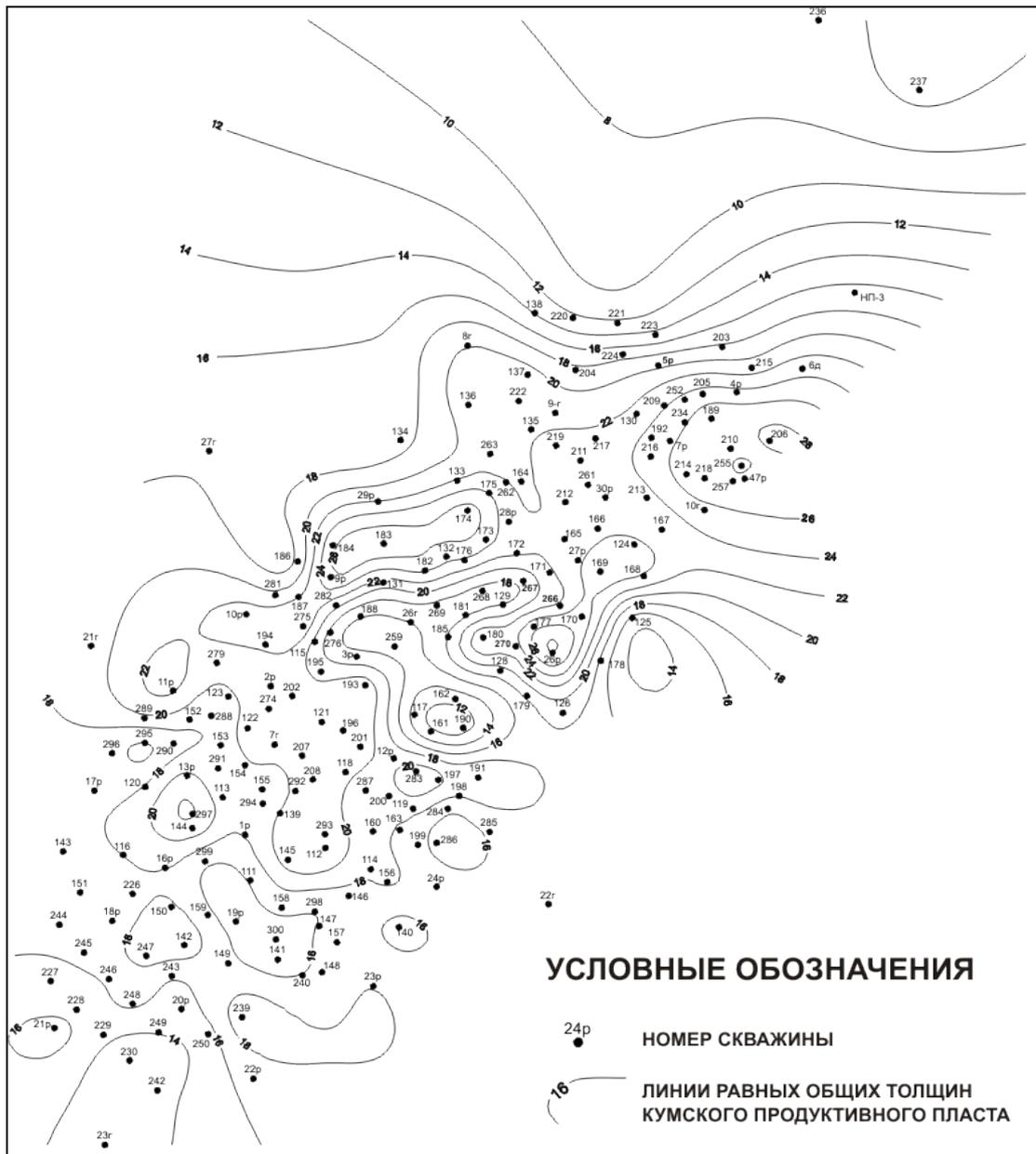


Рисунок 6.2.2



Фильтрационно-емкостные свойства кумского пласта из-за недостаточности кернового материала на этапе разведочного бурения изучены слабо. Общий вынос керна по разведочным и структурно-поисковым скважинам был незначительным (40 %), а из газонасыщенной части разреза проанализировано всего 19 образцов. При значительной изменчивости коллекторских свойств продуктивных отложений по площади и разрезу, не было возможности достоверно оценить коэффициент пористости проницаемых пачек в продуктивной толще. Коэффициент пористости определенный по данным поисково-разведочного бурения изменялся от 26 % до 38-40 %, проницаемость – 0,1-1 Дарси.

Среднее значение коэффициента пористости по месторождению Жаманкоянжулак составило 35,4 %, при разбросе значения коэффициентов пористости имеют – от 44,3 % в скв. 7г до 24,8 % в скважине 23р.

Средняя пористость кумского горизонта составила 24,3 %, против 36 % принятых в подсчете запасов (1975 г.) и 35,4 % - по материалам исследования скважин (1972 г.); наибольшая пористость зафиксирована в линзе, залегающей ниже продуктивного пласта и отделенной от него глинистой перемычкой толщиной 10-15 метров. Учитывая неоднородность пласта, разную степень глинизации отдельных пропластков, без дополнительных материалов и их анализа, настаивать на абсолютной точности этих цифр представляется затруднительным.

По данным газодинамических исследований скважин ПХГ, проведенных специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на ПХГ «Жаманкоянжулак» коэффициент проницаемости по скважинам варьирует от 0,07 Д (скв. 225, 301) до 0,436 Дарси.

Среднее значение проницаемости по скважинам составило 0,2 Дарси. Максимальные значения проницаемости (более 0,35 Д) отмечаются в пределах северной периклинали структуры, минимальные (менее 0,1 Д) – в западной и южной частях структуры.

Продуктивный горизонт приурочен к кровельной части алеврито-глинистых отложений кумского горизонта. Вышележащие образования белоглинской свиты совместно с породами нижнего олигоцена служат крышкой для залежи. Горизонт состоит из двух пачек (I и II), представленных чередованием пластов разнозернистых песков, песчаников (толщиной 1-27 м), алевритистых глин и алевролитов. Продуктивные пачки разделены прослоями глин толщиной 10-19 м. Открытая пористость коллекторов 27,5-37 %, проницаемость 0,169-0,725 мкм<sup>2</sup>. Газовые залежи обоих поднятий пластовые сводовые.

Верхняя продуктивная пачка I является основным газосодержащим объектом поднятия Жаманкоянжулак. Эффективная толщина порового коллектора 2,7-9,7 м. Для газоносной пачки II эти величины находятся в пределах 0,6-5,5 м. Коэффициент

газонасыщенности 0,74-0,77. Этаж газоносности Жаманкоянкулакской залежи в пределах ее северо-западного крыла 27 м, юго-восточного – 58 м. Пластовые давление и температура в пределах поднятий Жаманкоянкулак и Жаксыкоянкулак в пачках I и II находятся в пределах соответственно 3,36-3,41 МПа и 25,0°C.

Эксплуатационные дебиты по скважинам купола Жаманкоянкулак в течение рассматриваемого периода изменяются от 47,2 до 120 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Свободный дебит газа при совместном испытании пачек I и II достигал 250-591 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Изначально газ залежей сухой, с содержанием метана 93-96 %, азота 3,4-4,7 %, углекислого газа 1,26 %. В последние годы наблюдается резкое изменение состава закачиваемого газа. Данные о динамике компонентного состава газа будут рассмотрены отдельно в соответствующей главе данного отчета.

По результатам разведочного бурения на ПХГ Жаманкоянкулак абсолютная отметка ГВК на северо-западном крыле структуры составляет минус 217,6 м (скв. К-52), в южном направлении происходит погружение плоскости ГВК до минус 226, 7 м (скв. К-75), а в юго-восточном – до отметки минус 250,4 м (скв. К-66). Таким образом, максимальный перепад отметок ГВК составляет 32,8 м.

### **6.3. Характеристика коллекторов контрольно-наблюдательных пластов**

*В качестве контрольных горизонтов на ПХГ Бозой используются проницаемые пласты миоценового и олигоценового возраста.*

*Нижний контрольный горизонт приурочен к нерасчлененным отложениям среднего олигоцена и литологический представлен листоватыми алевролитами и тонкими пропластками песчаных пород с глинистым цементом.*

*Контрольный горизонт представлен двумя пропластками с глинистой перемычкой между ними. Толщины прослоев изменяются от 1,2 до 5,8 м. В скв.22кн происходит замещение песчано-алевритовых прослоев глинистыми разностями. В северном направлении (район скв.236, 237, 238) отмечено ухудшение ФЕС. Общая толщина контрольного горизонта на ПХГ Жаманкоянкулак колеблется от 2,6 м (скв.21) до 13,2 м (скв.4р). Средняя пористость составляет 20 %, газонасыщенность – 50 %.*

*В пределах структуры Жаманкоянкулак определено, что максимальные толщины приурочены к ее склонам, а заполнение коллекторов газом тяготеет к сводам куполовидных структур. Структурная поверхность по кровле контрольного пласта в пределах ПХГ Жаманкоянкулак повторяет структурные элементы кровли ОЭ. Верхний контрольный горизонт приурочен к отложениям аральской свиты нижнего миоцена и представлен чередованием глин, алевролитов, песков и слабосцементированных песчаников. Отмечаем, что выше по разрезу развиты в основном пески с линзами песчаников и прослоями глин (кинтыкчинская свита) - то есть в покрывающей горизонт толще надежные покрывки отсутствуют.*

## 7. Состав и свойства газа

Проектная производительность ПХГ «Бозой»:

по участку «Жаманкоянкулак»:

- максимальная – 20,0 млн. н.м<sup>3</sup>/сутки;
- минимальная – 1,0 млн. н.м<sup>3</sup>/сутки;

по участку «Жаксыкоянкулак»:

- максимальная – 7,0 млн. н.м<sup>3</sup>/сутки;
- минимальная – 0,5 млн. н.м<sup>3</sup>/сутки.

**Сырье** – газ природный ПХГ «Бозой».

Компонентный состав газа, поступающего на установку осушки, приведен таблице 8.1.

Компонентный состав газа

Таблица 8.1

| Наименование компонента |                                  | Содержание, % об. |
|-------------------------|----------------------------------|-------------------|
| Метан                   | CH <sub>4</sub>                  | 87,913            |
| Этан                    | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>    | 6,594             |
| Пропан                  | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>    | 2,358             |
| i-Бутан                 | i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | 0,283             |
| n-Бутан                 | n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | 0,390             |
| i-Пентан                | i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> | 0,066             |
| n-Пентан                | n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> | 0,052             |
| Углеводороды            | C <sub>6</sub> + выш.            | 0,09              |
| Двуокись углерода       | CO <sub>2</sub>                  | 0,83              |
| Азот                    | N <sub>2</sub>                   | 1,42              |
| Кислород                | O <sub>2</sub>                   | 0,004             |
| Вода                    | H <sub>2</sub> O                 | 0,06              |

Массовая концентрация сероводорода, г/м<sup>3</sup> - отсутствует.

Массовая концентрация меркаптановой серы - следы.

Низшая теплота сгорания газа, ккал/нм<sup>3</sup> - 8183,8.

Содержание механических примесей - отсутствуют.

**Готовая продукция** - газ для подачи в магистральный газопровод.

Точка росы по влаге принята в соответствии с заданием на проектирование и должна быть - не выше минус 5°C.

Требования СТ РК 1666-2007 к физико-химическим показателям газа представлены в таблице 8.2.

*Физико-химические показатели газа*

*Таблица 8.2*

| <i>Наименование показателя</i>                                   | <i>Значения для макроклиматических районов</i>                                   |                                  | <i>Метод испытания</i> |
|--|--|----------------------------------|------------------------|
|  | <i>Умеренный с 01.10 по 30.04</i>  | <i>Холодный с 01.10 по 30.04</i> |                        |
| <i>Точки росы по влаге, °С, не выше</i>                          | <i>минус 5</i>   | <i>минус 20</i>                  | <i>ГОСТ 20060</i>      |
| <i>Точки росы по углеводородам, °С, не выше</i>                  | <i>0</i>   | <i>минус 10</i>                  | <i>ГОСТ 20061</i>      |
| <i>Температура газа, °С</i>                                      | <i>Устанавливается проектом</i>  |                                  |                        |
| <i>Масса сероводорода, г/м<sup>3</sup>, не более</i>             | <i>0,007</i>   | <i>0,007</i>                     | <i>ГОСТ 22387.2</i>    |
| <i>Масса меркаптановой серы, г/м<sup>3</sup>, не более</i>       | <i>0,016</i>   | <i>0,016</i>                     | <i>ГОСТ 22387.2</i>    |
| <i>Объемная доля кислорода, %, не более</i>                      | <i>0,5</i>   | <i>1,0</i>                       | <i>ГОСТ 23781</i>      |
| <i>Теплота сгорания низшая, при 20°С и 101,325 кПа, не менее</i> | <i>32,5</i>  | <i>32,5</i>                      | <i>ГОСТ 22667</i>      |
| <i>Масса механических примесей и труднолетучих жидкостей</i>     | <i>Условия оговариваются в соглашениях на поставку газа с подземных хранилищ</i> |                                  |                        |

*Показатели эксплуатации ПХГ Жаманкоянкулук и Жаксыкоянкулук*

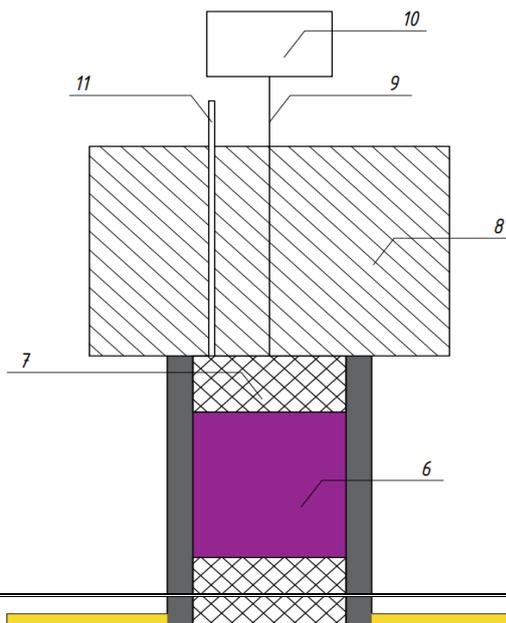
*Таблица 8.3*

| <i>Показатели эксплуатации</i>                          | <i>Жаманкоянкулук</i> | <i>Жаксыкоянкулук</i> | <i>Примечание</i> |
|---|-----------------------|-----------------------|-------------------|
| <i>1</i>  | <i>2</i>              | <i>3</i>              | <i>4</i>          |
| <i>Объем активного газа, м<sup>3</sup></i>              | <i>3000</i>           | <i>1000</i>           |                   |
| <i>Продолжительность периода отбора, дней</i>           | <i>180</i>            | <i>180</i>            |                   |
| <i>Продолжительность периода закачки, дней</i>          | <i>150</i>            | <i>150</i>            |                   |
| <i>Фонд скважин, ед.</i>                                | <i>224</i>            | <i>146</i>            |                   |
| <i>Отбор, млн.м<sup>3</sup></i>                         | <i>3000</i>           | <i>1000</i>           |                   |
| <i>Закачка, млн.м<sup>3</sup></i>                       | <i>3000</i>           | <i>1000</i>           |                   |
| <i>Максимальное пластовое давление, атм</i>             | <i>33,8</i>           | <i>24,5</i>           |                   |
| <i>Минимальное пластовое давление, атм</i>              | <i>24,4</i>           | <i>20,7</i>           |                   |
| <i>Максимальный суточный отбор, млн.м<sup>3</sup></i>   | <i>20,0</i>           | <i>7,0</i>            |                   |
| <i>Максимальная суточная закачка, млн.м<sup>3</sup></i> | <i>20,0</i>           | <i>7,0</i>            |                   |

*НОМЕРА И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ 24-Х СКВАЖИН ПХГ "БОЗОЙ" ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ*

| №  | № скв | Дата ввода в эксплуатацию | Кондуктор |                    | Экс. колонна |                    | НКТ     |                    | Интервал перфораций                 | Техническое состояние скважины   | Примечание  |
|----|-------|---------------------------|-----------|--------------------|--------------|--------------------|---------|--------------------|-------------------------------------|--|---|
|    |       |                           | Ду (мм)   | Глубина спуска (м) | Ду (мм)      | Глубина спуска (м) | Ду (мм) | Глубина спуска (м) |                                     |  |   |
| 1  | 121   | 1977г.                    | 245       | 300                | 168          | 421                | 89      | 347                | 348-370                             | По данным термометрии заколонных перетоков не наблюдается, на глубине 151,5 м судя по отрицательной аномалии на термометре возможна негерметичность муфтового соединения НКТ.<br>По данным ГИС отмечено движение газа через негерметичное муфтовое соединение труб ЭК на глубине 153,8м и его миграция по зазорам в цементном камне к устью скважины.  |   |
| 2  | 122   | 1977г.                    | 245       | 307                | 168          | 427                | 89      | 346                | 345,6-352; 354,8-360,8              | Не герметичность муфтовых соединений эксплуатационной колонны отмечается на глубине 150м и 183,8м  |   |
| 3  | 123   | 1977г.                    | 219       | 299                | 146          | 427                | 89      | 338                | 346-355                             | По данным термометрии заколонных перетоков не наблюдается. Изменение градиента кривой термометрии на глубине 160 м связан с изменением влажности газа в стволе скважины. По ТМ: на глубине 156,5 м отмечается резкое изменение термодиагностики, вызванное миграцией газа через дефект в трубе ЭК. По МИД: На глубине 156,5 м отмечается дефект (пина трещины) эксплуатационной колонны, движение через него газа за ЭК и скопления за колонной в интервалах 158,8-160,0 м и 156,0-157,0 м.  |   |
| 4  | 165   | 1978г.                    | 245       | 275                | 168          | 420                | 89      | 349                | 356-375                             | В интервале глубин 149,8-150,6 м наблюдается дефект - сквозное нарушение НКТ, предположительно, разрыв по телу трубы. В интервале 151,6м-156,4м плотного сцепления цементного камня с колонной.  | При глушении 2023 году за 5-8 минут давление до 16-18кгс/см2, установить ПВО на устье скважины не представлялось возможным по причине бесперебойного поступления пластového флюида (газ, жидкость, глина голубо-зеленого цвета) через забурное пространство, по дефектному интервалу в НКТ. Кроме этого возможно газ из объекта хранения по заколонному пространству поступает на вершине гиласы. |
| 5  | 127   | 1977г.                    | 245       | 276                | 168          | 423                | 89      | 389                | 376-381                             |  | Вывос гряд. Разрушена призабойная зона.   |
| 6  | 128   | 1977г.                    | 245       | 299                | 168          | 414                | 89      | 374                | 363-372                             |  | Вывос гряд. Разрушена призабойная зона.   |
| 7  | 129   | 1977г.                    | 245       | 298                | 168          | 424                | 89      | 299                | 350-364                             | На глубине 152,2м отмечается дефект (сквозное нарушение) ЭКс колонны ГИС-2020  |   |
| 8  | 188   | 1977г.                    | 245       | 300                | 168          | 422                | 89      | 337                | 324,8 - 334,8                       | По результатам интерпретации методов ГИС – НКГ, термометрии, барометрии, влагометрии ствол скважины заполнен газом. Увеличение фона НКГ в интервале 92,3-99 вероятно связано со скоплением газа в цементном камне. По одной записи термометра выполненной в одном режиме однозначно сказать о наличии заколонного движения газа сложно. Изменения термодиагностики в интервалах 27,3-39,6м, 92,3-99м, 132,8-136,7м носят не явный характер, возможно это связано с движением газа. По ТК: Аномальные значения геотермического градиента свидетельствуют о негерметичности муфтовых соединений труб эксплуатационной колонны на глубинах 133 и 92 м, через которые газ поступает в заколонное пространство и скапливается в интервале 92,0-97,0 м. По МИД: Отмечаются негерметичные муфты ЭК на глубинах 133 и 92 м и движение через них газа в заколонное пространство |   |
| 9  | 131   | 1977г.                    | 245       | 300                | 168          | 420                | 89      | 343                | 326-343                             | Нарушение экс колонны в пределах глубин 154-159м ГИС-2021г.  | Рекомендация АН-2021.   |
| 10 | 242   | 1985г.                    | 245       | 284                | 168          | 478                | 89      | 420                | 423-430                             | Перетоки газа от забоя до устья. Скважина подлежит КРС. Перед началом КРС провести комплекс доп. исследований для локализации источника газопроизлений в МКП. При проведении ГИС с подъятием НКТ происходил зацеп прибора в ЭК в интервале 200-300 м, возможно искривление колонны   | Долго осваивается после проведения КРС. По результатам освоения наблюдается слабый выход газа на устье. Разрушена призабойная зона. Потопный вынос песка.   |
| 11 | 186   | 1977г.                    | 245       | 289                | 168          | 421                | 89      | 332                | 329,6-335,6;<br>336,8-341,8         | Перетоки газа от забоя до устья. Скважина подлежит КРС. Перед началом КРС провести комплекс доп. исследований для локализации источника газопроизлений в МКП. При проведении ГИС с подъятием НКТ происходил зацеп прибора в ЭК в интервале 200-300 м, возможно искривление колонны   |   |
| 12 | 172   | 1977г.                    | 245       | 300                | 168          | 422                | 89      | 390                | 363-376                             | Отмечается дефект ЭКс колонны 143-144м ГИС-2021  |   |
| 13 | 155   | 1976г.                    | 245       | 293                | 168          | 420                | 89      | 367                | 352-369                             | По результатам ГИС в интервале 136,0-136,5м отмечается нарушение эксплуатационной колонны возможно муфтового соединения.   |   |
| 14 | 144   | 1976г.                    | 245       | 284                | 168          | 423                | 89      | 314                | 359-375                             | По результатам ГИС отмечается дефект эксплуатационной колонны в интервалах 168,4-168,8м, 169,7-169,9м возможно муфтового соединения.   |   |
| 15 | 24P   | 1969                      | 219       | 215                | 146          | 446                | 89      | 368                | 369-379;<br>381,5-383,8;<br>385-387 |  | Долго осваивается после проведения КРС, наблюдается слабый дебит и ухудшение производительности.  |
| 16 | 22P   | 1969г.                    | 219       | 241                | 146          | 467                | 89      | 363                | 382-406                             |  | малобитная скважина, постоянно вынос воды и грязь, забой скважины зашламленая.  |
| 17 | 17P   | 1969г.                    | 219       | 130                | 146          | 423                | 89      | 352                | 356-372                             |  | Долго осваивается после проведения КРС. По результатам исследования наблюдается слабый дебит.   |
| 18 | 14P   | 1969г.                    | 219       | 130                | 146          | 421                | 89      | 347                | 364-374                             | Скопления газа за эксплуатационной колонной в пустотах цементного камня выявлены в интервале 4,0 - 5,9м  |   |
| 19 | 256   | 1987г.                    | 245       | 289                | 168          | 420                | 89      | 340                | 340-344                             | Скопления газа за эксплуатационной колонной в пустотах цементного камня выявлены в различной степени в интервале 5,0 - 33,0м   |   |
| 20 | 219   | 1978г.                    | 245       | 298                | 168          | 424                | 89      | 329                | 340-358                             |  | Вывос гряд. Разрушена призабойная зона.   |
| 21 | 194   | 1977г.                    | 245       | 301                | 168          | 421                | 89      | 337                | 333,2-362                           |  | КРС-2014 Привлечен инструмент.  |
| 22 | 195   | 1976г.                    | 245       | 301,81             | 168          | 460,88             | 89      | 376                | 338,374                             | является ослабление резьбовой части конуса во время расточки от 146мм до 168мм, а также плохой цементаж эксплуатационный колонны.  | Обществом в рамках устранения замечаний Счетного комитета принято обязательство в срок до 15.12.2024 года выполнить ликвидационные работы.  |
| 23 | 273   | 1986г.                    | 245       | 300                | 168          | 337                | 89      | 350                | ОЗ                                  | по данным ПТС в интервале глубин 317,4-322,2м отмечается сужение диаметра до 131,0м. По данным АКЦ качества цемента за экс колонны в основном частичное (26%) и плохое (30%)   |   |
| 24 | 154   | 1976г.                    | 245       | 296                | 168          | 423                | 89      | 361                | 351-368                             |  | малобитная скважина, постоянно вынос воды и грязь, забой скважины зашламленая.  |

Типовая схема установки цементных мостов и оборудования устья скважин ПХГ «Бозой» при ликвидационных работах



1. Газонасыщенные горизонты, 2. Цементные мосты, 3. Эксплуатационная колонна; 4. Технологическая жидкость; 5. Технологическая колонна; 6. Нейтральная незамерзающая жидкость; 7. Цементная заглушка; 8. Тумба; 9. Репер; 10. Табличка; 11. Металлическая заглушка с патрубком и вентилем.

## 8. План проведения ликвидационных работ

### Цель работ:

- *Определение категорий ликвидируемых скважин.*
- *Технологические и технические решения по ликвидации скважин для установления оптимального режима последовательности проводимых работ.*
- *Соблюдение порядка и технических требований по переводу ликвидируемых скважин в состояние, обеспечивающее сохранность коллекторских характеристик месторождения, охрану окружающей природной среды, безопасность жизни и здоровья населения, зданий и сооружений в зоне влияния ликвидируемых объектов.*
- *При подготовке настоящего плана организации работ учтены требования нормативно-правовых документов, имеющих отношение к вопросам обеспечения промышленной безопасности, охраны недр и окружающей среды при проведении работ по ликвидации скважин. Ликвидация скважин производится по инициативе АО «Интергаз Центральная Азия», на балансе которой находятся скважины.*
- *Перечень нормативно-правовых актов РК:*
  - *Закон Республики Казахстан №188-V Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.);*
  - *Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2023 г.);*
  - *Положение о порядке ликвидации нефтяных, газовых и других скважин и списание затрат на их сооружение от 2 июня 1995 года № 63/121-П.*
  - *Требование промышленной безопасности по ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов, утвержденные приказом Министра по ЧС РК от 12.09.2011 г. № 380;*
  - *Гражданский кодекс Республики Казахстан (Общая часть), принят Верховным Советом Республики Казахстан 27 декабря 1994 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на 07.03.2023 г.)*

### 8.1 Данные по скважине, фактическая конструкция скважины

Назначение скважины: \_\_\_\_\_

Профиль скважины: вертикальный

Проектная глубина – до 420 м;

Интервал перфорации: от \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_ м;

Скважина заполнена \_\_\_\_\_;

Пластовое давление и температура

- на глубине - 380 м  $P_{пл} = 24 - 34$  атм,  $T_{пл} =$  \_\_\_\_\_ °С

Ожидаемое содержание сероводорода - отсутствует

Колонная головка – \_\_\_\_\_

Фонтанная арматура –АФКЗ - 65 × 140

Таблица 8.1.1

| Конструкция скважины | Диаметр колонны, мм | Глубина спуска колонны м | Марка стали | Толщина стенки мм | Давление опрессовки атм. | Глубина отбивки цемента за колонной, м |
|----------------------|---------------------|--------------------------|-------------|-------------------|--------------------------|--|
| Кондуктор            | 244,5               | 150 - 300                |             |                   |                          | До устья                               |
| Экс. колонна         | 168,3               | до 420                   |             |                   |                          | До устья                               |

## 8.2 Рекогносцировочное обследование парка скважин для определения возможных причин ликвидации

Согласно положению о порядке ликвидации нефтяных, газовых и других скважин и списание затрат на их сооружение от 2 июня 1995 года № 63/121-П. Все ликвидируемые скважины в зависимости от причин ликвидации подразделяются на 4 категории:

I – скважины, выполнившие свое назначение;

II – скважины, ликвидируемые по геологическим причинам;

III – скважины, ликвидируемые по техническим причинам;

IV – скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам.

При рекогносцировочном обследовании парка ликвидируемых скважин необходимо определить и систематизировать категорию причин ликвидируемых скважин. Для этого необходимо составить реестр ликвидируемых скважин, также необходимо составить индивидуально для каждой ликвидируемой скважины технический паспорт с указанием следующих данных:

- выкопировки из структурной карты (плана, схемы), с указанием проектного и фактического положения устья и забоя, а для эксплуатационных скважин - карты текущего состояния разработки месторождения;
- сведений о том, когда и кем составлен проект строительства данной скважины;
- дело скважины, справки о процессе бурения (с указанием дат начала и окончания бурения, испытания, работ по ликвидации аварии);
- сведения о процессе эксплуатации (с указанием показателей работы: дебита, давлений, пластовой воды и т.п.);
- сведения о проведенных капитальных ремонтах, о переводах, о приобщениях, о фактической конструкции, о причинах ликвидации скважины;
- диаграммы стандартного каротажа с разбивкой на горизонты и заключением по всем вскрытым продуктивным пластам, а также заключение по проверке качества цементирования (АКЦ и др.);

- результатов опрессовки колонн и цементных мостов на основании актов за подписью исполнителей;
- результатов проверки технического состояния обсадных колонн на основании актов за подписью исполнителей;

По результатам исследования технического состояния ликвидируемых скважин, необходимо их систематизировать в две группы: первая группа – ликвидируемые скважины I и II категории, вторая группа – III и IV категории, ликвидируемые по отдельным технологическим регламентам ликвидационных работ.

### **8.3 Последовательность проведения и продолжительность изоляционно-ликвидационных работ**

1. Организационный период работ. Последовательность работ:
- 2 Принять наземную территорию скважины по Акту.
- 3 Перед проведением ликвидационных работ скважины составить Акт о начале работ.
- 4 Произвести ревизию состояния устья скважины в присутствии представителя недропользователя, все фрагменты технического состояния устьевого оборудования должны быть заактированы и закреплены фото-материалами.
- 5 Монтаж бурового оборудования (подъемник грузоподъемностью не менее 30 тонн) для проведения спуска-подъемных операции.
- 6 Монтаж нагнетательной линии от насосного агрегата ЦА - 320 к устью скважины для проведения работ по глушению скважины. Постоянное дежурство ЦА - 320 при проведении ликвидационных работ.
- 7 Глушение скважины, приготовление и закачка рапы с удельным весом  $1,05 \text{ г/см}^3$ . Согласно Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности плотность жидкости глушения должна определяться из расчета создания столбом жидкости глушения гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое давление на величину: 10-15% для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м), но не более 1,5МПа;

#### **8.3.1 Технологический регламент ликвидационных работ для скважин первой группы: I и II категории осложнения:**

**I категория** – скважины, выполнившие свое назначение. К ним относятся:

- скважины, выполнившие задачи, предусмотренные проектами (технологическими схемами на разведку, разработку месторождений и другими технологическими документами), которые невозможно полезно использовать;
- скважины, достигшие нижнего предела дебитов, технологической схемой разработки по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных скважин

- скважины, пробуренные для проведения опытных и опытно-промышленных работ по испытанию различных технологий, после выполнения установленных проектом задач, которые невозможно полезно использовать;
- скважины, пробуренные как добывающие, а после обводнения переведенные в контрольные, нагнетательные и другие, при отсутствии необходимости их дальнейшего полезного использования.

**II категория** – скважины, ликвидируемые по геологическим причинам. К ним относятся:

- скважины, доведенные до проектной глубины, но оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях, то есть в зонах отсутствия коллекторов, законтурной области нефтяных и газовых месторождений, давшие непромышленные притока нефти, газа, воды а также скважины, где были проведены работы по интенсификации притока, которые не дали результатов;
- скважины, неоконченные строительством из-за нецелесообразности дальнейшего ведения работ по результатам бурения предыдущих скважин, которые невозможно полезно использовать;
- скважины, не вскрывшие проектный горизонт и не доведенные до проектной глубины из-за несоответствия фактического геологического разреза проектному, вскрытия в разрезе непреодолимых препятствий (катастрофические зоны поглощения, обвалы, высокопластичные породы);
- скважины, законченные строительством на подземных хранилищах, не принимающих углеводороды и сухие скважины на месторождениях подземных вод, которые невозможно полезно использовать;

1 Монтаж буровых оборудования и глушения скважины.

2 Демонтаж фонтанной арматуры – АФК 3 - 65 × 140.

3 Монтаж ПВО не менее 140 атм.

4 Подъем НКТ 73 или 89 мм.

5 Произвести комплекс ГИС для определения:

- текущего технического состояния обсадных колонн и цементного камня;
  - газонасыщенной мощности пласта-коллектора и текущего коэффициента газонасыщенности объекта;
  - мест и зон возможных заколонных перетоков газа в вышележащие горизонты по площади;
- При проявлении признаков провести перфорационные работы, для остановки миграцию газа на вышележащие горизонты
- текущего уровня жидкости в стволе скважины;
  - герметичности скважины;

6 Спуск рабочего инструмента - НКТ 73 или 89 мм для промывки скважины, при котором насосно-компрессионные трубы спускаются до области забоя, очистка стенок от наслоений глины, нефтепродуктов, парафиносодержащих средств, коррозионных элементов в тех местах, где устанавливаются мосты, промывки ствола скважины 1,5 цикла.

7 Изоляционные работы:

8 Установка первого цементного моста с закачкой цемента в пласт коллектор. По высоте цементный мост должна быть равна мощности пласта плюс 20 м выше кровли и ниже подошвы пласта. Интервал установки кровля 337 - 394 м подошва, мощность цементного моста в интервале перфорации составляет 57 м. ОЗЦ 24 часа, определение кровли цементного моста, опрессовка.

9 Расчет установки первого цементного моста.

Объем тампонажного раствора:  $V_{ц,р} = S_c h_m + k_1 V_m$ ;

$$V_{ц,р} = 0,0177 \times 57 + 0,05 \times 1,182 = 1,067 \text{ м}^3.$$

Объемы буферной жидкости перед тампонажным раствором:  $V'_{буф} = k_2 V_m + k_3 S_k h_m$ ;

$$V'_{буф} = 0,02 \times 1,182 + 0,4 \times 0,0131 \times 57 = 0,322 \text{ м}^3$$

Объем буферной жидкости вслед за тампонажным раствором:  $V''_{буф} = k_2 V_m$

$$V''_{буф} = 0,02 \times 1,182 = 0,023 \text{ м}^3.$$

Объем продавочной жидкости:  $V_{пр} = k_4 V_m - S_m h_m$ ;

$$V_{пр} = 0,97 \times 1,182 - 0,003 \times 57 = 0,975 \text{ м}^3.$$

Объемы промывочной жидкости после срезки кровли цементного моста  $V_{пр} = k_4 V_m$ ;

$$V_{пр} = 0,97 \times 1,182 = 1,146 \text{ м}^3.$$

Объемы сухого цемента.

$$Q = V_{ц,р} k_ц = 1,067 \times 1,3 = 1,387 \text{ тн.}$$

Здесь  $S_c$ ,  $S_k$ ,  $S_m$  - соответственно площади поперечного сечения скважины на участке установки цементного моста, кольцевого пространства между стенками скважины и колонной труб, по которой прокачивают указанные жидкости в том же участке и внутреннего проходного канала колонны, м<sup>2</sup>;  $h_m$  - высота моста в м;  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $k_3$ ,  $k_4$  - эмпирические коэффициенты приведены в таблице;  $V_m$  - внутренний объем колонны труб, м.

| Буферная жидкость                  | k1    | k2   | k3  | k4   |
|------------------------------------|-------|------|-----|------|
| Трубы с внутрь высаженными концами |       |      |     |      |
| Вода                               | 0,05  | 0,02 | 0,4 | 0,97 |
| Отсутствует                        | 0,1   | -    | -   | 0,94 |
| Гладкопроходные трубы              |       |      |     |      |
| Вода                               | 0,025 | 0,02 | 0,4 | 0,98 |
| Отсутствует                        | 0,055 | -    | -   | 0,97 |

10 Установка второго цементного моста по высоте должна быть равна не менее 5 м ниже устья скважины. Интервал установки кровли 5 - 10 м подошва, мощность второго цементного моста составляет 5 м. ОЗЦ 24 часа, определение кровли цементного моста, опрессовка.

11 Расчет установки второго цементного моста.

Объем тампонажного раствора:  $V_{ц,р} = S_c h_m + k_1 V_m$ ;

$$V_{ц,р} = 0,0177 \times 5 + 0,05 \times 0,015 = 0,088 \text{ м}^3.$$

Объемы буферной жидкости перед тампонажным раствором:  $V'_{буф} = k_2 V_m + k_3 S_k h_m$  ;

$$V'_{буф} = 0,02 \times 0,015 + 0,4 \times 0,0131 \times 5 = 0,026 \text{ м}^3$$

Объем буферной жидкости вслед за тампонажным раствором:  $V''_{буф} = k_2 V_m$

$$V''_{буф} = 0,02 \times 0,015 = 0,003 \text{ м}^3.$$

Объем продавочной жидкости:  $V_{пр} = k_4 V_m - S_m h_m$ ;

$$V_{пр} = 0,97 \times 0,015 - 0,003 \times 5 = 0,0005 \text{ м}^3.$$

Объемы промывочной жидкости после срезки кровли цементного моста  $V_{пр} = k_4 V_m$ ;

$$V_{пр} = 0,97 \times 0,015 = 0,0145 \text{ м}^3.$$

Объемы сухого цемента.

$$Q = V_{ц,р} k_{ц} = 0,088 \times 1,3 = 0,114 \text{ тн.}$$

| Буферная жидкость                         | k1    | k2   | k3  | k4   |
|---|-------|------|-----|------|
| <i>Трубы с внутри высаженными концами</i> |       |      |     |      |
| Вода                                      | 0,05  | 0,02 | 0,4 | 0,97 |
| Отсутствует                               | 0,1   | -    | -   | 0,94 |
| <i>Гладкопроходные трубы</i>              |       |      |     |      |
| Вода                                      | 0,025 | 0,02 | 0,4 | 0,98 |
| Отсутствует                               | 0,055 | -    | -   | 0,97 |

12 Рецепт у устанавливаемых цементных мостов в %;

- Цемент - ПТЦ- I-G-CC-1;
- СИГБ 6 % (расширяющая добавка);
- ПАВ-1,5% (рауан - отмывающая жидкость);
- Ускоритель или замедлитель в зависимости от конкретных условия установки цементных мостов.

13 Между первым и вторым цементными мостами оставляют технологический раствор.

14 Демонтаж ПВО.

15 Обсадная колонна срезается на 0,5 м ниже поверхности земли. Выше кровли второго цементного моста и до устья скважины залить нейтральную незамерзающую жидкость.

Устье скважины оборудовать заглушкой. Над устьем скважины устанавливается

бетонная тумба размером  $1 \times 1 \times 1$  м. Высота репера над бетонной тумбой должна быть не менее 0,5 м.

### **8.3.2 Технологический регламент ликвидационных работ для скважин второй группы: III и IV категории ослабления:**

**III категория** – скважины, ликвидируемые по техническим причинам (аварийные):

- скважины, где прекращено строительство, где бесполезны работы по капитальному ремонту, где прекращена эксплуатация вследствие аварий, инцидентов и осложнений;
- скважины, на которых возникли открытые фонтаны, пожары, а также произошли аварии с бурильным инструментом, техническими или эксплуатационными колоннами, внутрискважинным и устьевым оборудованием, геофизическими приборами и кабелем, произошли аварии из-за некачественного цементирования, ликвидировать которые невозможно;
- нефтяные, газовые скважины, где произошел прорыв пластовых вод при освоении, испытании, изолировать которые невозможно;
- скважины с негерметичной эксплуатационной колонной из-за коррозии, не подлежащие ремонту;
- скважины при смятии, сломах обсадных колонн в интервалах залегания солей, глин которые невозможно полезно использовать;
- скважины, пробуренные с недопустимыми отклонениями от проектной точки вскрытия пласта, которые невозможно полезно использовать.

**IV категория** – скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам. К ним относятся:

- скважины, законченные строительством и непригодные к эксплуатации из-за несоответствия прочностных и коррозионно-стойких характеристик эксплуатационной колонны возникшим фактическим условиям;
- скважины, выполнившие своё назначение при проведении тепловых и газовых методов воздействия на залежь полезного ископаемого. Которые невозможно полезно использовать;
- скважины законсервированные, которые в процессе консервации стали негодными, морально и технически устарели, которые нельзя полезно использовать;
- скважин, нагнетательные подземных хранилищ, сбросовые, при нулевой производительности и нецелесообразности восстановления;
- скважины - специальные объекты, ликвидация которых осуществляется по мере выполнения поставленных задач;
- скважины, эксплуатация которых противоречит изменившемуся экологическому статусу в местах их расположения, которые невозможно полезно использовать;

1 Монтаж буровых оборудования и глушения скважины.

2 Демонтаж фонтанной арматуры – АФК 3 - 65 × 140.

3 Монтаж ПВО и опрессовка на устье, на герметичность 1,5 кратном размере ожидаемого давления.

4 Подъем НКТ 89 мм.

5 Произвести комплекс ГИС для определения:

- текущего технического состояния обсадных колонн и цементного камня;

- газонасыщенной мощности пласта-коллектора и текущего коэффициента газонасыщенности объекта;

- мест и зон возможных заколонных перетоков газа в вышележащие горизонты по площади;

- текущего уровня жидкости в стволе скважины;

- герметичности скважины;

6 Спуск рабочего инструмента - НКТ 73 мм для промывки скважины, при котором насосно-компрессионные трубы спускаются до области забоя, очистка стенок от наслоений глины, нефтепродуктов, парафиносодержащих средств, коррозионных элементов в тех местах, где устанавливаются мосты, промывки ствола скважины 1,5 цикла.

7 Изоляционные работы для скважин с заколонными перетоками газа:

7.1 В интервале негерметичности эксплуатационной колонны выполняют дополнительные перфорационные отверстия; (или срез колонны специальным оборудованием).

7.2 Через перфорационные отверстия в заколонное пространство закачивают и продавливают под давлением величиной в пределах 0,7-0,8 давления опрессовки эксплуатационной колонны и цементного моста, установленного ниже интервала негерметичности, облегченную герметизирующую композицию;

7.3 Рецепт облегченной герметизирующей композиции, мас. %: портландцемент 15,0-16,0, эпоксиполиуритановый полимер ЭПУ-01-Б 45,0-47,0, алюмосиликатные микросферы 1,2-2,7, наполнитель - поливинилхлорид 18,0-18,5, латекс 13,5-13,8, триметилхлорсилоксан ТМХС 0,1, отвердитель 5,4-5,5

7.4 после затвердевания облегченной герметизирующей композиции указанные дополнительные перфорационные отверстия заливают расширяющимся цементным раствором;

7.5 Установку цементного моста в башмаке кондуктора осуществляют после устранения негерметичности эксплуатационной колонны, затем осуществляют заполнение скважины незамерзающей нейтральной жидкостью, при этом используют, и расширяющийся цементный раствор состава, мас. %: тампонажный портландцемент 85-90, алюмосиликатные полые микросферы 10-15, гидрокарбоалюминатная добавка 2-4, гипс 2-4, пластификатор 0,2, вода или 4%-ный раствор хлористого кальция - остальное. 1 ил.

8 Установка первого цементного моста по высоте должна быть равна мощности пласта плюс 20 м выше кровли и ниже подошвы пласта. Интервал установки кровля 337 - 394 м подошва, мощность цементного моста в интервале перфорации составляет 57 м. ОЗЦ 24 часа, определение кровли цементного моста, опрессовка.

9 Расчет установки первого цементного моста.

Объем тампонажного раствора:  $V_{ц.р.} = S_c h_m + k_1 V_m$ ;

$$V_{ц.р.} = 0,0177 \times 57 + 0,05 \times 1,182 = 1,067 \text{ м}^3.$$

Объемы буферной жидкости перед тампонажным раствором:  $V'_{буф} = k_2 V_m + k_3 S_k h_m$  ;

$$V'_{буф} = 0,02 \times 1,182 + 0,4 \times 0,0131 \times 57 = 0,322 \text{ м}^3$$

Объем буферной жидкости вслед за тампонажным раствором:  $V''_{буф} = k_2 V_m$

$$V''_{буф} = 0,02 \times 1,182 = 0,023 \text{ м}^3.$$

Объем продавочной жидкости:  $V_{пр} = k_4 V_m - S_m h_m$ ;

$$V_{пр} = 0,97 \times 1,182 - 0,003 \times 57 = 0,975 \text{ м}^3.$$

Объемы промывочной жидкости после срезки кровли цементного моста  $V_{пр} = k_4 V_m$ ;

$$V_{пр} = 0,97 \times 1,182 = 1,146 \text{ м}^3.$$

Объемы сухого цемента.

$$Q = V_{ц.р.} k_ц = 1,067 \times 1,3 = 1,387 \text{ тн.}$$

Здесь  $S_c$ ,  $S_k$ ,  $S_m$  - соответственно площади поперечного сечения скважины на участке установки цементного моста, кольцевого пространства между стенками скважины и колонной труб, по которой прокачивают указанные жидкости в том же участке и внутреннего проходного канала колонны, м<sup>2</sup>;  $h_m$  - высота моста в м;  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $k_3$ ,  $k_4$  - эмпирические коэффициенты приведены в таблице;  $V_m$  - внутренний объем колонны труб, м.

| Буферная жидкость                  | $k_1$ | $k_2$ | $k_3$ | $k_4$ |
|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Трубы с внутрь высаженными концами |       |       |       |       |
| Вода                               | 0,05  | 0,02  | 0,4   | 0,97  |
| Отсутствует                        | 0,1   | -     | -     | 0,94  |
| Гладкопроходные трубы              |       |       |       |       |
| Вода                               | 0,025 | 0,02  | 0,4   | 0,98  |
| Отсутствует                        | 0,055 | -     | -     | 0,97  |

10 После обнаружения интервалов негерметичности вследствие нарушенной колонной из-за аварии или корродирования эксплуатационной колонны период длительных сроков эксплуатации проводятся исследования по определению наличия и качества цемента за колонной, цементирование в интервалах его отсутствия и установка цементного моста в колонне с перекрытием всей прокорродировавшей части колонны на 20 м выше и ниже этого интервала, с последующей опрессовкой оставшейся части колонны.

11 Изоляционные работы в интервалах со смятой эксплуатационной колонной производится путем установки цементных мостов в интервалах перфорации и смятия колонны на 20 м ниже и на 100 м выше этих интервалов перфорации и смятия колонны.

12 Установка устьевого цементного моста по высоте должна быть равна не менее 5 м ниже устья скважины. Интервал установки кровля 5 - 10 м подошва, мощность второго цементного моста составляет 5 м. ОЗЦ 24 часа, определение кровли цементного моста, опрессовка.

- на скважинах где имеется слом обсадных (смещение) колонны в интервалах залегания солей, глин которые невозможно полезно использовать, необходимо восстановить ствол скважины засчет применения фрезеров разного типа и модификаций или райберов до интервала перфораций. После установить цементный мост в интервале перфораций провести при необходимости вырезку эксплуатационной колонны выше интервале перфорации в интервале устойчивых пород и установить цементный мост в вырезанном интервале.

13 Расчет установки устьевого цементного моста.

Объем тампонажного раствора:  $V_{ц,р} = S_c h_m + k_1 V_m$ ;

$$V_{ц,р} = 0,0177 \times 5 + 0,05 \times 0,015 = 0,088 \text{ м}^3.$$

Объемы буферной жидкости перед тампонажным раствором:  $V'_{буф} = k_2 V_m + k_3 S_k h_m$  ;

$$V'_{буф} = 0,02 \times 0,015 + 0,4 \times 0,0131 \times 5 = 0,026 \text{ м}^3$$

Объем буферной жидкости вслед за тампонажным раствором:  $V''_{буф} = k_2 V_m$

$$V''_{буф} = 0,02 \times 0,015 = 0,003 \text{ м}^3.$$

Объем продавочной жидкости:  $V_{пр} = k_4 V_m - S_m h_m$ ;

$$V_{пр} = 0,97 \times 0,015 - 0,003 \times 5 = 0,0005 \text{ м}^3.$$

Объемы промывочной жидкости после срезки кровли цементного моста  $V_{пр} = k_4 V_m$ ;

$$V_{пр} = 0,97 \times 0,015 = 0,0145 \text{ м}^3.$$

Объемы сухого цемента.

$$Q = V_{ц,р} k_{ц} = 0,088 \times 1,3 = 0,114 \text{ тн.}$$

| Буферная жидкость                         | k1    | k2   | k3  | k4   |
|---|-------|------|-----|------|
| <i>Трубы с внутрь высаженными концами</i> |       |      |     |      |
| Вода                                      | 0,05  | 0,02 | 0,4 | 0,97 |
| Отсутствует                               | 0,1   | -    | -   | 0,94 |
| <i>Гладкопроходные трубы</i>              |       |      |     |      |
| Вода                                      | 0,025 | 0,02 | 0,4 | 0,98 |
| Отсутствует                               | 0,055 | -    | -   | 0,97 |

14 Между первым и вторым цементными мостами оставляют технологический раствор.

15 Демонтаж ПВО.

16 Обсадная колонна срезается на 0,5 м ниже поверхности земли. Выше кровли второго цементного моста и до устья скважины залить нейтральную незамерзающую жидкость. Устье скважины оборудовать заглушкой. Над устьем скважины устанавливается бетонная тумба размером 1 × 1 × 1 м. Высота репера над бетонной тумбой должна быть не менее 0,5 м.

#### **8. 4. Используемая специализированная техника, буровое оборудование и материалы**

1 Станок УПА-60/80 - 1 ед.

2 Агрегат ЦА-320 – 1 ед.

3 Автокран 15 – 25 т – 1 ед.

4 Уаз (оперативный с повышенной проходимостью) – 1 ед.

5 Каротажная станция (ГИС - 1партия. 3 чел.).

6 Емкость под БПР (с навесным оборудованием) – 20 м<sup>3</sup>, под техническую воду (рапа) – 1 шт.

7 Емкость под пресную воду – 3 – 5 м<sup>3</sup>.

8 Жилой вагон на 8 мест – 2 шт.

9 Вагон столовая на 8 мест (с комн. Повара) – 1 шт.

10 ДЭС 50 кВт – 1 шт.

11 Сварочный аппарат 220/380V – 1шт., резак болгарка, слесарный инструмент.

12 Превентор 2-х плашечный 150 × 210 атм. с комплектами плашек.

13 Кассета для бур.запчастей – 1 шт.

14 Буровой инструмент ВНКТ 73 мм – 1000 м.

15 Ловильные инструменты (колокол, метчик, райбер и т.д)

16 Долото 132-146мм.

17 скребок на экс колонну диаметром 168, 146мм.

18 Колонорез

19 Труболовка д73мм правая внутренняя освобождающий

20 Труболовка д73мм левая внутренняя освобождающий

21 Труболовка наружная правая

22 Труболовка наружная левая

23 Клапан обратный шаровый.

24 Набор ключей для КРС (ключ халелова, КТГУ, цепной ключ и т.д разных диаметров.

**Оказания геофизических услуг**

*Определение текущего технического состояния обсадных колонн и цементного камня, Определение газонасыщенной мощности пласта-коллектора и текущего коэффициента газонасыщенности объекта, Определение мест и зон возможных заколонных перетоков газа в вышележащие горизонты по площади, Определение текущего уровня жидкости в стволе скважины, Оценка герметичности скважины, Интерпретация данных ГИС, финального отчета.*

**9. Мероприятия по обеспечению безопасности населения и персонала, охране недр и окружающей среды, зданий и сооружений, в том числе меры по предотвращению прорывов воды, газов, распространению подземных пожаров**

**9.1 Мероприятия по обеспечению безопасности населения и персонала, зданий и сооружений**

**Решения по обеспечению безопасности населения и персонала**

Согласно Декларации безопасности УМГ «Актобе» АО «Интергаз Центральная Азия» все рабочие места необходимо обеспечить инструкциями, схемами, предупредительными знаками и надписями. Рабочих обеспечить спецодеждой и индивидуальными средствами защиты.

Для снижения шума и вибрации от технологического оборудования предусмотреть:

- заключение в кожухи механизмов, производящих шум и вибрацию;
- установку гибких связей;
- упругие прокладки пружины;
- установку тяжелого вибрирующего оборудования на самостоятельные фундаменты;
- применение вибробезопасных и малошумящих машин;
- дистанционное управление и сокращение времени пребывания в условиях вибрации и шума;
- применение средств индивидуальной защиты.

**Решения по обеспечению безопасности производства (УДН):**

Для обеспечения взрывобезопасности установки предусмотреть в период ликвидации систему противоаварийной защиты, включающую в себя автоматический контроль за параметрами подаваемых сред (давление, расход, уровень).

Технологическое оборудование расположить с соблюдением соответствующих разрывов между отдельными аппаратами, что обеспечивает безопасность обслуживания установки и ограничивает зоны развития аварийных ситуаций.

**В целях обеспечения максимальных условий безопасности обслуживающего персонала и снижения вредности производства предусмотреть:**

- полную герметизацию технологического процесса;
- размещение технологического оборудования на открытых площадках;
- установка датчиков системы контроля и управления технологическим процессом во взрывозащищенном исполнении;
- автоматизация технологического процесса с централизованным контролем в операторной;

- *освещение территории, площадок, рабочих мест;*
- *соблюдение безопасных максимально допустимых расстояний между сооружениями;*
- *установка площадок или переходных мостиков в местах перехода людей над трубопроводами на высоте 0,5 м и выше.*

*Персонал должен быть обучен и аттестован на знание технологической схемы и технологического процесса.*

*Обслуживающий персонал обязан выполнять следующие основные правила:*

- *перед началом смены произвести осмотр рабочего места, проверить состояние технологического процесса, работу оборудования, его герметичность, исправность электрооборудования, канализационных сооружений, наличие и исправность противопожарного оборудования, а в случае обнаружения неполадок, угрожающих безопасности, принять меры к их немедленному устранению;*
- *вести технологический режим в соответствии с разделом технологического регламента “Нормы технологического режима установки”;*
- *не допускать резких изменений давления в аппаратах и трубопроводах во избежание их разгерметизации;*
- *не допускать переполнение емкостного оборудования.*

*При нарушении технологического режима принимать меры по устранению нарушений.*

*Согласно плана ликвидации возможных аварий системы сбора нефти и поддержания пластового давления ПХГ «Бозой» УМГ «Актобе» АО «Интергаз Центральная Азия» персонал во избежание отравления работающих на месторождении с содержанием сероводорода и при необходимости их оперативной эвакуации из зоны загазованности следует твердо знать и строго выполнять следующие требования:*

*Производственно-бытовые помещения располагать по отношению к устью скважин с учетом направления ветра и рельефа местности. Запрещается установка помещений по замкнутому периметру не обеспечивающего проветривания.*

*Обеспечить всех находящихся на месторождении индивидуальными средствами защиты (СИЗ, СИЗОД).*

*Обеспечить все производственные объекты приборами для контроля за воздушной средой, мед. аптечками, фонарями, плакаты с надписью «Хода нет», «Сероводород», «Яд», и т.д.*

*Запретить проживание людей в рабочей зоне месторождения без производственной необходимости.*

*Запретить нахождение посторонних и детей на объектах месторождений.*

*Систематически проводить контроль за состоянием воздушной среды согласно утвержденного план-графика и мест отбора проб воздуха.*

## **9.2 Мероприятия по охране недр**

*Наиболее сложной и ответственной задачей при ликвидации нефтепромыслов и находящихся на них скважин является охрана недр.*

*Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Законом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании».*

*УМГ «Актобе» АО «Интергаз Центральная Азия» несет полную ответственность за состояние охраны недр на ПХГ «Бозой» в процессе эксплуатации, так и в процессе ликвидации его объектов. Ответственность за соблюдение требований законодательства в области охраны недр несет непосредственно руководитель АО, осуществляющего пользование недрами.*

*Мероприятия по охране недр в процессе ликвидации разведочных скважин предусматривают:*

- > обеспечение полноты достоверной оценки состояния скважин перед их ликвидацией;*
- > сохранение свойств энергетического состояния верхних частей недр на уровне, предотвращающем появление техногенных процессов;*
- > достоверный учет извлеченных и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;*
- > соблюдение установленного порядка ликвидации объектов недропользования;*
- > надежную прочность и герметичность цементных мостов, отсекающих продуктивные горизонты в добывающие и водопринимающие пласты в нагнетательных скважинах;*
- > разработку мероприятий по предупреждению осложнений в процессе проведения ремонтно-изоляционных работ, если таковые появятся.*

*Работы по ликвидации скважин, должны проводиться на высоком технико-экономическом уровне, с использованием всех достижений науки и техники, при достаточно высокой экологической культуре персонала.*

*При этом роль играет не только соблюдение технологии ликвидации объектов, но и организация работ. Так, в большинстве случаев, аварийные ситуации, как правило, возникают из-за нарушений исполнителями правил ведения работ.*

*Одной из наиболее ответственных операций (с точки зрения надежности ликвидации и охраны недр) является установка цементного моста. Качество проводимого цементирования оказывает существенное влияние на экологические показатели сохранности ликвидированной скважины.*

При цементировании должен применяться качественный цемент с химическими добавками, улучшающими качество бетона:

- замедлитель схватывания;
- понизитель водоотдачи;
- понизитель трения.

Ликвидация дефектных скважин (с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной и т.д.) без устранения дефектов не допускается. При обнаружении в ходе работ по ликвидации скважины недостатков (устьевое давление, межколонные проявления, грифоны и т.п.) скважина должна быть выведена из процесса ликвидации. Предприятие-пользователь недр – УМГ «Актобе» АО «Интергаз Центральная Азия» обязано выяснить причины недостатков; разработать и реализовать мероприятия по их устранению по планам, согласованным с областной инспекцией геологии и недропользования.

Важным условием надежной охраны недр являются требование и поддержание в работающем персонале высокой экологической культуры.

После окончания работ по ликвидации скважины и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с существующими требованиями.

### **9.3 Мероприятия по охране окружающей среды**

При ликвидации производственных объектов обеспечивается безопасность для жизни и здоровья населения, охрана зданий и сооружений, атмосферного воздуха, земель, вод, животного мира и других объектов окружающей среды.

Экологические критерии являются доминирующими при принятии решения о ликвидации объекта. Это объясняется тем, что ее организация не должна вызвать негативных изменений окружающей среды в ареале проводимых работ. При проектировании ликвидации промышленных объектов в обязательном порядке должны учитываться:

- разработка раздела проекта «Охрана окружающей среды»
- разработка вопросов рекультивации объекта в составе проекта ликвидации объекта;
- техническая рекультивация объекта;
- биологическая рекультивация объекта, если есть в этом необходимость.

Мероприятия по предотвращению подземных пожаров, в данном проекте не рассматриваются, так как технология не предусматривает возникновение пожаров.

### 10. Обеспечение радиационной безопасности населения

В соответствии с Законом РК «О радиационной безопасности населения» на предприятии намечается радиационный контроль, заключающийся в измерении радиационного фона территории и технологических источников. Нормы радиационной безопасности определяются согласно НРБ-99 СП 2.6.1.758-99, принятые постановлением Главного государственного санитарного врача РК №10 от 09.12.99 г.

Первоочередной задачей радиэкологических исследований, согласно Постановлениям КМ РК № 1103 от 31.12.92. и № 363 от 30.03.95, является улучшение радиационной обстановки в Республике Казахстан путем обнаружения радиоактивного загрязнения и взятия под контроль деятельности, которые могут привести к радиоактивному загрязнению.

Общеизвестно, что природные органические соединения, в том числе нефть и газ являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в нефти, газоконденсате, пластовых водах являются закономерным геохимическим процессом.

Для общей оценки и контроля радиэкологической обстановки на рассматриваемом объекте и обеспечения радиационной безопасности местного населения и работающего персонала при проведении работ предусмотрены радиационные измерения.

Определение уровня радиации рекомендуется проводить на территории вахтового поселка, СЗЗ и нефтепромысле.

Для осуществления радиационного мониторинга будут применяться методы, предусмотренные соответствующими методиками и сертификатами, оборудованием и средствами измерений. Для измерения радиационного фона используется геологоразведочный прибор СРП- 88Н.

Проведение измерений радиационного фона – один раз в полугодие.

Результаты радиационного фона будут записываться в виде таблицы

Таблица 10.1

| №№<br>п/п | Точки отбора      | Эквивалентная доза      |                        | Класс<br>опасности |
|-----------|-------------------|-------------------------|------------------------|--------------------|
|           |                   | У излучение<br>мкЗв/год | У излучение<br>мкр/час |                    |
| 1         | СЗЗ               |                         |                        |                    |
| 2         | Нефтепромысел     |                         |                        |                    |
| 3         | Вахтовый поселок  |                         |                        |                    |
| 4         | Резервуарный парк |                         |                        |                    |

## **11. Оценка воздействия ликвидации объектов недропользования на окружающую среду**

*Антропогенный пресс при реализации проекта испытают все элементы природной среды, в том числе: атмосферный воздух, воды, почвенный и растительный покров, биотические комплексы, то есть произойдет комплексное воздействие на все компоненты геосистем.*

*Анализ экологических последствий развития различных производственных объектов позволил выявить потенциально возможные экологические проблемы, возникающие при взаимодействии техногенных объектов и окружающей среды и ранжировать основные факторы техногенного воздействия по степени их влияния на природную обстановку. Основными потенциальными факторами воздействия на природную среду могут являться:*

- *выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;*
- *сбросы сточных вод на рельеф;*
- *загрязнение экосистем технологическими жидкостями;*
- *механические нарушения почв;*
- *изменение гидрологического и гидрогеологического режима территории;*
- *изменение геодинамической обстановки в пластах;*
- *шумовое загрязнение окружающей среды;*
- *антропогенный фактор воздействия на фаунистические комплексы.*

*В данном проекте оценка факторов техногенного преобразования природной среды при реализации проектных решений отражает количественные и качественные уровни воздействия и основывается на комплексном подходе, предполагающем определение нагрузок на все компоненты экосистем с учётом эффектов суммации, аккумуляции и последующих цепных реакций, поскольку оценка воздействий на отдельные компоненты, даже являющиеся ведущим фактором природного хода сукцессии, не позволяет обнаружить полный объём эффектов взаимодействия.*

*Воздействие определяется степенью измененности отдельных природных компонентов или их структуры в целом. При этом она может проявляться либо в виде его техногенных модификаций, либо в виде коренной перестройки основных структур всего комплекса.*

*Техногенная модификация природного территориального комплекса при реализации проектных решений является следствием соответствующего режима воздействия, при этом, отчасти, природное саморегулирование заменяется техническим.*

*Все многообразие причин, которое может привести к загрязнению природной среды, можно с достаточной степенью условности свести в три основные группы:*

- *несовершенство технологии строительства;*
- *несоблюдение технологических регламентов;*

- *ненадежность оборудования, конструкций и элементов обустройства площадок.*

*Поэтому, помимо экологической обоснованности технических решений учитывались природные динамические тенденции и потенциальные возможности самовосстановления природных экосистем.*

*Основной целью комплексной оценки является выделение территорий, объединенных комплексом проблемных ситуаций, возникающих в результате хозяйственной деятельности и требующих осуществления специфического набора природоохранных мероприятий.*

*Уровень воздействия на отдельные компоненты природной среды определялся наиболее явными фиксируемыми количественными параметрами, определяемыми по содержанию загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, почве, и воде (в пересчёте на ПДК), а также по физическим процессам поступления (перемещения) вещества и энергии.*

*Выделяемые территории (зоны воздействия) объединены в соответствии с интенсивностью техногенного воздействия на окружающую среду, а именно:*

- *атмосферный воздух;*
- *почвы, земли;*
- *растительность;*
- *животный мир;*
- *водные ресурсы;*
- *геологическую среду.*

*В данном проекте под зоной воздействия подразумевается часть территории, где в результате хозяйственной или иной деятельности происходят изменения в окружающей природной среде.*

***Зона наиболее интенсивного воздействия** – здесь возможно воздействие превышающее допустимые нормы. То есть может измениться свыше 70 % от исходного состояния природного комплекса (совокупность элементов живой и неживой природы, находящихся в определенной связи и отношениях между собой и образующих относительно устойчивое единство или целостность). Антропогенное воздействие гораздо сильнее природных факторов, влияющих на изменение экотопа.*

*В рельефе может происходить образование новых форм, изменяющих геохимические потоки, геохимические барьеры и пути миграции химических элементов. Нарушения почвенного покрова на уровне типов может превысить 70 % от общей площади природного комплекса. В почвогрунтах возможно изменение окислительно-восстановительных условий в результате вторичного засоления.*

*Изменение химического состава поверхностных и грунтовых вод возможно на уровне, подавляющим процессы ассимиляции и диссимиляции в биоценозе и тем самым приводящее к угнетению биоты. Возможна общая деградация природного комплекса, приводящая к опустыниванию или образованию техногенного ландшафта.*

*После прекращения антропогенного воздействия восстановление данного вида природного комплекса без проведения обширных природоохранных мероприятий невозможно.*

**Зона интенсивного воздействия** – в этой зоне будет наблюдаться значительное воздействие с существенным превышением допустимых норм, может изменяться до 50-70 % от исходного состояния природного комплекса.

*Изменение экотопа идет под преобладающим воздействием антропогенных факторов воздействия.*

*В горных породах возможно изменение физико-химических свойств и механических свойств приводящее к преобразованиям структуры. В рельефе может происходить образование новых форм.*

*Целостность почвенного покрова на уровне типов сохраняется. В почвах возможно проявление вторичного засоления или изменение вторичных химических процессов.*

*На почвах с легким мехсоставом могут развиваться дефляционные процессы, которые могут распространяться на сопредельные территории. В почвах возможно замедление темпов накопления органического вещества, разрушение гуминовых и фульвокислот, уменьшение содержания азота.*

*В растительных сообществах возможно изменение структуры, выражающееся в смене доминантных видов. Морфофизиологические показатели свидетельствуют об угнетенном жизненном состоянии большинства видов. Проективное покрытие изреженное. При восстановлении растительности появляется лишь часть видов с широким ареалом распространения.*

*Возможно уменьшение видового разнообразия и численности представителей энтомофауны и педобионтов. Трофические связи укорачиваются, в фаунистическом комплексе будет происходить общее упрощение структуры.*

*Уровень экологической емкости превышен и при продолжающемся антропогенном воздействии наступит постадийная трансформация природного комплекса с образованием нового.*

*После прекращения антропогенного воздействия самостоятельный возврат на природно-обусловленный путь развития растянется на длительное время в результате нарушения естественного экологического равновесия, поэтому здесь необходимо применение комплекса рекультивационных и природоохранных мероприятий.*

**Зона умеренного воздействия** - здесь будет наблюдаться воздействие приближающееся к верхнему пределу допустимого или несущественно превышает его. Изменения затронут до 20-50 % от исходного состояния природного комплекса.

Изменение экотопа происходит под воздействием природных и антропогенных процессов примерно в равных пропорциях.

Целостность почвенного покрова на уровне подтипов сохраняется, хотя возможно механическое нарушение в пределах почвенных разностей. В почвах возможно снижение темпов накопления гумуса и азота, ускорится минерализация гуминовых кислот. Возможно образование дефляционно-опасных участков, и возрастание риска распространения дефляции на сопредельные территории.

Изменение химического состава поверхностных и грунтовых вод будет происходить на уровне, оказывающем влияния на процессы ассимиляции и диссимиляции в биоценозе и тем самым приводящее к структурным изменениям биоты и снижения численности особей на 15-30 % территории природного комплекса.

Биоценотические изменения будут выражаться, главным образом в изменении структуры, состава и динамики фито- и зооценозов.

В растительных сообществах возможно увеличение доли сорняковых видов и видов-индикаторов загрязнения и сбоя. Изменение проективного покрытия и биопродуктивности могут достичь значений превышения типичного диапазона.

Локально уменьшится видовое разнообразие энтомофауны, а также обилие педобионтов, для которых создаются неблагоприятные условия.

Под влиянием антропогенного вытеснения может сократиться ареал распространения и численность основных групп наземных позвоночных. Одновременно может происходить заселение новых экологических ниш синантропными видами.

Общее накопление загрязнителей антропогенного происхождения, не свойственных для данного природно-территориального комплекса, в отдельных компонентах может приблизиться к верхнему пределу санитарно-токсикологических нормативов.

В зону умеренного воздействия попадают территории, расположенные в радиусе 500 м от площадки бурения и сопутствующих объектов.

**Зона незначительного воздействия** – в данной зоне воздействие будет фиксироваться на уровне гораздо ниже допустимых норм. Изменениям подвергнется до 20 % исходного природного комплекса.

Изменение экотопа (атмосфера, вода, почва, горная порода) будет происходить под воздействием преимущественно природных процессов. Изменением почвенного покрова затронута до 10-15 % от территории природного комплекса. Морфоструктурных изменений горных пород и образования новых форм рельефа не наблюдается.

*Нарушение верхней части почвенного профиля может привести к ухудшению среды произрастания растений и обитания педобионтов, восстановление исходных свойств почв возможно, но в ее морфологическом строении сохраняются некоторые не характерные для данной почвы черты. Целостность почвенного покрова на уровне подтипов и видов сохранится.*

*Изменение химического состава поверхностных и грунтовых вод будет происходить на уровне не оказывающим существенного влияния на процессы ассимиляции и диссимиляции в биоценозе.*

*Биоценотические изменения будут происходить преимущественно под воздействием природных процессов. Под влиянием антропогенного фактора изменения структуры, состава и динамики растительных сообществ будут незначительные. Изменение проективного покрытия и биопродуктивности незначительно превысят типичный диапазон.*

*После уменьшения или прекращения антропогенного воздействия возможно постепенное возвращение (3-6 лет) на природно-обусловленный путь развития, то есть экологическая емкость природного комплекса не будет превышена и естественное экологическое равновесие не нарушено.*

***Зона слабого воздействия** – антропогенное воздействие будет на уровне порога чувствительности современных инструментальных средств контроля.*

*Экологические и биоценотические изменения будут обусловлены в основном природными процессами. Накопление антропогенных загрязнителей возможно в скрытом виде без видимых проявлений.*

## **12. Меры исключаящие на период консервации не санкционированное использование и доступ к законсервированным объектам.**

*Во время ликвидации будут применяться следующие меры исключаящие на период ликвидации не санкционированное использование и доступ к ликвидируемым объектам:*

- репером высотой не менее 0,5 м и на металлической таблице электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), предприятие-пользователь недр, дата ее ликвидации.*
- Вся техника, используемая в процессе ликвидационных работ будет находиться на специализированной стоянке.*
- Объект охраняется специализированной охранной фирмой: каждая машина проверяется перед въездом, без допуска не разрешается въезд на территорию.*

### Список использованной литературы

1. «Положение о порядке ликвидации нефтяных, газовых и других скважин и списание затрат на их сооружение» от 2 июня 1995 года № 63/121-П
2. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
3. СТ РК ГОСТ Р 17.2.2.06-2005 «Охрана природы. Атмосфера. Нормы и методы измерения содержания оксида углерода и углеводородов в отработанных газах газобаллонных автомобилей»
4. Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, предпроектной и проектной документации. Астана, 2007 г.
5. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов) РНД211.2.02.03-2004 г.
6. Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий (приложение № 12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө)
7. Методика расчета платы за эмиссии в окружающую среду, утверждена приказом. Приказ Министра ООС РК №124-п от 27.04.2007 г.
8. ОНД-86. «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий», Госкомгидромет, 1997г.
9. РНД 03.1.0.01.96. Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства. Астана, 2004 г.
10. РНД 211.2.02.01-97 Инструкция по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, Алматы, 1997 г.
11. Строительные нормы РК 8.02-03-2002, Астана, 2003 г.
12. Методика расчета выбросов от стационарных дизельных установок» РНД211.202.04-2004 г.
13. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий (раздел 3) Приложение №3 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

14. Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г
15. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
16. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005
17. Правила пожарной безопасности в нефтегазовой промышленности (ППБ РК-10-98).
18. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (Министерство нефтяной и газовой промышленности. Министерство геологии и охраны недр Актюбинск 1995)