

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ТОО «ZHLYLOI OPERATING»**

**АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»**



**«Проект ликвидации последствий
разведки на участке Жылыой»**

Договор №15/2026АТ от 16.01.2026г.
Дата выполнения: 27.02.2026г.
Экз. №1.

Атырау, 2026г.

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ТОО «ZHYLYOI OPERATING»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»



УТВЕРЖДАЮ:

И.о. генерального директора
ТОО «Zhylyoi Operating»

Ахметкалиев Н.Д.

27 февраля 2026г.

«Проект ликвидации последствий
разведки на участке Жылыой»

Заместитель директора филиала
по производству


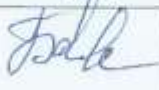





Директор департамента
проектирования бурения и экологии



Шагильбаев А.Ж.

Губашев С.А.

Список исполнителей

| № | Должность | ФИО | Подпись | Раздел |
|----------------------------------|---|-----------------|---|---------------------------------|
| 1 | Начальник управления проектирования бурения и ремонта скважин | Блгалиев Р.Н. |  | Общее руководство |
| 2 | Эксперт управления проектирования бурения и ремонта скважин | Ескалиев Б. |  | |
| Главный инженер проекта | | | | |
| 3 | Ведущий инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин | Сабиров Б.Ф. |  | Разделы 5,6. |
| Ответственные исполнители | | | | |
| 4 | Эксперт управления проектирования бурения и ремонта скважин | Рыспаев А.А. |  | Разделы 1,4,8 |
| 5 | Ведущий инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин | Амангалиев А.К. |  | Раздел 7. |
| 6 | Ст. инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин | Ергалиев Ж.Б. |  | Разделы 2,3. |
| 7 | Инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин | Шпанов Н.Т. |  | Оформление и подготовка проекта |

СОДЕРЖАНИЕ

| № п/п | Наименование главы | Стр |
|--------------|---|------------|
| | Введение | 8 |
| | Реферат | 11 |
| 1 | ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА | 12 |
| 1.1 | Общие сведения о районе работ | 12 |
| 2 | КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ | 14 |
| 2.1 | Особенности геологического строения в контексте ликвидационных работ | 14 |
| 2.2 | Литолого-стратиграфическая характеристика | 14 |
| 2.3 | Тектоника | 22 |
| 2.4 | Гидрогеологические условия и агрессивность среды | 25 |
| 2.5 | Нефтегазоносность | 26 |
| 3 | ОБОСНОВАНИЕ КРИТЕРИЕВ ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ | 31 |
| 4 | ПРОЕКТНЫЕ ДАННЫЕ СКВАЖИНЫ | 32 |
| 5 | ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ | 34 |
| 5.1 | Оборудование устье скважины | 34 |
| 5.2 | Порядок действий при разработке планов изоляционно-ликвидационных работ | 35 |
| 5.3 | Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению нефтегазоводопроявлений | 37 |
| 5.4 | Установка изоляционно-ликвидационных цементных мостов | 43 |
| 5.5 | Затраты времени на организацию работ | 51 |
| 5.6 | Расчет бурильного инструмента и выбор подъемной установки | 53 |
| 6 | РЕКУЛЬТИВАЦИЯ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ | 55 |
| 7 | ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ | 57 |
| 8 | МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ НЕДР, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ | 58 |
| | Заключение | 74 |
| | Список использованной литературы и нормативных документов | 75 |
| | Приложения | 76 |

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

| № п/п | № прил. | Наименование | Стр. |
|--------------|----------------|---|-------------|
| 1. | 1. | Техническая спецификация | 77 |
| 2. | 2. | Протокол совместного технического совещания | 79 |
| 3. | 3. | Лицензия на работы и услуги в сфере углеводородов | 80 |

СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

| № п/п | № табл. | Наименование | Стр. |
|--------------|----------------|--|-------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1. | 2.2.1 | Прогнозные показатели давления и температуры по разрезу скважины | 20 |
| 2. | 2.2.2 | Рекомендуемые объекты испытания в эксплуатационной колонне. | 20 |
| 3. | 2.5.1 | Признаки углеводородов в исторических глубоких скважинах | 29 |
| 4. | 4.1 | Информация о скважине | 32 |
| 5. | 4.2 | Проектная конструкция скважины | 32 |
| 6. | 4.3 | Проектный стратиграфический разрез участка Жылыой | 32 |
| 7. | 5.4.1.1 | Коэффициенты, учитывающие интенсивность смешения жидкостей при установке цементных мостов. | 45 |
| 8. | 5.4.3.1 | Осложнения, возникающие при установке цементных мостов, и мероприятия по их недопущению. | 46 |
| 9. | 5.4.4.1 | Интервалы установки моста (основной вариант со спуском экс.колонны). | 47 |
| 10. | 5.4.4.2 | Интервалы установки моста (основной вариант без спуска экс.колонны). | 48 |
| 11. | 5.5.1 | Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины (основной вариант со спуском экс.колонны). | 51 |
| 12. | 5.5.2 | Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины (основной вариант без спуска экс.колонны). | 52 |
| 13. | 5.6.1 | Техническая характеристика буровой установки УПА-60А | 53 |
| 14. | 6.1 | Сводный экономический расчет с объемами и видами работ по технической рекультивации земель. | 56 |
| 15. | 7.1.1 | Расчет стоимости ликвидации скважин | 57 |
| 16. | 7.1.2 | Сводный экономический расчет по ликвидации последствий разведки по участку Жылыой. | 57 |
| 17. | 8.11.1 | Нормы освещенности. | 66 |
| 18. | 8.11.2 | Санитарно-бытовые помещения. | 67 |
| 19. | 8.12.1 | Классификация взрывоопасности помещений и пространства индивидуальной площадки скважин. | 68 |
| 20. | 8.12.2 | Средства пожаротушения. | 69 |

СПИСОК РИСУНКОВ В ТЕКСТЕ

| № п/п | № рис. | Наименование рисунков | Стр. |
|--------------|---------------|--|-------------|
| 1. | 1.1 | Картограмма расположения участка недр Жылыой. | 10 |
| 2. | 1.2 | Обзорная карта района работ. | 13 |
| 3. | 2.2.1 | Сводная литого-стратиграфическая колонка Северного Каспия. | 21 |
| 4. | 2.2.2 | Геологический профильный разрез поднятия Кёр-оглы — Кашаган (по геофизическим данным). | 22 |
| 5. | 2.3.1 | Тектонические элементы южного борта Прикаспийского осадочного бассейна и прилегающих территорий (Жемчугова и др., 2017). | 23 |

| | | | |
|-----|-------|--|----|
| 6. | 2.3.2 | Структурно-тектоническая карта предмеловой поверхности Каспийского региона (Ю.А. Волож и др.). | 24 |
| 7. | 2.3.3 | Схема тектонического строения мезо-кайнозойского комплекса. | 25 |
| 8. | 4.1 | Конструкция скважины. | 33 |
| 9. | 5.1 | Схема установки репера и тумбы при ликвидации скважины. | 34 |
| 10. | 5.4.1 | Основной вариант со спуском экс. колонны. | 49 |
| 11. | 5.4.2 | Основной вариант без спуска экс. колонны. | 50 |

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая проектная документация на ликвидацию поисковой скважины ZO-1 разработана Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» на основании технического задания, выданного заказчиком ТОО «Zhylyoi Operating». Проектная документация разработана согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» утвержденных приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355, «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года №200.

Согласно статье 126 Кодекса Республики Казахстан от 27.12.2017г. «О недрах и недропользовании» ликвидация последствий недропользования по углеводородам проводится в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения предусмотренных Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз проектом ликвидации последствий недропользования.

Требования к проведению работ по ликвидации последствий недропользования по углеводородам устанавливаются в правилах консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, утверждаемых уполномоченным органом..

Данный проект определяет установление порядка и технических требований по проведению ликвидационных работ с обеспечением выполнения условий охраны недр и окружающей среды с переводом скважин в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, а также охрану окружающей природной среды.

Ликвидация скважины будет производиться по инициативе предприятия - недропользователя ТОО «Zhylyoi Operating», на балансе которого находится скважина, в соответствии с проектной документацией, согласованной с территориальными контролирующими органами Республики Казахстан – департаментом по чрезвычайным ситуациям Атырауской области министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан, межрегиональным департаментом «Запказнедра».

Структура и состав проектной документации соответствует действующим нормативным требованиям и включает следующие разделы:

- Общая пояснительная записка
- Геологическая характеристика месторождения
- Обоснование критериев ликвидации
- Проектные данные скважины
- Технические и технологические решения по ликвидации скважины:
- Оборудование устья скважины при ликвидации;
- Порядок действий при разработке планов изоляционно-ликвидационных работ;
- Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению нефтегазоводопроявлений;
- Расчет колонны НКТ и выбор подъемной установки;
- Технические данные по подъемным агрегатам;
- Требования техники безопасности, охраны недр и окружающей среды:
- Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды;
- Меры по рекультивации нарушенных земель при проведении ликвидации;
- Экономический расчет по ликвидации последствий разведки;

- Меры по обеспечению безопасности населения и персонала, охране недр и окружающей среды, зданий и сооружений;
- Меры по предотвращению загрязнения подземных вод;
- Меры по обеспечению радиационной безопасности персонала и населения.

Изменения, вносимые в проектную документацию на ликвидацию поисковой скважины, подлежат дополнительному согласованию с соответствующими территориальными контролирующими органами Республики Казахстан.

Ликвидация законченной строительством скважины считается завершённой после подписания акта ликвидации последствий недропользования:

- недропользователем ТОО «Zhylyoi Operating»;
- представителем компетентного органа.

Недропользователем участка Жылыой является АО «НК «КазМунайГаз» и CNOOC HONG KONG HOLDING LIMITED на основании контракта на разведку и добычу углеводородов на участке недр «Жылыой» №5487-УВС-СП от 24.06.2025г.

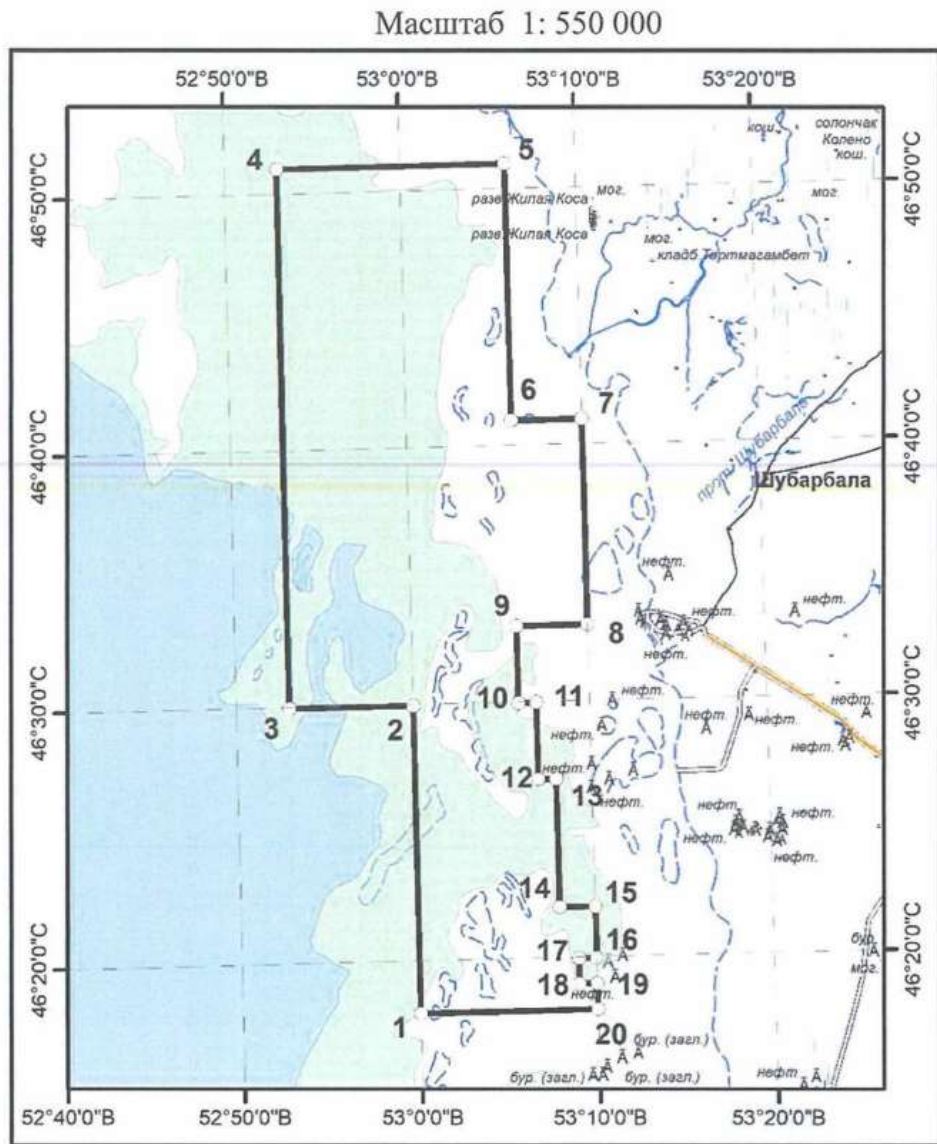
Участок недр (геологический отвод) представлен АО «НК «КазМунайГаз» и CNOOC HONG KONG HOLDING LIMITED для осуществления операций по недропользованию на основании решения Компетентного органа.

Участок недр расположен частично в Атырауской области и частично в Казахском секторе Каспийского моря (далее – КСКМ). Площадь участка (геологического отвода составляет – 958,25 кв.км. Глубина исследований до кристаллического фундамента.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с №1 по №20.

| Номер точки | Координаты угловых точек участка «Жылыой» | |
|-------------|---|-------------------|
| | северная широта | восточная долгота |
| 1 | 46° 18' 00" | 53° 00' 00" |
| 2 | 46° 30' 00" | 53° 00' 00" |
| 3 | 46° 30' 00" | 52° 53' 00" |
| 4 | 46° 51' 00" | 52° 53' 00" |
| 5 | 46° 51' 00" | 53° 06' 00" |
| 6 | 46° 41' 00" | 53° 06' 00" |
| 7 | 46° 41' 00" | 53° 10' 00" |
| 8 | 46° 33' 00" | 53° 10' 00" |
| 9 | 46° 33' 00" | 53° 06' 00" |
| 10 | 46° 30' 00" | 53° 06' 00" |
| 11 | 46° 30' 00" | 53° 07' 00" |
| 12 | 46° 27' 00" | 53° 07' 00" |
| 13 | 46° 27' 00" | 53° 08' 00" |
| 14 | 46° 22' 00" | 53° 08' 00" |
| 15 | 46° 22' 00" | 53° 10' 00" |
| 16 | 46° 20' 00" | 53° 10' 00" |
| 17 | 46° 20' 00" | 53° 09' 00" |
| 18 | 46° 19' 00" | 53° 09' 00" |
| 19 | 46° 19' 00" | 53° 10' 00" |
| 20 | 46° 18' 00" | 53° 10' 00" |

Площадь участка недр (геологического отвода) составляет – 958,25 (девятьсот пятьдесят восемь целых двадцать пять сотых) кв.км. Глубина – до кристаллического фундамента.



Шартты белгілер

- | | |
|---------------------------------------|---|
| Жылыой жер қойнауы учаскесінің пішіні | жақсартылған қара жолдар |
| жағалау сызықтары (тұрақты) | ауыларалық қара жолдар |
| жағалау сызықтары (тұрақты емес) | қолданыстағы қорғалатын табиғи аумақтар |
| өзендер, бұлақтар (құрғақ) | теңіз |
| өзендер, бұлақтар (тұрақты) | жеке ғимараттар |
| мұнай және газ кәсіпшіліктері | ететін тұзды батпақтар |
| қапталған автожолдар (тас жол) | |

Рис.1.1 Картограмма расположения участка недр Жылыой

РЕФЕРАТ

Целью настоящей Проектной документации является ликвидация последствий разведки.

Ликвидация поисковой скважины ZO-1 проводится после завершения геологоразведочных работ (ГРР), включая бурение, сейсморазведку, строительство дорог и площадок.

Проект включает мероприятия по рекультивации земель, демонтажу оборудования и восстановлению природной среды в соответствии с законодательством РК о недрах и недропользовании.

Ликвидация поисковой скважины ZO-1 будет проводиться с буровой установки ZJ-30 использованной во время буровых работ, грузоподъемностью 180тн (в случае если скважина будет консервирована или ликвидирована сразу после завершения буровых работ) или с применением буровой установки УПА-60/80 с грузоподъемностью не менее 60 т (в случае передачи скважины на этап испытания и освоения), отвечающий всем техническим требованиям проведения работы по ликвидации. Разработанный проект будет согласовываться в соответствии с законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании, в области охраны окружающей среды и в сфере гражданской защиты (промышленной безопасности) и санитарно-эпидемиологического благополучия населения по Атырауской области.

Проект проведения изоляционно-ликвидационных работ в поисковой скважине ZO-1 предусматривает раздел, регламентирующий меры по обеспечению безопасности персонала при проведении работ.

Проведение изоляционно-ликвидационных работ в скважине должно исключить возможность выхода токсичных и агрессивных газов на устье скважины и обеспечивать сохранность обсадных колонн и устьевого оборудования от их коррозионного воздействия после ликвидации скважины.

Общая задача изоляционно-ликвидационных работ в скважине - заполнение возможно большей длины канала перетока тампонирующей смесью, затвердевающей в прочный малопроницаемый камень, находящийся в состоянии надежного контакта или сцепления с ограничивающими его связями.

Данный Проект является основным руководящим документом при проведении ликвидации скважины на контрактной территории ТОО «Zhylyoi Operating».

РАЗДЕЛ 1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1.1 Общие сведения о районе работ

По административному делению территория работ относится к Атырауской области Республики Казахстан. Ближайший крупный населенный пункт - город Атырау, являющийся административным центром и крупным транспортным узлом.

Рельеф местности слабо наклонен к западу, в сторону Каспийского моря. Эта площадь сравнительно недавно была дном моря с выровненным рельефом, после отступления моря она оказалась почти не затронута процессами эрозии. Верхний покровный слой еще рыхлый, состоит из супеси и битой ракуши, что затрудняет продвижение автотранспорта.

Поверхность покрыта бедной солончаковой растительностью. Прибрежная полоса моря покрыта густыми зарослями камыша и травы. Кроме того, площадь покрыта сорами и изрезана небольшими реками, потерявшими сообщение с Каспийским морем, ввиду отступления береговой линии. Весной и осенью соры заполняются водой, в летнее время многие из них высыхают и становятся доступными для передвижения автотранспорта. Пополнение «ериков» и соров водой происходит за счет атмосферных осадков, таяния снега и приливов моря при западном ветре (моряне). Вода в «ериках» горько-соленая и пригодна только для технических целей.

Климат района резко-континентальный с малым количеством осадков (160 мм/г.), холодной и ветреной зимой (-35°C), сухим и жарким летом (до +45°C), но в отличие от внутренних районов Прикаспийской низменности несколько смягченный близостью моря. Ветры преимущественно восточных и юго-восточных направлений. Нередки сильные ветра, сопровождаемые буранами и снежными заносами, летом – пыльными бурями. В зависимости от количества выпадающих осадков весной и осенью местность становится труднопроходимой для автотранспорта.

Источников пресной воды в районе работ нет. Ближайшая река Эмба исчезает в песках в районе г. Кульсары. Основной водной артерией Атырауской области является река Урал, впадающая в Каспийское море в районе г. Атырау. Водоснабжение для хозяйственно-бытовых нужд населенных пунктов Жылыойского района осуществляется по трубопроводу из реки Волга через водоочистные сооружения г. Кульсары.

Электроснабжение населенных пунктов Жылыойского района осуществляется от Атырауской и Кульсаринской ТЭЦ.

В экономическом отношении район является достаточно развитым. Рассматриваемый участок недр находится в районе таких разрабатываемых нефтяных месторождений, как Теренозек, Караарна, С.Нуржанов, Тажигали и другие, а также уникальное газонефтяное месторождения Тенгиз. Имеются магистральные линии водопровода, нефтепровода, проходящего через Косчагыл, Кульсары на нефтеперерабатывающие заводы городов Атырау, Самара.

Район работ характеризуется развитой сетью трубопроводов.

- магистральный газопровод Средняя Азия-Центр;
- нефтепровод Тенгиз-Кульсары-Атырау-Новороссийск (КТК);
- нефтепровод Узень-Кульсары-Атырау-Самара;
- нефтепровод Каратон-Косчагыл-Кульсары-Орск.

В период разведки планируется:

- Бурение поисковой скважины ZO-1 глубиной 2000 м.: проведение расширенного комплекса ГИС, отбор керна и шлама, испытание перспективных горизонтов и лабораторные исследования.
- Сейсморазведочные работы: проведение полевых сейсморазведочных работ 3D в объеме 400 кв.км., а также переобработка и переинтерпретация исторических данных 2D для повышения качества прослеживания целевых горизонтов.
- Дальнейшие решения о вовлечении других перспективных структур участка Жылыой в ГРП будут приниматься поэтапно, исходя из данных бурения первой поисковой скважины.



Рис. 1.2 Обзорная карта района работ

РАЗДЕЛ 2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

2.1 Особенности геологического строения в контексте ликвидационных работ

Проектируемая скважина ZO-1 расположена в пределах Южно-Прикаспийской нефтегазоносной области на солянокупольной структуре Жылыой. С точки зрения ликвидации последствий недропользования, разрез характеризуется высокой степенью тектонической сложности. Сводовая часть структуры осложнена субмеридиональными и широтными нарушениями, что предопределяет необходимость создания усиленных изолирующих барьеров (цементных мостов) для исключения миграции пластовых флюидов по зонам трещиноватости в вышележащие горизонты и на дневную поверхность.

2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза дана на основе обобщения результатов анализов керн, каротажных данных и по результатам проведенного комплекса ГИС на соседних территориях в надсолевом комплексе такие как Терень-Узек Западный, Тажигали, Тажигали Юго-Западный, Пустынное, Каратон-Кошкимбет, Ботахан, Асанкеткен, Айранколь, так и в подсолевым комплексе Кашаган, Тенгиз, Королевское, Актоты и др.

В стратиграфическом отношении разрез представлен отложениями от среднекаменноугольных до палеогеновых включительно. При стратиграфическом расчленении разреза использованы имеющиеся палинологические и палеонтологические определения, сводные отчеты, каротажные данные, описание керн и материалы по соседним площадям.

Общее представление о стратиграфическом разрезе приведено на рис.2.2.1.-2.2.2.

Палеозойская группа – PZ

Наиболее древними отложениями, вскрытыми глубокими поисковыми скважинами на соседних территориях, являются отложения девонского возраста. На территории северного Каспия девонско-каменноугольные отложения представлены карбонатными породами Приморско-Кашаганского типа. Более древние отложения предположительно сложены породами нижнего и среднего палеозоя преимущественно эффузивнотерригенным составом.

Девонская система

На участке Жылыой отсутствуют пробуренные скважины, по этой причине описание взято по аналогии с соседними площадями.

Верхнедевонские отложения вскрыты на площадях Каратон, Королев, Тенгиз и Ансаган, которые представляют собой породы слабо изолированных лагун.

Франский ярус D3f сложен перекристаллизованными вакстоунами и пакстоунами, среди которых выделяются пелоидные и биокластовые разности. Меньшим распространением пользуются комковато-сгустковые водорослевые отложения с кальцисферами и раковинками фораминифер. Зерна обычно сильно микритизированы.

Фаменский ярус D3fm представлен пелоидными и биокластовыми пакстоунами и вакстоунами, доломитизированными, с признаками фенестрального строения, с ограниченным количеством грейнстоунов, встречаются сгустково-комковатые, микрозернистые, водорослевые известняки. Основную массу водорослевых известняков составляет микро-сгустковая водорослевая ткань (сине-зеленые водоросли), на фоне которой выделяются многочисленные мелкие кальцисферы и однокамерные фораминиферы, встречаются тонкостенные раковинки остракод.

В целом девонский разрез представлен плотными, очень низкопоровыми, малопроницаемыми породами с ограниченным количеством органического ископаемого.

Каменноугольная система – С

В общей стратиграфической последовательности в пределах рассматриваемой территории выделяются породы нижнего и среднего отделов карбона. Карбонатные отложения представлены различными структурными типами пород, среди которых основную роль играют органогенно-детритовые, биоморфно-органогенные, сгустково-комковатые и микрозернистые известняки.

Нижний карбон – С₁

Вскрытые породы нижнего карбона установлены в объеме турнейского, визейского и серпуховского ярусов. Мощность отложений турнейского яруса на Каратоне изменяется от 179 м до 209 м. Разрез сложен в основном известняками серыми со слабым буроватым оттенком. В его нижней части встречены грейнстоуны, реже пакстоуны биоморфно-детритовые, цементированные неравномерно зернистым кальцитом (спаритом). На площади Пустынная отложения нижнекаменноугольного возраста представлены известняками органогенно-обломочными, органогенно-оолитовыми, мелкозернистыми, тонкослоистыми, от светло-серого до темного цвета. Вскрытая толщина отложений нижнего карбона достигает ~483 м.

Породы *турнейского яруса* несогласно залегают на нижележащих отложениях фаменского возраста и представлены отложениями малевского, упинского, черепетского, кизеловского и косьвинского горизонтов. Отложения сложены пеллето-пелоидными биолитокластовыми пакстоун-вакстоунами, грейнстоунами, фораминиферо-водорослевыми вакстоунами и мадстоунами, перекристаллизованными, слабопористыми.

Визейский ярус подразделяются на три части (снизу вверх): нижневизейская (радаевско-косьвинский горизонт), средневизейская (бобриковский и тульский горизонты), верхневизейская (алексинско-веневский горизонт) и имеют повсеместное распространение. Их вскрытая толщина меняется от 82 м (Тенгиз) до 637 м на Каратоне и 736 м на Тенгизе.

Тульский горизонт, относящийся к среднему визе, характеризуется высоким гидродинамическим режимом в римовой зоне и сравнительно низким в мелководной платформенной зоне. Разрез сложен биокластовыми, криноидными, микро сгустковыми известняками, перемежаемыми прослойками пеплового туфа.

Отложения окского надгоризонта представлены в объеме алексинского, михайловского и веневского горизонтов. Литологически разрез сложен мелкообломочными биокластовыми и пеллетовыми вакстоунами, грейнстоунами и пакстоунами с прослоями микросгустковых водорослевых известняков, местами перекристаллизованных и окремненных.

В Тенгиз-Каратонской зоне серпуховский ярус имеет толщину от 21-35 м до 153 м и установлен в объеме тарусско-стешевского и протвинского горизонтов.

Серпуховский ярус сложен, в основном, органогенно-обломочными известняками, вакстоунами и пакстоунами, реже – грейнстоунами, баундстоунами, биокластическими водорослевыми, перекристаллизованными, пористыми, с содержанием битума в биокластах и порах. Отложения серпуховского яруса римовой части месторождения Кашаган представлены кавернозными известняками.

На Каратоне, Пустынная 10, Тажигали 17, Кошкимбет 16 серпуховские отложения сложены оолитовыми, литокластово-оолитовыми, органогенно-обломочными грейнстоунами, иногда доломитизированных. В периферийных частях карбонатных платформ серпуховские отложения представлены чередованием прослоев пакстоунов.

Средний карбон – С₂

Среднекаменноугольные отложения со стратиграфическим несогласием перекрываются породами нижней перми и не выдержаны по стратиграфическому объему. Отложения представлены нижнебашкирским подъярусом и московским ярусом.

Нижнебашкирский подъярус С_{2b1}. Нижнебашкирский подъярус представлен в объеме прикамского и северо-кельтменского горизонтов.

Северо-кельтменский интервал нижнего башкира сложен грейнстоунами от мелкой до средней зернистости, содержащими разнообразные комплексы характерных скелетных зерен с оолитовым покрытием; скелетные зерна включают бентические фораминиферы, криноиды, брахиоподы, моллюски; зерна обычно хорошо окатаны и отсортированы, иногда сильно микритизированы.

На Кошкимбете нижнебашкирский подъярус представлен переслаиванием известняковых песчаников, водорослевых микросгустковых и оолитовых известняков и циклическим переслаиванием известняковых песчаников, детритовых известняков. Породы интенсивно перекристаллизованы и сильно выщелочены. Отмечены открытые трещины, заполненные битумоидом. Интенсивное выщелачивание привело к образованию пустот размером 0.2-0.8 мм.

Отложения московского яруса практически в полном объеме (верейский, каширский, подольский и мячковский горизонты) присутствуют только на структуре Южная, где их общая мощность составляет 550-620 м. и сложены, шламово-сгустковыми известняками. На склоне карбонатной постройки, установлено присутствие глинистых известняков со спикулами кремневых губок. В низах разреза выделяется пачка спонголитов, мощностью 46-48 м.

Пермская система – Р

Среднекаменноугольные отложения со стратиграфическим несогласием перекрываются породами перми, представленными нижним и верхними отделами.

Нижний отдел – Р₁

Данный возраст представлен отложениями ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов. На структурах Тенгиз, Ансаган, Южная, Королевская и Каратон, нижнепермские отложения развиты повсеместно. На сводах структур мощности составляют 10-90 м, а на склонах и в погруженных участках – до 100-320 м.

На структуре Южная сакмаро-ассельские отложения представлены массивными водорослевыми (тубифитовыми) известняками биогермного характера. В пределах структуры Тенгиз отложения пермского возраста представлены аргиллитами, аргиллитоподобными глинами, мергелей, известняков и доломитов.

Артинские отложения на Ансагане представлены мощным пластом аргиллита с переслаиванием мергелистого известняка. На площади Пустынная эти породы представлены глинисто-карбонатными отложениям, а в пределах площади Тажигали представлены преимущественно аргиллитами с прослоями глинистых, практически непроницаемых известняков. В разрезе скважины Кошкимбет-16 в артинском интервале вскрыты неравномерно переслаивающиеся известняки микрозернистых, мергелей.

Кунгурский ярус – Р_{1k}

На поверхности артинских карбонатных отложений залегает толща сульфатно-галогенных пород кунгурского яруса. Эвапоритовый разрез может быть подразделен следующим образом:

- сложенная в верхней части ангидритом слоистым с тонким переслаиванием аргиллита и глинистого карбоната
- в средней части – каменной солью, с участками ангидрита и маломощными пластами аргиллита и единичными включениями известняков

- Интервал с мощным пластов эвапоритовых известняков и включениями ангидрита
- Ангидрит с прослоями аргиллитов, переслаивающимися известняками и аргиллитами в нижней части.

В результате толщина соли на территории Жылыой изменяется от нескольких десятков метров в межкупольных зонах до 500 м – 3000 м на куполах. В нижней части кунгура залегают пачки глинисто-карбонатно-ангидритовых пород. Представлены они, по данным керна на площади Пустынная, тонким переслаиванием серых, светло-серых, мелко-среднезернистых, плотных ангидритов (толщина 0.5-6.0 мм) с прослойками (толщина до 1.5 мм) доломитов и известняков темно-серых, тонко-мелкозернистых. Выше залегает толща кристаллической каменной соли – галита. Завершает разрез верхняя терригенно-гипс-ангидритовая толща.

Верхний отдел – P₂

Красноцветные отложения верхней перми залегают в межкупольных мульдах и представлены красноцветными и пестроцветными континентальными образованиями: глинами, песчаниками, алевролитами, мелкогалечными конгломератами.

Триасовая система – T

Данные отложения в стратиграфическом отношении подразделяются на нижний - красноцветный континентальный, средний- морской терригенно-карбонатный и верхний- морской терригенно-карбонатный отделы. В пределах изучаемой территории среднетриасовый отдел не установлен. Отложения нижнего триаса представлены глинами и аргиллитами с прослоями алевролитов, глинистых песчаников. Толщина песчаных пачек до 20-50 м, коллекторские свойства улучшаются к сводам куполов. В северной части на уровне площади Тажигали нижний триас сложен пестроцветными глинами с прослойками песков, песчаников и алевролитов, с общей толщиной до 35-40 м. Верхний триас установлен в пределах Прорвинской зоны на юге, где представлен чередованием глинистых и песчаных пачек с линзами конгломератов мощностью 600-800 м. Верхнетриасовые осадки на севере территории (площадь Тажигали) представлены зеленовато-серыми алевролитами, зеленовато-серыми и коричневыми глинами и зеленовато-серыми полимиктовыми песчаниками, покрывающими со стратиграфическим несогласием породы нижнего триаса. Толщина составляет 140-1590 м. В пределах Прорвинской зоны на юге, сероцветный и пестроцветный комплекс верхнего триаса представлен чередованием глинистых и песчаных пачек с линзами конгломератов. Мощность 600-800 м.

Юрская система – J

Юрские отложения залегают со стратиграфическим, часто с угловым несогласием на породах триаса и представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижний отдел – J₁

Нижняя юра (песчано-конгломератовая свита) толщиной 20-120 м представлена мелководно-прибрежными, речными и лагунными слабосцементированными песками с включениями гравелитов, конгломератов, песчаников, алевролитов, реже глин.

В пределах Тенгиза в отложениях нижней юры установлено чередование известняка и маломощных пластов аргиллита и алевролита. Известняк серого до темнозеленого-серого цветов, мягкий до плотного, микрокристаллический. Тонкие пласты алеврита, в основном, серого цвета до зеленовато-серого, мягкий до плотного, аморфный, неизвестковистый, местами песчанистый. Аргиллит темно-серый до зеленовато-серого, мягкий, местами аморфный, песчанистый.

Средний отдел – J₂

Среднеюрские песчано-глинистые озеро-лагунные, морские и речные фации представлены ааленским, байосским, батским и келловейским ярусами. Выделение ааленского яруса представляет сложную задачу в следствии её литологической схожести с нижележащей песчано-конгломератовой толщи нижней юры.

Ааленский и байосский ярусы сложены лагунно-континентальными фациями с переходом к морским вверх по разрезу. Байосский ярус сложен серыми и зеленовато-серыми глинами, переслаивающимися с песками, песчаниками и прослоями углей. На отдельных площадях в верхней части разреза установлены мергели с прослоями слабоглинистых песчаников и пропластками бурых углей, в средней части – темно-серыми глинами с прослоями песков и песчаников, залегающими на нижней песчаной пачке со стратиграфическим несогласием, толщина их составляет 397-446м (пл.Пионерская). Образования батского яруса накапливались в морских и лагунно-континентальных условиях в чередование в разрезе песчаных и глинистых пластов толщиной от десятков сантиметров до десятков метров. Литологически сложена полимиктовыми песками и глинистыми песчаниками с прослоями темно-серых глин и редкими пропластками бурых углей. Келловейский ярус представлен глинами с прослоями песчаников. Иногда в разрезе встречаются прослои известняков и обуглившиеся растительные остатки. В целом отмечается последовательное увеличение толщины отложений средней юры с севера на юг от 300 м в районе Тажигали до 700 м в районе Прорва.

Верхний отдел – J₃

Верхний отдел представлен осадками нерасчлененных киммериджского, оксфордского и волжского (титонского) ярусов.

Киммеридж-оксфордский ярус литологически сложены известковистыми, песчанистыми глинами с редкими прослоями известняков, мергелей и песчаников, толщиной 70-80 м (пл.Тажигали).

Волжский ярус представлен темно-серыми, крепкими известняками и зеленовато-серыми мергелями, толщиной 155-170 м (Тажигали). Южнее от Тажигали волжский ярус в верхней части разреза сложен известняками темно-серыми, крепкими, мергелями зеленовато-серыми, глинистыми; в нижней части разреза – глинами и мергелями.

Меловая система – K

Меловые отложения по литологическому составу разделяются на две толщи: терригенную, слагающую нижний отдел и сеноманский ярус и карбонатную – верхний отдел. Максимальная толщина меловой системы в районе Прорвы достигает 1700 м.

Нижний отдел – K₁

Нижний мел представлен валанжинским, готеривским, барремским, аптским и альбским ярусами.

Отложения *валанжинского яруса* представлены толщей песчано-глинистых отложений, которая выше по разрезу последовательно сменяется на карбонатные: мергели, известняки со следами выщелачивания. Толщины яруса 5-100 м.

Готеривский ярус мощностью 50-120 м залегает трансгрессивно на различных горизонтах юры и местами на валанжине. Отложения представлены в нижней части зеленовато-серыми глинами с базальным песчаником в верхней части – песчано-глинистым разрезом.

Барремский ярус сложен красноцветными и пестроцветными глинами с многочисленными пропластками песчано-алевролитовых пород, общей толщиной до 350 м.

Аптский ярус литологически представлен темно-серыми до черных глин, плотными, слюдистыми с подчиненными прослоями алевролитов разной степени глинистости. В основании толщи прослеживается базальный горизонт песков с

маломощными прослоями глин. Толщина составляет 120 м.

Альбский ярус представлен тремя подъярусами: нижним (220-240 м) и нерасчлененными средним и верхним отделами (190-210 м). Литологически выражены они темно-серыми, плотными, участками песчанистыми глинами с прослоями мелко и среднезернистых, слюдистых песков и песчаников, в верхней части известковистых, в нижней – содержащих обуглившиеся растительные остатки и включения пирита. В основании яруса залегает пачка песчаников толщиной 15-25 м. Толщина яруса увеличивается с севера на юг от 200 до 550 м.

Верхний отдел – K₂

Отложения верхнего мела присутствуют в разрезе в объеме сеноманского, туронского, коньянского, сантонского, кампанского, маастрихтского ярусов. Мощность отложений 420-460 м разрезом от маастрихтского до сеноманского яруса включительно.

Сеноманский ярус сложен глинами с прослоями мелкозернистых, слюдистых песков и песчаников, реже мергелей, общей толщиной 70-75 м (пл.Тажигали) и до 75 м (пл.Кошкимбет).

Нерасчлененные отложения *туронского и коньянского ярусов* сложены плотными мергелями с прослоями песчанистых разностей и темно-серыми плотными глинами, общей толщиной 45-50 м (пл.Тажигали).

Сантонский ярус литологически представлен чередованием плотных известковистых глин и слабо песчанистых, слюдистых мергелей с прослоями известняков.

Кампанский ярус сложен толщей зеленовато-серых глинистых мергелей с редкими прослоями алевролитистых глин.

Маастрихтский ярус литологически представлен в основном белым писчим мелом, участками слабо глинистым с редкими прослоями глин и мергелей, толщина их составляет на юге блока 160 м.

Палеогеновая система – P

Палеогеновая система сложена отложениями всех трех отделов: олигоцена, эоцена, палеоцена и представлены они преимущественно темно-серыми глинами и глинистыми алевролитами с обуглившимися остатками растительности, а также маломощной пачкой пестроцветных мергелей с прослоями известняков и глин.

Неогеновая система – N

Разрез начинается желтовато-серыми песками с битой ракушей, ниже сменяется серыми и зеленовато-бурыми песчано-глинистыми отложениями, мощностью 40-50 м. **Четвертичные отложения – Q**

Четвертичные отложения на площади представлены песчано-глинистыми образованиями, толщиной до 30 м.

Выводы:

В соответствии с проектными данными, скважина вскрывает мезозойско-кайнозойский комплекс отложений. Для целей ликвидации выделяются следующие ключевые литологические пачки:

- **Верхнемеловой и верхнеюрский комплексы (региональные покрывки):** Представлены мощными пачками глин. Данные отложения рассматриваются как основные интервалы для установки ликвидационных мостов. Высокая пластичность глин и их низкая проницаемость обеспечивают герметичность заколонного пространства после проведения тампонажных работ.

- **Нижнемеловые и юрские отложения (целевые горизонты):** Представлены чередованием песчаников и алевролитов. Прогнозируются как потенциально продуктивные пласты с пластовым давлением от 102 до 112 кгс/см².

Данные интервалы подлежат обязательной изоляции от вышележащих водоносных горизонтов.

Таблица 2.2.1 – Прогнозные показатели давления и температуры по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, (м) | | Градиент давления | | | | | | Температура в конце интервала | |
|---|---------------|----------|--------------------------|----------|----------|--------------------------|----------|----------|-------------------------------|----------|
| | От (верх) | До (низ) | Пластового | | | Гидроразрыва пород | | | Градус | Источник |
| | | | кгс/см ² на м | | Источник | кгс/см ² на м | | Источник | | |
| | | | От (верх) | До (низ) | | От (верх) | До (низ) | | | |
| N+Q+P | 0 | 90 | 0 | 0,100 | РФЗ | 0 | 0,100 | РФЗ | 32 | РФЗ |
| K _{2t} | 90 | 452 | 0,100 | 0,101 | РФЗ | 0,100 | 0,102 | РФЗ | 39 | РФЗ |
| K _{2s} | 452 | 692 | 0,101 | 0,102 | РФЗ | 0,100 | 0,102 | РФЗ | 42 | РФЗ |
| K _{1al} | 692 | 793 | 0,102 | 0,103 | РФЗ | 0,102 | 0,102 | РФЗ | 47 | РФЗ |
| K _{1a} | 793 | 853 | 0,103 | 0,104 | РФЗ | 0,102 | 0,106 | РФЗ | 50 | РФЗ |
| K _{1ne} | 853 | 950 | 0,104 | 0,106 | ПСР | 0,102 | 0,106 | ПСР | 52 | ПСР |
| J ₃ | 950 | 1120 | 0,106 | 0,108 | ПСР | 0,106 | 0,108 | ПСР | 56 | ПСР |
| J ₂ | 1120 | 1640 | 0,108 | 0,111 | ПСР | 0,108 | 0,110 | ПСР | 67 | ПСР |
| J ₁ | 1640 | 1750 | 0,111 | 0,113 | ПСР | 0,110 | 0,113 | ПСР | 72 | ПСР |
| T | 1750 | 2000 | 0,113 | 0,117 | ПСР | 0,113 | 0,111 | ПСР | 83 | ПСР |

Примечание: Давление и температура по разрезу скважины взяты по аналогии с соседним месторождением Каратон.

Таблица 2.2.2 - Рекомендуемые объекты испытания в эксплуатационной колонне

| Номер объекта | Возраст | Интервал залегания объекта, м по вертикали/по стволу | |
|---------------|---------|--|----------|
| | | от (вверх) | до (низ) |
| ZO-1 | | | |
| 3 | К | 870 | 890 |
| 2 | J | 1050 | 1070 |
| 1 | J | 1130 | 1150 |

Примечание: интервалы испытания будут корректироваться по результатам интерпретации ГИС.

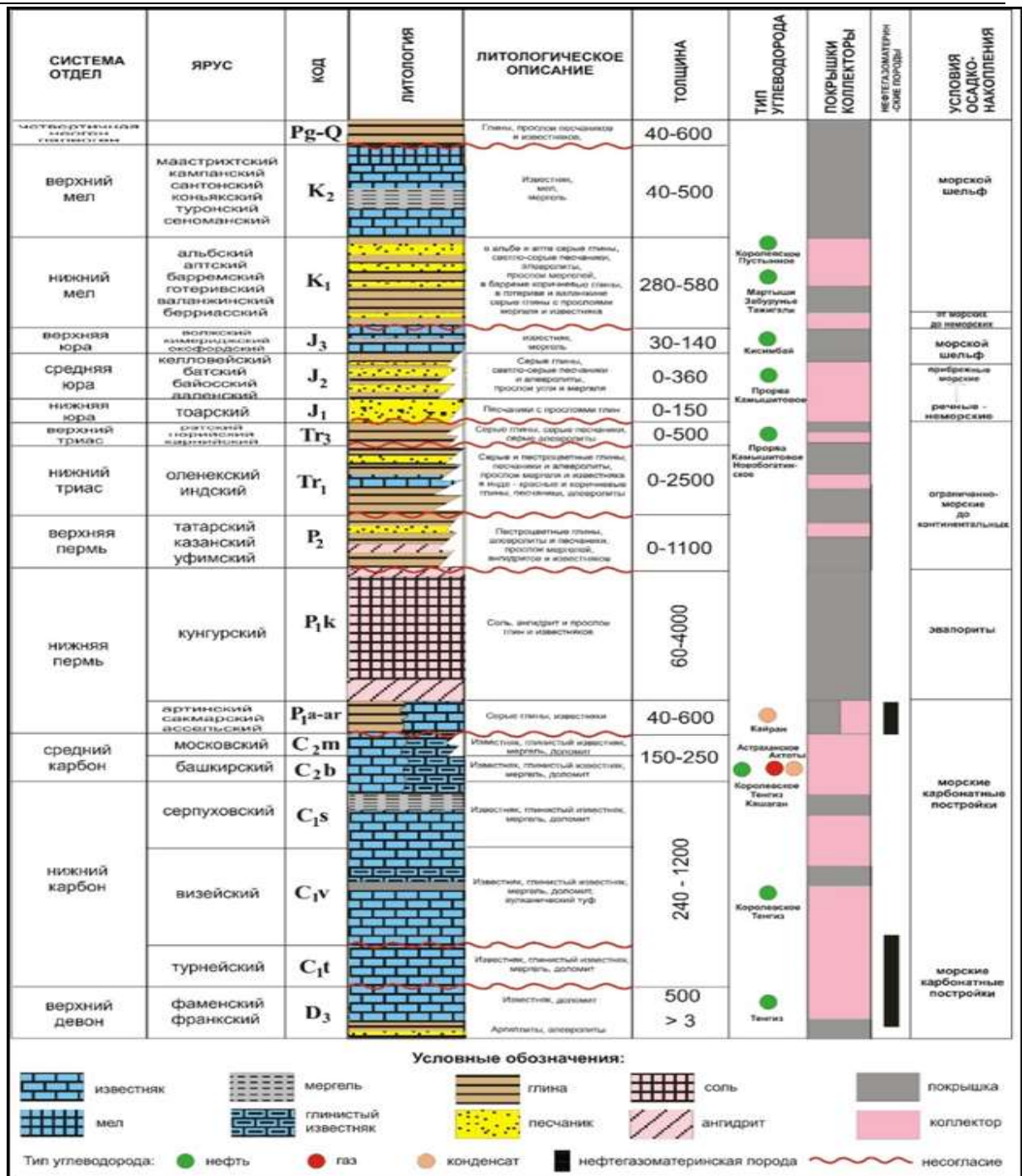


Рис. 2.2.1 - Сводная лито-стратиграфическая колонка Северного Каспия.

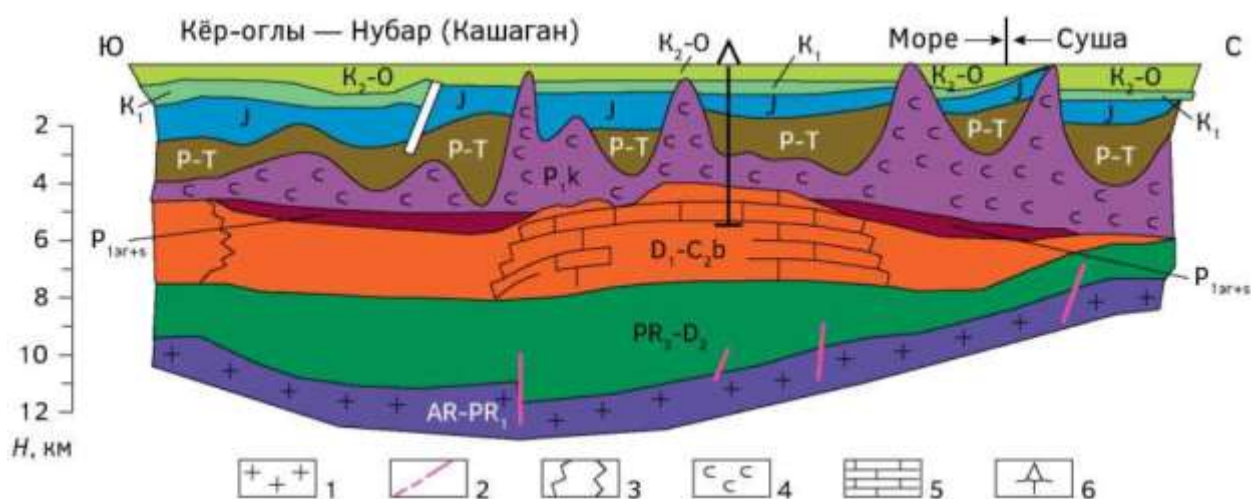


Рис. 2.2.2 - Геологический профильный разрез поднятия Кёр-оглы — Кашаган (по геофизическим данным). 1 — допалеозойский фундамент; 2 — разрывные нарушения; 3 — границы рифогенных структур; 4 — соленосная толща кунгура; 5 — карбонатные рифогенные породы; 6 — скважина площади Западный Кашаган

2.3. Тектоника

В тектоническом отношении изучаемый участок относится к юго-восточной зоне Прикаспийской впадины, приурочен к Северо-Каспийскому поднятию и Тугаракчанскому прогибу, где докембрийский фундамент находится на глубинах от 7 до 13 км (рис. 2.3.1). Тугаракчанский прогиб входит в Донецко-Астраханско-Тугаракчанскую систему, представляющую собой краевые прогибы фундамента глубиной до 16 км. С юга Прикаспийская впадина граничит с Устюрт-Бозашинским и Южно-Мангышлакским геоблоками. Сочленение с данными геоблоками обуславливает сложное геотектоническое строение изучаемого района.

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

По подсолевым отложениям, рассматриваемая территория приурочена к Жылыойскому карбонатному поднятию верхнедевонско-каменноугольного возраста, которое простирается в акваторию Каспийского моря. Поднятие включает Тенгиз-Каратонский карбонатный массив, Приморский вал, палеозойские поднятия Кашаган, Кайран, Актоты.

Прикаспийская впадина является крупнейшей областью развития соляной тектоники. Соль имеет кунгурский возраст и в виде соляных куполов, гребней, валов, массивов, иногда достигающих огромных размеров, распространена на огромные территории.

Соляной тектогенез, в пределах исследуемого участка, имеет широкое распространение. Соли оказывают влияние на характер залегания пород и их преобразование, благодаря чему осадки сильно дислоцированы, смяты в различные рода складки и разбиты сбросами. Они образуют соляные купола и штоки, оказывающие сильное воздействие на формирование локальных структур в надсолевых отложениях.

Особенности структуроформирующих процессов, обусловленных солянокупольной тектоникой, предопределяет характер, тип и морфологию локальных структур, благоприятных для накопления и сохранения залежей углеводородов.

В зависимости от степени проявления солянокупольной тектоники, в надсолевом комплексе Прикаспийской впадины выделяются надсводовые структуры,

периферийные структуры, экранированные крутыми склонами соляных ядер, подкарнизные структуры, межкупольные структуры.

Поверхность соли (ОГ VI) закартирована достаточно уверенно и подтверждена бурением многочисленных скважин на куполах. В целом, характерной особенностью строения территории является наличие куполов с неглубоким залеганием соленосной поверхности и с плоскими вершинами. Вместе с тем, отмечаются купола Жилая Коса, Береговой Северный, Ракуша, где по поверхности соли четко фиксируются склоны куполов, залегающие на различных гипсометрических уровнях и отделенные друг от друга крутыми уступами, проходящими вдоль центральных осей этих куполов. В результате этого залегающие выше мезозойские отложения подвержены в различной степени размыву и соответственно различаются по степени нефтеносности.

В строении соляных куполов выделяются участки, где пластообразно залегающие соленосные отложения перекрывают отложения верхней перми и триаса, прилегающие к соляным куполам и залегающих в межкупольных зонах. Мощность соляной толщи изменяется в широких пределах и достигает 6000 м. В отдельных межкупольных зонах соленосные отложения, возможно, отсутствуют.

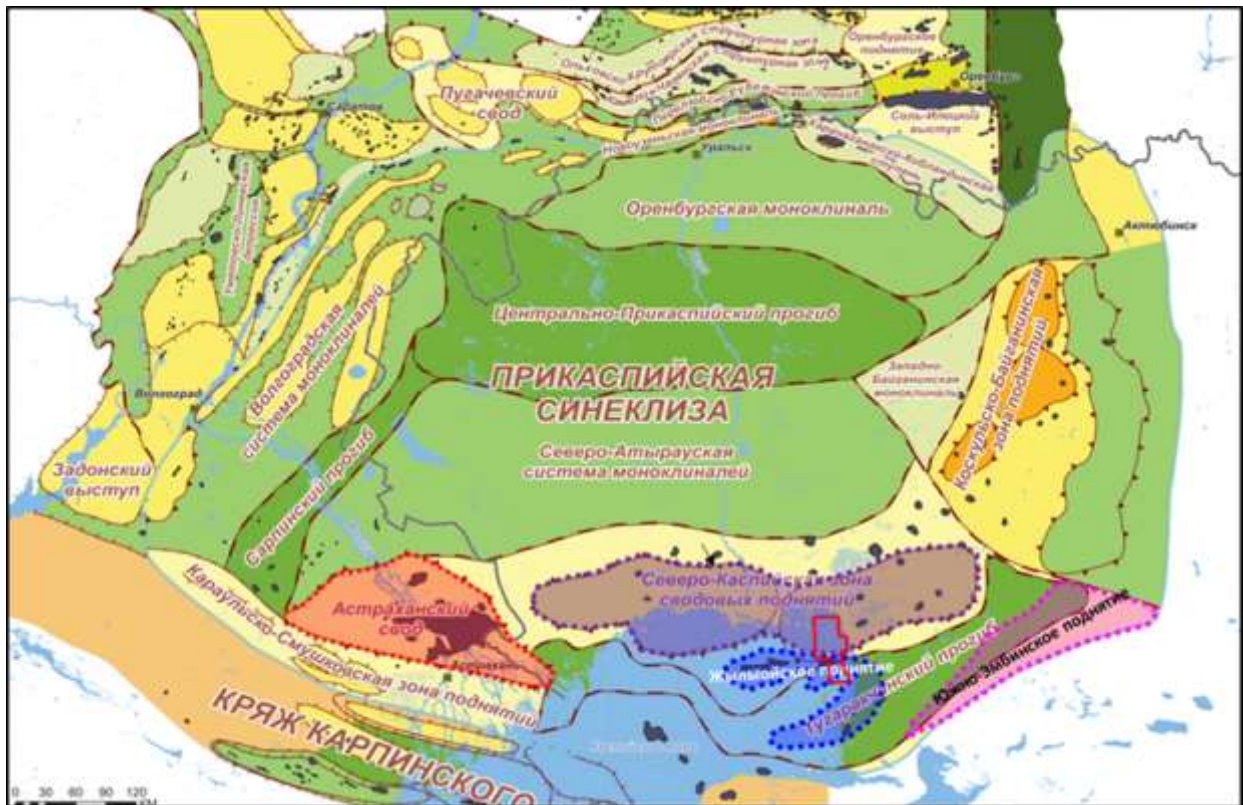


Рис. 2.3.1 - Тектонические элементы южного борта Прикаспийского осадочного бассейна и прилегающих территорий (Жемчугова и др., 2017)

В надсолевом интервале изучаемая площадь относится к Каспийско-Южноэмбинской моноклинали (рис. 2.3.2). Строение надсолевого комплекса, включающего отложения верхней перми, мезозоя и кайнозоя, характеризуется отражающими горизонтами III и V, стратиграфически приуроченными, соответственно, к кровле юры (подошва неокома) и к кровле пермотриаса.

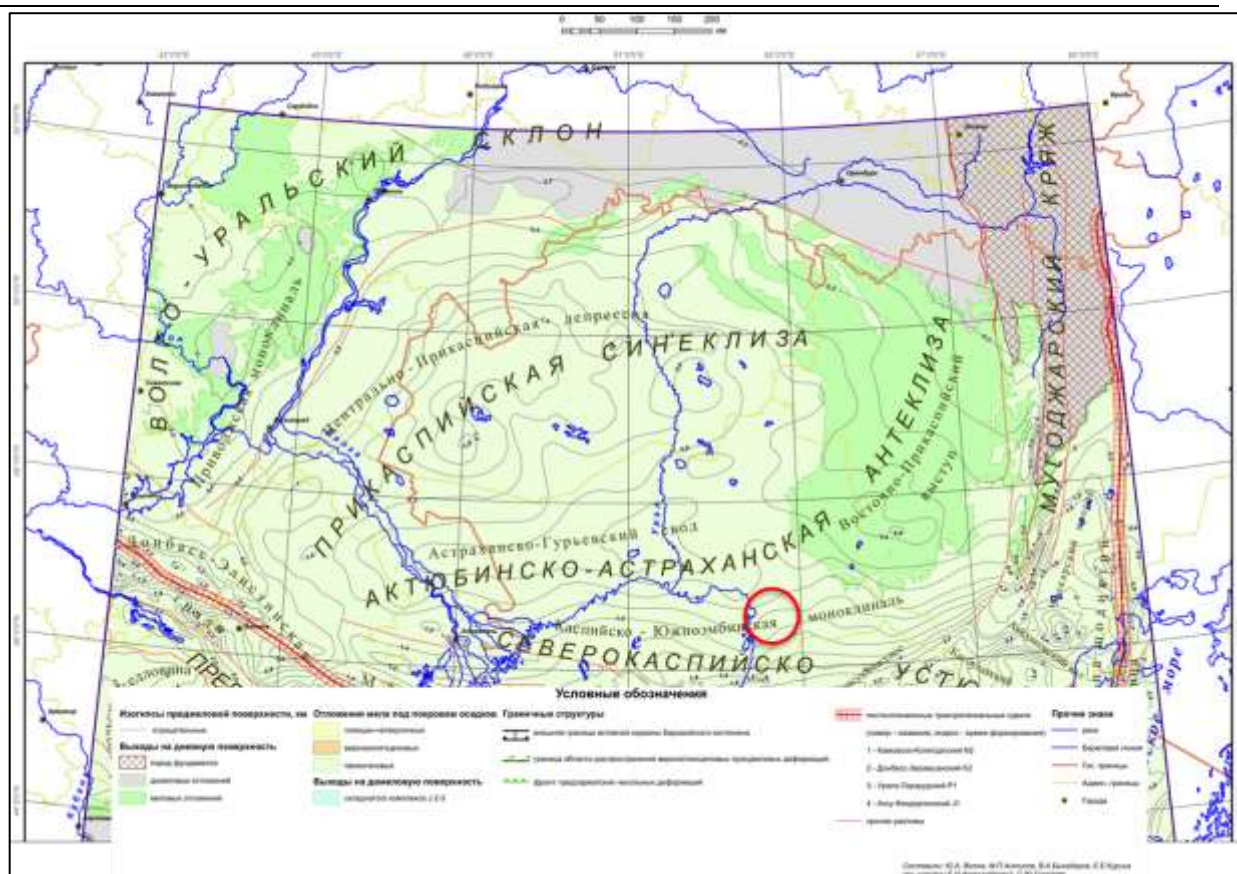


Рис. 2.3.2 - Структурно-тектоническая карта предмеловой поверхности Каспийского региона (Ю.А. Волож и др.)

В прибрежной части Каспия по поверхности юрско-меловых отложений наблюдается региональное погружение комплекса пород в юго-восточном направлении. На фоне этого погружения выделяются отдельные приподнятые и опущенные зоны, отождествляемые со структурами второго порядка: Новобогатинское, Танатарское, Жылыойское, Нармунданакское поднятия; Южно-Эмбинский, Жетыаральский, Жайыкский, Алтыатанский прогибы (рис. 2.3.3).

Потенциальная структура «Мира», рассматриваемая в настоящем проекте, относится к Жылыойскому поднятию.

В период формирования надсолевого комплекса неоднократно изменялись палеогеографическая обстановка и интенсивность проявления тектонических движений, что обусловило накопление различных по литолого-фациальной характеристике и мощности отложений. С ростом соляных куполов связаны местные размывы и угловые несогласия в залегании отдельных горизонтов надсолевой толщи.

По сейсмическим разрезам и разрезам глубоких скважин наблюдается резко несогласное залегание пород пермотриаса на отложениях кунгурского яруса, так как рост соляных куполов сопровождался выжиманием и прорывом отложений пермотриаса солью. Также в результате проявления соляной тектоники в присводовых частях куполов наблюдаются резкие несогласия в залегании юры и пермотриаса, неокома и юры, апта и неокома, турона и альб-сеномана. И как следствие этих тектонических движений имеет место интенсивный местный размыв пермотриаса, юры, неокома, альб-сеномана в своде куполов.



Рис. 2.3.3 - Схема тектонического строения мезо-кайнозойского комплекса

Локальные несогласия, вызванные подъемом соляного штока, наблюдаются и между сантоном и туроном. Резкое трансгрессивное налегание сенон-турона и третичных отложений на более древние образования связано, по-видимому, также с локальными тектоническими движениями.

В межкупольных зонах зачастую обнаруживаются глубокозалегающие ядра соляных куполов. Им на гравитационной карте обычно соответствуют участки, которые интерпретируются, как соляные языки и перешейки, связывающие соседние структуры. Надсолевые отложения таких структур могут быть осложнены дизъюнктивными нарушениями и интересны в смысле поиска нефтегазоносных ловушек, экранированных плоскостями сбросов, совершенно не затронутыми дизъюнктивами. Последний тип наблюдается на структуре Приморский II, где надсолевые отложения залегают в виде пологой брахиантиклинальной складки.

Таким образом, соляная тектоника, продолжавшаяся от верхнепермского до неогенового времени включительно, существенно сказалась на строении надсолевого комплекса пород. Под действием соляной тектоники надсолевые структуры в присводовой и сводовой части, как правило, разбиты на ряд крыльев и блоков серией дизъюнктивных нарушений. К тому же соляной тектогенез оказывал влияние и на условия осадконакопления изучаемой территории.

Выводы:

Учитывая тектоническую экранированность ловушки и наличие соляного ядра в основании, ликвидационные работы предусматривают контроль за возможными проявлениями соляной тектоники. Конструкция скважины и технология установки мостов рассчитаны на восприятие возможных геомеханических нагрузок, что минимизирует риски разгерметизации ствола скважины в будущем.

2.4. Гидрогеологические условия и агрессивность среды

В пределах рассматриваемого участка, приуроченного к юго-восточной части прибортовой зоны Прикаспийской системы артезианских бассейнов, выделяются два гидрогеологических этажа, разделенных регионально водоупорной соленосной

толщей кунгура: подсолевой и надсолевой.

Надсолевой гидрогеологический этаж находится в условиях инфильтрационного гидродинамического режима. Областями питания являются южные отроги Общего Сырта, предгорья Южного Урала и Мугоджар, где отложения мезозоя и перми выходят на поверхность. Движение вод в региональном масштабе направлено с северо-востока на юго-запад. В разрезе этажа выделяются следующие водоносные горизонты: четвертичный, меловой, юрский и триасовый.

На рассматриваемой площади целенаправленные специальные исследования для изучения пластовых вод не проводились. Описание водоносных горизонтов приводится по аналогии с близлежащими месторождениями.

В надсолевых отложениях в гидрогеологическом отношении наиболее изучены сеноманский, альбский, неокомский, среднеюрский и триасовый водоносные горизонты.

В водоносном комплексе *четвертичных* отложений водовмещающими породами являются глинистые пески, илы и супеси, толщина которых достигает 30-40 м. Воды соленые и рассольные, минерализация достигает 133,6 г/л. Дебиты скважин не превышают 0,1-0,2 л/сек.

Выводы:

Гидрогеологический разрез характеризуется наличием высокоминерализованных пластовых вод. При выборе рецептуры тампонажного раствора в технической части проекта учтена химическая агрессивность флюидов, что гарантирует долговечность цементного камня и исключает его коррозию в долгосрочной перспективе после консервации или ликвидации скважины.

2.5. Нефтегазоносность

Исследуемая территория относится к Приморско-Эмбинской нефтегазоносной области, в которой открыты месторождения, приуроченные к терригенным надсолевым и подсолевым карбонатным комплексам.

Выбор структуры Мира в качестве первоочередного объекта бурения обоснован наличием в непосредственной близости месторождений-аналогов Терень-Узек Западный, Пустынное и Тажигали, продуктивных в меловых и юрских комплексах. Основные перспективы участка связаны именно с этими отложениями, что подтверждается унаследованным характером структурных планов по всему мезозойскому разрезу.

Несмотря на отсутствие открытых месторождений в триасовых отложениях вблизи участка, они обладают определенным потенциалом. Так, при бурении глубокой скважины Кайран-1 в интервале триаса был поднят керн с признаками углеводородов, что косвенно указывает на перспективность данного комплекса в будущем, хотя на текущем этапе он не рассматривается в качестве основного целевого объекта.

Также, по результатам выполненных работ на основе анализа имеющихся сейсмических данных из 6 исторических структур подтверждены 4 перспективных объекта по нижнемеловым и юрским отложениям. Особой характеристикой выделенных структурных построений является их унаследованный характер по мезозойскому комплексу.

В подсолевых отложениях открыты месторождения Кайран, Актоты, Кашаган, Королевское и др.

Надсолевой комплекс. Естественные выходы углеводородов на месторождение Теренозек Западный известны с 30-х годов. Месторождение представляет собой структуру, образованную над соляным куполом, которая разбита на крылья тектоническими нарушениями. Промышленная нефтеносность доказана в меловых отложениях в пределах южного крыла, на котором установлено 9

продуктивных горизонтов. Северное крыло частично размыто и сильно дислоцировано. В пределах северного крыла незначительные залежи открыты в апте и неокоме. Апт- неоконский горизонт – нефтяной. Все залежи по типу природного резервуара пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные. Границами нефтеносности для всех горизонтов являются контурные воды и тектонические нарушения. Тектонические нарушения прослеживаются по всему разрезу. Литологически все нефтяные горизонты, кроме сантонского и туронского, представлены рыхлыми, слабосцементированными песками и песчаниками, пласты имеют неоднородное строение, местами расчленяются на 2-3 прослоя. Сантонский горизонт представлен мергелями с прослоями мела. Туронский горизонт представлен мергелями и глинами. Особой характеристикой всех залежей является их структурная унаследованность. По сантонскому горизонту эффективные нефтенасыщенные толщины варьируются от 1 м до 13,6 м. Коэффициент расчлененности варьирует в пределах 1-2; коэффициент песчаности в пределах 0,1-1, в среднем 0,7. По туронскому горизонту эффективные нефтенасыщенные толщины колеблются от 2,0 м до 11,0 м. Коэффициент расчлененности варьирует в пределах 1-4; коэффициент песчаности в пределах 0,2-1, в среднем 0,7. По сеноманскому горизонту эффективные нефтенасыщенные толщины колеблются от 1,6 до 24,6 м. Коэффициент расчлененности варьирует в пределах 1-12; коэффициент песчаности в пределах 0,1-1, в среднем 0,7. По альбским отложениям эффективная нефтенасыщенная толщина варьируется от 6,2 м до 54,6 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 5,2; песчаность 0,6. Нижне-неоконский горизонт имеет среднюю толщину 12,0 м. Общая эффективная толщина варьирует в пределах 1,6 – 9,3 м, эффективная нефтенасыщенная – от 1,6 м до 9,3 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 1,0; песчаность 0,3.

В целом по месторождению Теренозек Западный в 2015 году оцененные запасы по категориям А+В+С1 составили 39,9 млн.т. нефти из них извлекаемые 17 млн. т нефти.

Месторождение Тажигали представляет собой структуру, разбитую сбросовыми нарушениями на западное и восточное крыло. Крылья разобщены между собой грабеном, ограниченный с двух сторон разно амплитудными сбросами. Поверхностных выходов нефти в пределах структуры Тажигали не обнаружено. Признаки нефти в скважинах отмечены по всему вскрываемому разрезу. Нефтепроявления встречены, в основном, в разрезах скважин, пробуренных в сводовых частях структуры, большая часть из них приурочена к зонам тектонических нарушений. Особо следует отметить о нефтегазоносности альбских и юрских отложений в пределах грабена или восточного склона соляного купола. Промышленная нефтегазоносность относится к песчано-глинистым отложениям среднеюрского, альбского возрастов – на западном крыле структуры и к терригенным отложениям сеноманского и неоконского возрастов – на восточном крыле. Покрышкой для углеводородов служат плотные глинистые породы различных толщин от 12 м до 35 м. По всем 6 горизонтам месторождения залежи экранированы тектоническим сбросом.

В пределах западного крыла, альбский горизонт литологически представлен прослоями мелко и тонкозернистых глинистых песков, чередующихся с прослоями темно-серых песчаных глин. Встречаются прослои песчаника серого, крепкого. Горизонт состоит из двух обособленных пластов, сложенных высокопроницаемыми песчаниками. Эффективная нефтенасыщенная толщина I пласта почти повсеместно составляет 4 м. В нефтенасыщенной зоне эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 2,0 до 2,5 м. II пласт характеризуется большим количеством проницаемых пропластков. Общая эффективная толщина колеблется от 7 м до 23 м, а эффективная нефтенасыщенная толщина варьируется от 11,5 до 3 м.

Среднеюрский нефтяной горизонт литологически представлен серыми средне и мелкозернистыми песками с прослоями песчанистых глин серого, зеленовато-серого цвета и песчаников мелкозернистых известковистых. Число песчаных нефтенасыщенных прослоев изменяется по скважинам от 2 до 6. Общая эффективная толщина горизонта колеблется в пределах 8-12,5 м.

На восточном крыле нефтегазоносность приурочена к терригенным отложениям неокомского и сеноманского возрастов. Причем в неокомском горизонте, помимо залежи нефти, присутствует промышленное содержание газа в газовой шапке. Сеноманский нефтяной горизонт представлен прослоями мелкозернистого серого слюдистого песка, переслаивающегося с темно-серыми глинами и крепкими тонкозернистыми песчаниками. Число нефтенасыщенных пропластков колеблется от 1 до 6. Эффективная нефтенасыщенная толщина прослоев изменяется в пределах 0,5-6,0 м. Неокомский газонефтяной горизонт сложен мелкозернистым хорошо проницаемым песком. Максимальная эффективная газо- или нефтенасыщенная толщина составляет 7,0 м.

Итого по месторождению по категориям запасов В+С1 на момент 2009 года посчитано 6,7 млн. т нефти из них извлекаемые 2,2 млн. т нефти.

Месторождение Тажигали Юго-Западное приурочено к двухкрылой солянокупольной структуре. Нефтеносны отложения сеноманского яруса. Продуктивный горизонт залегает на глубине 396 м. Высота пластовой, тектонически экранированной залежи 33 м. Горизонт сложен терригенными породами, коллекторы поровые. Нефтенасыщенная толщина 6,5 м. Открытая пористость коллекторов 29 %, коэффициент нефтенасыщенности 0,8. Начальный дебит нефти 2,1 м³/сут. Плотность нефти 995 кг/м³. Нефть высокосернистая (2,5 %), малопарафинистая (0,15 %). Месторождение находится в консервации.

Месторождение Пустынное представляет собой соляной купол с минимальным залеганием кровли соляного ядра на глубине 1901 м. Соляной купол вытянут в меридиональном направлении, и надсолевые отложения грабеном того же простирания делятся на два крыла: западное, приподнятое, и восточное, опущенное. Западное крыло тектоническим нарушением субширотного простирания делится на два блока: северное, относительно приподнятое и южное, опущенное. Продуктивность месторождения подтверждена в пределах северного поля западного крыла структуры, где были вскрыты несколько продуктивных горизонтов в отложениях сантона, сеномана и верхнего альба. Имеются сведения о продуктивности также аптских отложений.

Месторождения Теренозек Западный, Тажигали и Пустынное являются прямыми аналогами надсолевых проспектов.

Подсолевой комплекс. Нефтяное месторождение Кайран находится в северной части акватории Каспия и входит в кашаганскую группу месторождений. Располагается на одном из крупных выступов на теле единого с Кашаганом внутривассейнового карбонатного массива, сформированного на девонском цоколе.

По кровле каменноугольных отложений карбонатный массив имеет платообразный вид со слабо выраженными римовыми зонами. В центре структуры расположена овальная в плане карбонатная постройка нижнепермского возраста, диаметром около 6 км и высотой свыше 640 м. Склоны постройки очень крутые, вершина достаточно плоская с небольшим углублением (до 75 м) в центральной части. Нижнепермская карбонатная постройка перекрывается мощной соленосной толщей.

Промышленная нефтеносность связана с нижнепермским карбонатным резервуаром, сложенным известняками различного генезиса. Среди них преобладают породы, свойственные для внутренних карбонатных платформ. Открытая пористость составляет 12-28 %. В данном резервуаре сформировалась нефтяная залежь

массивного типа с ВНК на отметке минус 3642 м. Продуктивность доказана опробованием скважины КА-1, в которой из интервала 3525- 3603 м получен фонтанный приток нефти дебитом 537 м³/сут. Плотность нефти при 20 °С составляет 797 кг/м³. Содержание серы - до 1,09 %, парафина - 3,05 %. Растворенный газ классифицируется как полужирный, высокосернистый и низкоазотный. Состав газа; метан - 59 %, этан - 8,2 %, пропан - 3,8 %. Содержание сероводорода достигает 260 г/м³. Начальные пластовые давления составляли 65,8 МПа.

Примечательно, что при прохождении надсолевого разреза из скважины КА-1 (интервал 2170-2280 м - триас) был отобран пропитанный нефтью шлам. В свое время на этот факт не было обращено должного внимания. При дальнейших работах на месторождении предстоит дать оценку перспектив обнаружения здесь мезозойских залежей углеводородов.

Нефтяное месторождение Королевское в структурном отношении приурочено к крупному подсолевому карбонатному массиву, сформированному в каменноугольный период.

Верхняя часть каменноугольного разреза размыта. Непосредственно на известняках среднего карбона залегает карбонатная толща артинского возраста. Вершина каменноугольно-артинской постройки прослежена на глубине 3952 м. В целом высота карбонатной ловушки, перекрытой соленосной толщей кунгурского возраста, превышает 1000 м. Верхняя часть этой ловушки заполнена нефтью. ВНК условно проводится на отметке минус 4800 м. При таком положении ВНК высота залежи составляет 848 м. Залежь массивная. Эффективная нефтенасыщенная толщина пород составляет 247,8 м. При испытании начальные дебиты нефти составляли 281 м³/сут. Плотность нефти составляет 797-800 кг/м³. Содержание серы - до 2,5 %. Пластовое давление достигает 81,1 МПа. Пластовая температура равна 105°С. Содержание растворенного газа в пластовой нефти составляет 611 м³/т. Растворенный в нефти газ состоит из метана (43,4 %), 21% тяжелых углеводородов, 21,6 % сероводорода. Попутные компоненты в виде азота - 0,93%, углекислоты -4,6 % и гелий - 0,0185 %.

В качестве прямого аналога для подсолевых перспектив определено месторождение Кайран.

Перспективность подсолевых отложений исследуемого участка так же доказана полученными признаками углеводородов в исторических глубоких скважинах, пробуренных на соседних территориях (табл. 2.5.1).

Таблица 2.5.1 - Признаки углеводородов в исторических глубоких скважинах

| Скважина | Забой | Признаки углеводородов |
|--------------|-------|---|
| Тажигали-13 | 3827 | 3819м из башкирских отложений получен приток газа, нефти и воды. Дебит нефти составил 50–70 м ³ /сут, дебит газа 600 м ³ /сут. В процессе бурения в скважине был выброс газа с сероводородом, скважину ликвидировали |
| Пустынное-5 | 4005 | При забое 3693 и 4143 газопроявления с сероводородом. |
| Пустынное-10 | 3819 | Перспективы нефтегазоносности структуры установлены, и они оказались связанными с подсолевыми палеозойскими отложениями. Первые признаки нефти установлены в интервале 3639-3658 м (наблюдались нефтегазопроявления в виде периодических выбросов, керн из интервала 3655-3658 м нефтенасыщен на 70 %. Повышенные газопоказания отмечались в интервалах 3705-3711, 3738-3752, 3754-3760 м). |

| Скважина | Забой | Признаки углеводородов |
|-----------------|--------------|---|
| Пустынное-22 | 3945 | Скважина начала фонтанировать газо-водяной смесью, преимущественно сероводородным газом. Давление в трубах возросло до 100 атм, а в затрубном – до 15 атм. |
| Пустинная-5 | 4143 | Скважина начала фонтанировать газо-водяной смесью, преимущественно сероводородным газом. Давление в трубах возросло до 100 атм, а в затрубном – до 15 атм. |
| Кошкимбет-16 | 4015 | 4000-4007 м – брахиподный известняк переходит в известняк детритовый, тёмно-серый из-за пропитки битумом. В конце слоя известняк органогенно-детритовый с многочисленными брахиподами, но цвет известняка светло-коричневый. Пропитан углеводородами. |

РАЗДЕЛ 3. ОБОСНОВАНИЕ КРИТЕРИЕВ ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ

Основными критериями ликвидации поисковой скважины ZO-1 являются:

- 1) геологические критерии, связанные с выполнением назначения скважин;
- 2) технико-технологические критерии, связанные с невозможностью использовать скважины в других целях (в качестве наблюдательных, пьезометрических, водозаборных и т.д.);
- 3) технико-экономические критерии, когда дальнейшие работы по ликвидации аварий и/или осложнений при строительстве скважин технологически невозможны и экономически невыгодны из-за больших затрат финансовых средств;
- 4) геолого-технические критерии, связанные с восстановлением герметичности эксплуатационных колонн из-за смятия или нарушения целостности;
- 5) экологические критерии – обеспечение охраны окружающей природной среды, связанные с выполнением требований нормативных правовых актов Республики Казахстан;
- 6) критерии выполнения решений и указаний компетентных и уполномоченных органов Республики Казахстан (Указов Президента, постановлений Правительства, приказов Министерств) в части выполнения работ по ликвидации аварийных скважин, загрязняющих окружающую среду.

Цель ликвидации - исключение негативного влияния поисковой скважины ZO-1 на окружающую среду, недра и для обеспечения безопасности населения, предусматривается физическая ликвидация скважины по правилам и требованиям, действующим в Республике Казахстан в настоящее время.

Работы по ликвидации скважины, с учетом её технического состояния, проводятся по настоящему Проекту, обеспечивающим выполнение проектных решений по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды.

Ликвидация скважины считается завершённой после подписания Акта о ликвидации «Заказчиком» работ и «Компанией-Подрядчиком», выполнившим работы по физической ликвидации скважины.

Проведение изоляционно-ликвидационных работ в скважине должно исключить возможность выхода токсичных и агрессивных газов на устье скважины после физической ликвидации скважины.

Общая задача изоляционно-ликвидационных работ при физической ликвидации скважины – установка цементных мостов тампонирующей смесью, затвердевающей в прочный малопроницаемый камень, находящийся в состоянии надежного контакта или сцепления с ограничивающими его связями.

Ликвидация поисковой скважины ZO-1 на контрактной территории ТОО «Zhylyoi Operating» будет производиться по следующим направлениям:

1. Физическая ликвидация скважины с установкой цементных мостов.
2. Демонтаж наземного оборудования и коммуникаций с вывозом за пределы месторождений с технической рекультивацией нарушенных земель.

РАЗДЕЛ 4. ПРОЕКТНЫЕ ДАННЫЕ СКВАЖИНЫ**4.1 Информация о скважине**

| Информация о скважине | |
|-----------------------------------|-----------|
| Проектная глубина | 2000 |
| Проектный горизонт | Триас |
| Начало бурения, окончание бурения | 2029-2030 |
| Количество объекта | 3 |

Таблица 4.2- Проектная конструкция скважины

| № № п/п | Наименование колонны | Диаметр, (мм) | | Глубина спуска колонны, (мм) | Высота подъема цемента за колонной |
|---------------|-------------------------|------------------------------|-------------------------|------------------------------------|--|
| | | Скваж ины (долот а) | Обсадно й колонны | | |
| 1 | Направление | 490,0 | 426,0 | 50 | До устья |
| 2 | Кондуктор | 393,7 | 323,9 | 250 | До устья |
| 3 | Техническая | 295,3 | 244,5 | 800 | До устья |
| 4 | Эксплуатационная | 215,9 | 168,3 | 2000 | До устья |

Таблица 4.3- Проектный стратиграфический разрез участка Жылыой

| Глубина залегания, м (по вертикали) | | Стратиграфическое подразделение | |
|--|-------------|---------------------------------|----------------|
| от (верх) | до (низ) | Название | Индекс |
| 0 | 10 | Четвертичные | Q |
| 10 | 211 | Верхний мел | K ₂ |
| 211 | 945 | Нижний мел | K ₁ |
| 945 | 1080 | Верхняя Юра | J ₃ |
| 1080 | 1618 | Средняя Юра | J ₂ |
| 1618 | 1790 | Нижняя Юра | J ₁ |
| 1790 | 2000 | Триас | T |

Интервалы испытания объектов (скважина ZO-1)

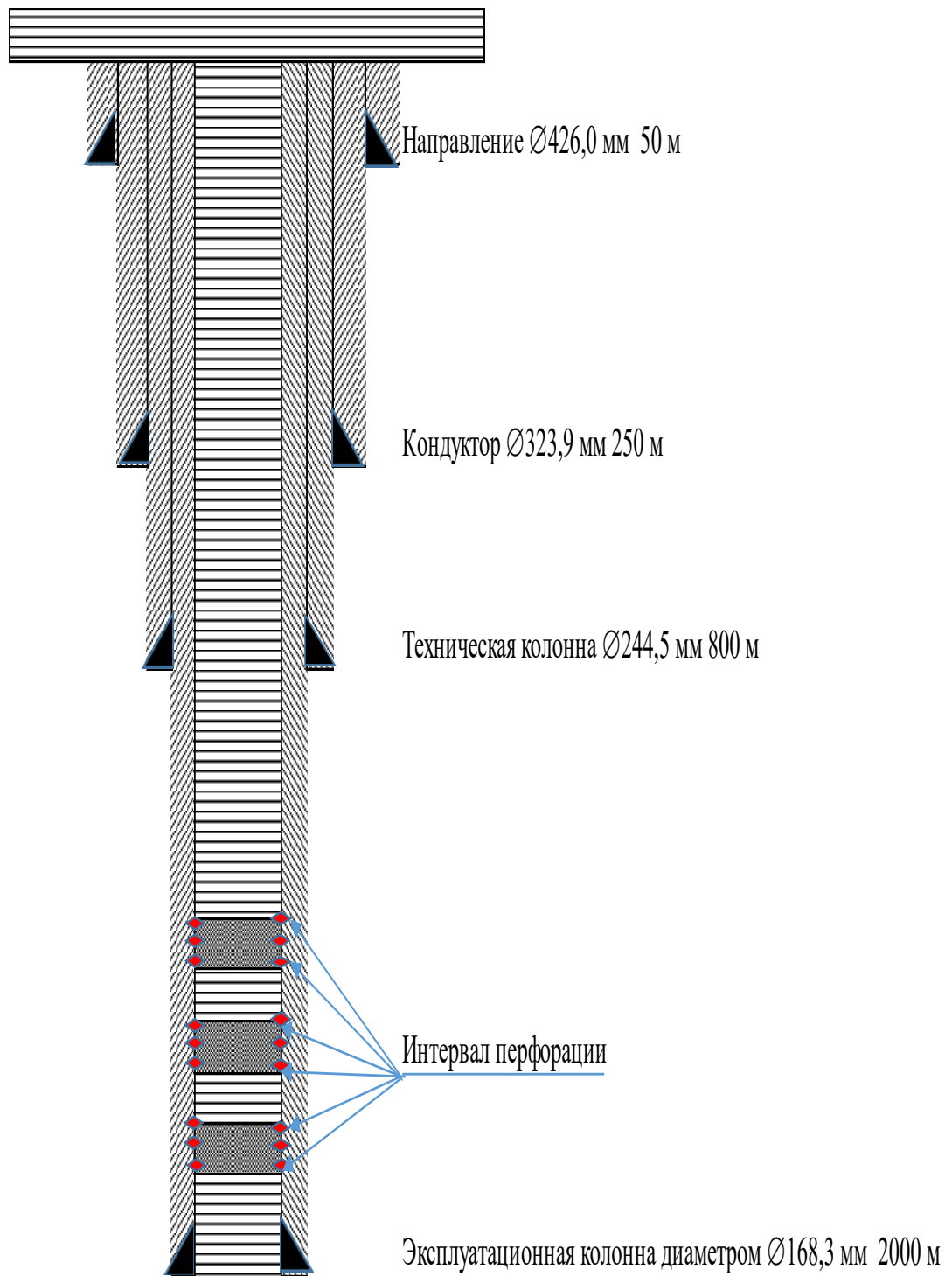


Рис.4.1-Конструкция скважины

РАЗДЕЛ 5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ

5.1 Оборудование устье скважины

Согласно «Правилам консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», по окончании ликвидационных работ устье нефтяных, газовых и нагнетательных скважин, различного назначения с содержанием сероводорода в пластовом флюиде 3,5% и более, с аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности 1,5 и более, на суше глубиной, более пяти тысяч метров, оборудуется трубной головкой и задвижкой высокого давления в коррозионностойком исполнении, а также отводам для контроля давлений в трубном и межколонном пространствах.

Вокруг устья скважины сооружается с металлическим ограждением высотой не менее 1,5 м.

На устье скважины устанавливается металлическая табличка, на которой рельефно (для обеспечения сохранности данных) обозначается номер и географические координаты скважины, наименование месторождения, недропользователь, дата ликвидации.

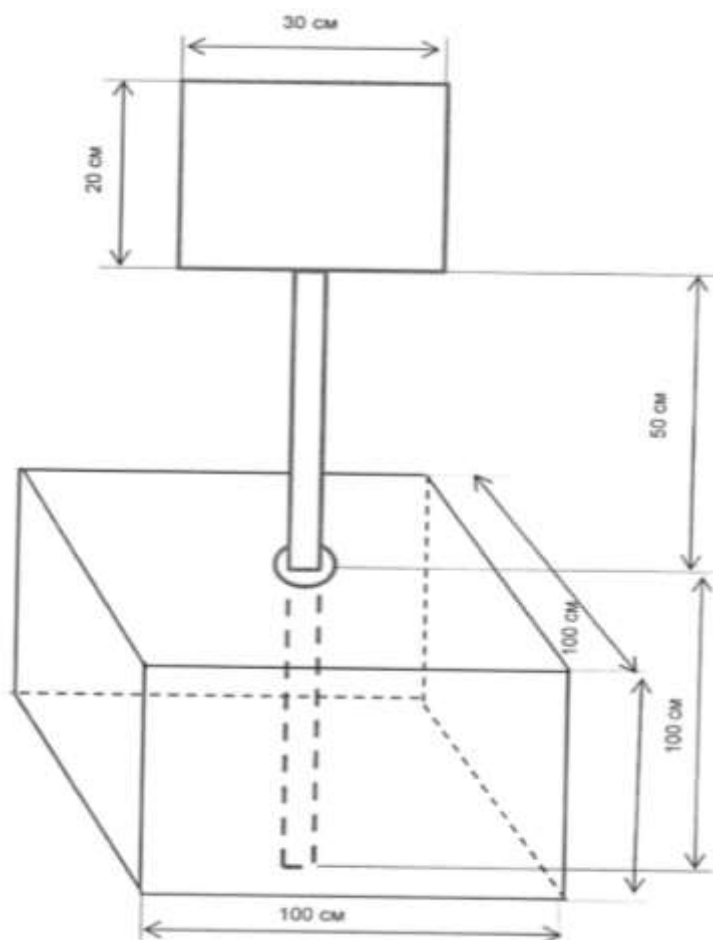


Рис.5.1- Схема установки репера и тумбы при ликвидации скважины

5.2 Порядок действий при разработке планов изоляционно-ликвидационных работ

5.2.1 Общие положения

Проектная документация разработана в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» утвержденных приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355, «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года №200.

Индивидуальный план проведения изоляционно-ликвидационных работ по скважине, подлежащей ликвидации, утверждается исполнителем и согласовывается с заказчиком. При наличии межколонных давлений и межколонных перетоков в скважине должны быть проведены ремонтно-изоляционные работы по отдельным планам до начала проведения работ по ликвидации. Осложнения и аварии, возникшие в процессе изоляционно-ликвидационных работ в скважине, устраняются по дополнительному плану, утвержденным ТОО «Zhylyoi Operating». На ремонтно-восстановительные работы составляется акт организацией, проводившей работы, заверенный ТОО «Zhylyoi Operating». Отсутствие межколонных перетоков и циркуляции должно быть подтверждено документально.

Цементные мосты устанавливаются в соответствии с настоящим проектом и с учетом «Методики расчета операций по установке цементных мостов в нефтяных и газовых скважинах», ВНИИКРнефть, 1971 г.

Кровля каждого цементного моста и его прочность проверяются гидравлической опрессовкой или разгрузкой колонны буровых труб (колонны НКТ) на 4-6 т.

В эксплуатационной колонне после установки цементных мостов оставляется раствор, обработанный ингибитором коррозии.

Требования к свойствам раствора при установке цементных мостов такие же, как и при бурении скважины.

Плотность раствора для глушения или промывки скважины при проведении изоляционно-ликвидационных работ должна определяться из расчета создания столбом раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое давление на величину не менее 4-7 %, но не более 3,5 МПа (35 кгс/см²).

Указанные требования к плотности раствора находятся в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

При ликвидации поисковых скважин, не обсаженных эксплуатационной колонной, установкой цементных мостов изолируются все продуктивные пласты и региональные водоносные комплексы.

При обнаружении негерметичности эксплуатационной колонны все интервалы негерметичности должны быть изолированы установкой цементных мостов.

При обнаружении межпластовых перетоков проводятся работы по их ликвидации (перфорация, задавка тампонирующего материала (цементаж под давлением).

Работы по ликвидации межпластовых перетоков проводятся по дополнительному плану организации работ.

5.2.2 Подготовка к работам по ликвидации скважины

Наземные сооружения, буровое и вспомогательное оборудование, инструменты и контрольно-измерительные приборы, исходя из предстоящих работ на скважине,

должны быть проверены и приведены в соответствие с действующими требованиями, обеспечивающими безопасное проведение работ.

Подготовка насосно-компрессорных труб (НКТ) и бурильных труб (БТ) осуществляется в соответствии с РД 39-2-132-78 «Инструкцией по эксплуатации, ремонту и учету бурильных труб» (ВНИИТнефть, Куйбышев 1982), РД 39Р-05753520-001-95 «Положение по приемке, хранению, отбраковке, учету движения и по порядку перевода в другие области назначения НКТ и глубинно-насосных штанг». На трубной базе производятся гидравлические испытания, шаблонировка, маркировка, сортировка труб, а также калибровка резьбы. Непосредственно на площадке осуществляется наружный осмотр, повторное шаблонирование, укладка труб в порядке спуска в скважину и замер их длины.

Транспортирование труб на скважину должно производиться специальным транспортом. При погрузке между рядами труб необходимо прокладывать деревянные прокладки, предохраняющие трубы от ударов. При этом концы труб не должны свешиваться или выступать за габариты транспортного средства более чем на 1 метр. Транспортировка труб без предохранительных колец и ниппелей запрещается.

При разгрузке и укладке труб у скважины необходимо, чтобы муфтовые концы были обращены к устью скважины. При этом не допускается сбрасывание труб, удары их друг о друга, перетаскивание волоком.

При работе с трубами необходимо иметь запас труб из расчета 50 м дополнительного резерва на каждые 1000 м.

При визуальном осмотре труб на скважине определяется состояние наружной поверхности трубы, муфты и их резьбовых частей. Обнаруженные небольшие забоины на поверхности трубы допускается удалять с помощью напильника.

Шаблонирование труб необходимо производить при подъеме труб с мостков для спуска в скважину. При непрохождении шаблона трубу отбраковывают. На трубах, забракованных при проверке, необходимо сделать пометку «БРАК» устойчивой к климатическим условиям краской. Выбракованные трубы складываются отдельно от основных труб.

При использовании труб разных диаметров и конструкций необходимо группировать их по типам и размерам. Переводник для свинчивания их между собой рекомендуется навернуть заранее в муфту последней трубы спускаемой секции.

5.3 Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению нефтегазоводопроявлений

При ликвидации скважины основная опасность связана с возможными газонефтеводопроявлениями, которые при определенных условиях могут перейти в выброс, а затем и в открытый (неуправляемый) фонтан.

По ликвидируемой скважине до начала работ по ликвидации должен быть уточнен градиент пластового давления по всему геологическому разрезу скважины, а также наличие и интервалы залегания потенциально нефтегазоводопроявляющих пластов.

Вышеуказанные данные являются основополагающими показателями горно-геологических условий скважины и должны быть положены в основу при обосновании плотности жидкости глушения или бурового раствора.

По степени опасности возникновения газонефтеводопроявлений скважины подразделяются на следующие категории.

Первая категория:

- газовые скважины, независимо от величины пластового давления;
- нефтяные скважины, в которых газовый фактор более 200 м³/м³;
- нефтяные скважины, в которых выявлено поступление газа в скважину через нарушения колонны или в результате заколонных перетоков;
- нефтяные скважины с внутрискважинным газлифтом;
- нефтяные скважины с пластовым давлением, превышающим гидростатическое более, чем на 10%;
- нагнетательные скважины со сроком ввода под закачку менее года с пластовым давлением, превышающим гидростатическое более, чем на 10%;
- нагнетательные и наблюдательные скважины, перфорированные в зоне газоносности;
- нефтяные скважины, имеющие в разрезе близко расположенные между собой газовые и продуктивные нефтяные горизонты с толщиной разделяющей перемычки менее 3 м, а также находящиеся от внешнего контура ГНК на расстоянии 500 м и ближе.

Вторая категория:

- нефтяные скважины, в которых пластовое давление превышает гидростатическое не более, чем на 10 % и газовый фактор более 100 м³/м³, но менее 200 м³/м³;
- нагнетательные скважины со сроком ввода под закачку более года с пластовым давлением, превышающим гидростатическое более, чем на 10%.

Третья категория:

- нефтяные скважины, в которых давление равно или ниже гидростатического и газовый фактор менее 100 м³/м³;
- нагнетательные скважины, расположенные вне контура газоносности, пластовое давление которых превышает гидростатическое не более, чем на 10%.

Мероприятия, проводимые перед началом работ

Перед началом проведения работ на скважине бригада должна быть ознакомлена с планом работ, который должен содержать сведения по конструкции и состоянию скважины, внутрискважинному оборудованию, перечню планируемых операций, ожидаемым технологическим параметрам при их проведении. С исполнителями работ должен быть проведен инструктаж по технике безопасности с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

Перед началом работ должны быть разработаны мероприятия по локализации и ликвидации последствий возможных аварий. В плане ликвидации возможных аварий (ПЛА), разрабатываемом в соответствии с рекомендациями следует предусматривать:

-оперативные действия персонала по предотвращению и локализации аварий;
-способы и методы ликвидации аварий и их последствий;
-порядок действий по исключению (минимизации) возможности загораний и - взрывов, снижения тяжести возможных последствий аварий;
-эвакуации людей, не занятых ликвидацией аварии за пределами опасной зоны.
«План ликвидации аварий» должен быть вывешен на видном месте, доступном каждому работнику.

Перед началом работ скважина должна быть заглушена. Глушению подлежат все скважины с пластовым давлением выше гидростатического и скважины, в которых (согласно выполненным расчетам) сохраняются условия фонтанирования или газонефте-водопроявлении при пластовых давлениях ниже гидростатического.

Монтаж противовыбросового оборудования должен производиться в соответствии со схемой обвязки устья скважины (которая определяется исходя из геолого-технических условий) и технической документацией (технический паспорт, технические условия или инструкция по эксплуатации). Выбранная схема должна быть указана в плане работ на ремонт (ликвидацию) скважины.

В процессе работ допускается переход от одной схемы обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием к другой. Все изменения должны указываться в плане работ.

К работе по монтажу и эксплуатации допускаются рабочие и специалисты, прошедшие подготовку.

Устьевое оборудование и превентора должны собираться из узлов и деталей заводского изготовления, должны иметь паспорта и быть опрессованы на пробное давление. Периодичность проверки ПВО в условиях базы - гидравлическая опрессовка на рабочее давление - через 6 месяцев, дефектоскопия - один раз в год. После проведения проверки составляется акт.

Устье скважины с установленным ПВО должно быть обвязано с доливной емкостью. При температуре воздуха ниже минус 10°C превенторы должны быть обеспечены обогревом.

Для подъема превенторов на высоту должны использоваться стропы соответствующей грузоподъемности (вес ПВО указывается в техническом паспорте), прошедшие испытание и имеющие соответствующую маркировку.

Подготовительные работы к монтажу ПВО

Перед проведением работ по монтажу ПВО необходимо:

- а) произвести планировку территории вокруг скважины для предотвращения возможных разливов технологических жидкостей;
- б) провести инструктаж с членами бригад по безопасному ведению работ с записью в журнале;
- в) смонтировать подъемник и рабочую площадку согласно техническим условиям и требованиям охраны труда и техники безопасности;
- г) собрать и подготовить к работе линии обвязки (выкидные и глушения) для закачки технологических жидкостей в скважину и сброса флюида в коллектор;
- д) проверить центрирование мачты подъемного агрегата относительно устья скважины;
- е) перед демонтажем фонтанной арматуры (устьевого оборудования скважины) убедиться в отсутствии избыточного давления в трубном и межтрубном пространствах скважины;
- ж) подготовить запорную компоновку (или аварийную трубу с шаровым краном), опрессованную на рабочее давление ПВО. Наружный диаметр дистанционного патрубка запорной компоновки или аварийной трубы должен соответствовать типоразмеру трубных плашек превентора. Произвести визуальный осмотр: запорная компоновка должна быть чистой, без снега и льда, не иметь вмятин, трещин и т.п.

Запорная компоновка должна находиться на рабочей площадке, иметь свободный доступ, и должна быть защищена от попадания грязи и брызг.

з) подготовить противовыбросовое оборудование, очистить фланцы и канавки фланцевых соединений. Произвести визуальный осмотр: корпус превентора не должен иметь вмятин, задиров, трещин; штоки штурвалов не должны быть погнуты, и свободно вращаться.

Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием, выкидными линиями согласно типовой схеме установки и обвязки ПВО, утвержденной руководством предприятия, выполняющего работы, и согласованной с АСС (аварийно-спасательная служба).

Монтаж ПВО

При ликвидации скважины с буровой установки должно применяться ПВО, тип которого указан в рабочем проекте на строительство скважин.

Монтаж противовыбросового оборудования для проведения работ по ликвидации скважины с подъемного агрегата необходимо произвести в следующем порядке:

Демонтировать фонтанную арматуру, проверить состояние уплотнительных колец и канавок фланцевых соединений.

Малогабаритный сдвоенный превентор (два превентора - с трубными и глухими плашками) установить на крестовину фонтанной арматуры (или через переходную катушку), фланец превентора при этом предварительно должен быть оснащен уплотнительным кольцом исходя из типоразмера фонтанной арматуры. Трубные плашки превентора должны соответствовать диаметру дистанционного патрубка запорной компоновки.

Требования к монтажу и оборудованию ПВО:

- сдвоенный превентор (с трубными и глухими плашками) оборудуется дистанционным управлением посредством троса длиной не менее 10 м, выполненных из труб диаметром 73 мм;

- перед штурвалами должна быть информация о направлении вращения и количестве оборотов для закрытия-открытия превенторов и метки, показывающие полное открытие и закрытие плашек превенторов;

- профиль уплотнительных колец фланцев должен соответствовать профилю канавок на фланцах фонтанной арматуры и противовыбросового оборудования. Кольца и канавки должны быть очищены от льда и грязи, и при установке ПВО плотно входить друг в друга;

- крепление ПВО к крестовине фонтанной арматуры производится на все шпильки, при этом гайки должны быть накручены так, чтобы после заворота гайки на шпильке оставалось 2-3 витка резьбы. Затяжка их производится крест-накрест;

- применение трубно-кабельных плашек в превенторах не допускается, так как при герметизации насосно-компрессорных труб (НКТ) с кабелем электроцентробежного насоса (ЭЦН) не обеспечивается герметичность.

После монтажа испытать ПВО на герметичность методом опрессовки:

- устье скважины с установленным ПВО, опрессовать на давление не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны при присутствии представителя АСС. Результат опрессовки оформить актом с указанием в нём размера установленных плашек;

- на скважинах, оборудованных ЭЦН, для опрессовки превентора необходимо отсоединить электрический кабель от клеммной коробки и спустить его в скважину, укрепляя клямсами на НКТ, до расположения напротив плашек превентора гладкой части трубы без кабеля. Количество спускаемых в скважину НКТ зависит от длины электрического кабеля;

- испытание на герметичность запорной арматуры, применяемой при проводимых работах (шаровые краны, обратные клапаны, клапаны-отсекатели), производится на заводе-изготовителе или на базе производственного обслуживания. Данные опрессовки указываются в паспорте;

- в случаях демонтажа и монтажа превентора по технологическим причинам, замены вышедших из строя деталей или плашек, производится повторная опрессовка превентора с оформлением акта и записью в вахтовом журнале.

Периодически, через шесть месяцев эксплуатации, ПВО совместно с запорной компоновкой должны проходить ревизию в условиях базы (цеха) и опрессовываться на рабочее давление, указанное в паспорте завода-изготовителя. Результат опрессовки оформляется актом.

Запрещается:

- монтаж превентора на незаглушенной скважине;
- эксплуатация неопрессованного превентора;
- производить удары по корпусу ПВО с целью очистки поверхности от грязи и льда;

- проводить сварочно-ремонтные работы соединительных швов на корпусе;

- обогреть элементы превентора открытым огнем;

- производить расхаживание и вращение труб при закрытых плашках.

Перед ликвидацией скважины необходимо провести:

- инструктаж членов бригады по практическим действиям при появлении признаков газонефтеводопроявлений и предельно допустимым параметрам (давление на устье при закрытом ПВО, скорость спуско-подъемных операций, объем и порядок долива скважины и т.п.);

- проверку состояния подъемного агрегата, ПВО, инструмента и приспособлений;

- учебную тревогу по ликвидации нефтегазопроявлений;

- оценку готовности объекта к оперативному завозу дополнительного объема жидкости глушения.

Признаки возникновения и развития газонефтеводопроявлений следующие:

- перелив жидкости из скважины при отсутствии циркуляции;

- увеличение объема промывочной жидкости в приемных емкостях;

- увеличение скорости потока промывочной жидкости из скважины при неизменной подаче насоса;

- уменьшение, по сравнению с расчетным, объема доливаемой жидкости при спуско-подъемных операциях;

- увеличение объема вытесняемой из скважины жидкости при спуске труб по сравнению с расчетным;

- снижение плотности жидкости при промывке скважины;

- повышенное газосодержание в жидкости глушения;

- снижение уровня столба раствора в скважине при технологических остановках или простоях.

Во время изоляционно-ликвидационных работ необходимо иметь:

- на мостках аварийную трубу диаметром, соответствующим размеру плашек превентора, с навернутым шаровым краном и опрессованную на давление опрессовки ПВО;

- запасной шаровой кран;

- два обратных клапана с устройством для их открытия под давлением;

- запас жидкости с соответствующей плотностью в количестве не менее 2-х объемов скважины, находящемся непосредственно на скважине или на растворном узле при наличии дороги и дежурных автоцистерн.

В процессе подъема колонны НКТ (колонны бурильных труб) обязательным условием является производство долива жидкости глушения (бурового раствора) в

скважину. Блок долива должен обвязываться с устьем скважины с таким расчетом, чтобы обеспечивался самодоллив скважины или принудительный долив с помощью насоса агрегата ЦА-320. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня на устье скважины. Доливная емкость должна быть оборудована уровнемером и иметь градуировку.

Свойства жидкости глушения, доливаемой в скважину, не должны отличаться от находящейся в ней. Объемы вытесняемого из скважины при спуске труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла труб. При разнице между объемом доливаемого раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5 м, подъем должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные инструкцией по действию вахты при ГНВП. Если в процессе СПО оборудования наблюдаются газонефтеводопроявления, поглощения, то СПО оборудования должны быть прекращены, устье скважины загерметизировано. Бурильщик, старший оператор должен информировать о ГНВП мастера, а при его отсутствии вышестоящее руководство и ждать дальнейших распоряжений. Вести наблюдение за давлением на устье скважины с регистрацией в вахтовом журнале.

После герметизации устья скважины дальнейшие работы по ликвидации газонефтеводопроявлений проводятся под руководством мастера или ответственного инженерно-технического работника по дополнительному плану, согласованному и утвержденному в установленном порядке Заказчиком и Подрядчиком.

При перерывах в работе, независимо от их продолжительности, запрещается оставлять устье скважин незагерметизированным.

Основные мероприятия по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений следующие:

- емкости с жидкостью глушения (буровым раствором) должны быть оборудованы уровнемерами;
- осуществлять постоянный контроль за уровнем жидкости глушения (бурового раствора) в скважине;
- подъем колонны НКТ (колонны бурильного инструмента) должен выполняться при строгом выполнении «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

При надлежащем уровне организации работ подавляющее большинство своевременно обнаруженных газонефтеводопроявлений могут быть ликвидированы силами бригад освоения и ремонта скважин.

В то же время любое газонефтеводопроявление может привести к открытому фонтанированию скважины.

Основные причины перехода газонефтеводопроявлений в открытые фонтаны:

- недостаточная обученность персонала бригад освоения и ремонта скважин и инженерно-технических работников предприятий приемам и методам предупреждения и ликвидации газонефтеводопроявлений;
- несоответствие конструкции скважины горно-геологическим условиям вскрытия пласта и требованиям «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»;
- некачественное цементирование обсадных колонн;
- отсутствие, неисправность, низкое качество монтажа противовыбросового оборудования на устье скважины;
- неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования;
- отсутствие устройств, для перекрытия канала насосно-компрессорных или бурильных труб.

Первоочередные действия производственного персонала при возникновении открытого фонтана:

- остановить двигатели внутреннего сгорания;
- отключить силовые и осветительные линии электропитания;
- отключить электроэнергию в загазованной зоне;
- потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи скважины;
- прекратить в газоопасной зоне все огневые работы, курение, а также другие действия, способные вызвать искрообразование;
- обесточить все производственные объекты (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и т.д.), которые могут оказаться в газоопасной зоне;
- оповестить руководство предприятия, противофонтанной управления и пожарной охраны о возникновении открытого фонтана;
- прекратить движение на прилегающих к скважине подъездных дорогах к территории, установить предупреждающие знаки и посты охраны;
- прекратить все работы в опасной зоне и немедленно удалиться за ее пределы;
- при возможном перемещении загазованности на другие объекты или населенные пункты принять меры по своевременному оповещению работников и населения.

Работа по ликвидации открытого фонтана должна проводиться силами работников противофонтанной управления по специальному плану.

По незатронутым в настоящем проекте вопросам следует руководствоваться «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» и другими нормативными документами.

5.4 Установка изоляционно-ликвидационных цементных мостов

5.4.1 Технология и расчеты установки цементного моста

При ликвидации скважины необходима установка цементных мостов в зонах возможного флюидопроявления. Для этого используется балансовый способ установки цементных мостов, при котором размещение цементного раствора в интервале установки моста производится уравниванием его столбов в заливочной колонне и кольцевом пространстве. При таком способе заливочную колонну спускают до глубины, соответствующей подошве моста. После промывки скважины закачивают цементный раствор с подъемом его в кольцевом пространстве до расчетной высоты, при которой гидростатические давления столбов цементного раствора в трубах и затрубном пространстве уравниваются. После окончания продавливания поднимают заливочную колонну до глубины, соответствующей кровле моста плюс 5-10 м, обвязывают устье и при прямой или обратной циркуляции удаляют из скважины излишки цементного раствора (срезают кровлю моста). Скважину промывают до полного удаления излишков цементного раствора: при обратной промывке - в течение времени прокачивания промывочной жидкости не менее 1,5-2-х объемов заливочной колонны; при прямой промывке - в течение двух циклов. Затем приподнимают заливочную колонну на 50-100 м выше кровли цементного моста и оставляют скважину на 24 или 72 ч на О.З.Ц. в зависимости от конкретных условий.

Излишки цементного раствора при установке цементного моста в колонне удаляют при обратной промывке, а в открытом стволе - при прямой промывке. Если есть опасность возникновения поглощения, то кровлю моста не срезают.

Через 24-72ч ОЗЦ моста с промывкой «нащупывают» кровлю моста и проверяют его прочность разгрузкой веса инструмента на 4-6 т (при необходимости проверяют и герметичность моста способом опрессовки).

При установке цементных мостов в условиях проявлений или поглощений первоначально ликвидируют осложнение известными способами по дополнительно составленному плану.

При установке цементных мостов по балансовому способу разность плотностей цементного и бурового раствора должна быть не менее 0,2 г/см³, а колебания плотности затворяемых растворов относительно заданной не должны превышать ± 0,03 г/см³ для цементных растворов на основе портландцемента.

Расчетами определяются следующие основные параметры технологического процесса установки цементного моста: объем цементного раствора, требуемую массу цемента, объем и состав буферной жидкости, объем продавочной жидкости, потребное количество замедлителя или ускорителя схватывания цементного раствора, общую продолжительность операции по установке моста.

Продолжительность процесса установки цементного моста (Т) должна удовлетворять следующим требованиям:

$$T < 0,75 T_{заг}$$

где: $T_{заг}$ - время загустевания цементного раствора по консистометру, определяемое при температуре и давлении, соответствующих условиям в скважине при установке моста;

$$T = T_1 + T_2 + T_3 + T_4,$$

где: T_1 , T_2 - время соответственно закачки и продавливания цементного раствора;

T_3 - продолжительность снятия цементировочной головки и подъема заливочной колонны для срезки кровли моста или выхода из зоны цементного раствора;

T_4 - время на подготовку к «срезке» и «срезка» кровли моста до полного удаления из скважины избыточного объема цементного раствора.

Для установки цементного моста используют: в открытом стволе заливочную колонну из стальных бурильных труб (СБТ) или алюминиевых бурильных труб (АБТ); в обсадной колонне - заливочную колонну из НКТ, при этом в компоновку нижней части заливочной колонны включают беззамковые АБТ или НКТ длиной, равной высоте цементного моста.

При подборе рецептуры цементного раствора для скважин с высокой температурой важное значение имеет правильное определение динамической температуры в интервале установки моста. Динамическую температуру рекомендуется определять известными способами.

Требуемый объем цементного раствора V_u определяют по формуле:

$$V_u = H * S_c + V_t * (0,02 + C_1 + C_2 + C_3), \quad (1)$$

где: H - проектная высота цементного моста, м;

S_c - площадь сечения ствола скважины (или обсадной колонны) в интервале установки моста, м² (в открытом стволе учитывается кавернозность ствола);

V_t - внутренний объем заливочной колонны;

C_1 - коэффициент, учитывающий потери цементного раствора на стенках труб;

C_2 - коэффициент, учитывающий потери цементного раствора при смешении на I границе (буровой раствор - цементный раствор);

C_3 - коэффициент, учитывающий потери цементного раствора при смешении на II границе (цементный раствор - буровой раствор).

Объем продажной жидкости V_n вычисляют по формуле:

$$V_n = V_t - H * S_t - V_t * (C_1 + C_3) - V_{g2}, \quad (2)$$

S_t - площадь проходного сечения труб в интервале установки моста, м;

V_{g2} - объем второй порции буферной жидкости;

Объемы первой V_{g1} и второй порций V_{g2} буферной жидкости рассчитываются по формулам:

$$V_{g1} = C_4 - V_t + C_5 - H - S_c, \quad (3)$$

$$V_{g2} = V_{g1} * d_1 / (D_c - d_2), \quad (4)$$

где: C_4 - коэффициент, учитывающий потери буферной жидкости при движении по заливочной колонне;

C_5 - коэффициент, учитывающий потери буферной жидкости при движении по кольцевому пространству;

d_1, d_2 - соответственно внутренний и наружный диаметры заливочных труб, м;

D_c - средний диаметр скважины, м.

Для участков открытого ствола скважины:

$$D_c = D_d * K_{кав}, \quad (5)$$

где: D_d - диаметр ствола скважины по долоту, м;

$K_{кав}$ - среднее значение коэффициента кавернозности в скважине в интервале установки цементного моста.

Значения C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 рекомендуется использовать из таблицы 5.4.1

Таблица 5.4.1.1 - Коэффициенты, учитывающие интенсивность смешения жидкостей при установке цементных мостов

| Показатель | Обозначение | Коэффициент | | | |
|--|-------------|--------------------|------|--------------------------------|------|
| | | для бурильных труб | | для насосно-компрессорных труб | |
| Тип буферной жидкости | - | Вода | нет | вода | нет |
| Потери цементного раствора: | | | | | |
| - на стенках труб; | C_1 | 0,01 | 0,03 | - | 0,01 |
| - при смешении на I границе; | C_2 | 0,02 | 0,04 | 0,01 | 0,02 |
| - при смешении на II границе; | C_3 | 0,02 | 0,03 | 0,01 | 0,02 |
| Потери буферной жидкости при движении: | | | | | |
| - по заливочной колонне; | C_4 | 0,02 | - | 0,02 | - |
| - по кольцевому пространству | C_5 | 0,40 | - | 0,40 | - |

Чтобы гарантированно обеспечивалась закачка в цементируемый интервал исходного цементного раствора, методика расчетов V_u и V_n должна отвечать определенным требованиям. Одним из таких требований считается обеспечение оставления в заливочных трубах столба исходного цементного раствора, равного по длине высоте столба несмешавшегося цементного раствора в кольцевом пространстве, и объемов жидкостей, учитываемых коэффициентами C_1 и C_3 . Это требование можно представить таким образом:

$$\Delta V = C_1 + C_3 + H - St / Vt,$$

где: ΔV - объемная доля цементного раствора, оставляемого в заливочной колонне.

При установке моста без разделительных пробок или второй порции буферной жидкости успешность операции будет обеспечена при условии, если $\Delta V > 0,065$.

5.4.2 Планирование работ по установке цементных мостов

При планировании работ по установке цементных мостов предусматривается ряд этапов:

1. Определение условий эксплуатации моста, действующих на него нагрузок и геолого-технических условий его установки, а также дополнительно - статической и динамической температур в скважине, диаметра каверн, вязкости и статического напряжения сдвига бурового раствора, гидравлических сопротивлений, наличия поглощений или проявлений.

2. Расчет высоты моста в соответствии с действующими на него нагрузками, ограничениями по высоте и технологическими особенностями его установки.

3. Определение объемов цементного раствора, продавочной жидкости, первой и второй порций буферной жидкости - воды и высоты подъема цементного раствора (с учетом зоны смешения) в кольцевом пространстве соответственно по формулам (1), (2), (3), и (4).

При использовании верхней разделительной пробки коэффициенты C_1 и C_3 в указанных формулах принимаются равными нулю.

4. Расчет параметров режима продавливания цементного раствора в скважину в соответствии с величиной гидравлических сопротивлений, эффективностью замещения бурового раствора цементным (оценивается по скорости потока в кольцевом пространстве) и особенностями управления процессом срезки штифтов в случае применения соответствующих контролирующих устройств.

5.Определение общей продолжительности операции по установке моста и подбор рецептуры цементного раствора.

5.4.3 Возможные осложнения и работы по их устранению

Причины осложнения встречающихся во время производства технологических операций и мероприятия по их предупреждению указаны в таблице 5.4.3.1.

Таблица 5.4.3.1 - Осложнения, возникающие при установке цементных мостов, и мероприятия по их недопущению.

| Осложнения при установке мостов | Наиболее характерные причины осложнений | Мероприятия по предупреждению осложнений |
|--|---|---|
| Повышение давления и прихват заливочной колонны. | Недостаточное содержание замедлителя схватывания или жидкости - воды затворения. | Контроль за содержанием реагентов в жидкости затворения и процессом приготовления цементного раствора по плотности и расходу компонентов, приготовление всего объема раствора в осреднительной емкости. |
| | Образование затрудняющих прокачивание зон смешения цементного раствора с буровым раствором. | Применение буферных жидкостей и разделительных пробок, проверка смесей на загустевание. |
| | Подъем цементного раствора на значительно большую высоту, чем проектная, вследствие смешения и образования застойных зон. | Применение буферных жидкостей и разделительных пробок, проверка смесей на загустевание, а также применение центраторов, эксцентриков. |
| | Загустевание цементного раствора при остановках циркуляции. | Проверка рецептуры цементного раствора по показаниям консисометра с учетом температуры и давления. |
| | Образование застойных зон цементного раствора при вымывании его избытка. | Цементирование с расхаживанием колонны, применение легко разбурываемых или отсоединяемых хвостовиков. |
| Низкая прочность или отсутствие цементного камня в проектном | Повышенное содержание замедлителя схватывания или воды в цементном растворе. | Жесткий контроль за приготовлением цементного раствора. |

| | | |
|--|--|---|
| интервале установки моста. | Смешение цементного раствора с находящейся в контакте с ним жидкостью и низкая точность его продавливания. | Учет потерь на смешение, компенсация неточности при продавливании, применение буферной жидкости, разделительных пробок и контролирующих устройств, контрольный замер внутреннего объема заливочной колонны. |
| | Подсос пластовых флюидов вследствие поршневого эффекта. | Снижение вязкости и СНС бурового раствора, уменьшение зон смешения, снижение скорости подъема труб, применение отсоединяемого хвостовика. |
| | Наличие каверны или желобной выработки. | Определение объема цементного раствора с учетом фактического диаметра скважины, применение гидромониторного устройства или эксцентриков. |
| Недостаточная несущая способность и негерметичность моста. | Малая высота моста и недостаточное сцепление со стенками. | Расчет высоты моста в соответствии с условиями его эксплуатации и техническими средствами для установки. |

5.4.4 Интервалы установки цементных мостов

Таблица 5.4.4.1-Интервалы установки моста (основной вариант со спуском экс.колонны)

| Номер моста | Интервал установки моста, м | | Высота моста, м | Водоцементное соотношение | Объем цементного раствора, м ³ | Объем воды затворения, м ³ | Количество сухого цемента, кг | Объем продавочной жидкости, м ³ |
|--------------|-----------------------------|--------|-----------------|---------------------------|---|---------------------------------------|-------------------------------|--|
| | подошва | кровля | | | | | | |
| 1 | 1030 | 1170 | 140 | 0,5 | 2,58 | 1,6 | 3222,57 | 2,75 |
| 2 | 850 | 910 | 60 | | 1,22 | 0,8 | 1523,96 | 2,29 |
| Итого | | | 200 | | 3,8 | 2,4 | 4746,53 | 5,04 |

Таблица 5.4.4.2-Интервалы установки моста (основной вариант без спуска экс.колонны)

| Номер моста | Интервал установки моста, м | | Высота моста, м | Водоцементное соотношение | Объем цементного раствора, м ³ | Объем воды затворения, м ³ | Количество сухого цемента, кг | Объем продаваемой жидкости, м ³ |
|--------------|-----------------------------|--------|-----------------|---------------------------|---|---------------------------------------|-------------------------------|--|
| | подошва | кровля | | | | | | |
| 1 | 820 | 750 | 70 | 0,5 | 2,91 | 1,8 | 3644,35 | 1,26 |
| Итого | | | 70 | | 2,91 | 1,8 | 3644,35 | 1,26 |

Интервалы установки цементных мостов (скважина ZO-1)

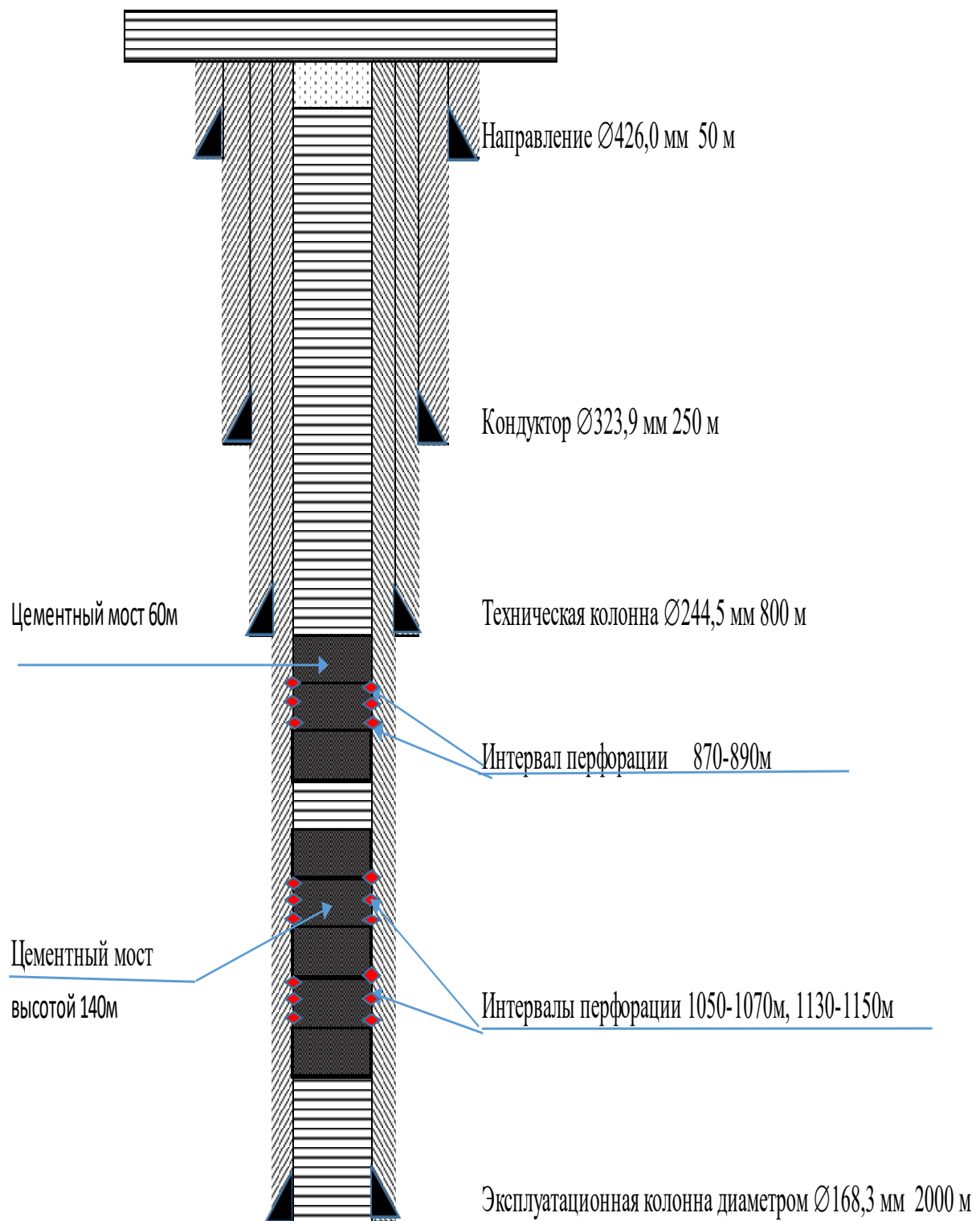


Рис.5.4.1-Основной вариант со спуском экс. колонны

Примечание: Фактические интервалы установки цементных мостов будут конкретизированы после проведения испытаний

**Интервалы установки цементных мостов (скважина ZO-1)
(основной вариант без спуска экс. колонны)**

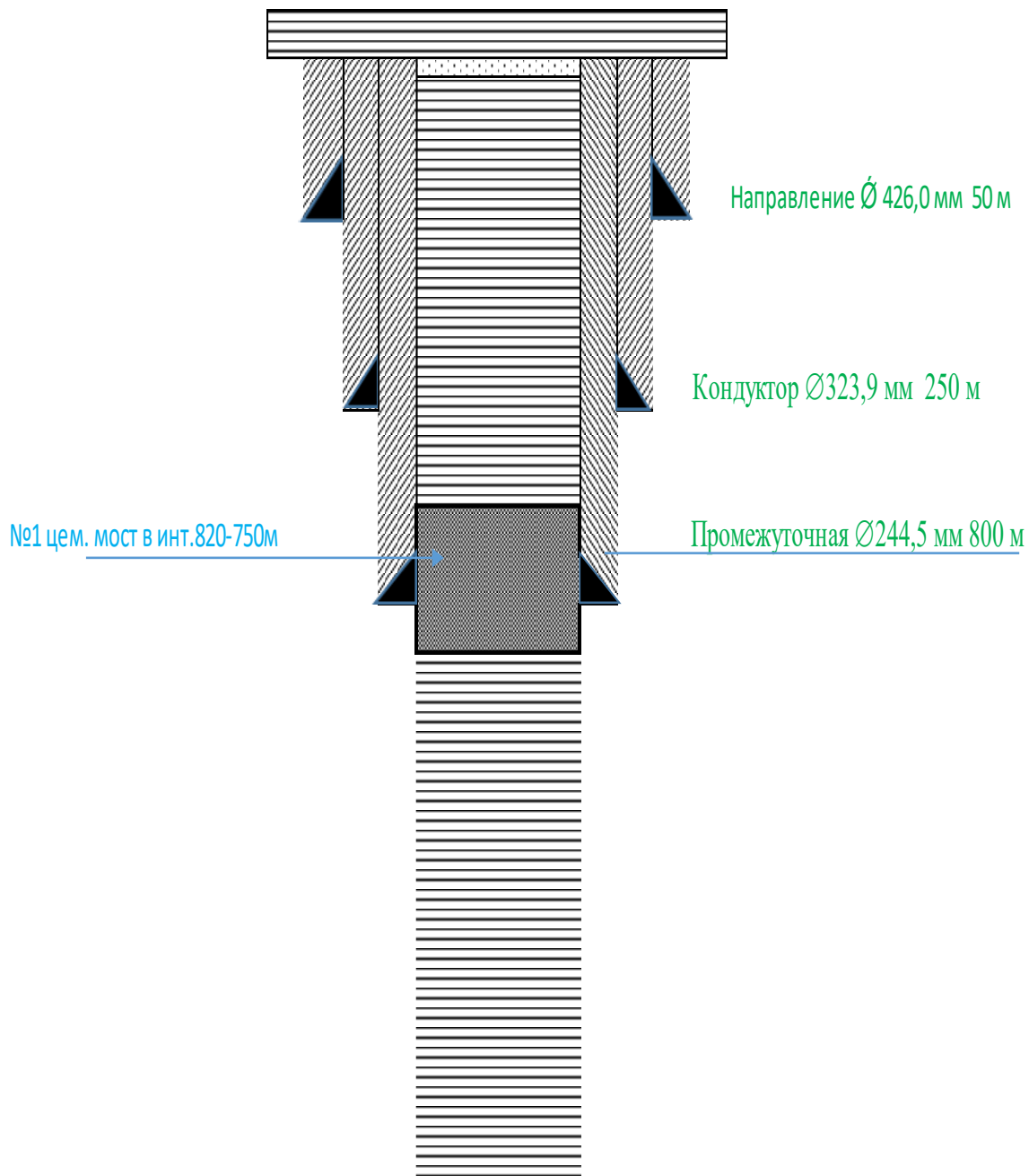


Рис.5.4.2-Основной вариант без спуска экс. колонны

Примечание:

Согласно правилам ликвидации и консервации скважин, глава 4. Пункт №29.

При ликвидации скважины без спущенной эксплуатационной колонны, указанной в пункте 1 настоящих требований, если имеется в интервалах залегания газонефтеводонасыщенные пласты, на эти интервалы должны быть установлены цементные мосты.

5.5 Затраты времени на организацию работ

Таблица 5.5.1 - Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины (основной вариант со спуском экс.колонны)

| № | Операции по скважине | Продолжительность, час: мин. |
|----|---|------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | Монтаж и мобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка. Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора. Монтаж и опрессовка ПВО с представителями АСС. Работа пусковой комиссии. | 80:00 |
| 2 | ПЗР. Сборка и спуск в скважину НКТ Ø73 мм + печать на забой для определения технического состояние обсадной колонны. | 16:00 |
| 3 | Замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора, полный подъем инструмента. | 18:00 |
| 4 | Спуск в скважину НКТ Ø73 мм с воронкой на глубину 1170 м. | 08:00 |
| 5 | Установить цементный мост №1 в интервале 1170-1030 м. | 02:00 |
| 6 | Поднять компоновку на 1030 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой. | 02:00 |
| 7 | Поднять трубы до 930 м и произвести ОЗЦ (24 часа) или до затвердение поверхностных проб. | 25:00 |
| 8 | Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности. | 02:00 |
| 9 | Подъем НКТ на глубину 9010 м. Установить цементный мост №2 в интервале 910-850 м. | 03:00 |
| 10 | Поднять компоновку на 850 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой. | 02:00 |
| 11 | Поднять трубы до 750 м и произвести ОЗЦ (24 часа) или до затвердение поверхностных проб. | 25:00 |
| 12 | Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности. | 02:00 |
| 13 | Подъем НКТ с выбросом на приемные мостки с заполнением скважины раствором обработанным ингибитором коррозии | 07:00 |
| 14 | Демонтаж и демобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка | 40:00 |
| 15 | Оборудование устья скважины в соответствии с Глава 4. П.35 «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», фиксация координаты скважины маркшейдерской службой АО НК «КазМунайГаз»; | 08:00 |
| 16 | ИТОГО: | 240 |
| 17 | Продолжительность работ, сут. | 10 |

Таблица 5.5.2 - Виды и продолжительность работ по ликвидации скважины (основной вариант без спуска экс.колонны)

| № | Операции по скважине | Продолжительность, час: мин. |
|----|---|------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| 1. | Монтаж и мобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка. Завоз тех. воды, химических реагентов, приготовление бурового раствора. Монтаж и опрессовка ПВО с представителями АСС. Работа пусковой комиссии. | 80:00 |
| 2. | Спуск в скважину НКТ Ø73 мм с воронкой на забой, замещение бурового раствора, промывка скважины с выравниванием параметров раствора, подъем инструмента на 820 м. | 16:00 |
| 3 | Установить цементный мост №1 в интервале 820-750 м. | 04:00 |
| 4 | Поднять компоновку на 750 м и произвести срезку цементного моста обратной промывкой. | 02:00 |
| 5 | Поднять трубы до 650 м и произвести ОЗЦ (24 часа). | 25:00 |
| 6. | Спустить трубы до кровли цементного моста с разгрузкой на него 4÷6 тонн, для проверки его прочности. | 02:00 |
| 7. | Подъем НКТ с выбросом на приемные мостки с заполнением скважины раствором обработанным ингибитором коррозии и нейтрализатором сероводорода. | 05:00 |
| 8. | Демонтаж и демобилизация БУ, всего вспомогательного оборудования и вахтового поселка | 40:00 |
| 9. | Оборудование устья скважины в соответствии с Глава 4. П.35 «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», фиксация координаты скважины маркшейдерской службой АО НК «КазМунайГаз». | 08:00 |
| 10 | ИТОГО: | 182:00 |
| 11 | Продолжительность работ, сут. | 7,6 |

Примечание: Наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень. Установленный в башмаке последней технической колонны цементный мост, кроме того, испытывается методом гидравлической опрессовки.

Для интервалов перфорации взяты ориентировочные значения.

5.6 Расчет бурильного инструмента Ø127мм и выбор подъемной установки

Скважина ZO-1

Диаметр НКТ – 73,0 мм, диаметр муфты – 88,9 мм.

Толщина стенки – 5,51 мм

Масса 1 м НКТ Ø73x5,51 с учетом муфты – 9,52 кг/м

Длина секции НКТ Ø73– 2000 м

Вес колонны НКТ Ø73x5,51 длиной 2000 м – $9,52 \times 2000/1000 = 19,04$ тн

Коэффициент запаса прочности на страгивание – кстр = 1,3

Согласно п. 190 «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», выбор типа БУ производится, исходя из максимально допустимой рабочей нагрузки на крюке от веса бурильной колонны в воздухе или веса наиболее тяжелой обсадной колонны и ее секции. Допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40%.

$19,04 \times 1,3 = 24.752$ тн

В соответствии с расчетами максимального веса бурильной колонны соответствует буровая установка ПА УПА-60/80, отвечающий всем техническим требованиям проведения работы по ликвидации скважины.

Запас прочности по грузоподъемности будет:

$k = 80/24.752 = 3.23$

Таблица 5.6.1 - Техническая характеристика буровой установки УПА-60А (60/80)

| Модель УПА-60А (60/80) | |
|---|--|
| Привод механизмов | Тяговый двигатель шасси ЯМЗ-3238М2 |
| Монтажно-транспортная база: -установки подъемной | Краз Прицеп СМЗ-8326 |
| Допускаемая нагрузка на крюке, кН(тс) | Нормальная:600(60), максимальная:800(80) |
| Мачта наклонная | телескопическая |
| Высота мачты от земли до оси кронблока, м | 22,0±4 |
| Длина свечи поднимаемой колонны труб, м, не более | 16 |
| Оснастка талевого системы | 3*4 |
| Диаметр каната, мм | 25 (ГОСТ 16853-88) |
| Давление гидросистемы, мПа (кгс/см ²), не более | 10(100) |
| Габаритные размеры установки подъемной в транспортном положении, не более | 14000×2900×4300 |

| | |
|--|------------------------|
| Габаритные размеры установки насосной (длина, ширина, высота), мм | 6200×2230×2800 |
| Полная масса установки подъемной в транспортном положении, (кг), не более | 24000/25000 |
| Момент силы на стол ротора, Нм (ст) | Не более 6300 (630) |
| Движение установки: - скорость движения установки без мачты, не более: - скорость движения установки с мачтой на | 50 км/час 40 км/час |
| Проходное отверстие стола ротора, кН (ст) | Не более 142 |
| Режим работы | Средний |

РАЗДЕЛ 6. РЕКУЛЬТИВАЦИЯ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ

В соответствии с ст. 238 Экологического Кодекса Республики Казахстан при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны: проводить рекультивацию нарушенных земель.

Процесс, который происходит с почвой во время выполнения различных работ (геологическая разведка, строительство), и который приводит к различным нарушениям почвы (нарушается ее покров, появляется техногенный рельеф, происходят иные изменения качества земель), называется нарушением земель.

Процесс восстановления почвенного плодородия после вредного влияния хозяйственной деятельности человека (к примеру, в результате вредного воздействия на почву продуктов нефти и химического загрязнения) называется рекультивацией нарушенных земель.

6.1. Рекультивационные направления

Рекультивация направлена не только на восстановление плодородия и хозяйственной ценности земель, но и на улучшение всей природы. Поэтому промышленные предприятия, деятельность которых связана с загрязнением почвы, должны предусматривать в своей производственной деятельности работы по рекультивированию.

6.2. Этапы рекультивирования земельных участков

Рекультивация земельных участков проводится после завершения работ по ликвидации поисковых скважин с целью восстановления нарушенных земель и приведения территории в состояние, пригодное для дальнейшего использования в соответствии с целевым назначением земель.

В процессе рекультивации земель, нарушенных при проведении разведочных работ и обустройстве буровых площадок, предусматриваются следующие этапы:

1. Подготовительный этап

На данном этапе выполняется обследование земельных участков, нарушенных при строительстве и эксплуатации поисковых скважин, включая буровые площадки, участки размещения технологического оборудования, временные проезды и иные элементы инфраструктуры. Определяется степень нарушения земель, уточняются границы рекультивируемых участков и направления рекультивации.

2. Технический этап

Технический этап рекультивации выполняется после завершения ликвидации поисковых скважин и включает:

- засыпку и планировку устья ликвидированной скважины;
- демонтаж и вывоз временных сооружений и оборудования;
- выравнивание поверхности буровой площадки;
- засыпку технологических выемок и углублений;
- восстановление проектного рельефа территории;
- при необходимости — устройство дренажа и уплотнение грунта.

Территория размещения ликвидируемых поисковых скважин расположена в прибрежной зоне Каспийского моря и характеризуется специфическими природно-климатическими условиями. В пределах рекультивируемых участков естественный почвенный и растительный покров отсутствует либо представлен слабо развитыми засоленными отложениями, не пригодными для формирования устойчивой растительности.

С учетом природных особенностей района работ, а также отсутствия необходимости восстановления биологической продуктивности земель, выполнение

биологического этапа рекультивации (нанесение плодородного слоя почвы, посев трав и посадка растительности) является нецелесообразным и не обеспечивает экологического эффекта.

В связи с этим рекультивация земель после ликвидации поисковых скважин предусматривается в составе технического этапа, включающего планировку территории, восстановление естественного рельефа и приведение земельного участка в состояние, максимально приближенное к фоновому.

Решение об исключении биологического этапа рекультивации принято в соответствии с требованиями Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель, утвержденной приказом Министра сельского хозяйства Республики Казахстан от 2 августа 2023 года № 289, с учетом фактического состояния земель и природно-климатических условий прибрежной зоны Каспийского моря.

Проект рекультивации разрабатывается как самостоятельный документ на основе Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель, утвержденной приказом Министра сельского хозяйства Республики Казахстан от 2 августа 2023 года № 289, и требует прохождения государственной экологической экспертизы для согласования.

Таблица 6.1 - Сводный экономический расчет с объемами и видами работ по технической рекультивации земель

| № | Наименование и характеристика | Общая стоимость, в тенге |
|------------------------------|---|--------------------------|
| 1 | Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами. | 113 600 |
| 2 | Вывоз загрязненного грунта (нефтесодержащего отхода) | 3 886 200 |
| 3 | Завоз чистого грунта | 2 905 600 |
| 4 | Планировка площадки | 10 980 000 |
| 5 | Сбор, резка и вывоз металлолома | 2 920 470 |
| 6 | Утилизация нефтесодержащего отхода | 5 400 000 |
| Итого прямые затраты: | | 26 205 870 |
| 7 | Затраты на организацию и управление строительно-монтажными работами по стройке в целом (общеплощадочные затраты) - 3,1% | 812 382 |
| 8 | Сметная прибыль 5% | 1 350 913 |
| 9 | Непредвиденные работы и затраты - 2% | 540 365 |
| 10 | Пересчет итогов по кварталам с учетом коэффициента (индекса)-1,0192 | 555 063 |
| Итого по части II: | | 3 258 723 |
| Итого без учета НДС: | | 29 464 593 |

Примечания: Экономический расчет составлен согласно ценам на февраль 2026г.

РАЗДЕЛ 7. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**7.1. Сводный экономический расчет по ликвидации скважины**

Расчет стоимости ликвидации скважины составлен на основании полученных ценовых предложений.

Таблица 7.1.1 - Расчет стоимости ликвидации скважины

| № п/п | Номер скважины | Проектные глубины, в метрах | Средние показатели, по Атыраускому региону |
|---------------------------|----------------|-----------------------------|--|
| 1 | ZO-1 | 2 000 | 22 007 520 |
| Всего по скважине: | | 2 000 | 22 007 520 |

В таблице 7.1.2 приведен сводный экономический расчет по полной ликвидации последствий разведки на участке Жылыой.

Общие ликвидационные расходы включают затраты на ликвидацию скважины, затраты на рекультивацию земель и прочие возможные расходы в размере 5% от предусмотренных затрат.

Таблица 7.1.2 - Сводный экономический расчет по ликвидации последствий разведки по участку Жылыой.

| №№ п/п | Наименование работ | Ед. изм. | Сумма (без НДС) |
|------------------------------|---|--------------|-------------------|
| 1 | Затраты на ликвидацию скважины | тенге | 22 007 520 |
| 2 | Затраты по технической рекультивации земель | тенге | 29 464 593 |
| 3 | Прочие расходы 5% | тенге | 2 573 605 |
| Всего затрат без НДС: | | тенге | 54 045 718 |

Примечания: 1. В целях экономии бюджетных средств строительства скважин, при ликвидации рекомендуется использование бурового раствора, применяемый при бурении секции под эксплуатационную колонну. Для дальнейшего использования необходимо рассмотреть резервуары (емкости с перемешивателями) для хранения бурового раствора.

2. Емкости для бурового раствора должны обеспечивать 2-х кратный объем скважины.

3. Расходы на рекультивационные работы будут отражаться в проекте рекультивации.

4. Работы по испытанию будут проводиться с помощью БУ ZJ-30 или УПА-60/80. Для оптимизации по сокращению экономических показателей при проводке скважины, рекомендуем использовать данный станок на ликвидацию скважины.

На основании произведенных расчетов сумма обеспечения ликвидационного фонда по разведочным работам на участке Жылыой составит 54 045 718 тенге.

РАЗДЕЛ 8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ НЕДР, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ

Мероприятия настоящего раздела разработаны с учетом специфики ликвидации поисковых скважин, расположенных в прибрежной зоне Каспийского моря, и направлены на предотвращение негативного воздействия на окружающую среду, недра и обеспечение промышленной безопасности при выполнении работ.

8.1 Мероприятия по охране окружающей среды

При ликвидации скважин (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 скважин. 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 программы ликвидации последствий своей деятельности по недропользованию;
- разработка вопросов рекультивации ликвидируемых объектов;
- техническая рекультивация объекта;
- биологическая рекультивация ликвидируемых объектов, если в этом есть необходимость.

Рекультивация ликвидируемых объектов производства - это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и хозяйственной ценности восстанавливаемых территорий, а также на улучшение окружающей среды. Ликвидация объектов предполагает выполнение таких мероприятий, как:

- демонтаж всего оборудования;
- демонтаж систем обвязки оборудования, в том числе находящегося в подземном варианте исполнения;
- демонтаж фундаментов и фундаментных блоков;
- ликвидация скважин по особому плану;
- очистка освобожденной территории от техногенной производственной деятельности;
- выравнивание территории;
- уплотнение верхнего слоя почвы с увлажнением (против ветровой эрозии);
- подвоз плодородного слоя почвы (при биологической рекультивации);
- посев трав и кустарников (при биологической рекультивации);
- мониторинг воздействия на окружающую среду в процессе всего ликвидационного периода.

Земли, нарушенные в результате функционирования скважин, по минимизации в них надобности приводятся в состояние, пригодное для дальнейшего использования.

При выборе варианта рекультивации принимают во внимание следующие аспекты: нужды местных властей и населения, состояние существующей флоры и фауны, характер и объем загрязнений, практическую осуществимость, сроки проведения рекультивации, стоимость рекультивационных работ.

Инженерная рекультивация включает удаление и захоронение строительных отходов, дополнительную планировку местности, ремонт и укрепление насыпей, засыпку выемок и срезок.

При технической рекультивации осуществляются мероприятия, предотвращающие или препятствующие развитию водной или ветровой эрозии почв, засолению или другим формам утраты плодородия земель. Использованным территориям придается горизонтальная планировка, производится уплотнение верхнего слоя с поливом, что создает некую корку, не поддающуюся ветровой и водно-дождевой эрозии.

В целях минимизации воздействия на окружающую среду при ликвидации поисковых скважин предусматривается:

- выполнение работ в границах существующих нарушенных площадок без расширения зоны воздействия;
 - строгое соблюдение проектных решений по ликвидации скважин;
 - исключение сброса загрязняющих веществ в морскую акваторию и на поверхность земли;
 - своевременный сбор, временное хранение и вывоз отходов на специализированные лицензированные объекты;
- проведение производственного экологического контроля в ходе выполнения работ

8.2 Мероприятия по охране недр

Наиболее сложной и ответственной задачей при ликвидации объектов недропользования, находящихся на участке ТОО «Zhylyoi Operating» является охрана недр.

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

ТОО «Zhylyoi Operating» несет полную ответственность за состояние охраны недр на участке в процессе ликвидации объектов недропользования. Ответственность за соблюдение требований законодательства в области охраны недр несет непосредственно руководитель предприятия, осуществляющий пользование недрами.

Мероприятия по охране недр в процессе ликвидации скважин на участке: ТОО «Zhylyoi Operating»

- обеспечение полноты достоверной оценки состояния скважин перед их ликвидацией;
- применение менее токсичных рецептур при приготовлении буровых и тампонажных растворов;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, обвалов стенок скважин, перетоков воды в пласте;
- защиту недр от обводнения, пожаров и других стихийных бедствий;
- ликвидацию остатков буровых и горюче-смазочных материалов в окружающей природной среде экологически безопасным способом;
- 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.

В случае, когда по техническим причинам вскрытые горизонты изолировать друг от друга не представляется возможным, цементный мост устанавливается на максимально достижимой глубине, последовательно изолируя все вышележащие проницаемые пласты, не перекрытые обсадной колонной.

Цемент для установки цементных мостов и ведения ремонтно-изоляционных работ, должен соответствовать геолого-техническим условиям и обладать коррозионной устойчивостью к агрессивным средам. Жидкость, которой заполняется ствол скважины, должна быть обработана ингибитором коррозии и нейтрализатором сероводорода.

При цементировании применяется качественный цемент с химическими добавками, улучшающими его качества:

замедлитель схватывания;

понижитель водоотдачи;

понижитель трения.

нейтрализатор сероводорода

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 (устьеовое давление, межколонные проявления, заколонные перетоки, грифоны и т.п.) скважина должна быть выведена из процесса ликвидации. Предприятие - пользователь недр – ТОО «Zhylyoi Operating» обязан выяснить причины недостатков, разработать и реализовать мероприятия по их устранению.

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

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

С целью обеспечения охраны недр предусматривается:

- полная герметизация ликвидируемых скважин путем установки цементных мостов в соответствии с проектом;
- предотвращение межпластовых перетоков флюидов;
- исключение выхода углеводородов, пластовых вод и газа на поверхность;
- контроль качества цементирования и герметичности ликвидационных работ.

8.3 Мероприятия по охране почв и грунтов

Мероприятиями по охране почв и грунтов при ликвидации скважин предусматриваются:

- планировка и обваловка площадок;
- рациональное использование земельного фонда;
- полная утилизация отходов, образовавшихся в процессе ликвидации скважины;
- установление научно обоснованных нормативов образования и лимитов размещения отходов;
- обязательное проведение работ по рекультивации нарушенных земель.

В нештатной ситуации возможен выброс на поверхность пластовых вод. С целью недопущения загрязнения рельефа местности, для сбора и аккумуляции выбрасываемой из ликвидируемой скважины жидкости на площадке необходимо

предусмотреть несколько наземных аварийных емкостей для временного хранения пластовых вод (например, объемом 40 м³), которые, по завершению проведенных работ, после соответствующей очистки можно использовать для закачки в пласт, промыва оборудования для охлаждения, либо направить на площадки бурения.

Оздоровление экологической обстановки предполагает в первую очередь проведение рекультивационных работ на поврежденном участке. Такие работы должны включать в себя очистку территории от остатков построек и оборудования (необходимо убрать металлические и железобетонные конструкции, строительный мусор, извлечь фундаменты); засыпку колодцев, погребов и котлованов.

Для предотвращения загрязнения почв и грунтов предусматривается:

- использование герметичных емкостей для хранения технологических жидкостей;
- предотвращение проливов ГСМ и химических реагентов;
- оперативная ликвидация возможных загрязнений;
- планировка поверхности буровой площадки после завершения работ;
- вывоз загрязненного грунта (при выявлении) на специализированные полигоны.

8.4 Мероприятия по охране растительного и животного мира

Мероприятиями по охране растительного и животного мира при ликвидации скважин предусматриваются:

- профилактические меры по сохранению растительного и животного мира;
- обязательное проведение компенсационных мероприятий;
- экологическое обучение персонала;
- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;
- трассы перетаскивания установок необходимо совместить с другими, ранее проложенными трассами, по территории, наименее чувствительной к техногенным нарушениям;
- захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов производить только на специально оборудованных полигонах;
- организация и проведение производственного экологического мониторинга.

Учитывая, что территория расположена в прибрежной зоне Каспийского моря и характеризуется отсутствием сформированного растительного покрова, мероприятия по охране растительного мира ограничиваются:

- недопущением выхода работ за пределы нарушенных участков;
- предотвращением загрязнения прилегающих территорий и акватории.

Мероприятия по охране животного мира включают:

- исключение шумового и техногенного воздействия за пределами рабочей зоны;
- предотвращение загрязнения морской среды, являющейся средой обитания водных биоресурсов.

8.5 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

При ликвидации, консервации скважины рекомендуется осуществить следующие мероприятия для снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух:

- до начала работ необходимо проверить и привести в исправное состояние все емкости, где будут храниться жидкость глушения (глинистый раствор, солевой раствор, подтоварная вода и т.п.), ГСМ;
- устье скважины, трубопроводы, связывающие тампонажную технику с емкостями, должны быть герметизированы;
- доставка и хранение ГСМ должны осуществляться в герметичных емкостях; необходимо вести также учет расходуемых и отработанных ГСМ;
- применяемый при ликвидации, консервации скважины передвижной транспорт должен своевременно проходить контроль.

С целью снижения выбросов в атмосферный воздух предусматривается:

- применение исправной техники и оборудования;
- минимизация времени работы двигателей на холостом ходу;
- предотвращение неорганизованных выбросов газа;
- соблюдение требований экологических нормативов при выполнении работ.

8.6 Мероприятия по охране подземных и поверхностных вод

Мероприятиями по охране подземных и поверхностных вод при ликвидации скважин являются:

- неукоснительное соблюдение водоохранного законодательства (недопущение сброса буровых сточных вод на рельеф и в водные объекты без соответствующей очистки);
- организация эффективной защиты от инфильтрации отработанного бурового раствора;
 - качественная цементация стенок скважин с соответствующим контролем;
 - применение труб с усиленной изоляцией;
 - обеспечение наличия на площадке ликвидации скважины противоаварийного оборудования.

Для защиты водных ресурсов предусматривается:

- герметичная ликвидация скважин с исключением фильтрации загрязняющих веществ;
- запрет сброса сточных и производственных вод в морскую акваторию;
- использование замкнутых систем водооборота (при необходимости);
- контроль технического состояния оборудования в зоне береговой линии.

8.7 Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (МНУ)

Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях разработаны в соответствии с РД 52.04.52-85 и предусматривают кратковременное сокращение выбросов в атмосферу в период МНУ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями при проведении ликвидационных работ проектируемого объекта являются:

- пыльные бури;
- штиль;
- снегопад, метель;
- температурная инверсия;
- высокая относительная влажность (выше 70%).

Под регулированием выбросов загрязняющих веществ в атмосферу понимается их кратковременное сокращение в периоды МНУ, когда формируется высокий уровень загрязнения атмосферы.

Регулирование выбросов должно осуществляться с учетом прогноза МНУ на

основе предупреждений со стороны филиала РГП «Казгидромет» по Атырауской области о возможном опасном росте концентраций примесей в воздухе вредных химических веществ в связи с формированием неблагоприятных условий.

Прогноз наступления НМУ и регулирование выбросов являются составной частью комплекса мероприятий по обеспечению чистоты воздушного бассейна.

Оперативное прогнозирование высоких уровней загрязнения воздуха осуществляет филиал РГП «Казгидромет» по Атырауской области. Контроль за выполнением мероприятий по сокращению выбросов в периоды НМУ проводит департамент экологии Атырауской области.

Контроль степени эффективности сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу осуществляется с помощью инструментального мониторинга, балансовых и других методов.

Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий сводятся к следующему:

- отмена всех профилактических работ на технологическом оборудовании на всем протяжении НМУ;
- отмена сварочных, покрасочных и других работ, не связанных с основным технологическим процессом;
- запрет работы автотранспорта на холостом ходу;
- приведение в готовность бригады реагирования на аварийные ситуации;
- снижение производительности отдельных технологических участков, аппаратов до безопасных значений в соответствии с интенсивностью НМУ;
- ограничение движения автотранспорта по территории месторождения;
- разработка технологического регламента на период НМУ;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- усиление мер контроля за работой основного технологического оборудования, целостью трубопроводной системы нефтесбора;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- заблаговременное оповещение обслуживающего персонала о методах реагирования на внештатную ситуацию;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество ВВ.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий предусматривается:

- ограничение или временное приостановление работ, сопровождающихся выбросами;
- усиленный контроль за техническим состоянием оборудования;
- выполнение мероприятий в соответствии с утвержденным планом действий при НМУ.

8.8 Мероприятия по пожарной безопасности

Основная задача противопожарных мероприятий – предотвращение пожаров или ограничение распространения их в случае возникновения.

Причинами возникновения пожаров на буровых площадках являются:

- неосторожное обращение с огнем во время проведения сварочных работ;
- работа на неисправном электрогазосварочном оборудовании;
- нарушение правил безопасности при монтаже пожароопасного технологического оборудования;
- самовоспламенение горючих веществ при их неправильном хранении;
- замазученность и захламленность территории строительными материалами и т.д.;

выделение газа из промывочной жидкости, поступающей из скважины.

Поэтому основным средством по предупреждению пожаров является инструктаж работающих и точное соблюдение правил и требований пожарной безопасности.

Выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания выводятся на расстояние не менее 15 м от устья скважины, оборудуют глушителями и искрогасителями. Склад ГСМ должен располагаться не ближе 40 м от площадки, а топливопровод оборудуют задвижкой или запорным двигателем.

Не разрешается хранение топливных ресурсов и обтирочного материала внутри помещения. В зимний период необходимо принимать меры против замерзания топлива.

Для проведения тушения пожаров бригады обеспечиваются пожарным инвентарем и подручными средствами: ломami, баграми, ящиками с песком, ведрами, брезентовыми покрывалами, пожарными рукавами, помпами и огнетушителями. Пожарный инвентарь должен храниться на пожарных щитах, и окрашиваться в красный цвет.

На территории площадки необходимо наличие противопожарного запаса воды в объеме 40 м³ на одну скважину.

Мероприятия по пожарной безопасности включают:

- оснащение рабочих площадок первичными средствами пожаротушения;
- соблюдение противопожарных расстояний;
- контроль источников открытого огня;
- инструктаж персонала по действиям при пожаре;
- наличие плана пожаротушения.

8.9 Мероприятия по ликвидации аварий

В процессе разработки месторождения должно быть исключено попадание нефтепродуктов на дневную поверхность и загрязнения ими почв, однако возможны аварийные трудно прогнозируемые разливы.

Произведенная своевременно ликвидация аварий уменьшает степень отрицательного воздействия на природную среду.

Мероприятия по ликвидации аварий:

- ликвидировать (отключить, перекрыть, заглушить) источник выделения нефти;
- локализовать нефтяной разлив, преградив растекание нефти по поверхности земли сооружением валов, прокладкой сборных канав, устройством ям-ловушек;
- выполнить противопожарное устройство участка, оградив минерализованными полосами шириной не менее 1,4 м, установить предупредительные знаки о запрете сжигания, разведения огня, организовать сторожевую охрану;
- осуществить сбор и вывоз в пункты утилизации излившуюся нефть с земной поверхности.

Эксплуатирующей организации необходимо подготовить и утвердить в соответствующих организациях регламенты проведения работ в аварийных ситуациях с обязательным освещением следующих положений:

- методы реагирования на аварийную ситуацию;
- аварийная бригада;
- оборудование и методика для предотвращения проливов;
- оборудование для локализации и зачистки проливов;
- методы реагирования на проливы;

- отчетность и документы по загрязнению среды;
- оценка пожароопасности и противопожарные меры;
- противопожарное оборудование и отчетность по пожароопасности.

В целях готовности к возможным аварийным ситуациям предусматривается:

- разработка и соблюдение плана ликвидации аварийных ситуаций;
- наличие аварийного запаса материалов и оборудования;
- обучение персонала действиям при авариях;
- оперативное информирование ответственных служб при возникновении инцидентов.

8.10 Промышленная безопасность. Техника безопасности. Охрана труда

Для создания безопасных условий труда подъемный агрегат должен быть оснащен техническими средствами (устройствами, приспособлениями и приборами), позволяющими устранить опасные и трудоемкие производственные процессы и повысить безопасность и технический уровень их выполнения.

Безопасные условия и охрану труда в организации обязан обеспечить работодатель.

Все работники организаций, в том числе их руководители, обязаны проходить обучение в области промышленной безопасности и проверку знаний.

Подготовка и аттестация по вопросу промышленной безопасности рабочих основных профессий осуществляется в порядке, установленном департаментом КПБ.

К работам на опасном производственном объекте допускаются работники после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ.

Работники должны владеть приемами оказания доврачебной помощи пострадавшим при несчастных случаях.

К руководству работами по ликвидации аварий допускаются лица, имеющие профессиональное образование по специальности и прошедшие проверку знаний в области промышленной безопасности.

Технические средства, технологические процессы, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты, используемые в производственных процессах, должны соответствовать требованиям охраны труда, установленным в Республике Казахстан, и иметь сертификаты соответствия.

При ликвидации поисковых скважин обеспечивается:

- соблюдение требований промышленной безопасности;
- применение сертифицированного оборудования;
- проведение инструктажей и обучения персонала;
- использование средств индивидуальной защиты;
- контроль за соблюдением технологической дисциплины.

8.11 Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

Для обеспечения безопасных условий труда и выполнения основных требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий персонал должен быть обеспечен средствами защиты работающих: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты (спецодеждой, спецобувью и

др.), средствами защиты от шума и вибраций, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.

Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток должны быть освещены.

Искусственное освещение должно быть выполнено в соответствии с установленными нормативами.

В производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусмотреть аварийное освещение, а в зонах работ, на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного (эвакуационного) освещения должны питаться от независимых источников.

Для общего освещения помещений основного производственного назначения (высечно-лебедочный блок, противовыбросовое оборудование, операторная) следует применять газоразрядные светильники, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок, неотапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные светильники.

Для улучшения условий видения и снижения ослепляемости световые приборы на мачте должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранирующие источники света.

При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отраженные от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не должен превышать 20%.

Светильники производственных помещений следует чистить не реже шести раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже четырех раз в год.

Норма освещенности рабочих мест и рекомендуемое размещение светильников приведены в таблице 8.11.1 в соответствии с действующими строительными нормами.

Таблица 8.11.1 - Нормы освещенности

| № п/п | Наименование рабочих мест | Общая минимальная освещенность, Лк |
|--------------|--|---|
| 1 | Ротор, устье скважины | 100 |
| 2 | Рабочее место (площадка, платформа, полати) верхового рабочего | 50 |
| 3 | Лебедка подъемного агрегата | 75 |
| 4 | Путь движения талевого блока на высоте от пола до рабочей площадки: - свыше 25 м. - от 10 м до 25 м. - до 10 м. | 30 20 10 |
| 5 | Приборы контроля | 150 |

| | | |
|----|--|----|
| 6 | Кранблочная площадка | 30 |
| 7 | Место свинчивания и развинчивания НКТ, штанг на уровне 1,2 м от пола | 50 |
| 8 | Автонаматыватель | 15 |
| 9 | Приемные мостки, площадка для производства погрузочно-разгрузочных работ | 10 |
| 10 | Люлька верхнего рабочего | 25 |
| 11 | Лебедка передвижная агрегата | 75 |
| 12 | Оттяжной ролик – на ролике | 30 |
| 13 | Шкалы КИП | 50 |
| 14 | Площадки для производства ПРР | 10 |

Санитарно-бытовые помещения должны соответствовать всем требуемым условиям, в том числе входными тамбурами, раздевалками и другими помещениями, отвечающими Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности».

На объектах общественного питания должны быть предусмотрены бытовые помещения в соответствии с требованиями «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания». Потребное количество и типы вагонов-домиков приведены в таблице 8.11.2.

Таблица 8.11.2- Санитарно-бытовые помещения

| № п/п | Наименование | Площадь, м ³ | Количество, шт |
|-------|--|-------------------------|----------------|
| 1 | Вагон-домик-офис начальника участка | на 4места | 1 |
| 2 | Вагон-домики для буровой бригады | 18 | 4 |
| 3 | Кухня и столовая для приема пищи (15 человек) | 36 | 1 |
| 4 | Душевая с раздевалкой (4 кабины) | 18 | 1 |
| 5 | Вагон-склад для ремонта и хранения запасных частей | 20 | 1 |

Ввиду удаленности площадок скважин от населенных мест, их размещение на непригодных для использования в сельском хозяйстве землях, специальных мероприятий по созданию санитарно-защитных зон проектом не предусматривается.

Предусматривается:

- обеспечение персонала санитарно-бытовыми помещениями;
- соблюдение норм освещенности, шума и микроклимата;
- организация медицинского контроля работников;
- обеспечение питьевой водой и средствами гигиены.

8.12 Взрывопожаробезопасность

Требования по обеспечению взрывобезопасности определяются классом и границами взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей в условиях подъемного агрегата и индивидуальной площадки скважин в целом.

Классификация взрывоопасных зон (см. таблицу 8.12.1):

- зона 0 - пространство, в котором постоянно или в течение длительного периода времени присутствует взрывоопасная смесь воздуха или газа;
- зона 1 - пространство, в котором при нормальных условиях работы возможно присутствие взрывоопасной смеси воздуха или газа;

зона 2 - пространство, в котором маловероятно появление взрывоопасной смеси воздуха или газа, а в случае ее проявления эта смесь присутствует в течение непродолжительного периода времени.

Для обеспечения взрывопожаробезопасности предусматривается:

- контроль газоопасных работ;
- применение взрывозащищенного оборудования;
- исключение источников воспламенения;
- постоянный газовый контроль в рабочей зоне.

Таблица 8.12.1- Классификация взрывоопасности помещений и пространства индивидуальной площадки скважин

| Помещения и пространства, рабочие места площадки ликвидации скважины | | Класс взрывоопасности |
|--|---|-----------------------|
| 1 | Открытые пространства: - вокруг фонтанной арматуры, ограниченное расстояние 3 м во все стороны; - вокруг подъемного агрегата для ремонта скважин в соответствии с параметрами | Зона 1 |
| 2 | Циркуляционная и доливная емкость. Расстояние зоны действия 5 м от краев емкостей | Зона 2 |

Взрывопожаробезопасность при ликвидации скважины обеспечивается следующими мероприятиями:

1. Монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровой установки или подъемного агрегата должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТБЭ), «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТЭП), и «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ-02).

2. Электрооборудование (эл. двигатели, машины, аппараты, устройства) контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах площадки скважины, должны быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, виду взрывозащиты - категории и группе взрывоопасной смеси.

3. Отечественное электрооборудование должно иметь взрывозащитную маркировку, импортное - сертификат изготовителя о допустимости эксплуатации его во взрывоопасной зоне и среде.

При использовании взрывозащищенного оборудования, не имеющего маркировки по взрывозащите, изготовленного специализированными организациями или отремонтированного с изменением узлов и деталей, обеспечивающих взрывозащиту, необходимо наличие письменного разрешения аккредитованной в установленном порядке испытательной организации.

Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается.

На взрывопожароопасных объектах должен быть разработан план ликвидации возможных аварий (ПЛА) согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», в котором необходимо предусматривать оперативные действия персонала по предотвращению аварии и ликвидации аварийных ситуаций, исключению загорания или взрывов, безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварий.

Площадка скважины должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения согласно представленной таблице 8.12.2.

Таблица 8.12.2- Средства пожаротушения

| Наименование | ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, и т.п. на изготовление | Количество |
|--|---|------------|
| 1. Огнетушитель углекислый ОУ-5 | | 6 |
| 2. Ящики с песком 0,5 м ³ | | 2 |
| 3. Лопаты | ГОСТ 3620-76 | 4 |
| 4. Лом пожарный легкий ЛГШ | ГОСТ 16714-71 | 2 |
| 5. Топор пожарный поясной ТПП | ГОСТ 16714-71 | 2 |
| 6. Багор пожарный БПМ | ГОСТ 16714-71 | 2 |
| 7. Ведро пожарное ВП | ТУ 220 РСФСР | 4 |
| 8. Щит пожарный деревянный ЩПД | ТУ 220 РСФСР | 2 |
| Примечание - Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах на установке и жилом городке. | | |

В процессе ликвидации скважины (подготовительные работы, работы по ликвидации скважины) должны осуществляться следующие мероприятия, повышающие безопасность:

- все работы по монтажу и демонтажу установки, перетаскиванию оборудования могут быть начаты только при выдаче бригаде наряда на их проведение;

- проведение электрогазосварочных работ во взрывоопасных зонах должны проводиться только при наличии нарядов на проведение этих работ, утвержденных главным инженером предприятия;

- расстановка агрегатов, оборудования, приспособлений и устройство площадок в зоне работ осуществляется в соответствии со схемой и технологическими регламентами, утвержденными техническим руководителем предприятия;

- все рабочие бригады, участвующие в ликвидации скважины, должны выполнять работы, соответствующие их квалификации и допуску. Перед началом проведения работ на скважине бригада должна быть ознакомлена с планом работ, который должен содержать сведения по конструкции и состоянию скважины, пластовому давлению, внутрискважинному оборудованию, перечню планируемых операций, ожидаемым технологическим параметрам при их проведении. С исполнителями работ должен быть проведен инструктаж по технике безопасности с соответствующим оформлением в журнале инструктажей;

- устье скважины должно быть обвязано и герметизировано в соответствии с утвержденной схемой обвязки ПВО и оборудованием устья, предусмотренном в проекте (плане работ);

- должен осуществляться постоянный контроль над исправностью работы ПВО;

- должен осуществляться постоянный контроль над исправностью заземляющих устройств, а также должна производиться установка временных заземлений передвижной техники, используемой в технологических процессах (каротажной станции, подъемников, цементировочных агрегатов, и пр.);

- во всех взрывоопасных зонах должно быть исключено использование открытого огня, ремонтные и аварийные работы в этих зонах необходимо производить с использованием обмедненного инструмента и пара;

- работы, связанные с ликвидацией возможных нефтегазопроявлений, должны производиться по утвержденным планам работ и под руководством инженерно-технических работников.

8.13 Требования к безопасному ведению работ

При производстве работ по ликвидации скважины с подъемного агрегата требования к безопасному ведению работ следующие:

- перед проведением работ территория вокруг скважины должна быть спланирована с учетом расстановки оборудования и освобождена от посторонних предметов, а в зимнее время - очищена от снега;
- подъемные агрегаты должны устанавливаться на приустьевой площадке в соответствии с инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя;
- передвижные насосные агрегаты, предназначенные для работы на скважинах, должны снабжаться запорными и предохранительными устройствами, иметь приборы, контролирующие основные параметры технологического процесса, выведенные на пульт управления (в кабину агрегата);
- перед началом работ скважина должна быть заглушена жидкостью с плотностью, соответствующим «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности». Глушению подлежат все скважины с пластовым давлением выше гидростатического и скважины, в которых (согласно выполненным расчетам) сохраняются условия фонтанирования или газонефтеводопроявлений при пластовых давлениях ниже гидростатического;
- перед разборкой устьевого арматуры скважины давление в трубном и затрубном пространствах должно быть снижено до атмосферного. Скважину, оборудованную забойным клапаном-отсекателем, в котором планом работ не предусмотрено проведение предварительного глушения, необходимо остановить, стравить давление до атмосферного и выдержать в течение не менее трех часов;
- разборка устьевого арматуры производится после визуального установленного прекращения выделения газа из скважины и проверки постоянства уровня жидкости в ней;
- при проведении работ устье скважины должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием. Схема установки и обвязки противовыбросового оборудования разрабатывается подрядчиком и согласовывается с АСС. После установки противовыбросового оборудования скважина опрессовывается на максимально ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны;
- для предотвращения и ликвидации возможных газонефтеводопроявлений блок долива устанавливается и обвязывается с устьем скважины с таким расчетом, чтобы обеспечивался самодолив или принудительный долив с помощью насоса (агрегата для промывки скважины). Подъем труб из скважины проводится с доливом и поддержанием уровня на устье. Доливная емкость должна быть оборудована уровнем и иметь градуировку;
- скважина должна быть обеспечена запасом жидкости соответствующей плотности в количестве не менее двух объемов скважины, находящемся на растворном узле или непосредственно на скважине;
- агрегаты должны быть установлены на расстоянии не менее 10 м от устья скважины и таким образом, чтобы их кабины не были обращены к устью. Расстояние между агрегатами должно быть не менее 1 м;
- без исправного индикатора веса проводить спускоподъемные операции, а также вести работы, связанные с нагрузкой на мачту (вышку) независимо от глубины скважины, запрещается;
- оборудование, механизмы и КИП должны иметь паспорта заводов-изготовителей, в которые вносят данные об их эксплуатации и ремонте. Запрещается эксплуатация оборудования при нагрузках и давлениях, превышающих допустимые

по паспорту. Все применяемые грузоподъемные машины и механизмы должны иметь ясно обозначенные надписи об их предельной нагрузке и сроке очередной проверки;

- проведение работ по монтажу, демонтажу и ремонту вышек и мачт не допускается при ветре со скоростью 15 м/с и выше, во время грозы, сильного снегопада, при гололедице, ливне, тумане (с видимостью менее 50 м), в темное время суток без искусственного освещения, обеспечивающего безопасное ведение работ;

- спуско-подъемные операции при ветре со скоростью 15 м/с и более (если меньшая скорость ветра не предусмотрена инструкцией по эксплуатации подъемного агрегата), во время ливня, сильного снегопада, тумана с видимостью менее 50 м, неполного состава вахты запрещаются;

- при обнаружении газонефтеводопроявлений устье скважины должно быть загерметизировано, а бригада должна действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Безопасное ведение работ обеспечивается:

- выполнением работ строго по утвержденному проекту;
- допуском к работам только обученного и аттестованного персонала;
- соблюдением технологической последовательности операций;
- постоянным производственным контролем.

8.14 Анализ опасности и оценка степени риска при ликвидации скважин

В соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» при ликвидации нефтегазопромысловых объектов должно проводиться анализ опасности и риска, результаты которых должны быть сформулированы в виде практических мер по предупреждению или уменьшению опасности для жизни человека, заболеваний или травм, ущерба имуществу и окружающей среде.

Скважины являются опасным промышленным объектом.

Риск при ликвидации скважины рассматривается как угрожающее (вероятное) событие (авария) с последствиями, причиняющими ущерб отдельным лицам или группам населения, окружающей среде, материальным ценностям.

Данная концепция не учитывает форс-мажорные обстоятельства (возникновение непреодолимой силы в виде стихийных явлений природы и общественных явлений), рассматривая лишь риск, возникающий в производственном процессе ликвидации, консервации скважин при использовании предусмотренных настоящим проектом технических средств и технологий.

Основное требование к результатам анализа риска связано с предоставлением объективной информации о выявлении и исследовании наиболее опасных аварийных ситуаций по критериям «вероятность-тяжесть последствий».

Анализ риска состоит из трех этапов:

- идентификация опасностей;
- анализ частоты;
- анализ последствий.

Основные задачи анализа риска (опасностей) при ликвидации скважин на (стадии проектирования) заключаются в предоставлении лицам, пользующимся настоящим проектом:

- объективной информации о состоянии промышленного объекта и о промышленной безопасности при ликвидации скважин;
- сведений о наиболее опасных, «слабых» местах с точки зрения безопасности;
- оценку степени риска (на качественном уровне) при ликвидации скважин;

- обоснованных рекомендаций по уменьшению степени риска при ликвидации скважин.

Целью выполнения работы по оценке риска (опасностей) является разработка комплекса мероприятий по предупреждению аварийных ситуаций и тем самым достижение полного исключения травматизма или гибели людей, материального ущерба и вреда окружающей природной среде, радиационный риск, как при строительстве, так и при капитальном ремонте, ликвидации скважин рассматривается с точки зрения опасности потери контроля над скважиной и, соответственно, связан с опасностью выброса пластового флюида в окружающую среду. Ниже приведен перечень нежелательных событий (опасностей):

а) Открытое фонтанирование скважины, что может привести к:

- разливу пластового флюида в пределах локального участка индивидуальной площадки;

- загрязнению почв, в пределах и за пределами локального участка;

- испарению углеводородов с площади локализованного участка;

- пожару (воспламенением нефти) на локализованной площади.

б) Взрыв (разрушение) устья скважины под действием избыточного давления, что может привести к поражению людей и технологических объектов в радиусе действия взрыва.

В связи с тем, что при ликвидации скважин согласно данному проекту применение токсичных веществ не предусмотрено, то такой показатель, как выброс токсичных веществ, при проведении данного анализа не рассматривается.

Причины возникновения нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов подробно изложены в «Инструкции по предупреждению нефтегазоводопроявлений при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности», РД 08-254-98.

Основные потенциальные опасности:

- выбросы газа и флюидов;
- разливы нефтепродуктов;
- пожаро- и взрывоопасные ситуации;
- неблагоприятные метеоусловия в прибрежной зоне.

Оценка риска показала, что при соблюдении проектных решений и предусмотренных мероприятий уровень риска является **допустимым**.

8.15 Мероприятия по радиационной безопасности персонала и населения

Все природные органические соединения являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в газе, газовом конденсате, нефти, пластовых водах и их коллекторах является естественным геохимическим процессом. В этой связи конденсат и образующиеся со временем донные осадки необходимо рассматривать с позиции радиационной безопасности как минеральное сырье, содержащее радиоактивные вещества.

К радиоактивным отходам относятся: металлолом, соли с внутренней поверхности труб, грунт в местах массивированных изливов пластовой воды, отработавшие источники ИИ.

При работе с радиоактивными отходами должны быть учтены все виды лучевого воздействия на персонал и население, предусмотрены защитные мероприятия, снижающие суммарную дозу от всех источников внешнего и внутреннего облучения до уровней, не превышающих предельно-допустимой дозы (ПДД), или предела для соответствующей категории облучаемых лиц.

Работы по ликвидации скважины предусматривается проводить в строгом соответствии с Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к

обеспечению радиационной безопасности» и Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».

Работающий персонал должен быть обеспечен спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Ответственность за готовность к применению средств индивидуальной защиты несет технический руководитель организации, за правильность их использования непосредственно на месте проведения работ – исполнитель работ.

Сбор радиоактивных отходов на предприятии должен производиться непосредственно на местах их образования и включать в себя сбор отходов, временное хранение, удаление и обезвреживание.

С учетом отсутствия источников ионизирующего излучения:

- специальные радиационные мероприятия не требуются;
- контроль радиационной обстановки осуществляется в рамках производственного контроля;
- работы не представляют радиационной опасности для персонала и населения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение необходимо отметить то, что ТОО «Zhylyoi Operating», располагает соответствующими методиками и технологиями по урегулированию негативного воздействия ликвидационных работ на недра, окружающую природную среду и обеспечению промышленной безопасности.

ТОО «Zhylyoi Operating», предусматривает сводить к минимуму образование отходов и надлежащим образом обрабатывать, хранить и утилизировать любые образующиеся отходы.

Инженерно-экологическое и технологическое управление осуществляет постоянный контроль всех природоохранных мероприятий на контрактной территории ТОО «Zhylyoi Operating», с тем чтобы производственная деятельность не наносила ущерб окружающей среде.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. «Экологический кодекс Республики Казахстан» №400-VI от 02.01.2021 г. (с изменениями и дополнениями от 01.01.2026 г.);
2. Кодекс Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» №360-VI от 07.07.2020 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.02.2026 г.);
3. «Земельный кодекс Республики Казахстан» №442-II от 20.06.2003 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.02.2026 г.);
4. «Водный кодекс Республики Казахстан» №481-II от 09.07.2003 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 30.03.2025 г.);
5. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2026 г.);
6. Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» №188-V от 11.04.2014г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2026 г.);
7. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 (с изменениями и дополнениями от 13.10.2024 г.);
8. «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденный Приказом МИР Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355 (с изменениями и дополнениями от 17.02.2026 г.);
9. «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», утвержденные Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200 (с изменениями от 17.12.2024 г.);
10. «Правила пожарной безопасности» №55 утвержденные Приказом Министра по ЧС Республики Казахстан от 21.02.2022г. (с изменениями и дополнениями по состоянию от 24.01.2026 г.);
11. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» утвержденные приказом Министра Здравоохранения РК от 16.02.2022г. № ҚР ДСМ – 15 (с изменениями и дополнениями по состоянию от 30.11.2025 г.);
12. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» приказ Министра Здравоохранения РК от 15.12.2020г. № ҚР ДСМ -275/2020 (с изменениями от 01.09.2025 г.).

Приложения

Приложение 1. Техническая спецификация**ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ**

на разработку и согласование Проекта ликвидации последствий разведки на участке «Жылыой», включая получение заключений контролирующих государственных органов

1. Основание выдачи технического задания и целевое назначение работ

В соответствии с Кодексом Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года «О недрах и недропользовании», а также руководствуясь «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» от 22 мая 2018 года №200 (с изменениями 16 января 2019 года №11), необходимо составить и получить заключения компетентных органов НИР «Проект ликвидации последствий разведки на участке Жылыой, поисковой скважины ZO-1» (далее – Проект) без экологической части проекта на основании Контракта №5487-УВС-СП от 24.06.2025 года на разведку и добычу на участке Жылыой.

2. Основные цели и задачи

Разработать и получить заключения компетентных органов предусмотренные сроки проектную документацию, без экологической оценки, по ликвидации последствий разведки на участке Жылыой, поисковой скважины ZO-1 после проведения разведочных работ в установленном порядке в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

3. Основание для разработки проекта

Проект должен соответствовать требованиям следующих нормативных правовых актов РК:

- Кодексе Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года, №125-VI;
- «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи УВ и добычи урана». Приказ Министра энергетики Республики Казахстан №200 от 22.05.2018г.;
- Закона РК «О гражданской защите» №188-V ЗРК от 11.04.2014г.;
- «Единых Правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018г. № 239;
- «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности». Приказ МИР от 30.12.2014г. №355;
- Других нормативных правовых актов РК.

4. Содержание проекта

Проект должен состоять, но, не ограничиваясь, из следующих разделов:

- Общая пояснительная записка
- Геологическая характеристика месторождения
- Обоснование критериев ликвидации
- Проектные данные скважины
- Технические и технологические решения по ликвидации скважины;
- Оборудование устья скважины при ликвидации;
- Порядок действий при разработке планов изоляционно-ликвидационных работ;
- Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению нефтегазоводопроявлений;

- Расчет колонны НКТ и выбор подъемной установки;
- Технические данные по подъемным агрегатам;
- Требования техники безопасности, охраны недр и окружающей среды;
- Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды;
- Меры по рекультивации нарушенных земель при проведении ликвидации;
- Меры по обеспечению безопасности населения и персонала, охране недр и окружающей среды, зданий и сооружений;
- Меры по предотвращению загрязнения подземных вод;
- Меры по обеспечению радиационной безопасности персонала и населения.

Передать техническую часть Проекта Заказчику для разработки экологической оценки воздействия на окружающую среду (далее – ЭОВОС) строго в соответствии с Экологическим кодексом РК (ЭК РК) и другими нормативно-техническими требованиями РК в области охраны окружающей среды, а также исходными данными, предоставленными Заказчиком, а также для подготовки и согласования Заказчиком Заявления о намечаемой деятельности.

5. Другие условия

В случае замечаний со стороны Заказчика или государственных уполномоченных Контролирующих органов Подрядчик дорабатывает «Проект ликвидации последствий разведки на участке Жылыой» с устранением всех замечаний и повторно проводит процедуру согласования.

Необходимо наличие лицензии у Подрядчика на работы и услуги в сфере углеводородов.

6. Согласование проекта

Проект ликвидации согласовывается с Заказчиком на ГТС и оформляется в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области промышленной безопасности и в области управления земельными ресурсами.

7. Перечень документов и материалов, подлежащих оформлению и сдаче Заказчику:

- Подрядчик передает Заказчику Проект в 2-х экземплярах на бумажных носителях и в цифровом виде на оптических носителях (CD или DVD);
- Заключение всех государственных контролирующих органов.

Заказчик:
ТОО «Zhylyoi Operating»

И.о. генерального директора
Ахметкалиев Н.Д.



Подрядчик:
ТОО «КМГ Инжиниринг»

Первый заместитель директора филиала
по геологии и разведке
Джамбылбаев Т.С.



Приложение 2. Протокол совместного технического совещания**ПРОТОКОЛ № 1**

Совместного геолого-технического совещания между ТОО «Zhylyoi Operating» и Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг»

ВКС Microsoft Teams

27.02.2026 г.

Присутствовали:**ТОО «Zhylyoi Operating»:**

| | |
|--------------------------|---|
| Ху Генченг (Hu Gencheng) | - Генеральный директор |
| Ахметкалиев Н.Д. | - Первый заместитель генерального директора |
| Лю Кончиун (Liu Congyin) | - Ведущий специалист по геологии |
| Огай Р.В. | - Ведущий специалист по геофизики |

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»:

| | |
|------------------|---|
| Джаксылыков Т.С. | - Первый заместитель директора филиала |
| Губашев С.А. | - Директор департамента проектирования бурения и экологии |
| Даутов А.М. | - Начальник управления геологии и геологоразведки |
| Блгалиев Р.Н. | - Начальник управления проектирования бурения и ремонта скважин |
| Бондарук В.В. | - Эксперт управления геологии и геологоразведки |
| Ескалиев Б. | - Эксперт управления проектирования бурения и ремонта скважин |
| Сабиров Б.Ф. | - Ведущий инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин |

Повестка дня

1. Рассмотрение «Проекта ликвидации последствий разведки на участке Жылыой»

По вопросу повестки выступил – Блгалиев Рафаил Нурбахитович

Недропользователем участка Жылыой является АО «НК «КазМунайГаз» и CNOOC HONG KONG HOLDING LIMITED, имеющие Контракт №5487-УВС от 24.06.2025 г на разведку и добычу углеводородов по сложному проекту.

Настоящая проектная документация на ликвидацию последствий разведки разработана Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» на основании договора №15/2026АТ от 16.01.2026г. и технической спецификации, выданного ТОО «Zhylyoi Operating». Проектная документация разработана в соответствии с:

- «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденными приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355;

- «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200.

Структура и состав проектной документации соответствует действующим нормативным требованиям и включает следующие разделы:

- Общая пояснительная записка;
- Геологическая характеристика месторождения;
- Обоснование критериев ликвидации;
- Проектные данные скважины (глубина скважины ZO-1-2000 м);
- Технические и технологические решения по ликвидации скважины, включая:
 - Оборудование устья скважины при ликвидации;
 - Порядок действий при разработке планов изоляционно-ликвидационных работ;
 - Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению нефтегазоводопроявлений;
 - Расчет колонны НКТ и выбор подъемной установки;
 - Технические данные по подъемным агрегатам;
 - Требования техники безопасности, охраны недр и окружающей среды, включая:
 - Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды;
 - Меры по рекультивации нарушенных земель при проведении ликвидации;
 - Экономический расчет по ликвидации последствий разведки;
 - Меры по обеспечению безопасности населения и персонала, охране недр и окружающей среды, зданий и сооружений;

- Меры по предотвращению загрязнения подземных вод;
- Меры по обеспечению радиационной безопасности персонала и населения.

В рамках настоящего Проекта ликвидации последствий разведки на участке Жылыой выполнены все необходимые разделы на основании Правил консервации и ликвидации скважин № 200, а также мероприятия по ликвидации поисковой скважины ZO-1 проектной глубиной 2000м. и рекультивационные работы после ликвидации поисковой скважины.

Докладчик предоставил дополнительные разъяснения, подтвердив полное соответствие документации нормативным требованиям.

После обсуждения и обмена мнениями, принято РЕШЕНИЕ:

1. Согласовать техническую часть без раздела ОВОС «Проекта ликвидации последствий разведки на участке Жылыой» с учетом ранее выданных замечаний.

Согласовали:

**Первый заместитель
генерального директора
ТОО «Zhylyoi Operating»**

Н. Ахметкалиев

**Первый заместитель
директора филиала**

Т. Джаксылыков

**Приложение 3. Лицензия на работы и услуги в сфере углеводородов
(1 из 3)**

24014522

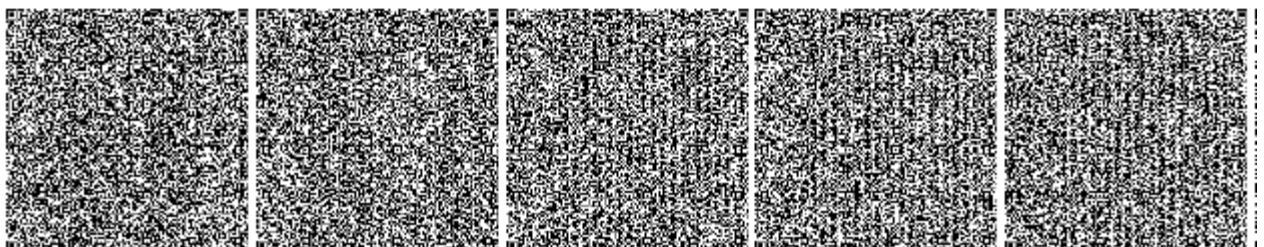


ЛИЦЕНЗИЯ

28.03.2024 года

24014522

| | |
|---|---|
| Выдана | <p>Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"</p> <p>Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Астана, улица Динмұхамед Қонаев, здание № 8 БИН: 140340010451</p> <hr/> <p><small>(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)</small></p> |
| на занятие | <p>Лицензия на работы и услуги в сфере углеводородов</p> <hr/> <p><small>(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)</small></p> |
| Особые условия | <hr/> <p><small>(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)</small></p> |
| Примечание | <p>Неотчуждаемая, класс 1</p> <hr/> <p><small>(отчуждаемость, класс разрешения)</small></p> |
| Лицензиар | <p>Министерство энергетики Республики Казахстан</p> <hr/> <p><small>(полное наименование лицензиара)</small></p> |
| Руководитель (уполномоченное лицо) | <p>Бердиев Нурлыбек Орингалиев</p> <hr/> <p><small>(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))</small></p> |
| Дата первичной выдачи | 25.04.2013 |
| Срок действия лицензии | |
| Место выдачи | г.Астана |



Приложение 3. Лицензия на работы и услуги в сфере углеводородов (2 из 3)

24014522



Страница 1 из 2

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 24014522

Дата выдачи лицензии 28.03.2024 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Составление технических проектных документов для месторождений углеводородов
- Составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализа разработки месторождений углеводородов

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"
Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Астана, улица Динмұхамед Қонаев, здание
№ 8, БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

г.Астана, р-н Есиль, ул. Динмұхамед Қонаева, здание 8, Z05H9E8; г.
Атырау, мкр. Нурсая, пр. Елорда, строение 10; Мангистауская обл., г.
Ақтау, мкр. 35, зд. 6/1.

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Бердиев Нурлыбек Орингалиев

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

001

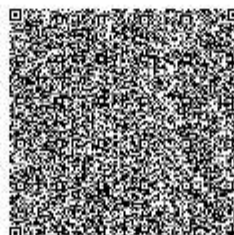
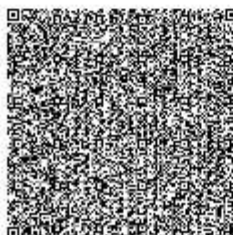
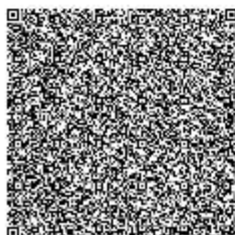
Срок действия

Дата выдачи приложения

28.03.2024

Место выдачи

г.Астана



Приложение 3. Лицензия на работы и услуги в сфере углеводородов (3 из 3)

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

