



SMART
Engineering

АО «КМК МУНАЙ»
ТОО «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»

УТВЕРЖДАЮ:

Президент

АО «КМК МУНАЙ»

Ван Цзиньбао

2025г.



ПРОЕКТ ЛИКВИДАЦИИ
ПОСЛЕДСТВИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОРТУК НАДСОЛЕВОЕ

Генеральный директор

ТОО «СМАРТ Инжиниринг»



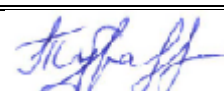
Р.М. Майлыбаев

Алматы, 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

Государственная лицензия ГЛ №0000280 от 28 июля 2011 года

Должность	Ф.И.О.	Подпись
Ответственный исполнитель	Умбетов Е.К.	
Ведущий инженер	Туралиев К.С	

СОДЕРЖАНИЕ

Общая пояснительная записка	5
1. Географо-экономические условия	6
2. Геологическое строение и нефтегазоносность	8
3. Анализ структуры фонда скважин и перечень объектов	23
4. Технические и технологические решения по ликвидации скважин	33
4.1. Технические решения по ликвидации скважины	33
4.2. Выбор цемента. Требования к свойствам тампонажного раствора и цементного моста при ликвидации скважины	36
4.3. Технология и типовые расчеты установки цементного моста	36
4.4. Выбор мобильной установки (подъемного агрегата) для изоляционных работ	51
4.5. Продолжительность изоляционно-ликвидационных работ	52
4.6. Подготовка к работам по ликвидации скважин	53
4.6.1. Разработка плана изоляционных работ скважин	53
4.6.2. Подготовка к работам по ликвидации скважины	54
4.6.3. Порядок оформления документов на ликвидации скважин	54
5. Сводный сметный расчет стоимости ликвидации	55
5.1. Общая стоимость ликвидации скважин	56
5.2 расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства	57
5.3 расчет рекультивации земли	58
5.4. Расчет возврата денежных средств в процессе ликвидации месторождения	58
5.5. Стоимость ликвидации месторождения	60
6. Мероприятия по обеспечению безопасности населения и персонала, зданий и сооружений	61
6.1. Мероприятия по охране недр	65
6.2. Мероприятия по охране окружающей среды	67
6.3. Оценка воздействия ликвидации объектов недропользования на окружающую среду	67
6.4. Меры, исключающие на период консервации не санкционированное использование и доступ к законсервированным объектам	71
6.5. Меры по рекультивации нарушенных земель	72
6.6. Фактическое и прогнозируемое состояние нарушенных земель	72
6.7. Меры по приведению комплексных мероприятий в случае экстренного решения о прекращении добычи	72
7. Нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов	76
8. Приложение	77
приложение 1 – Техническое задание на проектирование	77
приложение 2. Протокол совместного заседания ГТС	83
приложение 3. Лицензии на право проектирования	85
приложение 4. Письмо согласование РГУ «Департамента комитета промышленной безопасности мчс»	87
приложение 5. Письмо согласование РГУ «Департамента санитарно-эпидемиологического контроля актюбинской области»	88
приложение 6. Письмо согласование ГУ «Управление земельных отношений актюбинской области»	90
приложение 7. Письмо согласование ГУ МД «Запказнедра»	92

Авторы: Умбетов Е.К и др.
«Проект ликвидации последствия недропользования месторождения
Мортук надсолевое»

Книга и папка с графическими приложениями
Книга – текст 89 страниц, 11 таблицы, 4 рисунков, 6 текстовых приложений.
3 графических приложений.
ТОО «СМАРТ Инжиниринг», Лицензия ГЛ №0000280 от 28 июля 2011 года
на проектирование горных производств. г. Алматы, ул. Чайкиной 1/1.

АО «КМК Мунай», г. Актобе . Территория проведенных работ располагается
в Актюбинской области Республики Казахстан, в пределах блоков XXII-22-B
(частично), С (частично) на территории Актюбинской области Республики Ка-
захстан, за период с 01.08.2001г. по 07.08.2021г. на контрактной территории.
Контракт №731 от 01.08.2001г.

Реферат. Объекты недропользования ликвидируются в соответствии с проек-
том ликвидации, разработанному проектной организацией, имеющей соответ-
ствующую лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области охраны
окружающей среды, а также прошедшим согласование с уполномоченными
органами в области охраны окружающей среды по изучению и использованию
недр, в области промышленной безопасности, санитарно-эпидемиологической
службы, по управлению земельными ресурсами и утвержденным недрополь-
зователем, на основании «Правил ликвидации и консервации при проведении
разведки и добычи углеводородов и добычи урана» утвержденные Приказом
Правительством Республики Казахстан.

Ключевые слова: Контрактная территория, структура, сейсмораз-
ведка МОГТЗД, тектоника, отражающий горизонт, перспективы нефтега-
зоносности, углеводороды, поисково-разведочное бурение, месторождение,
запасы нефти, возврат территории.

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Недропользователем месторождения Мортук является АО «КМК Мунай» (Лицензия МГ №295 (нефть) от 25.12.1995г для доразведки и добычи УВС. Контракт №731 от 01.08.2001г).

Месторождение природных битумов и высоковязких нефтей Мортук расположено в Темирском районе Актюбинской области РК, на правом берегу р. Эмба. Общая площадь месторождения составляет 75 км².

С 2001г на месторождении Мортук работает АО «КМК Мунай» (Лицензия МГ №295 (нефть) от 25.12.1995г для доразведки и добычи УВС. Контракт №731 от 01.08.2001г). Период добычи надсолевых отложений месторождения Мортук истекает 02 апреля 2031г. Последним Дополнением к Контракту является Дополнение №14 от 05.08.2019г об изменении объемов добычи согласно Анализа разработки 2019г.

Проект ликвидации утверждается недропользователем, финансирующего проведение работ по проектированию и реализации проекта и согласовывается с уполномоченными органами в области охраны окружающей среды, по изучению и использованию недр, в области промышленной безопасности, санитарно-эпидемиологической службы, по регулированию земельных отношений.

Сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

Ликвидация объектов недропользования включает в себя демонтаж, вывоз и захоронение (при необходимости) всех наземных сооружений и коммуникации, скважин разного вида и назначения, рекультивацию земель, которая осуществляется за счет банковского вклада.

Выполнение настоящей работы предусматривает следующие этапы:

- Разработка проекта ликвидации объектов недропользования на контрактной территории;
- Определение общей стоимости работ при проведении ликвидации;
- Оценка воздействия на окружающую среду при проведении ликвидационных работ.

Необходимая сумма банковского вклада (Ликвидационного фонда) на период проведения ликвидации последствий деятельности месторождения Мортук надсолевое» полученная расчетным путем, исходя из существующих рыночных цен на нефтяные операции и стоимости материалов и услуг в нефтяной отрасли составляет 818 742,6 тыс. тенге.

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

1.ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Месторождение высоковязкой нефти Мортук надсолевое расположено в Темирском районе Актюбинской области на правом берегу реки Эмбы в пределах площади листа М-40-127-Б. Общая площадь месторождения составляет 75 км² (Рис.1.1.1).

Ближайшими населенными пунктами являются: города Эмба, Кандыга пос. Шубаркудук, непосредственно через площадь месторождения проходит шоссе, соединяющее нефтепромысловые поселки Жанажол и Кенкияк с областным центром г. Актобе (240 км). Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются: Кокжиде, Кумсай, Кенкияк. В районе месторождения широко развита сеть грунтовых дорог, проезд по которым возможен большую часть года (8-10 месяцев).

В геоморфологическом отношении район представляет собой пологую возвышенность с абсолютными отметками 222-232м. С юга месторождение ограничивается р. Темир (правый приток р. Эмба). Территория месторождения характеризуется отсутствием оврагов и резко выделяющихся положительных форм рельефа.

Гидросеть района относится к бассейну р. Эмба. Крупные реки района – река Эмба и ее правый приток р. Темир, протекающие в 1,5-2,5 км южнее разведанных залежей БСП. Реки имеют постоянный водоток, в наиболее жаркий и сухой период года поверхностный водоток на отдельных участках долин прекращается и сохраняется лишь в русловом аллювии. Более мелкие притоки и овраги имеют сухие русла, водоток в них наблюдается лишь в период снеготаяния и проливных дождей. Питание рек осуществляется частично за счет атмосферных осадков, но в основном за счет разгрузки подземных вод.

Климат района резко континентальный с холодной зимой и жарким сухим летом. Среднегодовая температура составляет +6°С, минимальная температура зимнего периода -33,9°С, максимальная летняя +36,7°С. Продолжительность сохранения снежного покрова 130-150 дней. Среднегодовое количество осадков колеблется в пределах 180-220 мм, при месячных колебаниях от 2-3 до 42 мм.

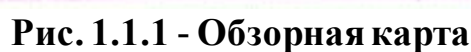


Рис. 1.1.1 - Обзорная карта

2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

2.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез

Стратиграфия и литологический состав пород месторождения Мортук в целом характерны для данного района работ. Пробуренными скважинами пройден осадочный комплекс пород до вскрытия кунгурских отложений нижнего перми. В строении принимают участие отложения пермской, юрской, меловой, палеогеновой, неоген-четвертичных систем.

Отложения **пермской системы (Р)**, вскрытые в сводовых частях и на крыльях солянокупольных структур, представлены кунгурским ярусом нижней перми и верхнепермскими отложениями.

Кунгурский ярус (Р_{1k}) нижнего отдела (Р₁) вскрывается в сводовых частях солянокупольных структур и выполнен галогенно-сульфатными осадками–солями (преимущественно белым кристаллическим галитом) с прослоями ангидрита, гипса, реже глин. Мощность кунгурских отложений в пределах куполов достигает нескольких тысяч метров, в пределах купола Мортук мощность отложений превышает 2500м. Максимальная глубина залегания кровли яруса составляет 370-400 м. В межкупольных депрессиях галогенные осадки имеют мощность до нескольких десятков метров, либо вообще отсутствуют.

Отложения яруса с несогласием перекрываются отложениями верхней перми.

Верхний отдел (Р₂) представлен пестроцветными фациально-изменчивыми осадками – глинами красновато-коричневого и красно-бурого цвета, аргиллитоподобными, песчанистыми, с прослоями зеленовато-серых и темно-бурых алевролитов и полимиктовых средне- и мелкозернистых песчаников. В составе толщи выделяются уфимский, казанский и татарский ярусы. Мощность верхнепермских отложений в межкупольных пространствах достигает первых тысяч метров, на куполах она измеряется сотнями и десятками метров, на отдельных куполах отложения отсутствуют. Примером последнего является купол Мортук.

Триасовая система (Т). В пределах района работ триасовые континентальные отложения представлены только **нижним отделом (Т₁)**, в составе которого выделяются отложения ветлужской и баскунчакской серии.

Ветлужская серия Т_{1v} включает три свиты: соркульскую, кокжидинскую и акжарскую.

Соркульская свита Т_{1vsrk} залегает с резким угловым и стратиграфическим несогласием на отложениях верхней перми. Свита представлена аргиллитоподобными глинами и глинистыми песками зеленого и кирпично-красного цвета, разнозернистыми полимиктовыми и слюдистыми песчаниками кирпично-красными. В основании свиты залегает пачка конгломератов.

Кокжидинская свита Т_{1vkgd} без видимого перерыва залегает на соркульской свите. Литологически кокжидинская свита представлена переслаивающимися между собой зеленовато-серыми и кирпично-красными разнозернистыми песчаниками, и песчанистыми глинами.

Акжарская свита T_1vakg залегает согласно на породах кокжидинской свиты и представлена преимущественно разномзернистыми полимиктовыми песками вишнево-красной и голубовато-серой окраски.

Баскунчакская серия T_1b в пределах площади района представлена кумсайской свитой.

Кумсайская свита T_1bkms распространена ограниченно, на отдельных участках площади, литологически представлена преимущественно коричневыми и зеленовато-серыми песчанистыми глинами с прослоями полимиктовых песков и известковистых или глинистых песчаников.

Отложения **юрской системы (J)** пользуются повсеместным распространением, на породах триаса залегают со значительным стратиграфическим разрывом и угловым несогласием. С некоторой долей условности отложения системы подразделяются на нижне- и среднеюрские.

Нижний отдел (J_1) представлен переслаивающимися между собой песками, глинами и песчаниками. Глины серого и темно-серого цвета, слабо слоистые, алевролитистые, с обуглившимися растительными остатками; пески полимиктовые, серого и зеленовато-серого цвета, мелко- и среднезернистые; песчаники глинистые, мелко- и среднезернистые, серого цвета, на карбонатном цементе.

Средний отдел (J_2) представлен песчано-глинистой толщей с прослоями и линзами песчаников и бурых углей. Отложения отдела в районе не расчленены и имеют повсеместное распространение. Глины серые, до черных, песчанистые, слоистые, с прослоями и присыпками серых алевролитов и мелкозернистых песков, с включениями обуглившихся остатков растительности. Пески полимиктовые, мелко- и среднезернистые, серого и зеленовато-серого цвета с примесью обуглившегося растительного детрита. Глины и пески в разрезе занимают равное положение. Песчаники мелко- и тонкозернистые, глинистые, полимиктовые, известковистые, имеют подчиненное значение.

Меловая система (K) с перерывом залегают на юрских отложениях.

Меловая система представлена нижним и верхними отделами.

Нижний отдел (K_1) представлен его средней и верхней частями, включающими ярусы от готерива до альба.

Готеривский ярус (K_1g) сложен преимущественно светло-зелеными и оливково-зелеными плотными неслоистыми известковистыми глинами. В подчиненном количестве содержатся прослои мелкозернистых полимиктовых песков и песчаников, а также маломощные (до 0,5м) прослои серых глинистых известняков.

Барремский ярус (K_1br) представлен континентальными пестро-цветными отложениями: красными, коричневыми, зелеными, пятнистыми, комковатыми, песчанистыми карбонатными глинами с прослоями полимиктовых зеленовато-серых песков и песчаников. В глинах по всему разрезу отмечаются зеркала скольжения.

Аптский ярус (K_1a) сложен морскими осадками, представленными темно-серыми и черными слоистыми глинами, с мелкими прослоями и просыпками светло-серых мелкозернистых песков и алевролитов. В нижней части

разреза повсеместно отмечаются прослой разнозернистых песков полевошпатокварцевого и кварц-глауконитового состава.

Альбский ярус ($K_1 al$) на площади расчленен на 3 подъяруса.

Нижнеальбский подъярус ($K_1 al_1$) залегает согласно на отложениях апта; граница между ними нечеткая, что связано литологическим сходством этих толщ. В разрезе подъяруса, в отличие от апта, в большем количестве присутствуют прослой песков. В подошве подъяруса повсеместно залегает прослой глауконитовых песков серовато-зеленого и грязно-зеленого цвета. Выше по разрезу залегают темно-серые алевритистые глины, с тонкими прослоями и присыпками светло-серого алеврита и песка. В верхней части разреза преобладают серые мелкозернистые пески с редким гравием и галькой кварца, и с обуглившимися растительными остатками. Разрез завершается полимиктовыми песчаниками серого цвета, слюдистыми, с мелкими включениями обуглившихся остатков растительности.

Среднеальбский подъярус ($K_1 al_2$) согласно перекрывает нижнеальбские отложения. В подошве подъяруса залегает прослой разнозернистых песков или песчаников с галькой и гравием кварца и кремнистых пород. Выше по разрезу следуют пески среднезернистые, слюдисто-кварцевые с прослоями темно-серых слоистых глин. Пески перекрываются темно-серыми слоистыми глинами, с присыпками светло-серых алевритов. Верхняя граница подъяруса проходит по прослою конгломератов из гальки кварца и кремнистых пород. Рядом исследователей прослой конгломератов относится к верхам среднеальбского подъяруса. Видимо, правильнее считать этот прослой базальным горизонтом верхнеальбского подъяруса.

Верхнеальбский подъярус ($K_1 al_3$) сложен преимущественно песками светло-серого цвета, от мелко- до крупнозернистых, слюдисто-кварцевыми, с примесью гравия кварца и кремнистых пород. В песках довольно часто встречаются линзы слюдисто-кварцевых косослоистых песчаников. В верхней части подъяруса спорадически по площади отмечаются линзы и прослой темно-серых глин песчанистых, карбонатных, слоистых.

Верхний отдел (K_2) представлен отложениями сантонского, кампанского и маастрихтского ярусов, перекрывающих более 50 % площади района.

Сантонский ярус ($K_2 st$) залегает со значительным размывом на альбских отложениях. В основании яруса залегает прослой песчаника с гравием и галькой кремнистых пород и с желваками фосфоритов. Выше залегают переслаивающиеся между собой желтовато-серые пески и серые, песчанистые, карбонатные глины. В средней части яруса отмечается второй, слабо выраженный фосфоритовый прослой мощностью 0,2-0,3м.

Кампанский ярус ($K_2 km$) представлен толщей серых и зеленовато-серых глин, мергелистых, неслоистых, загипсованных, с гнездами пирита и марказита. Иногда глины имеют полосчатый облик за счет чередования светлых и темных полос.

Маастрихтский ярус ($K_2 m$) завершает разрез отложений меловой системы в районе. Наиболее широко отложения яруса представлены в юго-восточной части площади, ими покрыты участки площади с положительными

формами рельефа. Ярус выполнен переслаивающимися между собой мергелями и глинами, в основании яруса отмечается фосфоритовый горизонт.

Палеогеновая система (Р) представлен Палеоценом, Эоценом, Олигоценом.

Палеоцен (P_1) на площади района пользуется ограниченным распространением и отмечается в ее южной части, представлен песками и песчаниками. В низах песков отмечаются желваки фосфоритов.

Эоцен (P_2) представлен тасаранской и саксаульской свитами.

Тасаранская свита выполнена глинами и песками, в основании-горизонт желваковых фосфоритов.

Саксаульская свита представлена кварцевыми песками, отсортированными, мелкозернистыми белой и желтой окраски.

Олигоцен (P_3) представлен чаграйской свитой, выполненной глинами с песчаниками и галечниками в основании разреза.

Отложения **неогеновой системы (N)** пользуются ограниченным распространением, небольшие площади ими перекрыты в юго-западной части района.

Миоцен (N_1) представлен пестроцветными глинами с прослоями песков. Глины кирпично-красные, малиновые, лиловые, светло-желтые, зеленые. Пески желтовато-серые, с гравием кремней и кварца.

Плиоцен (N_2) представлен песками, галечниками и глинами с прослоями песков. В песках мелкая галька кремней и песчаников.

Отложения **четвертичной системы (Q)** представлены аллювием крупных рек, эоловыми песками и современными отложениями. Аллювиальные отложения в долинах рек Эмбы и Темира представлены грубозернистыми песками, песчано-гравийным материалом и суглинками. Эоловыми песками сложены крупные массивы Кокжиде, Кумжарган и др. Современные отложения представлены суглинками и супесями.

2.2. Тектоника

В региональном структурно-геологическом плане месторождение Мортук расположено в пределах восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины и связано с надсолевым комплексом пород, слагающим одноименную с месторождением солянокупольную структуру. Сейсморазведочными работами 3Д в пределах надсолевого комплекса выделены отражающие горизонты (ОГ): III (подошва мела), V (подошва юры) и VI (кровля соли кунгурского яруса).

По кровле соли (ОГ-VI) структура Мортук представляет собой аниклиналь вытянутую в субмеридиональном направлении. Свод структуры ограничивается отметкой -600м с минимальной отметкой -300м, крылья структуры почти ветрикально обрываются в мульды до отметок -3200-3400м. Размеры структуры по кровле соли 10х6км.

По ОГ-V структура Мортук представляет собой брахиантиклиналь с пологим падением пород на крыльях. Общая положительная форма структуры

осложнена тектоническими нарушениями. Свод структуры по подошве юры оконтуривается по изогипсе -65м, размеры структуры по замкнутой изогипсе -165м составляют 8х5км при амплитуде более 100м. Вверх по разрезу размеры структуры и ее амплитуда уменьшаются.

На структурной карте по ОГ-III месторождение выделяется в виде полусвода по изогипсе -40м. Отсутствие структуры по данным сейсморазведки 3Д связано с неглубоким (в пределах 200м от поверхности земли) залеганием горизонта. В связи с этим описание геологического строения дается по данным бурения.

Согласно структурной карте по кровле юрских отложений с ОПЗ-2015г, структура месторождения представляет собой брахиантиклиналь, несколько вытянутую в субмеридиональном направлении с двумя сводами, оконтуривающимися по изогипсе 0. Размеры структуры по замкнутой изогипсе -50м составляют 3х2,5км. При этом, согласно этой карте по месторождению были выделены 4 продольных тектонических нарушений, проходящие через центральную и восточную части месторождения. По кровле барремского и аптского яруса строение структуры носит унаследованный характер.

По кровле барремского яруса структура оконтуривается по изогипсе 20м, имеет амплитуду 40м и размеры 4,0х2,5км. По кровле аптского яруса структура оконтуривается по изогипсе 100м, имеет амплитуду 30м и размеры 4,0х2,5км.

2.3. Нефтегазоносность

По результатам бурения, опробования скважин и данных ГИС месторождение Мортук надсолевое представляет собой многопластовое месторождение нефти, где установлены 2 продуктивных горизонтов (K1ар и K1br) в меловых отложениях и 4 продуктивных горизонтов (Ю-I, II, III, IV) в юрских отложениях.

К вскрытым горизонтам приурочены литологически экранированные нефтяные залежи пластово-сводового типа. Водонефтяные контакты приняты по результатам опробования и по промыслово-геофизическим данным. Ниже приводится описание строения указанных продуктивных пластов и связанных с ними залежей нефти, а также обоснование принятых ВНК.

Горизонт K1ар вскрыт бурением 140 скважин, из них 122 скв. находятся в контуре продуктивности. Выявленная залежь приурочена к антиклинальной структуре субширотного простирания изометрической формы, ограниченной зоной замещения коллектора со всех сторон. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, литологически ограниченная. Средняя толщина горизонта составляет 19,4м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 2,8м, и изменяется от 0,7 в скв. МБ-6, до 13,95м в скв. МБ-167. Горизонт состоит в среднем из 1-6 пластов-коллекторов, коэффициент песчанистости составляет 0,15 д.ед., расчлененности 2,3.

Опробование продуктивного горизонта не проводилось.

УВНК для залежи принят на абсолютной отметке 21,6 м, которая соответствует подошве самого нижнего нефтенасыщенного пласта в скв. №204.

Самая высокая отметки кровли коллектора вскрыта на глубине 110,9м в скв. №794, общая высота залежи около 89м. Размеры залежи в пределах контура нефтеносности – 5 км х 3 км.

Горизонт K1b. Бурением горизонт вскрыт 140 скважинами, 139 из которых находятся в контуре продуктивности. Средняя толщина горизонта составляет 32,7м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 14,3м, изменяясь от 8,3м в скважине МБ-110 до 38,2м в скважине МБ-40. Горизонт в среднем состоит из 1-8 пластов-коллекторов, коэффициент песчанистости составляет 0,437 д.ед., расчлененности 3,8.

Выделенная пластовая сводовая залежь приурочена к брахиантиклинальной структуре, ограниченной с запада и востока зоной замещения коллектора.

Продуктивность горизонта доказана опробованием в 34 скважинах, где получены притоки нефти от 0,5 до 11,9 м³/сут. Притоки воды были получены при опробовании скважин 401 и 402, где среднесуточный дебит воды по скважинам составил 9 м³/сут.

ВНК для западной части залежи принят на абсолютной отметке -12м, как среднее расстояние между подошвой нефтенасыщенного коллектора в скв. МБ-124 на отметке -13,4м, и кровлей водонасыщенного коллектора в скв. МБ-55 на отметке -10,6м. В южной части залежи, в районе скв. МБ-129, МБ-134 и МБ-139 подошва нефти вскрыт ниже, где УВНК можно принят на абс. отметке -23,2м. В восточной части залежи, также подошва нефти по ГИС вскрыта на абс. уровне -24,5м, что можно принять как УВНК.

Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде 89,2 м, высота залежи более 112м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 4 км х 4 км.

Горизонт Ю-I вскрыт бурением 140 скважин, из них 131 находятся в контуре продуктивности. Средняя толщина горизонта составляет 13,4м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 8,2м, изменяясь от 0,4м в скв. МБ-140 до 22м в скв. НМБ-34. Первый юрский продуктивный горизонт состоит в среднем из 1-4 пластов-коллекторов, коэффициент песчанистости составляет 0,557 д.ед., расчлененности 2,9.

Залежь первого юрского продуктивного горизонта приурочена к антиклинальной структуре, неправильной формы, вытянутой в субмеридиональном направлении, ограниченной с севера и востока зоной замещения коллектора, в центральной части залежи в районе скв. МБ-36, 19, 20 горизонт размыт.

Горизонт Ю-I опробован: совместно с горизонтами Ю-II и Ю-III в 68 скважинах, совместно с горизонтом Баррем в двух скважинах (МБ-121 и 403), где получены жидкости с дебитами нефти от 3.5 м³/сут (скв. МБ-125) до 21,1 м³/сут (скв. МБ-40).

Водонефтяной контакт для залежи принят на абсолютной отметке -64,1м, которая определена по прямому контакту в скважине МБ-52, выделенному по данным ГИС.

Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде 31м. Высота залежи 95 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 2 км х 0,9 км. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, стратиграфически экранированная и литологически ограниченная.

Горизонт Ю-II. Бурением горизонт вскрыт 140 скважинами, из них 117 скважин вскрыли залежь. Средняя толщина горизонта составляет 29,4м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 20,5м, изменяясь от 41,9 в скважине МБ-95 до 1,1 в скважине МБ-142. Горизонт состоит в среднем из 1-12 пластов-коллекторов, коэффициент песчанистости составляет 0,666 д.ед., расчлененности 5.

Залежь нефти второго юрского горизонта приурочена к антиклинальной структуре, неправильной формы, вытянутой в субмеридиональном направлении, ограниченной с севера и востока зоной замещения коллектора. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, литологически ограниченная.

Горизонт Ю-II опробован: совместно с горизонт Баррем в одной скважине, совместно с горизонтом Ю-I в 66 скважинах, совместно с горизонтом Ю-III в 7 скважинах, где были получены притоки жидкости, где дебиты нефти составили от 3,5 (скв. МБ-125) до 21,1 м³/сут (скв. МБ-40). Горизонт раздельно опробован в 18 скважинах (скв. МБ-4, 9, 15, 16, 17, 36, 37, 41, 44, 85, 86, 101, 117, 135, НМБ-31,33,34,35), где получены притоки жидкости с дебитами нефти от 1 м³/сут (скв. НМБ-31) до 20,2 м³/сут (скв. МБ-36).

По горизонту в восточной части прямой ВНК подсечен в 6 скважинах, где отметки в пределах абсолютных значений глубин от -70,8 до -72,8м. На основе этого водонефтяной контакт для большей части залежи принят как усредненный, на абсолютной отметке -71,6м. Однако, в районе скважин МБ-135, 140, 137 подошва нефти вскрыта на абс. отметках -60-66м. Кровля водонасыщенных коллекторов в скв. МБ-126, 131, 136, 140 вскрыты на абс. отметках -62-64м. Исходя из этого, район вышеуказанных скважин был отделен от остальной части залежей условными нарушениями, и где был принят ВНК на абс. отметке -63м.

Горизонт Ю-III. Бурением горизонт вскрыт 121 скважиной, 17 из которых находятся в контуре продуктивности. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, литологически ограниченная.

Средняя толщина горизонта составляет 12,0м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 4,8м, изменяясь от 10,6 в скважине МБ-107 до 1,8 в скважинах МБ-97 и МБ-105. Третий юрский продуктивный горизонт состоит в среднем из 1-6 пластов-коллекторов, коэффициент песчанистости составляет 0,584 д.ед., расчлененности 3,1.

Опробование горизонта проводилось совместно с горизонтом Ю-II в 6 скважинах, максимальный дебит получен в скважине МБ-19: 11 м³/сут. при Ндин=10м.

По горизонту прямой ВНК подсечен в 6 скважинах, отметки которого варьируют от -43,7 до -46,6м. Водонефтяной контакт для залежи принят на усредненной абсолютной отметке -44,7м.

Горизонт Ю-IV. Бурением подсечен только одной скважиной МБ-53. Толщина горизонта составляет 46м, эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 45,1м. Горизонт состоит из 1 пласта-коллектора, коэффициент песчаности составляет 0,98 д.ед.

Опробование горизонта проводилось в скважине МБ-53, где получен дебит 4,32 м³/сут. при Ндин=60м.

Условный контур нефтеносности для залежи принят на абсолютной отметке -122,0, которая определена по подошве нефтенасыщенного пласта, выделенного в скважине МБ-53 по данным ГИС. Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде -70 м, высота залежи около 50 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 0,9 км х 0,6 км. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, литологически и стратиграфически ограниченная.

2.4 Физико-литологическая характеристика коллекторов

Изученность керном продуктивного резервуара

Результаты анализов керна. При бурении 5-ти поисково-разведочных скважин №12, 401, 405, 409, 411, МБ-49 на месторождении Мортук надсолевое керн отобран из четвертичных отложений, из мела, юры и триаса.

Таблица 2.4.1 – Освещенность керном разрезов скважин на месторождении Мортук надсолевое

Возраст	Проходка, м	Вынос, м	% выноса	№ скв.
Q	0.5	0.5	100.0	12
K2cp	17.5	17.5	100.0	12
K2st	4	4	100.0	12
K1al	94.2	94.2	100.0	12
K1a	25.6	25.6	100.0	12
K1br	102,9	93,3	91	12, 411, МБ-49
K1h	43.1	33.1	76.8	12, 411
J1	39,5	32,25	81	МБ-49
J2	171.9	146,55	85	12, 401, МБ-49
T	279	218.5	78.3	401, 405, 409, 411

Общая проходка с отбором керна составила 635.0м, вынос керна - 393,4м (62% от проходки).

Было отобрано и проанализировано 542 образцов керна, исследования проведены в лаборатории ТОО «АктюбНИГРИ» и АКОО «Петрочайна» Экспериментально-испытательный институт Синьцзянского нефтяного месторождения. Выполнено детальное литологическое описание керна с выделением литотипов пород, их структурно-текстурных особенностей. Равномерно по всему керну отобраны и описаны петрографические шлифы, на основании которых дана детальная характеристика: минералогический состав, структура, текстура пород, содержание, вид цемента, изучены вторичные процессы, поровое пространство.

Коллекторские свойства были изучены в образцах цилиндрической формы. Определены следующие параметры: открытая пористость, газопроницаемость на цилиндрических образцах параллельно наслоению и методом уплотнения рыхлых пород в атмосферных условиях; объемная и минералогическая плотность. Также на образцах определен гранулометрический состав ситовым методом с отмучиванием пелита и суммарное содержание карбонатных минералов.

Таблица 2.4.2 – Объем исследований, проведенных на образцах керна

Вид исследования образцов керна	Скв.401	Скв.405	Скв.409	Скв.411	Скв. МБ-49
Открытая пористость	114	61	80	90	200
Объемная плотность	113	61	79	90	
Минералогическая плотность	113	61	80	90	
Гранулометрический состав и карбонатность	111	61	79	90	50
Остаточная водонасыщенность прямым методом	93	49	53	87	142
Газопроницаемость параллельно наслоению на цилиндрах / методом уплотнения для рыхлых пород	52/43	44/14	57/19	27/62	200
Определение кривой капиллярного давления методом ртутной порометрии					39
Определение смачиваемости					5
Испытание теплового вытеснения густой нефти паром					9
Описание / фотографии шлифов	40/39		20/20	30/30	

Литолого-физическая характеристика коллекторов продуктивных отложений

На месторождении вскрыты меловые, юрские и триасовые отложения. Продуктивность связана с отложениями нижнего мела и средней юры.

Меловые отложения (по данным описания керна из скв.411)

Алевролиты зеленовато-светло-серые, полимиктовые, тонкозернистые, тонкослоистые, слабосцементированные, с прослоями (мощностью 1-2 мм) глин зеленовато-синих, алевропелитовых, уплотненных. Слои расположены под углом 45° к оси керна.

Алевролиты сложены полуокатанными, окатанными зернами кварца, полевых шпатов, чешуек слюд и других минералов и обломков пород. Цемент распределен равномерно, по составу карбонатно-глинистый, контактово-порового типа. Керн слабо пропитан нефтью.

Песчаники желтовато-серовато-зеленые, мелко-, тонкозернистые, алевритистые, слабосцементированные, полимиктовые, преимущественно кварцевые, с примесью зерен плагиоклазов, чешуек слюд и других минералов и обломков пород. Сортировка частиц средняя, зерна от полуокатанных до окатанных. Цемент глинистый, реже карбонатно-глинистый, контактового типа. Песчаники слабо насыщены нефтью.

Среднеюрские отложения (по данным описания керна из скв.401)

Пески, местами переходящие в песчаники слабосцементированные, желтовато-зеленовато-серые, тонко- до среднезернистых, с субгоризонтальной слоистостью.

Обломочный материал представлен полуугловатыми и полуокатанными зернами, от высоко - до низко сферических, по составу преимущественно кварцевыми, реже кремнистыми породами, слюдой, возможно и другими по составу частицами. Размер зерен колеблется от 0,04 до 0,25 мм, редко до 0,30 мм.

Цемент контактного, контактово-порового типа, по составу глинистый, известково-глинистый. Пески пористые, интенсивно нефтенасыщенные.

Слабосцементированные песчаники серого, буровато - и желтовато-серого цвета, тонко -, мелкозернистые, неяснослоистые, иногда с элементами косой слоистости. Слоистость обусловлена наличием нечетко видных прерывающихся прослоев алевролитов, либо песчаников, обогащенных глинистым материалом. Слоистость ориентирована под углом 85° к большой оси керна. Отмечены редкие маломощные (до 0,5 мм) прослой сильно обогащенные обуглившимся растительным материалом.

Обломочный материал плохо и средне сортирован.

Зерна полуугловатые и полуокатанные, от низко - до высокосферических, при преобладании последних.

Состав зерен: кварц резко преобладающий, кремни, чешуйки слюд, возможно, другие минералы и обломки пород.

Цемент преимущественно контактово-порового, порового типа, глинистый.

Песчаники неравномерно нефтенасыщены.

Геофизические исследования комплексом ГИС

Промыслово-геофизические исследования в скважинах месторождения были выполнены сервисной компанией «CNLC». Выполненный комплекс геофизических исследований в открытом стволе скважин состоял из комплекса следующих методов: ПС, КВ, БК (большие и малые зонды), ИК, МБК, ГК, АК, ГГКп, НК и фотоэлектрический каротаж, инклинометрия.

По данным материалов ГИС проведена количественная и качественная интерпретация, в результате которой выполнено литологическое расчленение разреза, выделены пласты-коллекторы, определены емкостные свойства пород, тип насыщающего флюида.

Выделение коллекторов и оценка характера насыщения

Интерпретация геофизических исследований проводилась при помощи программного обеспечения “Interactive Petrophysics”.

Определение объемной глинистости проводилось по методу гамма каротажа с использованием зависимости Ларионова (с применением двойного разностного параметра). Пористость в скважинах определялась по методам W и ГГКп, метод АК не использовался при расчетах Кп в виду малых глубин залегания продуктивных отложений. В основу определения коэффициента нефтегазонасыщенности положена зависимость Хамбла, для которой использованы соотношения: $R_p=0,62/K_p^{2,15}$ и $R_H=1/K_v^2$.

Выделение эффективных толщин проводилось на качественном уровне с учетом граничных значений Кп, утвержденных при подсчете запасов 2015г.: 0,22 д. ед – для меловых отложений; 0,15 д.ед. – для юрских и триасовых отложений. В качестве граничного значения глинистости принято значение $K_{глгр}=0,40$ д.ед.

Проводимые геофизические исследования соответствуют методическим рекомендациям, кривые ГИС хорошего качества, и позволяют получить качественные и количественные характеристики пластов-коллекторов.

2.5 Свойства и состав нефти, газа и воды

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

На дату составления данного отчета по месторождению исследованы 41 поверхностных проб нефти 31 скважины.

Исследование нефти проводилось в лабораториях НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз».

Охарактеризованность продуктивных горизонтов пробами представляется в следующем порядке:

- 1 проба характеризует свойства горизонта Ю-IV (скв. МБ-53).
- 11 проб из скважин МБ-4, МБ-9, МБ-16, МБ-17, МБ-31, МБ-33, МБ-34, МБ-41 характеризуют горизонт Ю-II.
- 3 пробы из скважин МБ-6, МБ-52 характеризуют свойства Ю-I горизонта.
- 11 проб скважин МБ-5, МБ-18, МБ-38, МБ-49, МБ-50, МБ-51, МБ-54, МБ-105, МБ-411 характеризуют совместные горизонты Ю-I+Ю-II, из них 3 новые пробы скважин МБ-49 и МБ-105.
- 1 проба скважины МБ-121 характеризуют свойства нижнемелового горизонта $K_{lbr}+Ю-I+Ю-II$.
- 14 проб скважин МБ-10, МБ-14, МБ-21, МБ-23, МБ-25, МБ-55, МБ-56, МБ-57, МБ- МБ-124, МБ-126 характеризуют свойства нижнемелового горизонта K_{lbr} , из них 6 новых проб скважин МБ-55, МБ-56, МБ-57, МБ-124, МБ-126.

В процессе анализа нефти в поверхностных условиях были определены основные ее параметры, такие, как плотность, кинематическая вязкость, температура застывания и вспышки, фракционные и углеводородные составы, содержание серы, парафина, асфальтено-смолистых веществ и другие.

Ниже приводится характеристика состава и свойств нефти по горизонтам.

По среднеюрскому горизонту Ю-IV отобрана и проанализирована одна проба по скважине МБ-53, в которой этот горизонт впервые подсечен. Плотность нефти составляет 0,9574 г/см³, кинематическая вязкость при 50°С составляет 304 мм²/с. Из группового углеводородного состава определено содержание серы, значение которой составило 1,0%.

По пробам среднеюрского горизонта Ю-II плотность нефти изменяется от 0,950 г/см³ до 0,9689 г/см³ и в среднем – 0,9596 г/см³, кинематическая вязкость при 50°С изменяется от 245,2 до 481,1 мм²/с и в среднем – 383,9 мм²/с. Из группового углеводородного состава определено содержание парафина и серы, среднее значение которых составило 0,208% масс и 1,168% масс соответственно. Потенциальное содержание светлых фракций в нефти, выкипающих до 300°С в среднем – 8,8%.

По пробам среднеюрского горизонта Ю-I плотность нефти изменяется от 0,9524 г/см³ до 0,9604 г/см³ и в среднем – 0,957 г/см³, кинематическая вязкость при 50°С изменяется от 279,7 до 398,5 мм²/с и в среднем – 345,8 мм²/с. Из группового углеводородного состава определено содержание серы, которое составило 1,102% масс. Содержание светлых фракций в пробах горизонта Ю-I не определялось.

Пробы нефти, отобранные совместно из двух горизонтов Ю-I и Ю-II по своим свойствам близки к пробам нефти из горизонта Ю-II, что объясняется большей его мощностью и как следствие большим притоком нефти из него при опробовании. Плотность нефти изменяется от 0,9379 г/см³ до 0,975 г/см³ и в среднем – 0,958 г/см³, кинематическая вязкость при 50°С изменяется от 184,7 до 570 мм²/с и в среднем – 342,8 мм²/с. Из группового углеводородного состава определено содержание парафина и серы, среднее значение которых составило 1,8% масс и 2,87% масс соответственно. Потенциальное содержание светлых фракций в пробах горизонта невозможно определить, в связи с высоким содержанием воды.

По пробам нефти, отобранным из Барремского горизонта, средняя плотность составляет 0,9557 г/см³, изменяясь от 0,9439 до 0,9614 г/см³, кинематическая вязкость при 50°С составляет 314 мм²/с, изменяясь в пределах 206-401 мм²/с. Из группового углеводородного состава определено содержание парафина и серы, значение которых составило 0,16% масс и 0,935% масс соответственно. Потенциальное содержание светлых фракции в нефти, выкипающих до 300°С составляет 11%.

Таким образом, по свойствам и составу нефть месторождения Мортук относится:

по плотности к тяжелой;

по кинематической вязкости при 50°С к высоковязкой;

содержанию серы к сернистой;

высокосмолистой.

Свойства нефти в пластовых условиях

Всего по месторождению в пластовых условиях проанализированы пробы нефти, отобранные из горизонтов K_1br , Ю-I+Ю-II и Ю-II+Ю-III из скважин МБ-10, МБ-49, МБ-95 и МБ-126. Лабораторные исследования нефти проводились в лабораториях компаний Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз».

При пластовом давлении и температуре проведены исследования РV-соотношения и однократное разгазирование, а также определены основные параметры пластовой нефти:

- давление насыщения;
- газосодержание при однократном и дифференциальном разгазировании;
- коэффициент сжимаемости;
- объемный коэффициент;
- усадка;
- плотность пластовой и разгазированной нефти;
- плотность при давлении насыщения;
- вязкость пластовой и сепарированной нефти;
- компонентный состав выделившегося газа и разгазированной нефти.

Ниже приводится характеристика пластовой нефти по горизонтам.

Горизонт K_1br . По горизонту отобрано и проанализировано 4 пробы из скважин МБ-10 и МБ-126 (2 проботбора). Пробы пластового флюида отобраны с глубины 190 м с помощью глубинного проботборника. По результатам анализа пластовая нефть характеризуется плотностью $0,949 \text{ г/см}^3$, вязкостью $5407,1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Давление пласта составляет в среднем $2,17 \text{ МПа}$, давление насыщения $0,43 \text{ МПа}$, объемный коэффициент нефти разгазировании составляет $1,0022$. Пересчетный коэффициент равен $0,9978$. По плотности нефть относится к тяжелым, по вязкости – к высоковязким. Температура пласта равна $14,0^\circ\text{C}$.

Горизонт Ю-I+Ю-II. По горизонту отобрано и проанализировано 2 пробы из скважины МБ-49. Проба пластового флюида отобрана с глубины 200 м. По результатам анализа пластовая нефть характеризуется плотностью $0,953 \text{ г/см}^3$, вязкостью $5878,4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Давление пласта в точке отбора составляет $2,3 \text{ МПа}$, давление насыщения $0,39 \text{ МПа}$, объемный коэффициент нефти составляет $1,0009$. Соответственно пересчетный коэффициент равен $0,9991$. По плотности нефть относится к тяжелым, по вязкости – к высоковязким. Температура пласта равна 14°C .

Горизонт Ю-II+Ю-III. По горизонту отобрано и проанализировано 2 пробы из скважины МБ-95. Проба пластового флюида отобрана с глубины 250 м. По результатам анализа пластовая нефть характеризуется плотностью $0,949 \text{ г/см}^3$, вязкостью $6652,7 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Давление пласта в точке отбора составляет $2,33 \text{ МПа}$, давление насыщения $0,36 \text{ МПа}$, объемный коэффициент нефти составляет $1,00375$ соответственно. Пересчетный коэффициент равен $0,9963$. По плотности нефть относится к тяжелым, по вязкости – к высоковязким. Температура пласта равна 16°C .

В связи с очень незначительным содержанием в нефти растворенного газа произвести замер газосодержания не представилось возможным.

Физические свойства и химический состав пластовых вод

Территория Мортукского месторождения гидрогеологически входит в состав восточной окраины сложно построенного Прикаспийского артезианского бассейна. Для нее характерны близкое расположение к региональной области питания подземных вод – к западному склону Уральской складчатой системы; погружение палеозойских и мезозой-кайнозойских отложений в направлении с востока на запад и с севера на юг; присутствие в верхнепермских и мезозойских отложениях штоков каменной соли кунгурского возраста, создающих возможность разгрузки соляных вод из древних пород в вышележащие горизонты.

В процессе испытания перспективных объектов на месторождении Мортук в скважинах были получены притоки пластовых вод, произведены отборы проб. Всего на текущую дату по месторождению отобраны 8 проб воды с 7 скважин (скв. МБ-16, 24, 25, 52, 53, 76 и 401).

Водоносные горизонты триаса приурочены к песчаным и песчано-конгломератовым пластам. Подземные воды триаса представлены одним лабораторным анализом. Проба отобрана в скв. №401 из интервала 572-567м, где вода представляет собой рассол хлоркальциевого типа с минерализацией 43,075 г/л. Плотность 1,03 г/см³. Общая жесткость 94 мг-экв., имеет запах нефти.

Подземные воды юрского возраста приурочены к толще разнородных песков и песчаников. Водонасыщенные пласты по ГИС выделены в разведочных скважинах 402, 403, 405, 409 и 412. Водонасыщенные пласты юрского возраста испытаны в скважинах 401, 403 и 405. В скважине 401 испытан интервал 367-363,5м. Получен приток пластовой воды дебитом 21,6 м³/сут., плотностью 1,005 г/см³. В эксплуатационных скважинах водонасыщенные пласты в среднеюрских отложениях по ГИС выделены во многих скважинах. Пластовая вода среднеюрского горизонта отобрана при испытании горизонта Ю-I в скважине МБ-52, где был получен приток нефти с пластовой водой. Всего по горизонту отобраны 4 проб. По результатам анализа данных проб: плотность воды составляет 1,003-1,006 г/см³, минерализация варьирует от 9,1 до 10,6 г/л, содержат гидрокарбонаты 146,4-750,3 мг/л, сульфаты от 99,1 до 2934,5 мг/л, хлориды от 3541,4 до 5194,4 мг/л, натрий+калий от 2736 до 3606,4 мг/л.

Подземные воды неокотских отложений нижнего мела приурочены к прослоям песков, песчаников. Водоносные пласты *барремского* продуктивного горизонта по материалам ГИС выделяются в разведочных скважинах 402, 405, 409, 412 и в оценочных скважинах МБ-55 и МБ-124. Подземные воды испытаны в скважинах 401, 402 и 403. В скважине 401 испытан интервал 283-280м. Получен приток пластовой воды дебитом 9-10 м³/сут., плотностью 1,001 г/см³. В скважине 402 испытаны интервалы 295-286,5м и 271-268м. Получен приток пластовой воды дебитом 9 м³/сут. с плотностью 1,006 г/см³. В скважине 403 испытаны интервалы 304-301, 292-285м. Получен приток пластовой воды дебитом 10-15 м³/сут.

Анализ воды барремского горизонта был выполнен по 3 трем пробам отобранных в скв. М-24 и МБ-25. По результатам химического анализа пробы имеют следующие параметры: хлориды – 583,7-754,5 мг/л, гидрокарбонаты – 331,1-561 мг/л, сульфаты – 185,2-650 мг/л, кальций – 18,9-29,1 мг/л, натрий+калий – 643,1-904,4мг/л, магний – 1,2-10,5 мг/л. Общая минерализация – 2-2,7 г/л.

2.6 Краткие сведения о запасах нефти и газа

Работы по детальному изучению месторождения Мортук проводились в период 1985-1994г.г. В результате была произведена оценка и подсчитаны запасы по всем трем залежам. Вместе с тем, решением ГКЗ РК подсчитанные запасы ПБ отнесены к категории забалансовых в силу недоизученности вопросов технологии добычи и переработки минерального сырья (протокол ГКЗ РК №40 от 28 марта 1996 года).

В 2008г. ТОО «Казахстан Минерал Компани» составлен отчет «Пере- оценка запасов природных битумов и высоковязких нефтей месторождения Мортук по состоянию на 01.01.2009г.» (протокол №722-08-А ГКЗ РК от 05.12.2008г.). В рамках данного отчета запасы высоковязкой нефти не считали, и на Государственный баланс были поставлены только запасы битума. Подсчитанные запасы битума по месторождению составляют: по категории В – 8086,5 тыс. тонн; С₁ – 65093,0 тыс. тонн; С₂ – 21495,7 тыс. тонн.

В 2015г. был выполнен Оперативный подсчет запасов высоковязкой нефти месторождения Мортук надсолевое (Протокол ГКЗ РК №1629-15-П от 08.12.2015г.). В целом по месторождению запасы высоковязкой нефти составили: геологические по категории С₁ – 3598тыс.т, извлекаемые – 441тыс.т, геологические по категории С₂ – 22538тыс.т; извлекаемые – 2022тыс.т.

В 2018 году подготовлен отчет «Перевод из категории С₂ в категорию С₁ и прирост запасов на месторождении высоковязкой нефти (ВВН) Мортук надсолевое (по состоянию изученности на 01.03.2018г)» и утверждён Протоколом ГКЗ РК №2038-19-П от 28.03.2019г.

В 2020 году выполнен отчет «Перевод из категории С₂ в категорию С₁ и прирост запасов на месторождении высоковязкой нефти Мортук надсолевое по состоянию изученности на 02.01.2020г» (Протокол ГКЗ №2200-20-П).

По месторождению Мортук надсолевое на Гос. балансе запасы высоко- вязкой нефти (ВВН) числятся в следующем количестве:

Категория	Геол. запасы ВВН, тыс. т	Извл. запасы ВВН, тыс. т
С ₁	18346	2251
С ₂	33607	2997

3. АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ ФОНДА СКВАЖИН И ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ

По состоянию на 01.01.2025г на балансе предприятия общий фонд буренных скважин составляет 222 ед. из них: в эксплуатационном фонде числится 165 скважин, из которых 161 скважина находится в действующем фонде, 34 скважины являются оценочными, 9 скважин находятся в ожидании освоения и 4 скважины в бездействии, 7 наблюдательных скважин и 7 ранее ликвидированных скважин.

Глубина спуска каждой обсадной колонны определяется в соответствии с конкретными геологическими условиями бурения. Для разных скважин, фактическая глубина спуска башмака различных обсадных колонн различна – это определяется состоянием залегания продуктивного пласта. Однако глубина большинства скважин определяется тем же фактором – характером профиля пласта, встречающегося во время бурения. Проектирование конструкции скважины должно выполняться в соответствии с действующими руководящими документами о технических методах.

Рекомендуемая конструкция скважин представлена в таблице 3.1.

Конструкция ствола вертикальной скважины:

Направление Ø339,7 мм спускается на глубину 20 м с целью предохранения устья скважины от размыва при бурении следующего интервала под кондуктор, обвязки устья скважины с циркуляционной системой буровой установки. Цементируется с подъемом цемента до устья.

Кондуктор Ø244,5 мм спускается на глубину 130 м для перекрытия верхних неустойчивых отложений и монтажа ПВО перед вскрытием продуктивных горизонтов, и составлен из термостойких труб марки стали ТП90Н, с толщиной стенок – 8,9 мм с резьбовыми соединениями типа ОТТГ или VAM. Кондуктор цементируется термостойким цементом для циклически меняющихся температур типа ЦТПН или аналогом согласно п.217 ТПБНГДО с подъемом цемента до устья. На кондуктор устанавливается термостойкая колонная головка ГКТ-168-16 или аналог.

Эксплуатационная колонна Ø177,8 мм спускается на глубину 290-350 м в зависимости от глубины залегания продуктивных горизонтов для изоляции продуктивных пластов и разработки продуктивных горизонтов. Эксплуатационная колонна составляется из термостойких труб марки ТР90Н, толщиной стенок – 10,4 мм с высокогерметичными соединениями «металл-металл» типа ОТТГ или VAM. Эксплуатационная колонна цементируется также термостойким цементом для циклически меняющихся температур типа ЦТПН или аналог. В оснастке эксплуатационной колонны предусмотрено устройство для закоривания колонны перед цементацией для создания предварительного напряжения растяжения с целью компенсации температурного линейного расширения колонны в процессе теплового воздействия на продуктивные пласты. Цементируется с подъемом цемента до устья.

Конструкция ствола горизонтальной скважины:

Направление Ø 508 мм спускается на глубину 10 м, предназначено для закрепления устья скважины, цементирования верхних неустойчивых эрозийных и осадочных толщ и содействия установлению циркуляции бурового раствора между забоем скважины и системой резервуаров бурового раствора. Подъем проектного закаченного цементного раствора до устья;

Кондуктор Ø 339,7 мм спускается на глубину 95 м, предназначен для предотвращения загрязнения водоносного горизонта и обеспечения безопасного и плавного бурения скважины до проектной глубины. Проектная глубина спуска башмака обсадной колонны - плотный слой осадочной породы меловой системы. Подъем проектного закаченного цементного раствора до устья; а устье скважины должно быть оборудовано колонной головкой и противовыбросовым оборудованием;

Техническая колонна Ø 244,5 мм спускается до точки А начальной мишени горизонтальной скважины (проектная глубина скважины около 417 м), целью является покрытие пенетрируемого пласта, где могут произойти падение блоков и обрушение стены. Башмак спускается до точки А мишени горизонтальной скважины (в пласте). Необходимо оборудовать головку обсадной колонны и устьевой противовыбросовой превентор. По проекту подъем проектного закаченного цементного раствора до устья;

Эксплуатационная колонна Ø 177,8 мм Спуск до точки В конечной мишени горизонтальной скважины (глубина заканчивания скважины около 597м) для проведения испытаний и добычи в продуктивном горизонте. Скважина заканчивается путем спуска фильтра со штампованными отверстиями типа «мост» в горизонтальной части ствола скважины.

Таблица 3.1.- Конструкция ствола вертикальных и горизонтальных скважин

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Интервал спуска, м	Интервал по вертикали, м	Интервал по стволу, м	Высота подъема цемента за колонной
Вертикальная скважина						
Направление	444,5	339,7	0-20	-	-	до устья
Кондуктор	311,1	244,5	20-130	-	-	до устья
Эксплуатационная	215,9	177,8	130-290/350	-	-	до устья
Горизонтальная скважина						
Направление	660,0	508,0	-	0-10	0-10	до устья
Кондуктор	444,5	339,7	-	0-100	0-100	до устья
Техническая колонна	311,2	244,5	-	0-276	0-325	до устья
Эксплуатационная колонна-хвостовик	215,9	177,8	-	252-287	275-585	-

Технологические показатели разработки в целом по месторождению Мортук надсолевое по третьему варианту разработки представлены в таблице 3.2-3.3.

Таблица 3.2 – Характеристика основного фонда скважин. Месторождение Мортук надсолевое. Вариант 3

Год ы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Экспл.бурение, тыс.м	разконсервация, ед.	Пере- вод под закачку, ед.	Перевод с других объектов		Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.			Фонд нагнета- тельных сква- жин на конец периода, ед.	Среднегодовой де- бит на 1 скважину		Приемистость 1 нагнет.сква- жины, м3/сут	Кол-во опера- ций ПТОС
	всег о	добываю- щих	нагнетатель- ных					добываю- щих	нагнетатель- ных	всег о	нагнетатель- ных	всег о	дейст в.	мех .		нефти, т/сут	жидко- сти, т/сут		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2025	25	25	0	289	101	0	0	0	0	0	0	275	258	258	0	2,5	15,8	0,0	126
2026	25	25	0	314	110	0	0	0	0	0	0	300	282	282	0	2,5	17,2	0,0	143
2027	30	30	0	344	120	0	2	0	0	0	0	328	308	308	2	2,4	18,1	65,0	158
2028	29	29	0	373	131	0	5	0	0	0	0	352	331	331	7	2,3	18,4	65,0	172
2029	27	27	0	400	140	0	5	0	0	0	0	374	352	352	12	2,1	18,4	60,0	172
2030	0	0	0	400	140	0	6	0	0	0	0	368	346	346	18	1,9	17,4	60,0	172
2031	0	0	0	400	140	0	6	0	0	0	0	362	341	341	24	1,7	16,2	60,0	170
2032	0	0	0	400	140	0	6	0	0	0	0	356	336	336	30	1,5	14,6	60,0	160
2033	0	0	0	400	140	0	3	0	0	0	0	353	333	333	33	1,4	13,9	60,0	160
2034	0	0	0	400	140	0	2	0	0	0	0	351	331	331	35	1,2	13,1	60,0	160
2035	0	0	0	400	140	0	0	0	0	0	0	351	331	331	35	1,1	12,1	60,0	160
2036	0	0	0	400	140	0	0	0	0	0	0	351	331	331	35	1,0	11,1	60,0	160
2037	0	0	0	400	140	0	0	0	0	0	0	351	331	331	35	0,9	10,2	60,0	160
2038	0	0	0	400	140	0	0	0	0	0	0	351	331	331	35	0,8	9,3	60,0	157
2039	0	0	0	400	140	0	0	0	0	0	0	351	331	331	35	0,7	8,8	60,0	156
2040	0	0	0	400	140	0	0	0	0	0	0	351	331	331	35	0,7	8,2	60,0	155
2041	0	0	0	400	140	0	0	0	0	0	0	351	331	331	35	0,6	8,0	60,0	155
2042	0	0	0	400	140	0	0	0	0	0	0	351	331	331	35	0,6	7,7	60,0	155
2043	0	0	0	400	140	0	0	0	0	0	0	351	331	331	35	0,6	7,4	60,0	150
2044	0	0	0	400	140	0	0	0	0	0	0	351	331	331	35	0,5	7,1	60,0	150
2045	0	0	0	400	140	0	0	0	0	0	0	351	331	331	35	0,5	6,8	60,0	144
2046	0	0	0	400	140	0	0	0	0	0	0	351	331	331	35	0,5	6,6	60,0	140
2047	0	0	0	400	140	0	0	0	0	0	0	351	331	331	35	0,5	6,4	60,0	140
2048	0	0	0	400	140	0	0	0	0	0	0	351	331	331	35	0,4	6,2	60,0	140
2049	0	0	0	400	140	0	0	0	0	0	0	351	331	331	35	0,4	6,0	60,0	130
2050	0	0	0	400	140	0	0	0	0	0	0	351	331	331	35	0,4	6,0	60,0	130
2051	0	0	0	400	140	0	0	0	0	0	0	351	331	331	35	0,4	5,9	60,0	110
2052	0	0	0	400	140	0	0	0	0	0	0	351	331	331	35	0,4	5,7	60,0	100
2053	0	0	0	400	140	0	0	0	0	0	0	351	331	331	35	0,3	5,5	60,0	100
2054	0	0	0	400	140	0	0	0	0	0	0	351	331	331	35	0,3	5,3	60,0	100

Таблица 3.3 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Месторождение Мортук надсолевое. Вариант 3

Год ы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от из- влекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извле- каемых запа- сов, %	Коэффициент нефтеизвлече- ния, д.ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %, продукции	Закачка пара (ПТОС), тыс.т		Закачка пара (ПТВ), тыс.т		Компенсация отбора закач- кой, %	Добыча газа, млн.м³	
		началь- ных	теку- щих				годо- вая	накоплен- ная		годо- вая, тыс.т	накоплен- ная, тыс.т	годовая, тыс.т	накоплен- ная, тыс.т		годо- вая	накоплен- ная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2025	188,0	5,0	6,5	1025,0	27,3	0,036	1190,1	5601,4	84,2	408,5	2542,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	204,3	5,4	7,5	1229,3	32,8	0,043	1415,8	7017,2	85,6	479,3	3022,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2027	216,4	5,8	8,6	1445,7	38,5	0,051	1627,2	8644,4	86,7	587,8	3609,9	39,0	39,0	0,0	0,0	0,0
2028	223,5	6,0	9,7	1669,2	44,5	0,059	1774,0	10418,4	87,4	795,1	4405,0	136,5	175,5	0,0	0,0	0,0
2029	215,4	5,7	10,3	1884,6	50,2	0,066	1889,1	12307,5	88,6	874,6	5279,6	216,0	391,5	0,0	0,0	0,0
2030	193,1	5,1	10,3	2077,7	55,4	0,073	1754,3	14061,8	89,0	953,0	6232,5	324,0	715,5	0,0	0,0	0,0
2031	171,5	4,6	10,2	2249,2	60,0	0,079	1617,8	15679,6	89,4	1027,0	7259,5	432,0	1147,5	0,0	0,0	0,0
2032	149,1	4,0	9,9	2398,3	63,9	0,084	1433,6	17113,1	89,6	1100,0	8359,5	540,0	1687,5	0,0	0,0	0,0
2033	132,3	3,5	9,8	2530,6	67,5	0,089	1350,0	18463,2	90,2	1154,0	9513,5	594,0	2281,5	0,0	0,0	0,0
2034	118,8	3,2	9,7	2649,4	70,6	0,093	1263,9	19727,0	90,6	1190,0	10703,5	630,0	2911,5	0,0	0,0	0,0
2035	105,3	2,8	9,6	2754,7	73,4	0,097	1171,7	20898,7	91,0	1190,0	11893,5	630,0	3541,5	0,0	0,0	0,0
2036	94,6	2,5	9,5	2849,3	76,0	0,100	1077,3	21976,0	91,2	1190,0	13083,5	630,0	4171,5	0,0	0,0	0,0
2037	85,4	2,3	9,5	2934,7	78,2	0,103	984,1	22960,1	91,3	1190,0	14273,5	630,0	4801,5	0,0	0,0	0,0
2038	77,4	2,1	9,5	3012,2	80,3	0,106	901,4	23861,6	91,4	1179,5	15453,0	630,0	5431,5	0,0	0,0	0,0
2039	70,7	1,9	9,6	3082,8	82,2	0,109	846,2	24707,7	91,7	1176,0	16629,0	630,0	6061,5	0,0	0,0	0,0
2040	65,0	1,7	9,7	3147,8	83,9	0,111	796,6	25504,3	91,8	1172,5	17801,5	630,0	6691,5	0,0	0,0	0,0
2041	61,3	1,6	10,2	3209,1	85,6	0,113	772,7	26277,0	92,1	1172,5	18974,0	630,0	7321,5	0,0	0,0	0,0
2042	57,8	1,5	10,7	3266,9	87,1	0,115	741,5	27018,5	92,2	1172,5	20146,5	630,0	7951,5	0,0	0,0	0,0
2043	54,7	1,5	11,3	3321,6	88,6	0,117	711,3	27729,8	92,3	1155,0	21301,5	630,0	8581,5	0,0	0,0	0,0
2044	51,9	1,4	12,1	3373,5	89,9	0,119	682,4	28412,2	92,4	1155,0	22456,5	630,0	9211,5	0,0	0,0	0,0
2045	48,5	1,3	12,9	3422,0	91,2	0,120	656,0	29068,2	92,6	1134,0	23590,5	630,0	9841,5	0,0	0,0	0,0
2046	46,1	1,2	14,0	3468,2	92,5	0,122	640,5	29708,7	92,8	1120,0	24710,5	630,0	10471,5	0,0	0,0	0,0
2047	43,8	1,2	15,5	3512,0	93,6	0,124	617,0	30325,7	92,9	1120,0	25830,5	630,0	11101,5	0,0	0,0	0,0
2048	41,7	1,1	17,5	3553,7	94,7	0,125	596,1	30921,8	93,0	1120,0	26950,5	630,0	11731,5	0,0	0,0	0,0
2049	39,9	1,1	20,2	3593,6	95,8	0,126	577,6	31499,4	93,1	1085,0	28035,5	630,0	12361,5	0,0	0,0	0,0
2050	38,1	1,0	24,2	3631,6	96,8	0,128	576,7	32076,1	93,4	1085,0	29120,5	630,0	12991,5	0,0	0,0	0,0
2051	36,4	1,0	30,5	3668,0	97,8	0,129	568,1	32644,2	93,6	1015,0	30135,5	630,0	13621,5	0,0	0,0	0,0
2052	34,7	0,9	41,8	3702,7	98,7	0,130	551,3	33195,4	93,7	980,0	31115,5	630,0	14251,5	0,0	0,0	0,0
2053	33,2	0,9	68,7	3735,9	99,6	0,132	530,9	33726,3	93,8	980,0	32095,5	630,0	14881,5	0,0	0,0	0,0
2054	31,7	0,8	100,0	3767,6	100,4	0,133	511,3	34237,6	93,8	980,0	33075,5	630,0	15511,5	0,0	0,0	0,0

Таким образом количество скважин, подлежащих ликвидации на конец контракта в 2031 г составляет – 365 единиц и добыча нефти – 1412,2 тыс.т

3.1. Устьевое и внутрискважинное оборудования.

На месторождении Мортук эксплуатация скважин производится станками-качалками типа СУЈ5-2.5-13НВ, что соответствует условиям эксплуатации скважин. На устье эксплуатационных скважин установлена арматура термостойкая типа 7" СУЈК-С и SKR78/52 паровая, предназначенная для герметизации устья скважин, подвергающихся термической обработке, которая обеспечивает управление потоком теплоносителя и компенсацию температурных удлинений внутрискважинных термоизолированных труб и наземного теплоизолированного паропровода. Оборудование может применяться, как для вертикальных, так и горизонтальных скважин. Термостойкость оборудования составляет ≤ 337 °С. На рисунке 3.1.1 представлена схема эксплуатации УШГН в 3Д.

Техническая характеристика станков-качалок типа СУЈ-5 представлена ниже в таблице 3.1.1

Таблица 3.1.1 – Техническая характеристика станков-качалок типа СУЈ

Тип	Номинальная нагрузка на точке подвеса, kN	Длина хода, m	Частота, rpm	Масса, кг
СУЈ5-2.5-13НВ	50	1.8/1.5/1.2	6/9/12	3550

Для подъема жидкости на поверхность используются скважинные насосы типа СУГВ-57 диаметром 70 мм, что соответствует условиям эксплуатации скважин. Преимущество таких типов насосов состоит в том, что насос не приходится извлекать во время переменных циклов закачки пара и добычи.



Рис. 3.1.1 – Эксплуатация УШГН

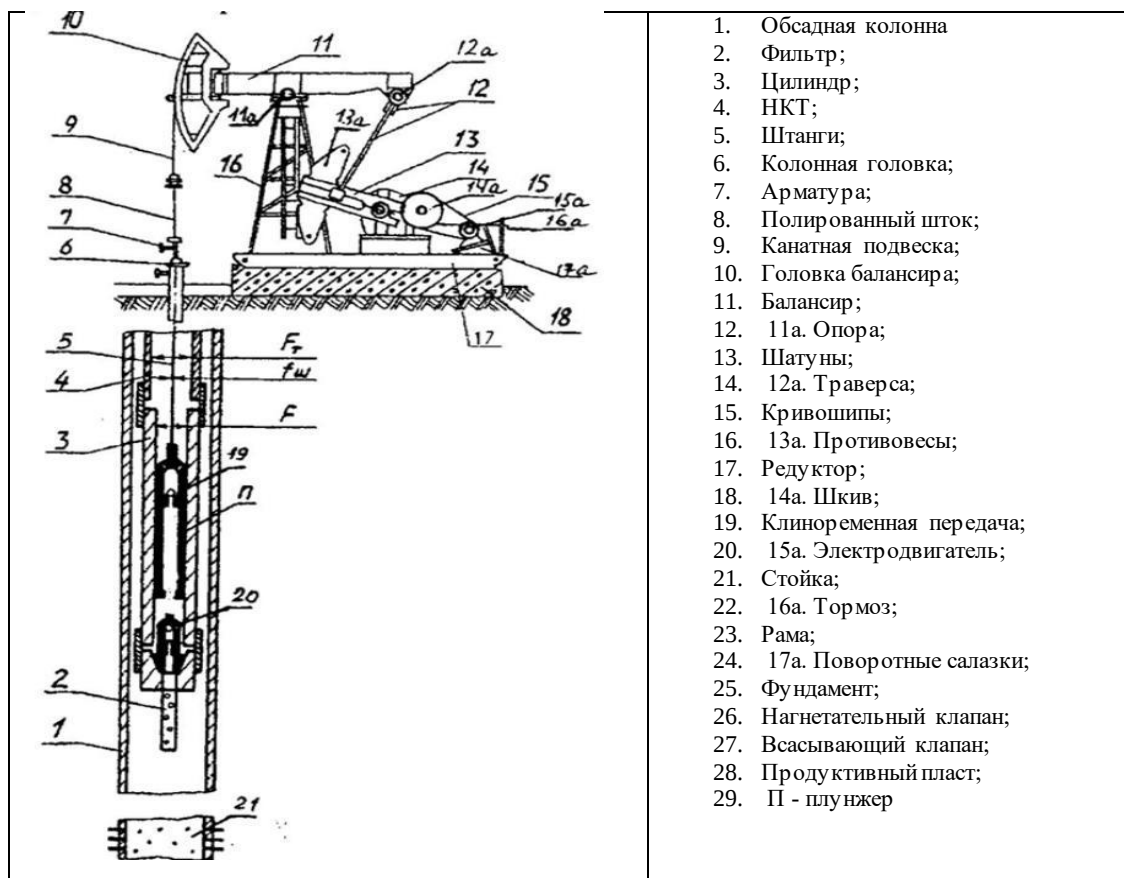


Рис. 3.1.2 – Схема УШН

Подземное оборудование

Для подъема жидкости на поверхность используются скважинные насосы типа **CYGB-57** диаметром 70мм. Преимущество таких типов насосов состоит в том, что насос не приходится извлекать во время переменных циклов закачки пара и добычи, на рисунке 3.1.3 показан многофункциональный насос. Насосы спущены в скважину на колонне НКТ, на глубину до 300м. Техническая характеристика НКТ представлена ниже в таблице 3.1.2

Таблица 3.1.2 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Интервал		Характеристика трубы					Масса секции, т	
установки		номин. наружн. диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	тол- щина стенки, мм	теорети- ческая масса 1 п.м, кг/м	теоре- тиче- ская	плюсового допуска к=1,036
от (верх)	до (низ)							
3	4	5	6	7	8	9	11	12
0	300	73,0	НКТ	Д	5,5	9,64	2,892	2,996

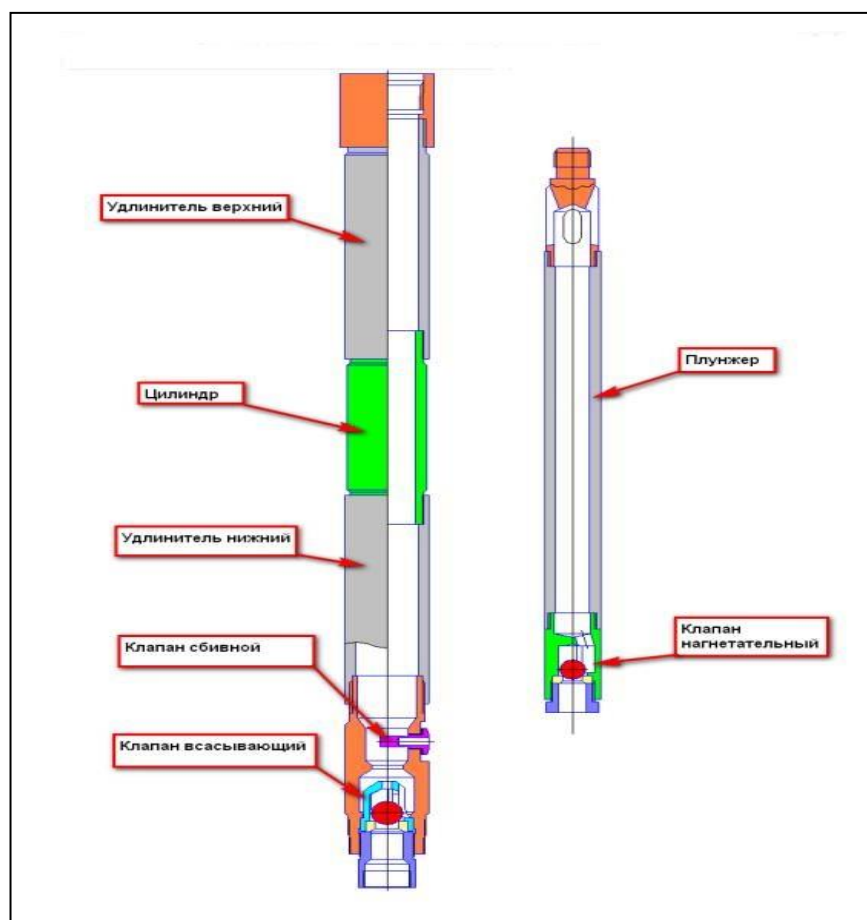


Рис. 3.1.3 – Многофункциональный насос с длинным плунжером

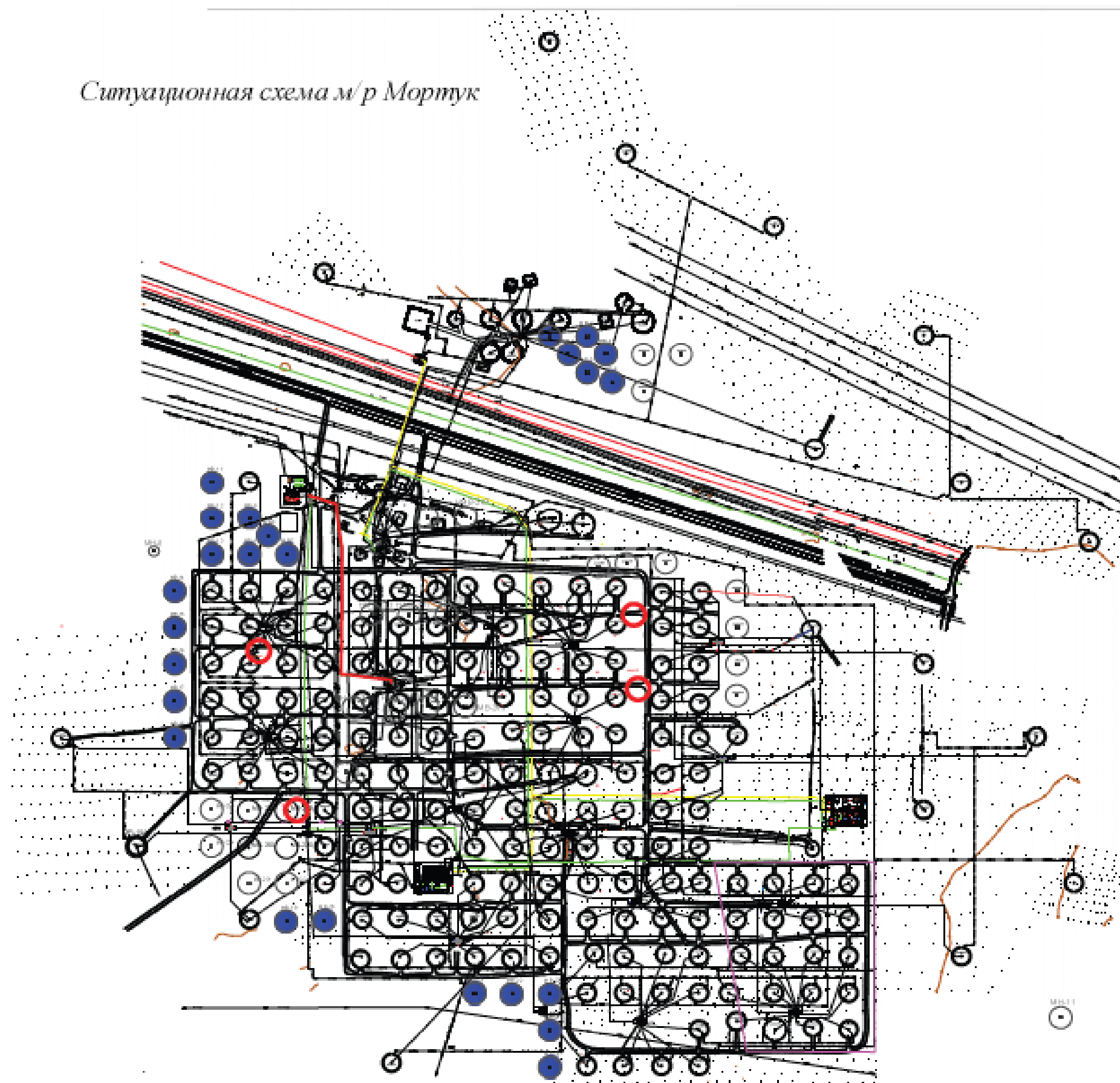
На месторождении Мортук надсолевое сбор продукции скважин происходит по индивидуальным выкидным линиям от добывающих скважин до АГЗУ.

Существующая схема подключения следующая: нефтегазовая эмульсия со скважин, по выкидным линиям поступает на автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ), где производится индивидуальный поочередный замер дебитов на установке типа «Спутник».

После замера дебита, поток нефти направляется на ДНС, где расположены два резервуара по 300 м³ и один резервуар на 500 м³ для разделения нефти от попутно-добываемой воды и песка. На АГЗУ и на ДНС в нефтегазовую эмульсию подается жидкий деэмульгатор и ингибитор коррозии с помощью блочной установки для приготовления и дозирования реагентов типа БР-10. Далее подготовленная продукция транспортируется на установку подготовки нефти (УПН) месторождения Кокжиде.

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

Ситуационная схема м/р Мортук



ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ "МОРТУК"

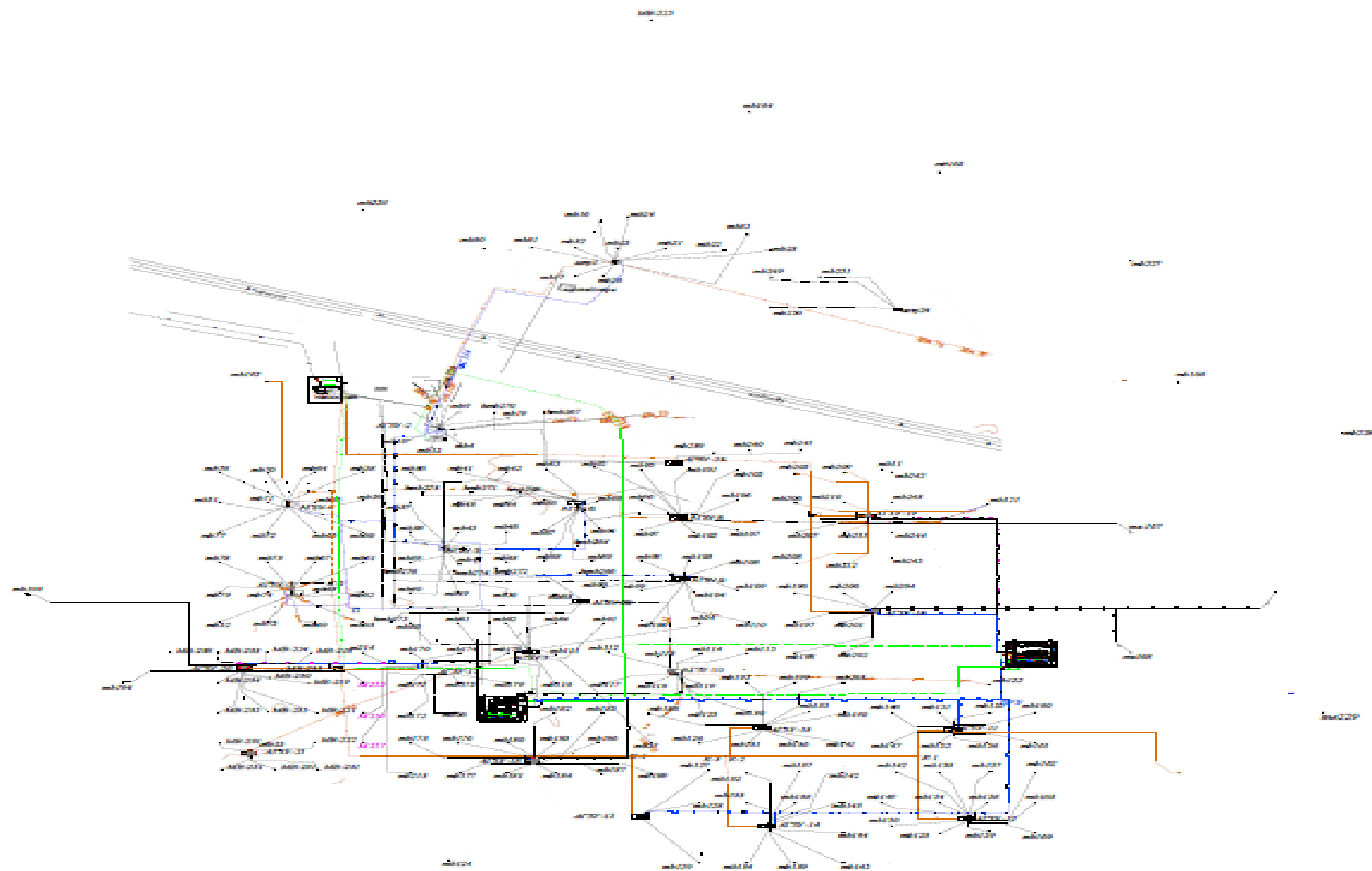


Рисунок 3.1.4. Рекомендуемая система внутрипромыслового сбора нефти

4. ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН

4.1. Технические решения по ликвидации скважины.

Проектные технологические и технические решения по ликвидации скважин на участке недр предусматривают обеспечение промышленной безопасности, сохранение скважины на весь период разведки, обеспечение безопасности жизни и здоровья людей, охрану окружающей природной среды.

Скважина может быть, ликвидирована по завершению строительства по инициативе пользователя недр. Ответственность за качество и своевременность проведения работ по ликвидации скважины, сохранность скважины, проверку ее состояния несет пользователь недр.

Предприятие – пользователь недр вправе, на договорной или иной правовой основе, делегировать право подготовки документации и проведения работ по консервации, ликвидации скважины предприятиям, привлекаемым им для выполнения подрядных работ, при наличии у предприятий лицензии на соответствующий вид деятельности. Во всех случаях право контроля и ответственность за охрану недр и рациональное использование природных ресурсов остаётся за пользователем недр.

За основу расчетов по ликвидации скважин должна быть принята проектные решения по пластовым давлениям, по конструкции скважины и испытанию продуктивных горизонтов. Ликвидация скважины должны производиться с учетом фактических условий строительства скважин.

По результатам геофизических исследований, анализу кернового материала, опробованию интервалов залегания продуктивных горизонтов пластоиспытателем на буровых трубах в открытом стволе определяется целесообразность спуска эксплуатационной колонны. По этим же критериям определяется целесообразность ликвидации скважины.

Работы по ликвидации скважины с учетом результатов проверки её технического состояния проводятся по планам изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающим выполнение проектных решений, а также мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды.

Основным решением по ликвидации скважины является установка цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза. Высота цементных мостов и места их установки в скважине определены в соответствии с требованиями «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Министра энергетики Республики Казахстан» №200 от 22.05.18г

Скважина доведена до проектной глубины, спущена эксплуатационная колонна диаметром 139,7мм, 146,0мм и 177,8мм, произведено испытание, получены промышленные притоки углеводородов. После истощения промышленных запасов углеводородов скважина подлежит ликвидации, как достигшая нижнего предела дебитов, установленных технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности

эксплуатационных скважин, а также ликвидация по геологическим причинам, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

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

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

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода.

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

Устье скважины оборудуется заглушкой, установленной на кондукторе (технической колонне).

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером $1 \times 1 \times 1$ м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), недропользователь, дата ее ликвидации. Бетонная тумба, устанавливаемая на устье скважины при ликвидации и металлическая табличка, устанавливаемая на бетонной тумбе, представлены на рисунках 4.1.1 и 4.1.2.

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

После завершения всех работ по ликвидации скважины составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей.

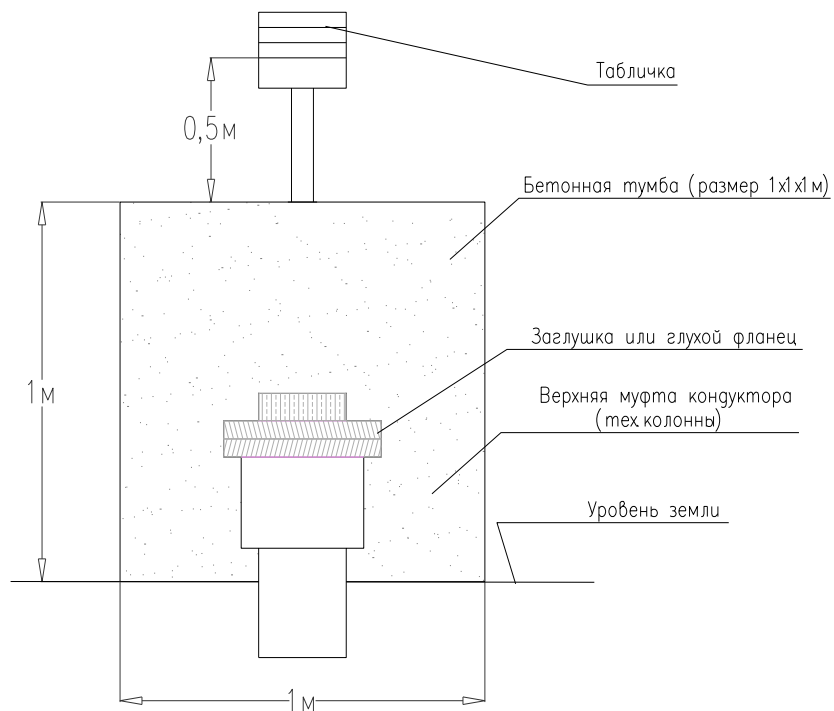


Рисунок 4.1.1– Тумба, устанавливаемая на устье скважины при ликвидации

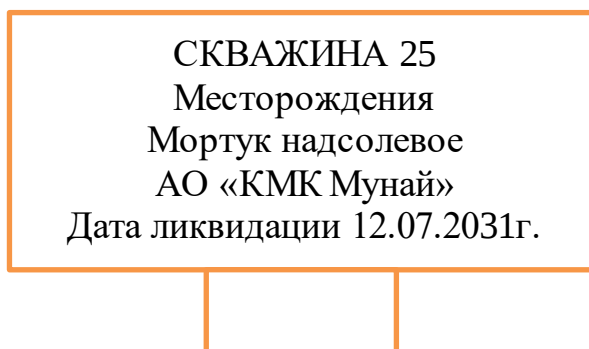


Рисунок 4.1.2– Пример металлической таблички, устанавливаемой на бетонной тумбе при ликвидации скважины

4.2. Выбор цемента. Требования к свойствам тампонажного раствора и цементного моста при ликвидации скважины.

Для установки цементных мостов в открытом стволе и обсадной колонне используются тампонажные портландцемента тип ПЩТ I по ГОСТ 1581-2019. Транспортирование цементов осуществляется по СТ РК ИСО 10426-1-2011 (ISO 10426-1:2009).

Качество (пригодность) цемента для установки цементного моста определяется по соответствию физико-механических свойств тампонажного раствора, приготовленного из испытываемого цемента, требованиям ГОСТ 1581-2019.

Применение цемента без проведения лабораторного анализа в условиях, соответствующих для интервала установки цементного моста, запрещается.

Цементные мосты должны быть прочными. Если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3-6 МПа, то его прочностные свойства удовлетворяют условиям нагружения от массы колонны труб.

Герметичность моста зависит от высоты и состояния поверхности контактов (тампонажный раствор – стенка скважины, тампонажный раствор – внутренняя поверхность колонны) в период размещения тампонажного раствора в интервале глубин. Для повышения герметичности и несущей способности мостов рыхлая часть глинистой корки в открытом стволе и прилипшие слои (остатки) глинистого раствора на внутренней стенке обсадной колонны должны быть удалены. С этой целью используют буферную жидкость, размещенную между вытесняемым глинистым раствором и вытесняющим тампонажным раствором.

При определении высоты цементного моста исходят из требования перекрытия проницаемого пласта (перфорированного интервала) мостом плюс на 20 м выше кровли и на 20 м ниже подошвы пласта. Таким образом, минимальная высота моста превышает 40 м.

При отказе от применения буферной жидкости высота моста должна быть существенно больше.

4.3. Технология и типовые расчеты установки цементного моста.

Доставка в интервал установки моста тампонажного раствора необходимого качества и объема – одно из решающих условий благоприятного исхода работ.

Производственный опыт, подтвержденный научными исследованиями, свидетельствует о потерях цементного раствора за счет адгезии (налипания) на стенки труб и смешения с буровым раствором и, кроме того, об ошибках в определении объема прокачанной продавочной жидкости.

Для предупреждения продавливания в интервал установки цементного моста смеси тампонажного раствора с продавочной жидкостью или собственно продавочной жидкости при определении ее объема V_{Π} следует исходить из уравнений

$$V_{\Pi} = V_T(1 - \Delta V)$$

$$\Delta V = \frac{H_M S_T}{V_T} + C_0 + C_1 + C_3 \quad \text{где } V_T - \text{внутренний объем колонны заливочных труб, м}^3;$$

ΔV - относительное превышение над внутренним объемом заливочной колонны объема продажной жидкости; H_M - протяженность цементного моста, м; S_T - площадь внутреннего сечения колонны в интервале установки цементного моста, м²; C_0 - коэффициент, учитывающий неточность продавливания цементного раствора при контроле по объему продажной жидкости; C_1 - коэффициент потерь вследствие адгезии цементного раствора на стенках труб; C_3 - коэффициент потерь цементного раствора при смешении со второй порцией буферной жидкости.

Коэффициенты приведены в табл. 5.1.

По результатам исследований установлено, что одно из основных условий доставки в интервал установки моста необходимого объема тампонажного раствора может быть записано как

$$V_{\Pi} = H S_c + V_T (C_1 + C_2 + C_3 + C_0) \quad (2)$$

где S_c - площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста, м²; C_2 - коэффициент потери цементного раствора при смешении с первой порцией буферной жидкости (см. табл. 4.3.1).

Следует подчеркнуть, что при использовании воды в качестве буферной жидкости потери цементного раствора резко сокращаются, также уменьшаются и объемы зон смешения с буровым раствором и буферной жидкостью.

Таблица 4.3.1. – Сводка коэффициентов к расчетам

Коэффициенты	Для бурильных труб с высаженным внутрь концами		Для НКТ	
	с буферной жидкостью	без буферной жидкости	с буферной жидкостью	без буферной жидкости
C_1	0,01	0,03	-	0,01
C_2	0,02	0,04	0,01	0,02
C_3	0,02	0,03	0,01	0,02
C_4	0,02	-	0,02	-
C_5	0,40	-	0,40	-
C_6	0,03	0,20	0,03	0,20
C_0	0,01	0,02	0,01	0,02

Экспериментальные исследования по смешению тампонажного раствора с глинистым и буферной жидкостью (водой), проведенные непосредственно на бурящихся скважинах, показали, что зоны смешения могут быть очень значительными. При этом общую протяженность подъема тампонажного раствора H_M и зоны смешения $H_{см}$ в кольцевом пространстве от башмака заливочной колонны без учета образования застойных зон (загустевшие массы бурового раствора и скопления шлама) определяют по уравнению

$$H_{см} = H_M + \frac{C_2 V_T + C_6 V_{см}}{S_K} \quad (3)$$

где $V_{см}$ - объем зоны смешения, $м^3$; S_k - площадь кольцевого сечения скважины, $м^2$; C_6 - коэффициент потери, учитывающий смешение цементного раствора в кольцевом пространстве (от башмака заливочной колонны) без учета образования застойных зон (см. табл. 17.1); $C_2 = 0,02 \div 0,04$ и $C_6 = 0,2$ - при контакте тампонажного раствора с буровым, а при контакте тампонажного раствора с водой $C_2 = 0,01 \div 0,02$ и $C_6 = 0,03$.

Объемы первой и второй порций буферной жидкости (воды), исходя из условия исключения смешивания (полного разделения тампонажного и бурового растворов), можно рассчитать по формулам:

$$\text{для первой порции} \quad V_1 = C_4 V_T + C_5 H_m S_c \quad (4)$$

$$\text{для второй порции} \quad V_2 = C_4 V_{\Pi}$$

где C_4 и C_5 - коэффициенты потери буферной жидкости в результате ее адгезии соответственно к стенкам заливочных труб и в кольцевом пространстве.

Таблица 4.3.1.1- Исходные данные для расчета цементных мостов и подбора рецептуры цементного раствора при ликвидации вертикальных скважин

№	Наименование			
		1	2	3
1	Проектная глубина, забой скважины, м	290/350м		
2	Интервал установки цементного моста, м	280	180	80
	от:			
	до:	330	230	150
3	Высота цементного моста, м	50	50	70
4	Цель установки моста	Изоляция		
5	Способ и метод установки моста	На равновесие с контролем по объему		
6	Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	177,8		
7	Толщина стенки труб эксплуатационной колонны, мм	10,4		
8	Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм	157,0		
9	Наружный диаметр заливочной колонны, мм	73,0		
10	Толщина стенки труб заливочной колонны, мм	5,5		
11	Внутренний диаметр заливочной колонны, мм	62,0		
12	Глубина спуска заливочной колонны, мм	330	230	150
13	Тампонажный материал	ПЦТ I-G		
14	Добавки к цементу: (замедлитель или ускоритель схватывания)	НТФ (0,05% к цем.)		
15	Водоцементное отношение	0,45		
16	Жидкость затворения	Техническая вода 1000кг/м ³		
17	Буферная жидкость	Вода + КМЦ-600		
18	Продавочная жидкость	Буровой раствор		
	Параметры бурового раствора:			
	плотность, кг/м ³	1220		
	вязкость, сек	35-40		
	водоотдача, см ³ /30мин	4-5		
	СНС, 1/10 мин.	18/27		
	РН	9,5		

Таблица 4.3.1.2-Расчетные данные по установке цементных мостов при ликвидации скважины

1	Номер моста		4	5	Объем буфер- ной жид- кости, м ³		8	9	10	11	12	13	Затраты времени на операции по установке цементных мостов									
	от (верх)	до (низ)			I буфер	II буфер							14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	Интервал установки моста		Высота цементного моста, м	Требуемый объем цементного раствора, м ³			Объем продавочной жидкости, м ³	Величина превышения высоты цементного моста в заливаемых трубах над расчетным, м	Потребное количество сухого цемента для приготовления 1м ³ раствора, т	Потребное количество сухого цемента для установки цементного моста с учетом 5% по-	Потребное количество воды для затворения цемента, м ³	Общее количество воды для установки моста с учетом буферов, м ³	Время приготовления и закачивания цементного раствора, мин	Время продавки, мин	Время подъема заливаемых труб до верхней границы моста, мин	Время герметизации устья скважины, мин	Время на подготовку к срезке моста, мин	Время срезки моста обратной промывкой, мин	Суммарное время на установку моста, мин.	Расчетное время загустевания цементного раствора, час.	Принятое время загустевания цементного раствора для подбора рецептуры, мин.	Запас времени на установку моста от времени загустевания раствора, %
1	280	330	50	1,04	0,4	0,1	0,7	13	1,258	1,37	0,8	1,3	4	1	16	12	10	0	43	0,72	0,9	25
2	180	230	50	1,02	0,4	0,1	0,4	13	1,258	1,34	0,8	1,2	4	1	16	12	10	0	42	0,71	0,9	25
3	80	150	70	1,39	0,6	0,1	0,1	18	1,258	1,83	1,0	1,7	5	0	21	12	10	0	48	0,80	1,0	25

Таблица 4.3.1.3-Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов

Номер объекта испы- тания	Интерва уста- новки моста, м		Х а р а к т е р и с т и к а ж и д к о с т и								
	от (верх)	до (низ)	название или тип	объем порции, м³	плот- ность , кг/м³	пласти- ческая вяз- кость, мПа*с	динами- ческое напря- жение сдвиг. Па	С о с т а в л я ю щ и е к о м п о н е н т ы			
								название	Плот- ность, кг/м³	влаж- ность, %	удельный расход на 1 м³ рас- тво- ра, кг/м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	280	330	Цем.раствор	1,04	1850	52	14	ПЦТ I-G	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20
2	180	230	Цем.раствор	1,02	1850	52	14	ПЦТ I-G	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20
3	80	150	Цем.раствор	1,39	1850	52	14	ПЦТ I-G	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20

Таблица 4.3.1.4-Потребное количество материалов для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
1	ПЦТ I-G	ГОСТ 1581-96	т	1,37
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода		м ³	0,7
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,9
2	ПЦТ I-G	ГОСТ 1581-96	т	1,34
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода	-	м ³	0,6
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,9
3	ПЦТ I-G	ГОСТ 1581-96	т	1,83
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода	-	м ³	0,6
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,8

Таблица 4.3.1.5-Потребное количество тампонажной техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт	Продолжительность работы, час
1	2	4	5
1	ЦА-320М	1	8
2	ЦА-320М	1	8
3	ЦА-320М	1	8

Таблица 4.3.1.6-Параметры труб для установки ликвидационных цементных мостов и испытания их на прочность

Номер лифто- вой ко- лонны НКТ	Номер секции труб в лифто- вой ко- лонне (снизу- вверх)	Интервал		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т		Коэффициент запаса		
		установки		номин. наружн. диаметр, мм	тип	марка (группа прочно- сти) стали	тол- щина стенки, мм	теорети- ческая масса 1 п.м, кг/м		теоре- тиче- ская	плюсового допуска к=1,036	прочности		
		секции, м										на рас- тяже- ние	на избыточное	
		от (верх)	до (низ)										давление	
													наруж- ное	внутре- нее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1-3	1	0	330	73,0	НКТ	Д	5,5	9,45	330	3,11	3,23	1,59	>1,15	>1,5

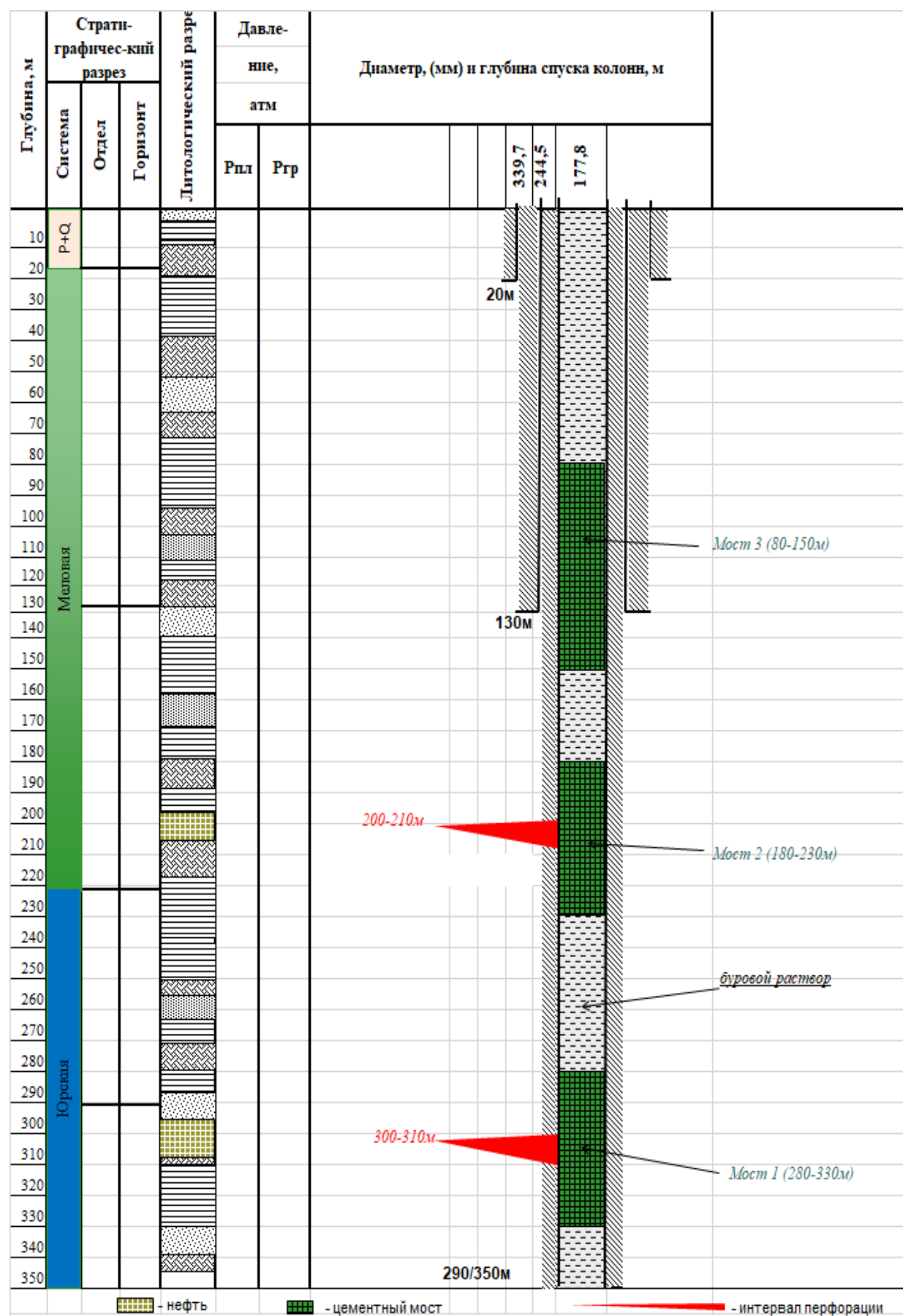


Рисунок 3. Схема ликвидации вертикальной скважины глубиной 290/350м

Таблица 4.3.2.1- Исходные данные для расчета цементных мостов и подбора рецептуры цементного раствора при ликвидации горизонтальных скважин

№	Наименование				
		1	2	3	4
1	Проектная глубина, забой скважины, м	585м			
2	Интервал установки цементного моста, м	490	380	275	90
	от:				
	до:	540	430	345	160
3	Высота цементного моста, м	50	50	70	70
4	Цель установки моста	Изоляция			
5	Способ и метод установки моста	На равновесие с контролем по объему			
6	Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	177,8			
7	Толщина стенки труб эксплуатационной колонны, мм	10,4			
8	Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм	157,0			
9	Наружный диаметр заливочной колонны, мм	73,0			
10	Толщина стенки труб заливочной колонны, мм	5,5			
11	Внутренний диаметр заливочной колонны, мм	62,0			
12	Глубина спуска заливочной колонны, мм	540	430	345	160
13	Тампонажный материал	ПЦТ I-G			
14	Добавки к цементу: (замедлитель или ускоритель схватывания)	НТФ (0,05% к цем.)			
15	Водоцементное отношение	0,45			
16	Жидкость затворения	Техническая вода 1000кг/м ³			
17	Буферная жидкость	Вода + КМЦ-600			
18	Продавочная жидкость	Буровой раствор			
	Параметры бурового раствора:				
	плотность, кг/м ³	1220			
	вязкость, сек	35-40			
	водоотдача, см ³ /30мин	4-5			
	СНС, 1/10 мин.	18/27			
	РН	9,5			

Таблица 4.3.2.2-Расчетные данные по установке цементных мостов при ликвидации скважины

Номер моста			Интервал установки моста	Высота цементного моста, м	Требуемый объем цементного раствора, м³	Объем буфер- ной жид- кости, м³		Объем продавочной жидкости, м³	Величина превышения высоты цементного моста в заливочных трубах над расчетным, м	Потребное количество сухого цемента для приготовления 1м³ раствора, т	Потребное количество сухого цемента для установки цементного моста с учетом 5% по-	Потребное количество воды для затворения цемента, м³	Общее количество воды для установки моста с учетом буферов, м³	Затраты времени на операции по установке цементных мостов									
(верх)	от	до				буфер I	буфер II							Время приготовления и закачивания це- ментного раствора, мин	Время продавки, мин	Время подъема заливочных труб до верхней границы моста, мин	Время герметизации устья скважины, мин	Время на подготовку к срезке моста,	Время срезки моста обратной промыв- кой, мин	Суммарное время на установку моста, мин	Расчетное время загустевания цемент- ного раствора, час.	Принятое время загустевания цемент- ного раствора для подбора рецептуры,	Запас времени на установку моста от времени загустевания раствора, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
1	490	540	50	1,08	0,4	0,1	1,3	13	1,258	1,43	0,8	1,3	4	3	16	12	10	1	45	0,75	0,9	25	
2	380	430	50	1,06	0,4	0,1	1,0	13	1,258	1,40	0,8	1,3	4	2	16	12	10	1	44	0,73	0,9	25	
3	275	345	70	1,43	0,6	0,1	0,7	18	1,258	1,89	1,1	1,8	5	1	21	12	10	0	50	0,83	1,0	25	
4	90	160	70	1,42	0,6	0,1	0,1	18	1,223	1,88	1,1	1,8	5	0	21	12	10	0	48	0,80	1,0	25	

Таблица 4.3.2.3-Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов

Номер объекта испы- тания	Интерва уста- новки моста, м		Х а р а к т е р и с т и к а ж и д к о с т и								
	от (верх)	до (низ)	название или тип	объем порции, м³	плот- ность , кг/м³	пласти- ческая вяз- кость, мПа*с	динами- ческое напря- жение сдвиг. Па	С о с т а в л я ю щ и е к о м п о н е н т ы			
								название	Плот- ность, кг/м³	влаж- ность, %	удельный расход на 1 м³ рас- тво- ра, кг/м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	490	540	Цем.раствор	1,08	1850	52	14	ПЦТ I-G	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20
2	380	430	Цем.раствор	1,06	1850	52	14	ПЦТ I-G	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20
3	275	345	Цем.раствор	1,43	1850	52	14	ПЦТ I-G	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20
4	90	160	Цем.раствор	1,42	1850	52	14	ПЦТ I-G	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20

Таблица 4.3.2.4-Потребное количество материалов для установки цементных мостов

Номер объ- екта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
1	ПЦТ I-G	ГОСТ 1581-96	т	1,43
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода		м ³	0,7
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,9
2	ПЦТ I-G	ГОСТ 1581-96	т	1,40
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода	-	м ³	0,6
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,9
3	ПЦТ I-G	ГОСТ 1581-96	т	1,89
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода	-	м ³	0,6
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,8
4	ПЦТ I-G	ГОСТ 1581-96	т	1,88
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода	-	м ³	0,6
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,8

Таблица 4.3.2.5-Потребное количество тампонажной техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт	Продолжительность работы, час
1	2	4	5
1	ЦА-320М	1	8
2	ЦА-320М	1	8
3	ЦА-320М	1	8
4	ЦА-320М	1	8

Таблица 4.3.2.6-Параметры труб для установки ликвидационных цементных мостов и испытания их на прочность

Номер лифто- вой ко- лонны НКТ	Номер секции труб в лифто- вой ко- лонне (снизу- вверх)	Интервал		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т		Коэффициент запаса		
		установки		номин. наружн. диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	тол- щина стенки, мм	теорети- ческая масса 1 п.м, кг/м		теоре- тиче- ская	плюсового допуска κ=1,036	прочности		
		секции, м										на рас- тяже- ние	на избыточное	
		от (верх)	до (низ)										давление	
													наруж- ное	внутре- нее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		13	14
1-4	1	0	540	73,0	НКТ	Д	5,5	9,45	540	5,10	5,28	1,59	>1,15	>1,5

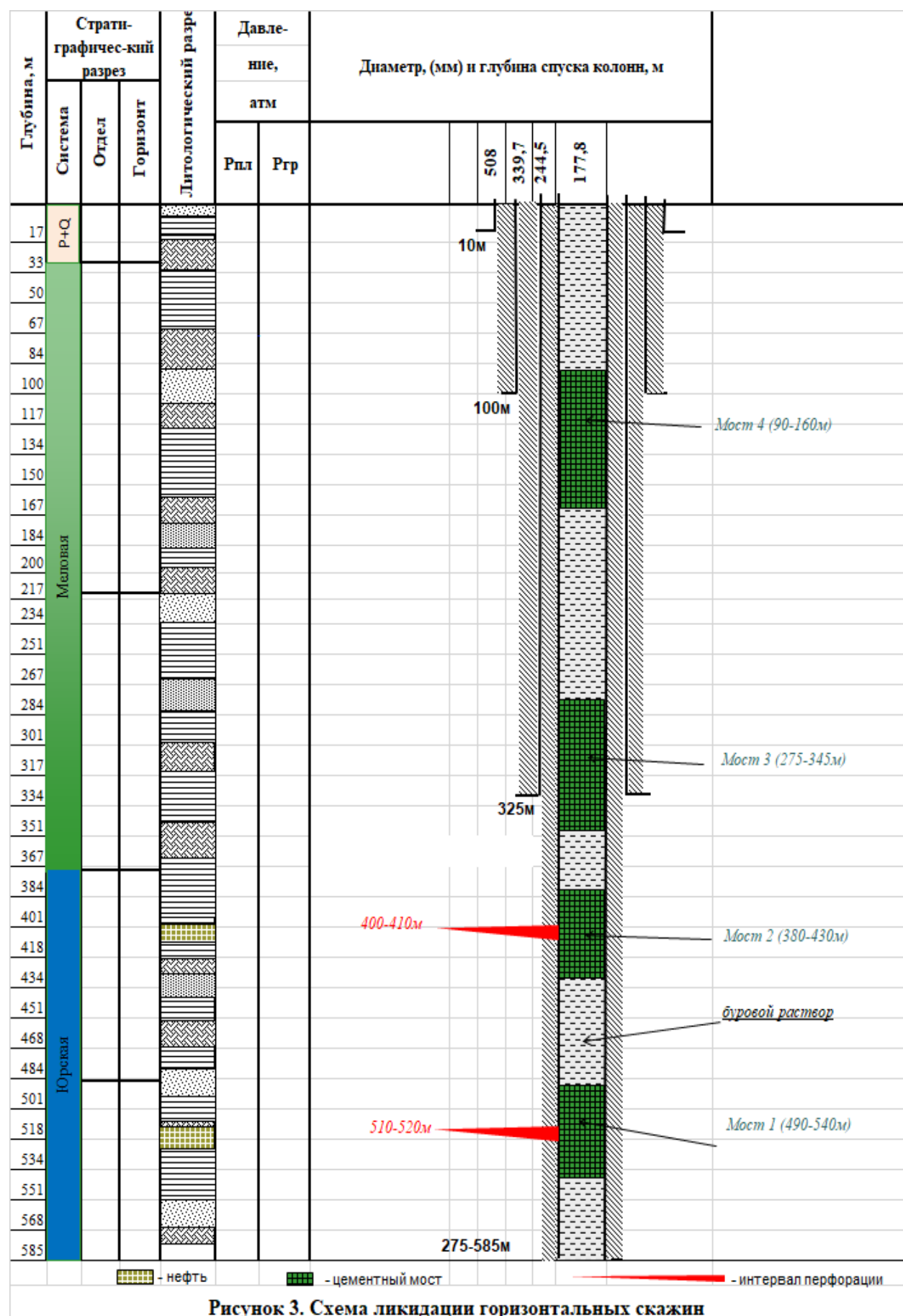


Рисунок 3. Схема ликвидации горизонтальных скажин

4.4. Выбор мобильной установки (подъемного агрегата) для изоляционных работ.

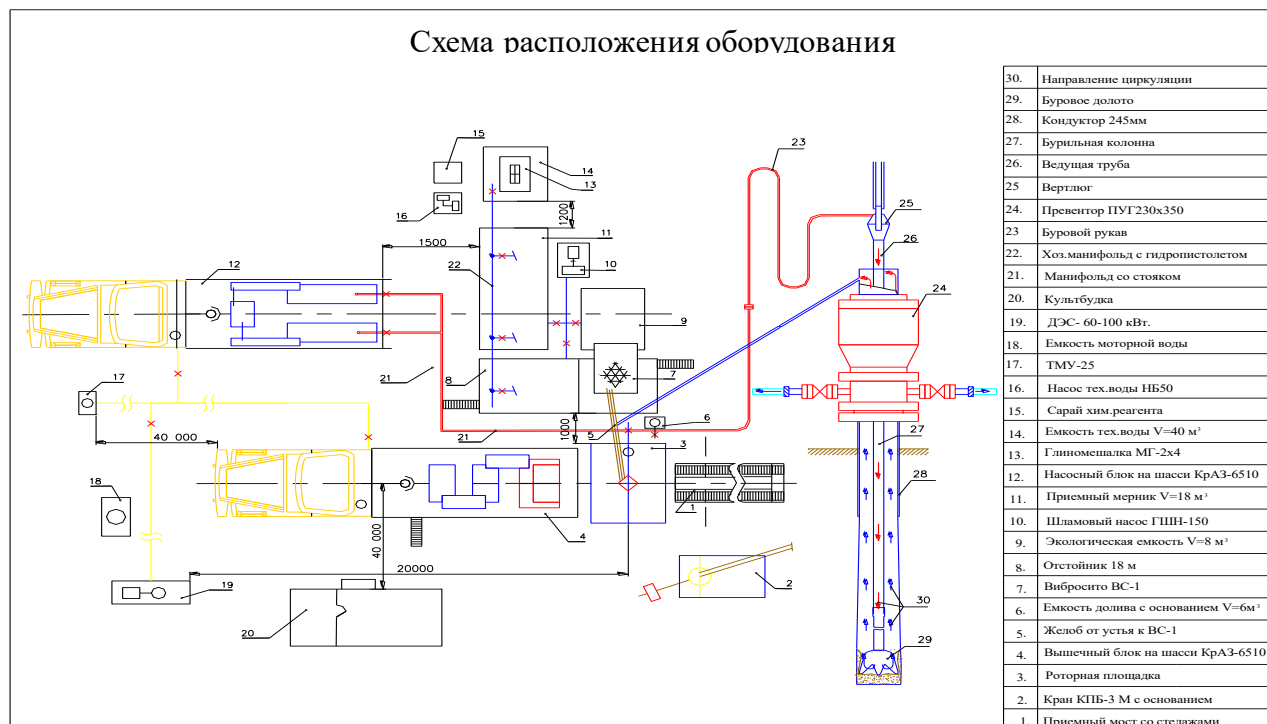
Основным критерием выбора установки для проведения изоляционно-ликвидационных работ является соответствие грузоподъемности агрегата весу применяемых колонн труб (НКТ или бурильных). При этом нагрузка на крюке не должна превышать 0,6 величины параметра «допускаемая нагрузка на крюке» от расчетной массы бурильной колонны или 0,9 от расчетной массы колонны НКТ. Кроме того, параметры мобильной установки должны соответствовать ГОСТ16293. Все работы по ликвидации скважин будут производиться установкой УПА-60/80 (рис 4.4.)

Технические характеристики подъемного агрегата УПА-60/80 приведены в таблице 4.4.1.

Таблица 4.4.1 - Техническая характеристика агрегата УПА-60/80

Наименование	Шифр, тип оборудования, ГОСТ, ОСТ, ТУ	Показатель
Допустимая нагрузка, кН		800
Мощность привода, кВт		132,4
Мачта	телескопическая наклонная	
Угол наклона в рабочем положении, град		6
Высота от земли до оси кронблока, м		22,4
Допустимая длина поднимаемой свечи, м		16
Расстояние от торца рамы до оси скважины, мм		1040
Наибольшая статическая нагрузка на стол ротора, т		60
Диаметр проходного отверстия, мм		142
Компрессор	M155-2B5	
Промывочный насос	НБ-125 (9МГр-73)	
Лебедка вспомогательная	ТВ-224В (ТЛ-9)	
Грузоподъемность, т		80

Рис. 4.4. Установка УПА 60/80 для освоения и ремонта скважин



4.5. Продолжительность изоляционно-ликвидационных работ.

Продолжительность работ по ликвидации 1 (одной) скважины из опыта аналогичных работ составляет 96 часов, в том числе рекультивация земли техническая и биологическая

№ п/п	Наименование работ	Продолжительность, в сутки
1	Ликвидация скважины	3
2	Рекультивация земли	
3	техническая	0,5
4	биологическая	0,5
	Всего	4

Виды работ при ликвидации скважин

Код	Описание работы	время (час)
A001	Смонтировать подъемную установку	2
A001	Установить превентор	3
A001	Спуск НКТ, установка верхнего цементного моста	1
A001	Промывка, подъем НКТ с выкидом на мостки	2
A001	ОЗЦ	24
A001	Испытание и опрессовка цементного моста	2
A001	Спуск НКТ, установка цементного моста №2, приготовление цементного раствора	2
A001	Промывка, подъем с выкидом НКТ	1
A001	ОЗЦ	24
A001	Испытание и опрессовка цементного моста на 50 атм в течение 10 мин	2
A001	Демонтаж ПВО, заполнение скважины раствором, установка пробки на устье	3
A001	Демонтаж станка КРС	2
A001	Установка цементной тумбы и репера на устье скважины	4
	ИТОГО	72

Виды работ по технической рекультивации земли

Код	Описание работы	время (час)
A001	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами,	3
A001	Вывоз загрязненного грунта, мусора	3
A001	Планировка площадки	3
A001	Сбор, резка и вывоз металлолома	1
A001	Транспортировка машин и механизмов	2
	ИТОГО	12

Виды работ по биологической рекультивации земли

Код	Описание работы	время (час)
A001	Вспашка	3
A001	Предпосевное боронование в 2 сл.	2
A001	Предпосевное прикатывание в 1 сл.	2
A001	Предпосевное прикатывание в 1 сл.	2
A001	Разбрасывание минеральных удобрений	3
A001	Транспортировка минеральных удобрений	3
	ИТОГО	12

4.6. Подготовка к работам по ликвидации скважин.

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

4.6.1. Разработка плана изоляционных работ скважин.

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

- 1) способ установки цементного моста – на равновесие,
- 2) метод установки – с контролем по объему,
- 3) заливочная колонна - НКТ-73(СБТ -88,9) –с «воронкой» на первой трубе,
- 4) продавочная жидкость – буровой раствор.

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

- 1) перевод скважины на буровой раствор, применявшийся при бурении с проектными параметрами, выравнивание его по всему циклу;
- 2) демонтаж фонтанной арматуры и монтаж на устье скважины противовыбросового оборудования предусмотренного проектом;
- 3) установка башмака заливочной колонны на заданной глубине;
- 4) закачка буферной жидкости №1;
- 5) закачка цементного раствора;
- 6) закачка буферной жидкости №2;
- 7) закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;
- 8) подъем заливочных труб до установленной проектом и планом верхней границы цементного моста;
- 9) герметизация устья скважины превентором и подготовка к обратной промывке буровым насосом (цементирующим агрегатом).
- 10) срезка моста и обратная промывка с контролем выходящего раствора в объеме «продавочная жидкость + буфер», вымыв с контролем излишек цементного раствора. При отсутствии на «выходе» цементного раствора и буфера продолжать обратную промывку из расчета дополнительной прокачки $\frac{1}{2}$ расчетного объема продавочной жидкости;
- 11) разгерметизация устья;
- 12) подъем 2-3 свечей заливочных труб (50-80м выше глубины срезки моста) и герметизация устья;
- 13) стоянка на ОЗЦ – не менее 24 часов и подъём заливочной колонны;
- 14) спуск инструмента для нащупывания цементного моста;
- 15) испытание моста на прочность разгрузкой;

16) испытание моста на герметичность опрессовкой.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода.

При завершении подъема заливочной колонны необходимо заполнить верхнюю часть скважины (50м) дизельным топливом (нефтью)

4.6.2. Подготовка к работам по ликвидации скважины.

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 глинистого 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 (2), (1), (4), и (3). 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.

4.6.3. Порядок оформления документов на ликвидации скважин.

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

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

По окончании ликвидационных работ устье скважины оборудуется колонной головкой и задвижкой высокого давления в коррозионно-стойком исполнении, а также отводами для контроля давлений в трубном и межколонном пространствах.

На устье ликвидированной скважины устанавливается армированная бетонная тумба размером 1х1х1 метров, где устанавливается табличка на которой рельефно (для обеспечения сохранности данных) указываются номер и географические координаты скважины, наименование месторождения, недропользователь, дата ликвидации..

После проведения ликвидационных работ через 6 месяцев и далее один раз в год должен проводиться контроль давлений в трубном и межколонном пространствах, а также окружающего воздуха с оформлением соответствующих актов.

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

После завершения всех работ по ликвидации скважины составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей.

Акт заверяется печатью и подписью руководства Заказчика. Проект акта о ликвидации скважины вместе с утвержденным актом на выполненные работы и актом на рекультивацию земли хранятся у Недропользователя.

5. СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ ЛИКВИДАЦИИ

Все произведенные в рамках настоящего проекта экономические расчеты являются прогнозными. Согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется согласно «Нормативно-технический документ по методике расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам» (далее НТД) МЭ №27-н/к от 17.01.2025г. в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

Согласно пункту 4 статьи 128 Кодекса «О недрах и недропользовании», финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств недропользователя. Таким образом, при рас-

чете необходимой суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования в расчете необходимо учитывать только существующие технологические объекты (в том числе скважины) на момент завершения контракта.

5.1. Общая стоимость ликвидации скважин

Организация работ и расчет затрат по ликвидации скважин на участке Мортук надсолевое которые подлежат ликвидации по техническим и геологическим причинам представлены в таблицах 5.1.1-5.3.1

Таблица 5.1.1-Количество операционных затрат при ликвидации одной скважины

№ п/п	Наименование работ и затрат	Требуемое количество часов
1	2	3
1	Смонтировать подъемную установку	2
2	Установить превентор	3
3	Спуск НКТ.Установка верхнего цементного моста	1
4	Промывка. Подъем НКТ с выкидом на мостки	2
5	ОЗЦ	24
6	Испытание и опрессовка цементного моста.	2
7	Спуск НКТ. Установка цементного моста, приготовление цементного раствора	2
8	Промывка. Подъем с выкидом НКТ	1
9	ОЗЦ	24
10	Испытание и опрессовка цементного моста на 50 атм в течении 10 мин.	2
11	Демонтаж ПВО, заполнение скважины раствором, установка пробки на устье	3
12	Демонтаж станка КРС	2
13	Утилизации технологической жидкости из емкости	1
14	Установка цементной тумбы и репера на устье скважины	3
Итого	Операционные работы	72

Таблица 5. 1.2-Стоимость ликвидации одной скважины

№ п/п	Наименование работ и затрат	Стоимость/час, в тыс. тенге	Требуемое количество часов	Общая сумма, в тыс. тенге
1	Операционные работы	17,4	72,0	1252,8
2	Автокран	5,8	12,0	69,6
3	ЦА	8,8	12,0	105,6
			Итого:	1428

Таблица 5. 1.3-Используемые материалы

Материал	Количество	Единица измерения	Стоимость, в тысяч тенге	Общая сумма, в тысяч тенге
Цемент, класс G	2,25	тонна	52,0	117

Примечание: *- при ликвидации скважин будут привлечены собственные агрегаты и другие транспортные средства.

Стоимость ликвидации одной скважины составила 1545000 тенге.

Предполагаемое количество скважин, подлежащих ликвидации на участке Мортук надсолевое на конец контракта -2031г составляет 365 скважин.

Таким образом затраты на ликвидацию скважин составят:

$$365 \text{ скважин} \times 1545000 \text{ тенге} = 563925000 \text{ тенге}$$

5.2 Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства

При расчете затрат ликвидации объектов нефтепромыслового обустройства был составлен определена предполагаемая стоимость демонтажа наземных объектов.

Таблица 5.2 - Сводный сметный расчет стоимости ликвидации обустройства на месторождении Мортук надсолевое

Сметный расчет стоимости строительства в сумме					305119.26	тыс.тенге
в том числе:						
налог на добавленную стоимость					32691.35	тыс.тенге
СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА						
Ликвидация месторождения Мортук надсолевое						
(наименование стройки)						
Составлен(а) в текущих ценах 2025 года						
№ п/п	№ смет и расчетов	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. тенге			Всего, тыс. тенге
			строительно-монтажных работ	оборудования, мебели и инвентаря	прочих затрат	
1	2	3	4	5	6	7
Глава 1. Основные объекты строительства (существующая)						
1	1-1	Ликвидация трубопроводов (существующая)	100 131.76			100 131.76
2	1-2	Ликвидация линии электропередачи (существующая)	17 857.37			17 857.37
3	1-3	Наземное оборудование (существующая)	12 533.50			12 533.50
4	1-4	Дороги (существующие)	1 761.49			1 761.49
		Всего:	132 284.12			132 284.12
Глава 2. Основные объекты строительства (проектируемая)						
4	1-5	Ликвидация трубопроводов (проектируемая)	74 382.10			
5	1-6	Ликвидация линии электропередачи (проектируемая)	12 163.65			
6	1-7	Наземное оборудование (проектируемая)	52 257.66			
7	1-8	Дороги (проектируемые)	1 340.38			
4	1-5	Ликвидация трубопроводов (проектируемая)	74 382.10			
		Всего по главе	140 143.80	--	--	140 143.80
		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1	272 427.91	--	--	272 427.91
4	Налоговый кодекс РК	Налог на добавленную стоимость - 12 %				
		ИТОГО СМЕТНАЯ СТОИМОСТЬ	272 427.91	--	32 691.35	32 691.35
		ВСЕГО ПО СМЕТНОМУ РАСЧЕТУ	272 427.91		32 691.35	305119.26

5.3 Расчет рекультивации земли

Согласно пп.3 п.2 ст.238 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

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

Расчет объема рекультивируемых земель были рассчитаны исходя из следующих факторов:

- территория, принятая на рекультивацию скважин, составляет 20х20 метров;

- средневзвешенная глубина рекультивируемых земель - 0,3 метра;

- норматив на производство земельных работ составляет 3280 тенге.

Таким образом, получается, объем рекультивации земли на одну скважину составил:

$$20\text{м} * 20\text{м} * 0,3\text{м} = 120\text{м}^3$$

Объем рекультивации на 365 скважин:

$$120\text{м}^3 * 365 \text{ скважин} = 43800\text{м}^3$$

Итого стоимость рекультивации при устьевых площадках скважин составляет:

$$43800\text{ м}^3 * 5\,500,0 \text{ тенге} = 240900000 \text{ тенге}.$$

5.4. Расчет возврата денежных средств в процессе ликвидации месторождения

В процессе работ по ликвидации последствий недропользования, большую часть оборудования и сооружений невозможно использовать вновь в работе, в результате эксплуатационного износа. Однако, некоторая часть оборудования и сооружений может пойти на сдачу металлолома.

Средняя рыночная стоимость приема металлолома в настоящее время составляет 40 000 тенге. Оценка общей массы металлолома, которую можно получить от имеющегося на месторождении оборудования составляет 3252,35 тонн, согласно таблицы 5.4.1-5.4.5

В таблице 5,4,1 представлены характеристика используемых насосно-компрессорных труб (НКТ)

Таблица 5.4.1 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Интервал	Характеристика трубы					Масса ,т
установки	номин.	тип	марка	толщина	теоретическая	
секции, м	наружн.		(группа	стенки,	масса	

от (верх)	до (низ)	диаметр, мм		прочности) стали	мм	1 п.м, кг/м	
0	300	73,0	НКТ	Д	5,5	9,5	2,85

На месторождении эксплуатация скважин производится станками-качалками типа СУЖ5-2.5-13НВ, На устье эксплуатационных скважин установлена фонтанная арматура типа АФК1-65/65х21

Техническая характеристика станков-качалок типа СУЖ5-2.5-13НВ представлена ниже в таблице 5.4.2

Таблица 5.4.2 – Техническая характеристика станков-качалок типа СК-3

Тип	Номинальная нагрузка на точке подвеса, kN	Длина хода, m	Частота, rpm	Масса, кг
СУЖ5-2.5-13НВ	50	1.8/1.5/1.2	6/9/12	3550

Таблица 5.4.3 – Техническая характеристика 7” СУЖК-С и SKR78/52

Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого оборудования и ПВО	Допустимое рабочее давление, мПа	Масса, т	
		единицы	суммарная
7” СУЖК-С и SKR78/52	21,0	1,3	1,3

В таблице 5.4.4. приведены ориентировочные характеристики нефтепромыслового оборудования

Таблица 5.4.4 – Техническая характеристика нефтепромыслового оборудования

Наименование	Единица измерения	Количество	Масса	Общий вес, тонна
РВС-300м3	т	3	30	90
ШГН	кг	365	72	26,28
Трубопроводы диаметром 76мм	кг/м	34,3км	5,42	185,906
Трубопроводы диаметром 114мм	кг/м	16,1км	14,2	228,62
Трубопроводы диаметром 159мм	кг/м	2,5км	30,1	75,25
Итого				606,1

Таблица 5.4.5

Расчет общей массы металлолома

Наименование объекта, сдаваемого на металлолом	Масса объекта, тонна	Количество, шт	Общий вес металлолома, тонна
НКТ	2,5	365	912,5
Фонтанная арматура	1,2	365	438
Станок качалка	3,55	365	1295,75
Прочее оборудование	606,1		606,1
Всего			3252,35

Таким образом общая сумма средств, получаемых от реализации металлолома составит:

$$40\,000 \text{ тенге} * 3252,35 \text{ тонн} = 130094000 \text{ тенге}$$

5.5. Стоимость ликвидации месторождения

В соответствии Нормативно-технический документ по методике расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам стоимость ликвидации месторождения рассчитывается по формуле 1:

$$\text{Слм} = \text{Слс} + \text{Слно} + \text{Срез} + \text{Сэп} - \text{Дл} \quad (1)$$

где,

Сл», — Стоимость ликвидации месторождения;

Слс — Затраты на ликвидацию скважин;

Слно — Затраты на демонтаж объектов наземного обустройства месторождения;

срз — Затраты на техническую рекультивацию нарушенных при разработке месторождения земель;

Сэп — Платы за негативное воздействие на окружающую среду: за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, сбросы загрязняющих веществ, образующиеся в процессе демонтажных работ, а также платежи за захоронение отходов и размещение серы в открытом виде на серных картах;

Дл — Доход при проведении ликвидационных работ.

Сводный расчет затрат на ликвидацию объектов недропользования на месторождения Мортук надсолевое представлен в таблице 5.5.1

Таблица 5.5.1 - Расчет отчислений в ликвидационный фонд

Наименование	Ед. изм.	Сумма
Ликвидация скважин	тыс. тнг.	563925
Рекультивация земли	тыс. тнг.	240900
Ликвидация промысловых объектов и оборудования	тыс. тнг.	305119.26
Платы за негативное воздействие на окружающую среду	тыс. тнг.	13917,6
Итого	тыс. тнг.	818742,6
НДС 12%	тыс. тнг.	98249,112
Всего стоимость затрат по ликвидации последствий разведки углеводородов, с учетом НДС	тыс. тнг.	916991,712
Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд на 01.01.2025г.	тыс. тнг.	379 375,53
Возврат денежных средств от сдачи металлолома	тыс. тнг.	130094
Отчисления, подлежащие выплате	тыс. тнг.	407 522,18

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

6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ НАСЕЛЕНИЯ И ПЕРСОНАЛА, ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Все рабочие места необходимо обеспечить инструкциями, схемами, предупредительными знаками и надписями. Рабочих обеспечить спецодеждой и индивидуальными средствами защиты.

Для снижения шума и вибрации от технологического оборудования предусмотреть:

- заключение в кожухи механизмов, производящих шум и вибрацию;
- установку гибких связей;
- упругие прокладки пружины;
- установку тяжелого вибрирующего оборудования на самостоятельные фундаменты; – применение вибробезопасных и малошумящих машин;

- дистанционное управление и сокращение времени пребывания в условиях вибрации и шума;
- применение средств индивидуальной защиты.

Решения по обеспечению безопасности производства:

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

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

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

- полную герметизацию технологического процесса;
- размещение технологического оборудования на открытых площадках;
- установка датчиков системы контроля и управления технологическим процессом во взрывозащищенном исполнении;
- автоматизация технологического процесса с централизованным контролем в операторной;
- освещение территории, площадок, рабочих мест;
- соблюдение безопасных максимально допустимых расстояний между сооружениями;
- установка площадок или переходных мостиков в местах перехода людей над трубопроводами на высоте 0,5 м и выше.

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

Обслуживающий персонал обязан выполнять следующие основные правила:

- перед началом смены произвести осмотр рабочего места, проверить состояние технологического процесса, работу оборудования, его герметичность, исправность электрооборудования, канализационных сооружений, наличие и исправность противопожарного оборудования, а в случае обнаружения неполадок, угрожающих безопасности, принять меры к их немедленному устранению;
- вести технологический режим в соответствии с разделом технологического регламента «Нормы технологического режима установки»;

- не допускать резких изменений давления в аппаратах и трубопроводах во избежание их разгерметизации;
- не допускать переполнение емкостного оборудования.

При нарушении технологического режима принимать меры по устранению нарушений.

Запретить проживание людей в рабочей зоне месторождения без производственной необходимости.

Запретить нахождение посторонних и детей на объектах месторождений.

Мероприятия по обучению персонала в аварийных ситуациях

Безопасность работы на опасных производственных объектах компании обеспечивается реализацией программы по подготовке и обучению всего персонала безопасной эксплуатации оборудования и соответствующим навыкам действий при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Проводится периодическое обучение руководящего состава принципам действий в чрезвычайных ситуациях, появление которых возможно на декларируемом объекте.

Вводный инструктаж включает в себя ряд обязательных для всех подразделений компании, разделов, часть из которых относится к вопросам изучения способов защиты и действиям при различных авариях:

- Способы и сигналы оповещения об аварийных ситуациях;
- Значение и содержание сигнальных цветов, знаков безопасности, звуковой и световой сигнализации;
- Основные вредные и опасные производственные факторы;
- Основные сведения о предельно допустимых значениях вредных производственных факторов;
- Промышленная вентиляция, аварийная вентиляция, режим ее работы; Назначение, классификация, порядок выдачи и замены СИЗ и СИЗОД; Порядок и правила пользования СИЗ и СИЗОД;
- Способы и средства оповещения о пожаре и вызова пожарной команды; Планы эвакуации людей и места сбора;
- Порядок пользования противопожарным инвентарем и средствами пожаротушения;
- Средства и способы тушения нефтепродуктов, электропроводки, электроустановок;
- Порядок оповещения о несчастных случаях на производстве;
- Способы и средства вызова скорой медицинской помощи на объектах;
- Способы и методы оказания первой доврачебной помощи пострадавшему при несчастных случаях и отравлениях (поражении электрическим током, при термических и химических ожогах, тепловом и солнечном ударах, обморожениях, ранениях, переломах, ушибах, повреждения органов зрения, отравлениями парами нефтепродуктов и газами).

Весь персонал, отвечающий за эксплуатацию опасных производственных объектов, проходит обучение способам защиты и действия в чрезвычайных ситуациях.

Разработаны программы обучения с учетом конкретных требований к каждому объекту. В программу обучения персонала включен раздел, касающийся воздействия различных углеводородов на здоровье, безопасность и окружающую среду. Полученные во время обучения знания поддерживаются и расширяются в процессе регулярно проводимых учений на объекте, интенсивность которых предполагается не реже двух раз в год. Персонал прошел элементарный курс экологических знаний с целью получения представления об отрицательном воздействии залповых выбросов и разливов на природу и здоровье.

В основе обучения персонала способам защиты и действий при возникновении аварий заложены «Планы действий при возникновении аварийных ситуаций» (ПЛАС). Проводимые на основе выполнения требований ПЛАС тренировочные занятия охватывают комплекс мер необходимых для минимизации возможного ущерба при возникновении аварийных ситуаций, необходимые действия персонала по защите имущества компании, избеганию человеческих потерь, снижению ущерба для окружающей среды.

Мероприятия по повышению промышленной безопасности

Основными мероприятиями, направленными на предотвращение выделений вредных, взрывопожароопасных веществ и обеспечение безопасных условий труда являются:

- Обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов;
- Автоматизация и дистанционный контроль;
- Размещение вредных и взрывопожарных производств в отдельных помещениях и на открытых площадках;
- Вентиляция производственных помещений.

Решение по технике безопасности.

Все работники обеспечены необходимыми подсобными вспомогательными помещениями бытового обслуживания, встроенными в производственные здания и операторские).

Все рабочие места обеспечены инструкциями, схемами, предупредительными знаками и надписями. Рабочие обеспечены спецодеждой и индивидуальными средствами защиты.

Для снижения шума и вибрации от технологического оборудования предусмотрено:

- Заключение в кожухи механизмы, производящие шум и вибрацию;
- Установка гибких связей;

- Упругие прокладки пружины;
- Установка вибрирующего оборудования на самостоятельные фундаменты и модули;
- Применение вибробезопасного и малошумящего оборудования;
- Применение средств индивидуальной защиты.

Средства и мероприятия по защите людей. Мероприятия по созданию, подготовке и поддержанию в готовности к применению на промышленном объекте сил и средств по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Для осуществления эффективных мероприятий по защите людей и ликвидации аварии создана система формирований гражданской обороны, которая поддерживает в готовности к применению силы и средства по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций, обеспечивает согласованные действия персонала различных уровней и знание руководящим составом своих ролей и обязанностей в аварийных ситуациях.

На основании закона Республики Казахстан «О гражданской защите»/ Организационная структура описывает внутренние ресурсы аварийного реагирования и их прямое назначение, оснащенность формирований техникой и имуществом, степень готовности. Территориальные и объектовые формирования могут привлекаться к ликвидации возможных чрезвычайных ситуаций вне зависимости от их принадлежности к отдельным подразделениям, поэтому нет необходимости разделения этих формирований по отношению к какому либо особо опасному производству. При организации формирований и их дислокации была учтена необходимость их применения в местах возможных наиболее крупных аварий, для их более эффективного и быстрого реагирования. Формирования гражданской обороны организованы из числа сотрудников компании и сформированы таким образом, чтобы при выполнении задач члены формирований (по возможности) находились на участках выполнения их основных обязанностей. При такой организации члены формирований могут более грамотно, профессионально и эффективно выполнять задачи связанные с ликвидацией возможных чрезвычайных ситуаций.

6.1. Мероприятия по охране недр

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

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

Недр пользователь несет полную ответственность за состояние охраны недр, так и в процессе ликвидации его объектов. Ответственность за соблюдение требований законодательства в области охраны недр несет непосредственно руководитель Компании, осуществляющего пользование недрами.

Мероприятия по охране недр в процессе ликвидации разведочных скважин предусматривают:

- > обеспечение полноты достоверной оценки состояния скважин перед их ликвидацией;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6.2. Мероприятия по охране окружающей среды

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

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

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

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

6.3. Оценка воздействия ликвидации объектов недропользования на окружающую среду

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

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

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

В данном проекте оценка факторов техногенного преобразования природной среды при реализации проектных решений отражает количественные

и качественные уровни воздействия и основывается на комплексном подходе, предполагающем определение нагрузок на все компоненты экосистем с учётом эффектов суммации, аккумуляции и последующих цепных реакций, поскольку оценка воздействий на отдельные компоненты, даже являющиеся ведущим фактором природного хода сукцессии, не позволяет обнаружить полный объём эффектов взаимодействия.

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

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

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

- несоввершенство технологии строительства;
- несоблюдение технологических регламентов;
- ненадежность оборудования, конструкций и элементов обустройства площадок.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Изменение экотопа идет под преобладающим воздействием антропогенных факторов воздействия.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Экотопические и биоценоотические изменения будут обусловлены в основном природными процессами. Накопление антропогенных загрязнителей возможно в скрытом виде без видимых проявлений.

6.4. Меры, исключающие на период консервации не санкционированное использование и доступ к законсервированным объектам

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

- репером высотой не менее 0,5 м и на металлической таблице электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), предприятие-пользователь недр, дата ее ликвидации.
- Вся техника, используемая в процессе ликвидационных работ будет находиться на специализированной стоянке.

- Объект будет охраняться охранным агентством: каждая машина проверяется перед въездом, без допуска не разрешается въезд на территорию.

6.5. Меры по рекультивации нарушенных земель

Рекультивация земель предусматривает комплекс мероприятий, направленных на восстановление нарушенных земель, частично или полностью утративших свою ландшафтную первозданность и иную ценность или являющихся источником отрицательного воздействия на окружающую среду в связи с нарушением почвенного покрова, гидрологического режима и рельефа местности в результате добычи углеводородного сырья.

6.6. Фактическое и прогнозируемое состояние нарушенных земель

В настоящее время территория участка представляет собой промышленную зону с технологическим циклом разведочного бурения и обустройства с сопутствующими коммуникационными службами. Современное состояние почвенного покрова несет на себе отпечаток техногенной нарушенности, отражая характер, темпы и масштабы разведки и обустройства месторождения.

Нарушенность почвенного покрова *линейного* характера проявляется как при сельскохозяйственном, так и при техногенном воздействии. Степень нарушенности почвенного покрова при каждом из вышеперечисленных видов воздействия различна.

При сельскохозяйственном виде воздействия *линейного* характера (прокладка проселочных дорог, скотопрогонов) отмечается уплотнение верхнего почвенного горизонта на относительно узких по ширине, но длительных по протяженности площадях. Степень нарушенности почвенного покрова при данном виде воздействия классифицируется как умеренная.

Принимая во внимание степень и характер нарушенности земель на контрактной территории, обустройство селитебно-промышленного комплекса месторождения и сопутствующих ему коммуникационных сооружений на проектируемом участке приведет также к нарушению почвенного покрова *площадного* характера.

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

6.7. Меры по приведению комплексных мероприятий в случае экстренного решения о прекращении добычи

Все работы, связанные с осуществлением ликвидации объектов недропользования, регулируются нормативными и законодательными Актами РК и настоящим «Проектом..»

1. Административные ресурсы, требуемые для ликвидации объектов недропользования

Решение о начале ликвидационных работ контрактной территории

Ликвидация объекта недропользования, а также всей существующей инфраструктуры на площади может быть осуществлена в следующих случаях:

- Нецелесообразности дальнейшей разведки территории, или его части;
- Истощения геологических запасов углеводородного сырья;
- Возврата Контрактной территории или её части государству.

Назначение комиссии

На момент принятия решения о ликвидации последствий своей деятельности Недропользователю целесообразно создать комиссию из сотрудников ИТР, которая будет регулировать, и сопровождать все процессы, процедуры и выполняемые мероприятия, связанные с производством работ по ликвидации объектов.

К основным функциям комиссии будут относиться:

- Инициирование обращения в Компетентный орган РК о возможности доступа к средствам ликвидационного фонда;
- Разработка мероприятий по обеспечению промышленной безопасности, безопасности населения, охраны недр и окружающей среды, зданий и сооружений;
- Подготовка комментариев и предложений по реализации проектных решений по ликвидации объекта;
- Осуществление контроля за качеством проводимых работ по ликвидации объекта, соблюдением проектных решений, реализацией рекомендаций экспертизы промышленной безопасности и государственной экологической экспертизы;
- Приемка всех ликвидационных работ на площади месторождения;
- Подготовка актов приемки выполненных работ по ликвидации объекта и проекта акта о ликвидации;
- Формирование заключения по дальнейшему потенциальному использованию скважин, зданий и сооружений ликвидируемого объекта;
- Систематизация и документирование всех мероприятий по ликвидации объекта.

2. Инструктивные ресурсы, требуемые для организации работ по ликвидации объектов недропользования

«Разрешение на проведение огневых работ» согласовывается с местной пожарной охраной по части обеспечения мер пожарной безопасности и наличия на месте проведения огневых работ первичных средств пожаротушения в порядке, установленном правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах.

Необходимость контроля за выполнением мер безопасности при проведении огневых работ со стороны службы техники безопасности определяется в инструкциях, разрабатываемых на месторождении.

Канаты, применяемые для обвязки грузов и изготовление строп, должны соответствовать государственным стандартам. Полученные от завода-изготовителя стальные канаты снабжаются сертификатами с технической характеристикой изделия. Погрузочно-разгрузочные работы следует выполнять, как правило, механизированным способом при помощи кранов, погрузчиков и средств малой механизации. Механизированный способ погрузочно-разгрузочных работ является обязательным для грузов весом более 50 кг, а также при подъеме грузов на высоту более 3м.

При погрузочно-разгрузочных работах, перевозке грузов, грунтов и т.д. крановщики, водители должны производить операции только по сигналу стропальщика (грузчика).

Руководство работой по зачистке резервуаров должно быть поручено ответственному лицу из числа инженерно-технических работников, которое совместно руководством предприятия определяет технологию зачистки резервуара с учетом местных условий и особенностей работ.

Перед началом работ по очистке резервуара рабочие проходят инструктаж о правилах безопасного ведения работ и методах оказания первой помощи при несчастных случаях.

Состав бригады и отметки о прохождении инструктажа заносятся в наряд-допуск лицами, ответственными за проведение зачистных работ. Без оформленного наряда-допуска на производство работ приступить к работе не разрешается.

Зачистная бригада может приступить к работе внутри резервуара в присутствии ответственного лица по зачистке только после получения оформленного акта-разрешения, подписанного комиссией в составе главного инженера (директора), инженера по технике безопасности (инспектора охраны труда), представителя товарного цеха и работника пожарной охраны.

Контрольные анализы воздуха проводятся при перерывах в зачистных работах, обнаружении признаков поступления вредных паров в резервуар, изменении метеорологической обстановки. В случае увеличения концентрации вредных паров выше санитарных норм работы по зачистке прекращаются, рабочие выводятся из опасной зоны. Зачистку можно продолжать только после выявления причин увеличения концентрации паров, принятия мер по ее снижению до санитарных норм.

Дегазацию резервуаров следует выполнять в соответствии с требованиями Временной инструкции по дегазации резервуаров от паров нефтепродуктов методом принудительной вентиляции. На дегазацию каждого резервуара должен составляться проект организации работ (ПОР), который должен включать подготовку резервуара к проведению работ и проведение основного процесса. В ПОР должны быть уточнены меры безопасности при проведении процесса дегазации.

К плану организации работ должна быть приложена, для конкретного случая дегазации, схема обвязки и установки оборудования (вентилятор, устройство для поворота струи и регулирования подачи вентилятора, воздухопровод, газоотводная труба и др.). В схеме должны найти отражение тип, исполнение и марка применяемого оборудования, приборов и материалов, размеры воздухопровода (диаметр и длина) и газоотводной трубы (длина и диаметр), а также, если это необходимо, и другие вопросы, связанные с особенностями монтажа оборудования и его эксплуатации (крепление вентилятора и др.). ПОР утверждается руководством (директором или главным инженером) и согласовывается с начальником пожарной охраны нефтебазы.

3. Специализированная техника, используемая при производстве работ по ликвидации объекта

В таблице 3.1 представлен номинал машин и агрегатов, используемых при ликвидационных работах

Таблица 3.1 – Машины и агрегаты, задействованные для ликвидационных работ

№ п/п	Вид агрегата	Характеристика	Кол-во, ед.	Примечание
1	Буровая установка	г/п – 50 тонн	1	
2	Цементировочный агрегат ЦА-320	Масса -17,5 тонн	2	
3	Смесительная машина СМН-20	Объем бункера	1	
4	Автокран	г/п – 25 тонн	1	
5	Трубовоз, длинномер	Не менее 12 м.	1	
6	Автотралл	г/п – 25 тонн	1	
7	Автопогрузчик		1	
8	Бульдозер		1	
9	Экскаватор		1	
10	САГ		1	
11	Самосвал	5 тонн	1	
12	Воздушно компрессорная установка		1	

7.НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МА- ТЕРИАЛОВ

№№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
1	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.08.2023г.)	Астана, МИИРК от 30.12.2014г. №355
2	Закон РК «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 08.06.2024г.)	Астана, от 11.04.2014г. №188-V
3	Закон РК «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.02.2024г.)	Астана, от 15.06.2018г. №239
4	Закон РК «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2025г.)	Астана, 16.05.2014 №202-V
5	Закон РК «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021г.)	Астана, от 23 апреля 1998 года №219-1
6	Экологический кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 09.09.2024г.)	Астана, от 9 января 2007 года № 212-III
7	Кодекс РК «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 22.07.2024г)	Астана, от 24.05.2018г.
8	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана (с изменениями и дополнениями от 28.02.2024г)	Астана, от 22.05.18г МЭ РК №200
9	Водный кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 08.06.2024г.)	Астана, от 9 июля 2003г №481-II
10	Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 09.09.2024г.)	Астана, от 18.09.2009 года №193-IV
11	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции»	Приказ МЗ РК от 11.02.2022 г. № ҚР ДСМ-13

12	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов»	Приказ МЗ РК от 11.01.2022г. № ҚР ДСМ-2
13	Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно-опасным объектам»	Приказ МЗ РК от 25 августа 2022 года № ҚР ДСМ-90

8. ПРИЛОЖЕНИЕ

Приложение 1 – Техническое задание на проектирование

УТВЕРЖДАЮ:

(Курирующий руководитель блока)

(Ф.И.О., подпись)

« » « » 2024г.

ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ
НА ПРИОБРЕТЕНИЕ УСЛУГ ПО РАЗРАБОТКЕ «ПРОЕКТ ЛИКВИДАЦИИ
ПОСЛЕДСТВИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОРТУК
НАДСОЛЕВОЕ»

1. Наименование услуг: Проект ликвидации последствия недропользования месторождения Мортук надсолевое.

2. Место выполнения услуг: г. Алматы.

3. Срок выполнения услуг: с момента заключения договора до 31.06.2025 г.

4. Содержание, объем услуг:

Ответ должен содержать следующие главы:

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ.

2. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.

3. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

4. ТЕКТНИКА.

4.1. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ.

5. АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ ФОНДА СКВАЖИН И ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ ЛИКВИДАЦИИ.

6. ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН

6.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ

6.2. ВЫБОР ЦЕМЕНТА, ТРЕБОВАНИЯ К СВОЙСТВАМ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА И ЦЕМЕНТНОГО МОСТА ПРИ ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ.

6.3. ТЕХНОЛОГИЯ И ТИПОВЫЕ РАСЧЕТЫ УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТНОГО МОСТА.

6.4. ВЫБОР МОБИЛЬНОЙ УСТАНОВКИ (ПОДЪЕМНОГО АГРЕГАТА) ДЛЯ ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ.

6.5. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ИЗОЛЯЦИОННО-ЛИКВИДАЦИОННЫХ РАБОТ.

6.6. ПОДГОТОВКА К РАБОТАМ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН.

6.6.1. РАЗРАБОТКА ПЛАНА ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ СКВАЖИН

6.6.2. ПОДГОТОВКА К РАБОТАМ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ.

6.6.3. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ ДОКУМЕНТОВ НА ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН.

АО «КМК МҮНАЙ»
ДЕПАРТАМЕНТ ПРАВОВОЙ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ



7. СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ ЛИКВИДАЦИИ 41
- 7.1. УСРЕДНЕННЫЕ ОБЪЕМЫ МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ЗАТРАТ НА РАБОТЫ ПО ЛИКВИДАЦИИ ОДНОЙ СКВАЖИНЫ.
- 7.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕКУЛЬТИВАЦИИ.
- 7.2.1. ОБЪЕМЫ И ВИДЫ РАБОТ ПО ТЕХНИЧЕСКОЙ РЕКУЛЬТИВАЦИИ ЗЕМЕЛЬ.
- 7.2.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА, ИСПОЛЪЗУЕМЫЕ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО ТЕХНИЧЕСКОЙ РЕКУЛЬТИВАЦИИ ЗЕМЕЛЬ.
- 7.3. ОБЪЕМЫ И ВИДЫ РАБОТ ПО БИОЛОГИЧЕСКОЙ РЕКУЛЬТИВАЦИИ ЗЕМЕЛЬ.
- 7.3.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА, ИСПОЛЪЗУЕМЫЕ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТ ПО БИОЛОГИЧЕСКОЙ РЕКУЛЬТИВАЦИИ ЗЕМЕЛЬ.
- 7.3.2. РАСЧЕТ РЕКУЛЬТИВАЦИИ ЗЕМЛИ.
- 7.4. ОБЩАЯ СТОИМОСТЬ ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН.
- 7.4.2. РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА ЛИКВИДАЦИЮ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОУСТРОЙСТВА.
- 7.5. РАСЧЕТ РАЗМЕРА УДЕЛЬНОГО НОРМАТИВА ОТЧИСЛЕНИЙ В ЛИКВИДАЦИОННЫЙ ФОНД.
8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ НАСЕЛЕНИЯ И ПЕРСОНАЛА, ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ.
- 8.1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ НЕДР.
- 8.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.
- 8.3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД.
- 8.4. ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАДИАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НАСЕЛЕНИЯ.
- 8.5. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ЛИКВИДАЦИИ ОБЪЕКТОВ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.
- 8.6. МЕРЫ, ИСКЛЮЧАЮЩИЕ НА ПЕРИОД КОНСЕРВАЦИИ НЕ САНКЦИОНИРОВАННОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ И ДОСТУП К ЗАКОНСЕРВИРОВАННЫМ ОБЪЕКТАМ.
- 8.7. МЕРЫ ПО РЕКУЛЬТИВАЦИИ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ.
- 8.7.1. ФАКТИЧЕСКОЕ И ПРОГНОЗИРУЕМОЕ СОСТОЯНИЕ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ.
- 8.7.2. ПРОИЗВОДСТВО ИЗЫСКАНИЙ.
- 8.8. МЕРЫ ПО ПРИВЕДЕНИЮ КОМПЛЕКСНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ В СЛУЧАЕ ЭКСТРЕННОГО РЕШЕНИЯ О ПРЕКРАЩЕНИИ ДОБЫЧИ.
9. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ.
10. ПРИЛОЖЕНИЕ.
- ПРИЛОЖЕНИЕ 1. СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ.
- ПРИЛОЖЕНИЕ 2. СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ ЛИКВИДАЦИИ ОБОУСТРОЙСТВА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КУМСАЙ НАДСОЛЕВОЕ.
- ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ГРАФИЧЕСКОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ.

5. Порядок выполнения услуг:

Согласование отчета с Заказчиком.Согласование проектного документа в государственных органах Республики Казахстан.





6. Состав материалов (документов), представляемых Заказчику по результатам выполнения услуг:

- Проект включает текстовую и графическую части.
- Геолого-физическая характеристика месторождения.
- Технические и технологические решения объектов ликвидации.
- Анализ структуры фонда скважин и перечень объектов ликвидации.
- Оборудование и технологии, применяемые в проекте, должны отвечать требованиям норм, Законов РК и ГОСТов.
- Объемы выполняемых работ должны предусматривать необходимый комплекс мероприятий, обеспечивающих:
 - o Физическую ликвидацию/консервацию скважин;
 - o Демонтаж наземного и подземного оборудования и коммуникации с вывозом за пределы месторождения, на площадки реализации и утилизации.
 - o Техническую и биологическую рекультивацию земли.
- Сводный сметный расчет объектов ликвидации месторождения.

7. Срок гарантии качества услуг(если применимо):

Не применимо

8. Требования к выполняемым услугам:(документы предоставляются во время выполнения услуг)

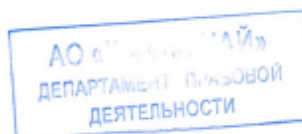
Проект выполняется согласно действующим:

- «Кодекс о недрах и недропользовании»;
- «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр в области углеводородов и урана»;
- В соответствии с Правилами ликвидации и консервации недропользования.
- Законов РК «Об охране окружающей среды, «Об охране недр» и др.

9. Требования к применяемым материалам и оборудованию:(документы предоставляются во время выполнения услуг)

Наличие специальных программных обеспечений:

10. Требование к потенциальному поставщику услуг:(документы предоставляются в составе конкурсной заявки для подтверждения квалификационных требований с описанием функциональных, технических, качественных и эксплуатационных характеристик).





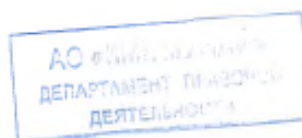
№ п/п	Наименование требования к потенциальному поставщику	Описание требования к потенциальному поставщику	Наименование подтверждающего документа к требованию (предоставляется в составе заявки на участие)
1)	Наличие лицензий	<i>Требуется:</i> <i>Лицензия на работы и услуги в сфере углеводородов</i> <i>Подвиды:</i> - Составление технических проектных документов для месторождений углеводородов - Составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализа разработки месторождений углеводородов <i>Лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды</i> <i>Подвид:</i> - Природоохранное проектирование, нормирование для I категории хозяйственной и иной деятельности	<i>Лицензия</i> <i>Требуется</i>
2)	Наличие у потенциального поставщика сертифицированной аккредитованной согласно действующему законодательству Республики Казахстан организацией системы (сертифицированных	<i>Требуется</i> - Система менеджмента безопасности труда и здоровья. - Система менеджмента качества. <i>Система экологического менеджмента</i>	<i>Сертификаты требуется</i> <i>Требуется</i>



	систем) менеджмента в соответствии с требованиями государственных стандартов		
3)	Наличие опыта работы на рынке приобретаемых работ/услуг (требование к опыту работы потенциального поставщика допускается, если годовой объем работ и (или) услуг в стоимостном выражении превышает двадцатитысячекратный размер месячного расчетного показателя (далее – МРП), установленного на соответствующий финансовый год.	<i>Не требуется</i>	<i>Не требуется</i>
4)	Наличие материально-технической оснащенности	<i>Не требуется</i>	<i>Не требуется</i>
5)	Наличие квалифицированных сотрудников	Требуется Доктор геолого-минералогических наук) - 1. Кандидат геолого-минералогических наук – 1, геолог- 2, разработчик-2, эколог-2, инженер -буровик-1, экономист-1.	Диплом / сертификат / свидетельство / другие документы, подтверждающие профессиональную квалификацию работников Требуется
6)	Дополнительные требования	<i>Не требуется</i>	<i>Не требуется</i>

Ответственный сотрудник Департамента _____ /подпись/ /дата/

Директор Департамента _____ /подпись/ /дата/



**Приложение 2. Протокол совместного заседания ГТС АО «КМК
Мунай» и ТОО «СМАРТ Инжиниринг»
ПРОТОКОЛ**

Совместного геолого-технического совещание

11.03.2025г.

Присутствовали:

от АО «КМК Мунай»

- | | |
|------------------|-----------------------------------|
| 1. Чэнь Чэн. | – Вице-президент по производству; |
| 2. Алиманов М.Д. | – Директор ДРРНМ; |
| 3. Шокатов С. А | - Ведущий инженер |

От ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

- | | |
|-------------------|-----------------------------|
| 1. Майлыбаев Р.М. | - Генеральный директор |
| 2. Умбетов Е.К | - Ответственный исполнитель |
| 3. Туралиев К.С. | - Ведущий инженер |

Повестка совещание: Рассмотрение проектного документа «Проект ликвидации последствия недропользования месторождения Мортук надсолевое».

СЛУШАЛИ: ответственного исполнителя проекта Умбетов Е.К.

Рабочий проект выполнен в соответствии с техническим заданием Заказчика и действующими инструкциям.

АО «КМК Мунай» проводит согласно Лицензия МГ №295 (нефть) от 25.12.1995г и Контракта №№731 от 01.08.2001г. на доразведки и добычу углеводородного сырья на месторождении Мортук надсолевое в Актюбинской области Республики Казахстан

В настоящем проекте отражены объёмы работ с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды в порядке, предусмотренном законодательством Республики Казахстан.

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

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на рекультивацию земли.

В рамках проекта была выполнена оценка воздействия ликвидации объектов недропользования на окружающую среду. Проектные технологические решения по ликвидации скважин предусматривают

обеспечение промышленной безопасности, обеспечение безопасности жизни и здоровья людей, охрану окружающей среды.

После обмена мнениями ГТС постановило:

1. Проект принять.
2. Направить проект на согласование в контролирующие органы.

Заместитель председателя ГТС:

Алиманов М.Д.

Секретарь ГТС:

Шокатов С. А

Приложение 3. Лицензии на право проектирования ТОО «СМАРТ Инжиниринг»



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

0000280

Выдана	Товарищество с ограниченной ответственностью "СМАРТ Инжиниринг" Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Жамбыла, дом 55/57., БИН: 060340007305 (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)
на занятие	Проектирование горных производств, проектирование котлов с рабочим давлением выше 0.7 кг/см² и температурой теплоносителя выше 115С, сосудов и турбопроводов, работающих под давлением выше 0.7 кг/см² в нефтегазовой отрасли (наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)
Особые условия	(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)
Примечание	(отчуждаемость, класс разрешения)
Лицензиар	Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе . Министерство нефти и газа Республики Казахстан. (полное наименование лицензиара)
Руководитель (уполномоченное лицо)	Б.Бимуратов (фамилия, имя, отчество (в случае наличия))
Дата первичной выдачи	
Срок действия лицензии	
Место выдачи	г. Астана

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ****Номер лицензии 0000280****Дата выдачи лицензии****Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:**

- Проектирование (разработка комплексной технической, конструкторско-технологической документации, содержащей технико-экономическое обоснование, расчеты, чертежи, макеты, сметы, пояснительные записки, необходимые для изготовления оборудования)
- Проектирование (технологическое) горных производств
 - Составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений
 - Составление технико-экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений
 - Проектирование добычи нефти, газа, нефтегазоконденсата

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

Лицензиат **Товарищество с ограниченной ответственностью "СМАРТ Инжиниринг"**

Республика Казахстан, г.Алматы, ул. Жамбыла, дом 55/57., БИН: 060340007305

(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. Алматы, ул. Жамбыла, дом 55/57- в соответствии с договором аренды от 01.11.2011 г. с ТОО "Asadal Parthers".**

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии **(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)****Лицензиар** **Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе .
Министерство нефти и газа Республики Казахстан.**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо) **(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))**

Приложение 4. Письмо согласование РГУ «Департамента Комитета Промышленной безопасности МЧС»

1 - 1

"Қазақстан Республикасы Төтенше
жағдайлар министрлігі Ақтөбе облысының
Төтенше жағдайлар департаменті"
мемлекеттік мекемесі



Государственное учреждение
"Департамент по чрезвычайным
ситуациям Актыобинской области
Министерства по чрезвычайным
ситуациям Республики Казахстан"

АҚТӨБЕ Қ.Ө., АҚТӨБЕ Қ., Маресьев көшесі,
№ 81А үйі

АҚТӨБЕ Г.А., Г.АҚТӨБЕ, улица Маресьева,
дом № 81А

Номер: KZ35VQR00044052

Акционерное общество "КМК Мунай"

Номер заявления: KZ59RQR00109295

030019, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН,

АКТЮБИНСКАЯ ОБЛАСТЬ, АҚТӨБЕ Г.А.,

Г.АҚТӨБЕ, Проспект АБИЛКАЙЫР ХАНА, дом №

42А, 040440000209, +77015714088

Дата выдачи: 18.04.2025 г.

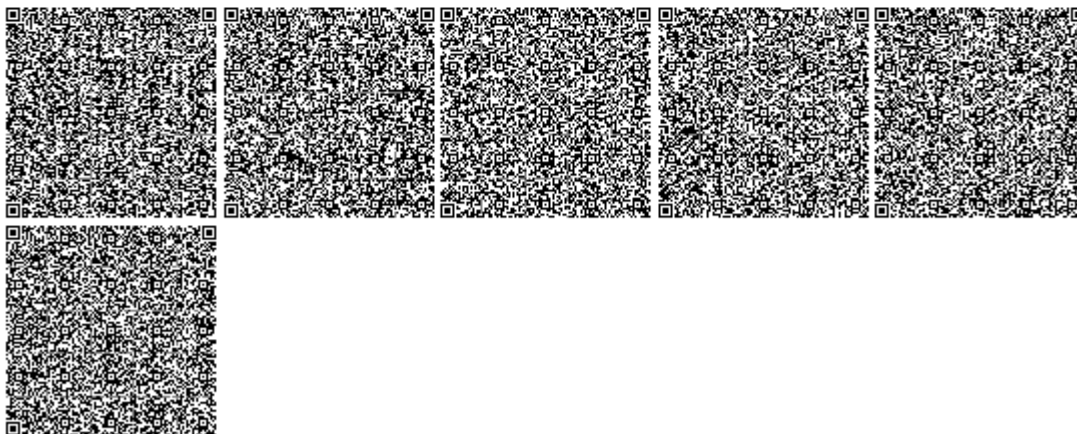
ПИСЬМО-СОГЛАСОВАНИЕ

Государственное учреждение "Департамент по чрезвычайным ситуациям Актыобинской области Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан", в соответствии со статьей 78 Закона Республики Казахстан «О гражданской защите» и Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях», учитывая прилагаемый перечень документов, согласовывает проектную документацию "Проект ликвидации последствия недропользования месторождения Мортук надсолевое" в части промышленной безопасности.

Условием действия данного согласования является обязательное соблюдение законодательства, правил и других действующих нормативных документов по промышленной безопасности Республики Казахстан.

Заместитель начальника

Досмуханов Нурман Сактаганович



Приложение 5. Письмо согласование РГУ «Департамента Санитарно-эпидемиологического контроля Актюбинской области»

**"Қазақстан Республикасының
Денсаулық сақтау министрлігі
Санитариялық-эпидемиологиялық
бақылау комитеті Ақтөбе
облысының санитариялық-
эпидемиологиялық бақылау
департаменті" республикалық
мемлекеттік мекемесі**

Қазақстан Республикасы 010000, Астана
ауданы, Сәнікбай Батыр Даңғылы 1



**Республиканское государственное
учреждение "Департамент
санитарно-эпидемиологического
контроля Актюбинской области
Комитета санитарно-
эпидемиологического контроля
Министерства здравоохранения
Республики Казахстан"**

Республика Казахстан 010000, район
Астана, Проспект Санкибай Батыра 1

17.04.2025 №ЗТ-2025-01135883

Акционерное общество "КМК Мунай"

На №ЗТ-2025-01135883 от 8 апреля 2025 года

Руководителю АО «КМК Мунай» ВАН ЦЗИНЬБАО БИН: 040440000209 Актюбинская обл., нас. пункт Актөбе, проспект Абилкайыр хана, дом/корпус 42 А. Доверенному лицу Л.В. Бикмухаметовой ИИН: 871007400510 Телефон: +77787299299 На Ваше обращение от «8» апреля 2025 года № ЗТ-2025-01135883 РГУ «Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Актюбинской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан» (далее - Департамент) на Ваше обращение по вопросу согласования проектной документации «Проект ликвидации последствия недропользования месторождения Мортук надсолевой» в пределах своей компетенции сообщает следующее. Согласно ст. 20 Кодекса «О здоровье народа и системе здравоохранения» Республики Казахстан №360-VI ЗРК от 7 июля 2020 года и приказа Министра здравоохранения Республики Казахстан от 30 декабря 2020 года №ҚР ДСМ-336/2020 «О некоторых вопросах оказания государственных услуг в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения» санитарно-эпидемиологическое заключение выдается государственными органами в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения, структурными подразделениями иных государственных органов, осуществляющих деятельность в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения на проектную документацию по предельно допустимым выбросам и предельно допустимым сбросам вредных веществ и физических факторов в окружающую среду, зонам санитарной охраны и санитарно-защитным зонам, на сырье и продукцию. В связи с чем, проектная документация «Проект ликвидации последствия недропользования месторождения Мортук надсолевой» не подлежит согласованию. В соответствии со ст. 91 Административного процедурно-процессуального кодекса Республики Казахстан в случае несогласия с принятым решением Вы вправе обжаловать в вышестоящий орган (Комитет санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан 010000 г. Астана, Левый берег, Дом Министерств, 10 подъезд). Руководитель департамента Р.М. Койшанова Исп.: Байтурлина М.А. Тел.: 55- 77-26

Қабылданған шешіммен келіспеген жағдайда, сіз оған Қазақстан Республикасы Әкімшілік ресімдік-процестік кодекстің 91-бабына сәйкес шағымдануға құқылысыз.

В случае несогласия с принятым решением, Вы вправе обжаловать его в соответствии со статьей 91 Административного процедурно-процессуального кодекса Республики Казахстан.

Руководитель

КОЙШАНОВА РАЙХАН МУСАЛИЕВНА



Исполнитель

БАЙТУРЛИНА МАРАЛ АЛПЫСБАЙҚЫЗЫ

тел.: 7475496223

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы N 370-II Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен бірдей.

Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N370-II «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.

Қабылданған шешіммен келіспеген жағдайда, Сіз оған Қазақстан Республикасы Әкімшілік ресімдік-процестік кодекстің 91-бабына сәйкес шағымдануға құқылысыз.

В случае несогласия с принятым решением, Вы вправе обжаловать его в соответствии со статьей 91 Административного процедурно-процессуального кодекса Республики Казахстан.

Приложение 6. Письмо согласование ГУ «Управление земельных отношений Актыбинской области»

"Ақтөбе облысының жер қатынастары басқармасы" мемлекеттік мекемесі

Қазақстан Республикасы 010000, Астана ауданы, Әбілқайыр Хан Даңғылы 40



Государственное учреждение "Управление земельных отношений Актыбинской области"

Республика Казахстан 010000, район Астана, Проспект Абылқайыр Хана 40

28.04.2025 №ЗТ-2025-01348283

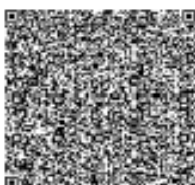
Акционерное общество "КМК Мунай"

На №ЗТ-2025-01348283 от 23 апреля 2025 года

Президенту АО «КМК Мунай» Ван Цзиньбао _____ Е-өтініш На Ваш обращение № ЗТ-2025-01348283 (исх № 317) от 23 апреля 2025 года ГУ «Управление земельных отношений Актыбинской области», рассмотрев в пределах своей компетенции проект «Ликвидация последствий недропользования месторождения Мортук надсолевое», согласовывает Проект, с учетом разработки АО «КМК Мунай» рекультивационных мероприятий в самостоятельном проекте, как указано в обращении. Вместе с тем извещаем, что при приемке результатов ликвидационных работ, межведомственная Комиссия проверяет соответствие выполненных работ техническому и биологическому проекту рекультивации. В случае несогласия с данным решением Вы, согласно статьи 91 Административного процедурно-процессуального Кодекса Республики Казахстан, вправе обжаловать его в вышестоящий орган или суд. Руководитель управления Н. Ержанов исп. Г.Нурмухамедова тел. 45-65-16 g. nurmukhamedova@aktobe.gov.kz

Руководитель управления

ЕРЖАНОВ НУРБОЛ БАХИТЖАНОВИЧ



Исполнитель

НУРМУХАМЕДОВА ГУЛЬНАР АРЕНГАЗИЕВНА

тел.: 7771126094

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы N 370-II Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен бірдей.

Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N370-II «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.

Қабылданған шешіммен келіспеген жағдайда, Сіз оған Қазақстан Республикасы Әкімшілік ресімдік-процестік кодекстің 91-бабына сәйкес шағымдануға құқылысыз.

В случае несогласия с принятым решением, Вы вправе обжаловать его в соответствии со статьей 91 Административного процедурно-процессуального кодекса Республики Казахстан.

«АКТӨБЕ ОБЛЫСЫНЫҢ
ЖЕР ҚАТЫНАСТАРЫ БАСҚАРМАСЫ»
МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕ



ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«УПРАВЛЕНИЕ ЗЕМЕЛЬНЫХ
ОТНОШЕНИЙ АКТЮБИНСКОЙ
ОБЛАСТИ»

050000, Актюбе облысы, Актюбе қаласы,
Облыстық правительствосы, 40 ұй
тел.: +7 (7132) 45-65-16
e-mail: uzaktoobe@gmail.com

050000, Актюбинская область, город Актюба,
пр. Абдықайыр хана, д. 40
тел.: +7 (7132) 45-65-16,
e-mail: uzaktoobe@gmail.com

2025 г. 28. 04. № ЗТ-2025-01348283

Президенту АО «КМК Мунай»
Ван Цзиньбао

E-otinihi

*На Ваш обращение
№ ЗТ-2025-01348283 (исх № 317)
от 23 апреля 2025 года*

ГУ «Управление земельных отношений Актюбинской области», рассмотрев в пределах своей компетенции проект «Ликвидация последствий недропользования месторождения Мортук надсолевое», согласовывает Проект, с учетом разработки АО «КМК Мунай»» рекультивационных мероприятий в самостоятельном проекте, как указано в обращении.

Вместе с тем извещаем, что при приемке результатов ликвидационных работ, межведомственная Комиссия проверяет соответствие выполненным работ техническому и биологическому проекту рекультивации.

Руководитель управления

Н. Ержанов

исп. Г. Нурмухамедова
тел. 45-65-16
g.nurmukhamedova@aktoobe.gov.kz

Приложение 7. Письмо согласование ГУ МД «ЗапКазНедра»

**"Қазақстан Республикасы
Өнеркәсіп және құрылыс
министрлігі Геология комитетінің
"Батысқазжерқойнауы" Батыс
Қазақстан өңіраралық геология
департаменті" республикалық
мемлекеттік мекемесі**

Қазақстан Республикасы 010000, Астана
ауданы, Шәмші Қалдаяқов көшесі 5Б

**Республиканское государственное
учреждение "Западно-
Казахстанский межрегиональный
департамент геологии Комитета
геологии Министерства
промышленности и строительства
Республики Казахстан
"Запказнедра"**

Республика Казахстан 010000, район
Астана, улица Шамши Калдаякова 5Б

10.04.2025 №ЗТ-2025-01135959

Акционерное общество "КМК Мунай"

На №ЗТ-2025-01135959 от 8 апреля 2025 года

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ӨНЕРКӘСІП ЖӘНЕ ҚҰРЫЛЫС МИНИСТРЛІГІ ГЕОЛОГИЯ КОМИТЕТІНІҢ «БАТЫСҚАЗЖЕРҚОЙНАУЫ» БАТЫС ҚАЗАҚСТАН ГЕОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ, РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕСІ РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ «ЗАПАДНО - КАЗАХСТАНСКИЙ МЕЖРЕГИОНАЛЬНЫЙ ДЕПАРТАМЕНТ ГЕОЛОГИИ КОМИТЕТА ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И СТРОИТЕЛЬСТВА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН «ЗАПКАЗНЕДРА» 030020, Ақтөбе қаласы, Ш. Калдаяқов к-сі, 5 «Б» 030020, г. Ақтөбе, ул. Ш. Калдаякова, 5 «Б» тел. (7132) 548330 тел. (7132) 548330 e-mail: z.kadry@list.ru e-mail: z.kadry@list.ru № _____ «КМК Мунай» АҚ Президенті Ван Цзиньбао Сіздің 08.04.2025 жылғы №ЗТ-2025-01135959 өтінішке «Батысқазжерқойнауы» ӨД Сіздің өтінішіңізді қарап, келесіні түсіндіреді. 27.12.2017жылғы №125-VI ҚРЗ «Жер қойнауы және жер қойнауын пайдалану туралы» Кодекстің (бұдан әрі-Кодекс) 217-бабына сәйкес, жою жоспары қоршаған ортаны қорғау саласында жұмыстарды орындауға және қызметтер көрсетуге арналған лицензиясы бар тұлғаны тарту арқылы жасалады және оны жер қойнауын пайдаланушы бекітеді. Жою жоспары өнеркәсіптік қауіпсіздік сараптамасына, мемлекеттік экологиялық сараптамаға жатады. Сонымен бірге осы Кодекстің 64-бабына сәйкес, жер қойнауын пайдалану салдарын жою/консервациялау жобаларын қарау және келісу жер қойнауын геологиялық зерттеу жөніндегі Уәкілетті органның аумақтық бөлімшесінің құзыретіне кірмейді. Жоғарыда айтылған негізінде, «КМК Мунай» АҚ Мортук надсолевое кен орнының жер қойнауын пайдалану салдарын жою жобасы қараусыз қайтарылады. Шешіммен келіспеген жағдайда жоғары тұрған органға немесе сотқа шағымдануға құқығыңыз бар. МД «Запказнедра» рассмотрев Ваше обращение поясняет следующее. В соответствии со статьей 217 Кодекса «О недрах и недропользовании» №125-IV ЗРК от 27.12.2017г. (далее-Кодекс), план ликвидации составляется с привлечением лица, имеющего лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды, и утверждается недропользователем. План ликвидации подлежит экспертизе промышленной безопасности, государственной экологической экспертизе. Вместе с тем, в соответствии со статей 64 данного Кодекса, рассмотрение и согласование проектов ликвидации/консервации последствий недропользования не входит в компетенцию территориального подразделения Уполномоченного органа по геологическому изучению недр. На

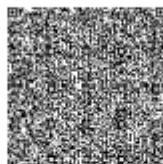
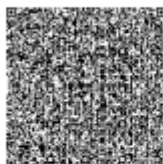
Қабылданған шешіммен келіспеген жағдайда, Сіз оған Қазақстан Республикасы Әкімшілік ресімдік-процестік кодекстің 91-бабына сәйкес шағымдануға құқылысыз.

В случае несогласия с принятым решением, Вы вправе обжаловать его в соответствии со статьей 91 Административного процедурно-процессуального кодекса Республики Казахстан.

основании вышеизложенного, Проект ликвидации последствий недропользования месторождения Мортук надсолевое АО «КМК Мунай» возвращается без рассмотрения. В случае несогласия с принятым решением Вы вправе обжаловать его в вышестоящий орган или суд. Басшы орынбасары Е.Қ. Жекеев Орынд.: Р. Туржанов, Д. Бектаубаева Тел.: 8/7132/543581

Департамент басшысы орынбасары

ЖЕКЕЕВ ЕРЕН КУАНОВИЧ



Орындаушы

ТУРЖАНОВ РАКЫМЖАН БАЯЗОВИЧ

тел.: 7132543581

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы N 370-II Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасымалдағы құжатпен бірдей.

Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N370-II «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.

Қабылданған шешіммен келіспеген жағдайда, Сіз оған Қазақстан Республикасы Әкімшілік ресімдік-процестік кодекстің 91-бабына сәйкес шағымдануға құқылысыз.

В случае несогласия с принятым решением, Вы вправе обжаловать его в соответствии со статьей 91 Административного процедурно-процессуального кодекса Республики Казахстан.