

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЖАКСЫМАЙ ОЙЛ»

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«БМ ПРОДАКШН»

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ТОО «Жаксымай Ойл»
Умурзаков М.П.
_____ 2024г.



ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
НА РЕКОНСТРУКЦИЮ И РАСКОНСЕРВАЦИЮ СКВАЖИН
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЖАКСЫМАЙ

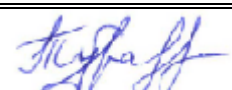
Директор
ТОО «БМ Продакшн»



Кенжешев Е.Е.

г. Астана 2024г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Ф.И.О.	Подпись
Ответственный исполнитель	Умбетов Е.К.	
Ведущий инженер	Туралиев К.С	
Инженер геолог	Бекарыстанов Д.Р.	

СОДЕРЖАНИЕ

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА.....	4
1. Общие сведения о районе работ	4
2. Геологическое строение площади.....	7
3. Нефтегазоносность	12
3.1 Состав и свойства нефти, газа и воды	12
4. ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ, ОПРОБОВАНИЯ	19
И ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ	19
4.1. Подготовительные работы	19
4.2. Данные по скважинам.....	20
4.3. Порядок проведения работ.....	22
4.4.1. Подготовительные и строительно-монтажные работы.....	25
4.5. Буровые растворы	26
4.5.1. Выбор типа и параметров бурового раствора	26
4.6. Опробование скважин.....	96
4.6.3. Оборудование устья скважины.....	99
4.6.1 Геофизические и геохимические исследования.....	93
4.7. Исследовательские работы.....	94
4.8. Исследование горизонтов на продуктивность и тестовая добыча	95
4.8.1 Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	97
4.9. Продолжительность работ на скважинах	99
5. ОХРАНА ТРУДА, НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	100
5.1. Охрана труда, техники безопасности и промышленной санитарии.....	100
5.2. Санитарно-бытовое обслуживание.....	102
5.3. Контроль окружающей среды.....	102
5.4. Радиационная безопасность	104
5.5. Рекультивация земель	105
5.6. Противофонтанная и газовая безопасность.....	105
5.7. Обслуживание и эксплуатация электрооборудования	106
5.8. Строительно-монтажные и восстановительные работы.....	106
5.9. Отходы производства и потребления.....	107
5.10. Характеристика аварийных и залповых выбросов и мероприятия по их предотвращению	107
5.11. Мероприятия по снижению загрязнения	108
5.12. Охрана недр.....	109
6. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ	111
7. ПРИЛОЖЕНИЕ	112
Приложение 1 – Техническое задание на проектирование.....	112
Приложение 2 – Горный отвод, Картограмма.....	112
Приложение 3. Лицензии на право проектирования ТОО «БМ Продакшн»	118
Приложение 4 Расчет отходов	120
Приложение 4 Обоснование выбора типа буровой установки	121
Приложение 5. Типовая схема расположение бурового оборудования буровой установки УПА 60/80	122
Приложение 6. Типовая схема обвязки противовыбросового оборудования	123
Приложение 7. Схема обвязки устья скважины при испытании.....	124
Приложение 8. Схема расположения жилого городка и план эвакуации людей при возникновении чрезвычайной ситуации	125

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Настоящий проектный документ разработан в соответствии с Договором №03-БМ/ЖО-017-2023 от 06 декабря 2023г. между ТОО «БМ Продакшн» и ТОО «Жаксымай Ойл», согласно Техническому заданию недропользователя, Кодексу Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI от «27» декабря 2017 г., «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 239 от «15» июня 2018 г.) и Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V ЗРК «О гражданской защите» (с изменениями, внесенными Законом РК от 28.02.2023 г.) и Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 15.01.2023г.) далее («Правила...»)

Недропользователем участка месторождения Жаксымай является ТОО «Жаксымай Ойл» на основании перехода права недропользования от ТОО «Wings Oil»/Вингс Ойл» в пользу ТОО «Жаксымай Ойл» на основании Дополнения № 1 от 14 октября 2022 года (рег.№ 5116-УВС) к Контракту №4936-УВС МЭ от 24 июня 2021 года на добычу углеводородов на участке месторождения Жаксымай в Актюбинской области Республики Казахстан. Контракт заключен на срок, равный 25 (двадцать пять) лет, и действует до 24 июня 2046 года.

Площадь участка недр составляет – 24,6 кв.км., глубина отработки – минус 660 м, согласно Горному отводу № 507-Д УВ от 14.09.2022 года, выданный РГУ «Комитет геологии Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК

Месторождение нефти Жаксымай открыто в 1933г. С 1931 года на месторождении было начато бурение разведочных скважин с глубинами от 400 до 1300 м.

В результате бурения скважин установлена нефтеносность юрских и пермотриасовых отложений. С 1939 года на Жаксымае началось интенсивное эксплуатационное бурение.

Всего на месторождении Жаксымай пробурено 102 скважины, из них 49 разведочных, 50 эксплуатационных и 3 скважины структурного назначения.

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

Реконструкцию и восстановление четырнадцати скважин будет производиться по инициативе предприятия - пользователя недр ТОО «Жаксымай», на балансе которого находятся скважины.

1.ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ

В административном отношении месторождение Жаксымай расположено в Темирском районе Актюбинской области.

Районный центр пгт. Шубаркудук расположен на юго-восток от месторождения на расстоянии 32 км, обласной центр г.Актобе расположен севернее на расстоянии 130км.

Месторождение расположено в районе с резко континентальным климатом. Для района работ характерны значительные суточные и сезонные колебания температур, а также ветра, от умеренных до сильных в течение большей части года. Климат района резко континентальный: с холодной зимой (до -40°C) и жарким летом (до $+40^{\circ}\text{C}$). Количество осадкой крайне мало. Снеговой покров обычно ложится в середине ноября и сохраняется до конца марта. Глубина промерзания почвы – до 1,5-2,0 метра.

Гидрографическая сеть представлена рекой Уил с впадающими в нее притоками. По долинам реки Уил и ее притоков располагается целый ряд озер и стариц, а также

наблюдаются многочисленные выходы источников с пресной водой. Абсолютные отметки в районе месторождения колеблются от +156 до + 320м.

Местность полупустынная. Растительность бедная, характерная для полупустынь: распространены кустарники высотой до 0,5 метров, верблюжья колючка и полынь, местами растет камыш. Скудность растительного мира сказывается на бедности животного мира, представленного, в основном, колониями грызунов.

Таблица 1.1 - Общие сведения о месторождении

НАИМЕНОВАНИЕ	ПОКАЗАТЕЛИ
1. Административное расположение площади работ	Актюбинская область
2. Рельеф местности	слабовсхолмленная равнина с многочисленными балками, оврагами и т.д.
3. Состояние местности	не заболоченная
4. Растительный покров	типичный для засушливых степей (ковыль, разнотравье)
5. Температура воздуха: максимальная летом минимальная зимой	до + 40 °С до – 40° С
6. Количество осадков за год (среднее за 10 лет)	не более 250 мм
7. Максимальная глубина промерзания грунта	1,5 – 2,0 м
8. Преобладающее направление и наибольшая скорость ветра	С - В; 10-15 м/сек.
9. Количество ветреных дней в зимний период	более 30 дней
10. Толщина снежного покрова, мм	250
11. Водоснабжение: источник технического водоснабжения источник питьевого водоснабжения источник хозяйственно-бытового водоснабжения	Привозная вода Бутилированная вода Привозная вода
12. Сведения о теплоснабжении	Автономная котельная
13. Сведения об энергоснабжении	дизель-электростанция

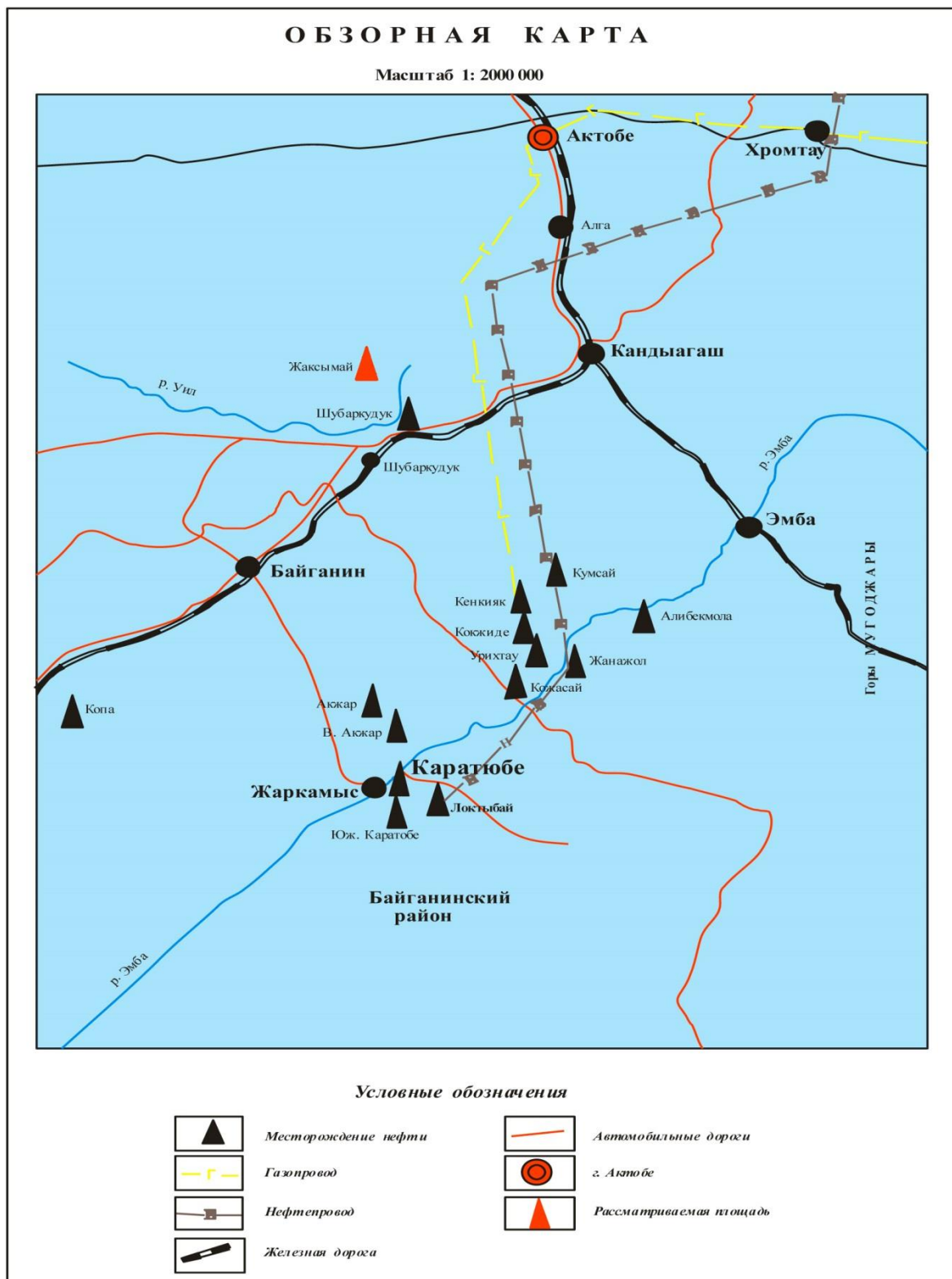


Рис.1.1-Обзорная карта района

2.ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ

В геологическом строении месторождения Жаксымай принимает участие гидрохимические осадки пермского возраста, слагающие соляной купол и перекрывающие их отложения пермотриасового, юрского, мелового, неоген-палеогенового и четвертичного возрастов. Общая мощность надсолевых отложений равна 850м.

Пермская система Р. Отложения системы, вскрытые в сводовых частях и на крыльях солянокупольных структур, представлены кунгурским ярусом нижней перми и верхнепермскими отложениями.

Нижний отдел Р₁. Кунгурский ярус Р₁ к. Наиболее древними отложениями, вскрытыми на месторождении Жаксымай, являются отложения кунгурского яруса. Представлены они белой кристаллической солью. Соль перекрыта кепроком, состоящим из гипса и ангидрита с прослоями черной известковой глины и песчаника общей мощностью до 29м. Максимальная вскрытая мощность гидрохимических пород составляет 122м.

Пермотриас РТ. Нерасчлененная толща верхней и перми и триаса представлена пестроцветными глинами с прослоями песков и песчаников. Глины серые, темно-серые, зеленые, зеленовато-серые, кирпично-красные, шоколадные, плотные, сланцеватые, с раковистым изломом, иногда комковатые. Пески серые и зеленоватые, мелко- и среднезернистые. Песчаники серые, зеленые и коричневые, мелкозернистые, слюдистые. В глинах, песках и песчаниках встречаются скопления обуглившихся растительных остатков, прослой угля. Размытая поверхность пермотриаса отмечается переходом от водоносных песков нижней юры к пачке пестроцветных глин. Мощность пермотриасовых отложений изменяется от 30м (скв.№3) до 1472м (скв. №23).

Юрская система J. Нижний отдел J₁. Юрские отложения, залегающие на размытой поверхности пермотриаса, представлены всеми тремя отделами. Отложения нижней юры представлены песками средне- и крупнозернистыми с включением хорошо окатанной гальки. В нижней части встречаются прослой темно-бурых песчанистых глин с растительными остатками. Для нижней юры характерно наличие водоносных песков, часто переходящих в гравий и даже в галечники. Мощность нижнеюрских отложений до 120м.

Средний отдел J₂. Граница между отложениями нижней и средней юры весьма нечеткая и проводится условно. Средняя юра сложена чередованием глин и тонкозернистых песков. Породы обычно окрашены в серые и бурые тона. Пески тонко- и косослоистые. В толще встречены остатки флоры и многочисленные тонкие прослой бурого угля. Общая мощность средней юры изменяется от 61 до 298м.

Верхний отдел J₃. Верхнеюрские отложения слагают с поверхности сводовую часть восточного крыла купола Жаксымай и представлены серыми известняками с тонкими прослоями желтовато-серых песков выше которых залегает горизонт охристого фосфоритизированного песчаника, перекрытого мергелистой глиной. Мощность верхней юры 9-12м. В южной части купола верхняя юра отсутствует, и глины неокома залегают на средней юре.

Меловая система К. Нижняя часть нижнего мела, в основном, глинистая и по возрасту относится к готериву и баррему. Неоком по литологическому составу делится на две пачки: нижнюю глинистую и верхнюю песчаную. Общая мощность неокома в пределах месторождения Жаксымай составляет 80м. Отложения апта представлены темно-серыми глинами, в верхней части которых отмечаются включения глауконитового песка. Альб представлен переслаиванием серых глин и песков. Мощность апт-альбских отложений изменяется от 64 до 94м.

В составе верхнего мела встречены породы сеномана, сенона, кампана и маастриха. Общая мощность верхнего мела не превышает 30-40м.

Третичные (палеоген и неоген) отложения несогласно залегают на отложениях верхнего мела и представлены в основном глинами, а **четвертичные** отложения - песками и суглинками мощностью 1-2м.

В тектоническом отношении месторождение Жаксымай расположено в восточной части Прикаспийской впадины и приурочено к одноименному соляному куполу.

Соляной купол Жаксымай относится к группе частично прорванных соляных куполов, где соль находится в контакте с отложениями пермотриаса, почти сплошным чехлом прикрывающими соляной шток. Соляной шток имеет форму эллипса, вытянутого в меридиональном направлении с рядом отрогов. На юго-западе ответвляется в виде удлинённого эллипса соляной купол Кызылкум, связанный с Жаксымаем небольшим переходом. От южного конца Жаксымайского купола также в юго-западном направлении отходит слабо выраженный купол Кумакжал. На северо-западе продолжением купола Жаксымай является купол Жаманагаш, а на юго-востоке – Ашыбулак (Рис.2.1.1).

Минимальные отметки глубины залегания соли отмечаются в северной, наиболее приподнятой части купола и составляют 300-275м. Западный склон соляного купола круче восточного, где углы наклона соляного штока изменяются от 42° на севере до 70° на юге.

Надсолевой комплекс отложений на куполе Жаксымай грабеном меридионального простираения, разветвляющимся в юго-западном направлении, делится на три крыла – западное, юго-западное и восточное (Рис.2.1.2).

Западное крыло ограничено с востока и юго-востока сбросом грабена F₁, падение этого сброса в центральной части крыла восточное, а в южной – юго-восточное. Амплитуда его по подошве неокома 170-200м. В тектоническом отношении этот участок представляет собой структуру примыкания, с востока ограниченную сбросом F₁.

В сводовой части западного крыла под четвертичными отложениями залегают породы апта, которые в направлении погружения крыла постепенно перекрываются более молодыми альбскими, сеноманскими и сенонскими отложениями.

Поперечным сбросом F₇ западное крыло делится на два поля: северное и южное. Падение сброса имеет южное направление, амплитуда его по кровле пермотриаса 20-30м. Западное крыло является основным промысловым участком.

Юго-западное крыло является опущенным по сравнению к западному и восточному крыльям. Крыло с востока, северо-востока и севера ограничено сбросом грабена F₃. Угол падения сброса 55-56°, амплитуда сброса по кровле пермотриаса 75м. Сводовая часть крыла сложена породами альба, сменяющимися на юго-западе сеноманскими отложениями. Соль на юго-западном крыле вскрыта на глубине 450м. Углы падения соли крутые и достигают 70°.

Восточное крыло приурочено к пологому восточному склону соляного купола. С запада крыло ограничено сбросами F₂ и F₃. Сбросом F₅ крыло делится на два поля: северное и южное.

Северное поле представляет собой полукупол, обрезанный с запада сбросом F₂ и востока F₅. В сводовой части поле сложено верхнеюрскими отложениями. Сменяющимися на восток и север более молодыми породами до сеномана включительно. Соль здесь залегает на глубине 275м и прорывает отложения пермотриаса и большей части нижней юры.

Южное поле отделяется от северного грабена, сужающимся в этой части и имеющим форму клина. В наиболее приподнятой части поле сложено отложениями альба, которые в направлении погружения пород сменяются сеноманскими отложениями.

Центральный грабен купола Жаксымай шириной 400-500м имеет меридиональное простираение и сложен сенонскими породами. Западная и северо-восточные ветви грабена также сложены с поверхности сенонскими отложениями.

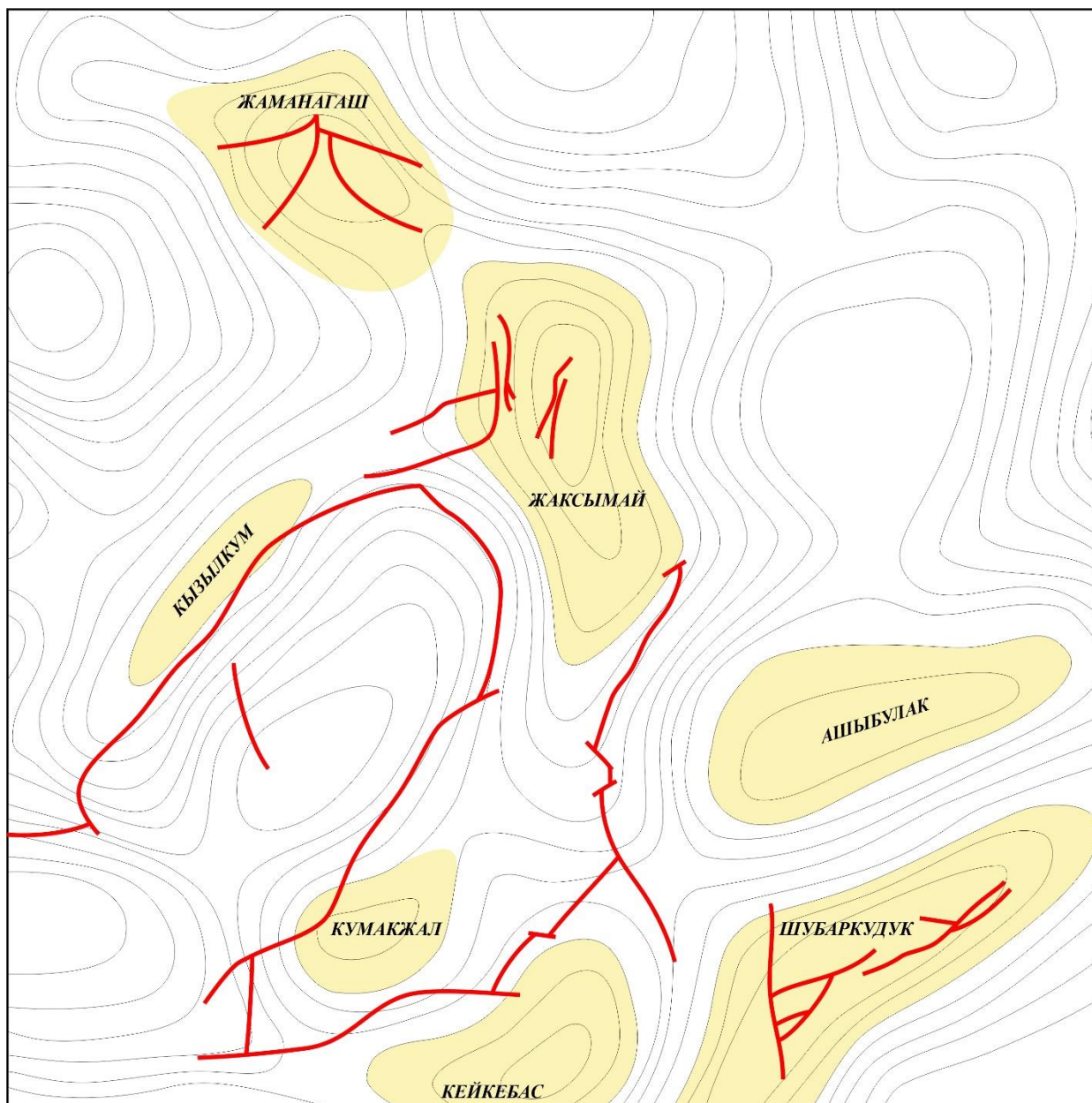


Рис. 2.1.1 - Тектоническая схема соляных куполов в районе месторождения Жаксымай

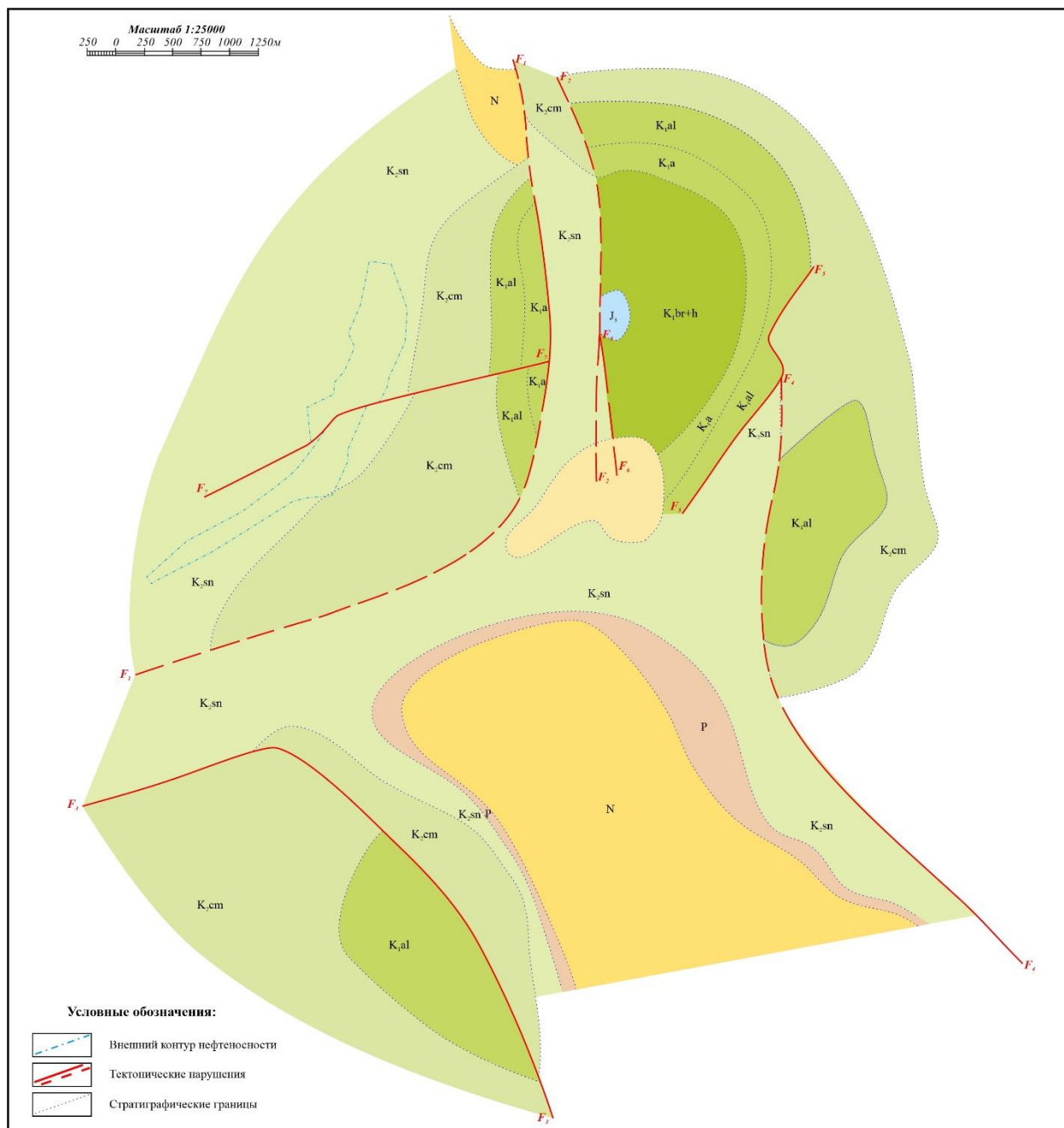


Рис. 2.1.2 - Геологическая карта соляного купола Жаксымай

Первые **признаки нефти** на месторождении Жаксымай были получены при опробовании скважины 5 в 1933г. из отложений пермотриаса западного крыла. В 1949г. получили притоки нефти из юрского горизонта этого же крыла. На юго-западном и восточном крыльях притоки нефти из пробуренных скважин не получены.

Нефтеносность пермотриасовой залежи установлена скважиной 5, давшей при опробовании 0,6 т безводной нефти. Всего по электрокаротажу и опробованию нефтеносность залежи прослеживается в 58 скважинах. Разрабатывалась залежь 54 скважинами. Начальные суточные дебиты по скважинам были от 0,1 до 10т безводной нефти. Пермь-триасовые отложения нефтеносны как на северном, так и на южном полях западного крыла. Нефтяная залежь приурочена к верхней части пестроцветной толщ пермотриаса и относится к типу, литологических. Общий интервал нефтеносности достигает 70 м, абсолютная глубина залегания горизонта на северном поле -295-455м на южном поле -320-470м. Горизонт состоит из трех нефтеносных пачек, каждая из которых делится на тонкие прослои песка, песчаников и глин. Пачки меняют свой состав, как по простиранию, так и по мощности. Детальный анализ строений горизонта показывает, что верхняя пачка рыхлых песчаников и песков не везде хорошо выражена, а в ряде случаев отсутствует, замещаясь глинами (скв. 115,108 и др.).

Вторая пачка рыхлых песков наиболее насыщена нефтью и является основным эксплуатационным объектом месторождения Жаксымай. В ряде скважин (скв. 71, 49 и др.) указанная пачка прослоем глин расчленяется на две части. Мощность нефтенасыщенной части этой пачки варьирует от 1-2 до 20 и более метров. Эта пачка также подвержена значительным фациальным изменениям. В юго-западном направлении (скв. 94, 96 и 112) она полностью замещается глиной. Выклинивание второй пачки отмечается в скважинах 67 и 66.

Третья нижняя нефтенасыщенная пачка сравнительно постоянная. В одних скважинах это очень плотные, слабо проницаемые песчаники, в других имеют хорошую проницаемость (скв. 57 и 78 и др.). Мощность третьей пачки достигает 30-40м, а в скважине 63 достигает 62м.

Ввиду резкой фациальной изменчивости продуктивной части залежи и линзовидного характера ее строения установить единый ВНК не представилось возможным как по всей залежи в целом, так и по отдельным ее пачкам.

Внешний контур нефтеносности обуславливается следующими обстоятельствами. С северо-запада в скважинах 109, 115, 108, 85 и 117 по каротажу горизонт водонасыщен. В северном направлении наблюдается уменьшение мощности коллектора и его полное выклинивание. В этой связи падает продуктивность эксплуатационных скважин в северном направлении. С востока залежь оконтурена скважинами 106 и 8, в которых горизонт представлен закированными песками и песчаниками с прослоями глин. С юго-востока залежь оконтурена скважинами 46 и 155. В скважине 46 горизонт был опробован в интервале 603-641м, а в скважине 155 в интервале 616-660,5м. в обоих случаях при опробовании получена вода с пленкой нефти. В скважинах 200, 16 и 9, оконтуривающих залежь с юго-запада, горизонт заглинизирован.

В связи с тем, что залежь имеет сложное строение и водонефтяной контакт не был прослежен, внешний контур нефтеносности был проведен условно. Там, где имеются законтурные и приконтурные скважины, граница нефтеносности была проведена на половинном расстоянии между ними. Там, где законтурных скважин нет, внешний контур проведен на расстоянии в полсетки от приконтурных скважин. Согласно установленным границам площадь нефтеносности пермотриасовой залежи составляет 1068,3 тыс.м².

Нефтеносность юрского горизонта установлена скважиной 38, давшей при опробовании 3 т безводной нефти. Нефтеносность горизонта установлена только на южном поле. По каротажу горизонт нефтеносен в 14 скважинах, опробован в 9 скважинах (25, 38, 39, 47, 48, 75, 79, 112 и 155). Из числа опробованных скважин в пяти скважинах (25, 38, 39, 47 и 48) получена безводная нефть с начальными суточными дебитами от 0,05 до 3 тн. В двух скважинах – 79 и 112 вместе с нефтью получена вода. Содержание нефти при опробовании составило 1,0 тн и 0,1 тн, а воды 23,0 тн и 35,0 тн соответственно. А в скважинах 75 и 115 при опробовании получена вода с пленкой нефти.

Юрский горизонт в скважинах 79, 25, 47 и 48 эксплуатировался совместно с пермотриасовым горизонтом, а в скважинах 38, 39 и 112 самостоятельно.

Вмещающими нефть породами являются пески и песчаники с прослоями глин. Юрская нефтяная залежь как по площади, так и по мощности меняет свой литологический состав. Количество нефтяных пластов меняется от 1 до 9. По площади нефтяные пропластки не прослеживаются. Абсолютная глубина залегания горизонта находится в пределах -275-385 м, эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта изменяется от 4,5 до 25м. толщина отдельных нефтенасыщенных пропластков изменяется от 0,5 до 7м.

Юрский нефтяной горизонт, как и пермотриасовый, характеризуется изменчивостью литологического состава. В этой связи установить единый ВНК не представилось возможным. Поэтому граница нефтеносности была проведена на половине расстояния между скважинами, в которых нефть установлена по каротажу или опробованию, и скважинами, в которых нефтенасыщенность по каротажу и опробованию отсутствует.

Исходя из установленных границ площадь нефтеносности юрского горизонта составляет 371 тыс.м².

3. Нефтегазоносность

Нефтяные залежи пермотриаса и юры относятся к типу литологических.

Изучение коллекторских свойств продуктивных горизонтов основано на результатах лабораторных исследований кернового материала и данных промыслово-геофизических исследований скважин.

При разведке, доразведке и в процессе разработки месторождения Жаксымай было пробурено 102 скважины. По многим из них на различных стадиях работ было отобрано большое количество керна. Но на анализы физических параметров керн не производился.

В процессе работы над Подсчетом запасов 1963г. его авторы обследовали керна хранилище промысла Жаксымай и нашли часть керна пермотриасового горизонта. По данному керну были выполнены следующие исследования: определение грансостава, пористости, проницаемости, удельного веса породы и ее карбонатности.

Изучение керна производилось в лаборатории физики пласта ЦНИЛа объединения «Казахстаннефть».

Юрский продуктивный горизонт керном не охарактеризован.

Ниже приводятся коллекторские свойства продуктивных горизонтов.

Пермотриасовый горизонт. Общая толщина горизонта изменяется от 9,0 м (скв.38) до 75,0 м (скв.12), средняя -35,8 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует в пределах 1,0м (скв.85)-20,5м (скв.12), среднее -8,6м.

В целом по залежи горизонт состоит из 2-22 пропластков-коллекторов и характеризуется средним значением коэффициента песчанистости -0,341 д.ед, расчлененности -9,71.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов определены по керну и комплексу ГИС.

Среднее значение пористости по 9 образцам, равно $K_p \text{ ср} = 0,257 \text{ д.ед.}$, изменяясь от 0,168 до 0,300 д.ед. Среднее значение проницаемости по 5 образцам, равно $K_{пр} \text{ ср} = 70,4 \text{ мД}$, изменяясь от 7 до 173 мД.

По промыслово-геофизическим данным среднее значение пористости равно $K_p \text{ ср} = 0,254 \text{ д.ед.}$, изменяясь от 0,162 до 0,44 д.ед. Нефтенасыщенность по данным ГИС имеет среднее значение $K_n \text{ ср} = 0,807 \text{ д.ед.}$, изменяясь от 0,68 до 0,916 д.ед.

Юрский горизонт. Общая толщина горизонта изменяется от 8,0 м (скв.164) до 66,0 м (скв.38), средняя -35,0 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует в пределах 4,5м (скв.164)-25,0м (скв.38), среднее -7,5м.

В целом по залежи горизонт состоит из 2-9 пропластков-коллекторов и характеризуется средним значением коэффициента песчанистости -0,327 д.ед, расчлененности -5,69.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов определены по комплексу ГИС.

По промыслово-геофизическим данным среднее значение пористости равно $K_p \text{ ср} = 0,332 \text{ д.ед.}$, изменяясь от 0,275 до 0,405 д.ед. Нефтенасыщенность по данным ГИС имеет среднее значение $K_n \text{ ср} = 0,797 \text{ д.ед.}$, изменяясь от 0,695 до 0,88 д.ед.

3.1 Состав и свойства нефти, газа и воды

За период разведки и эксплуатации месторождения Жаксымай изучено более сотни проб нефти по 45 скважинам, из них по 41 скважине, эксплуатирующих пермотриасовый горизонт и по 4 скважинам – нижнеюрский горизонт.

В отчете по подсчету запасов 1963 года приведены данные по 43 анализам поверхностных проб нефти, отобранных из 25 скважин.

Результаты анализов поверхностных проб нефти, отобранных в начальный период разработки, приводятся в таблице 3.1.1

Пластовые пробы нефти на месторождении не отбирались.

Удельный вес пермотриасовой нефти находится в пределах 0,821-0,861 г/см³. Удельный вес юрской нефти в начальный период разработки был определен по одной скважине и составил 0,9004 г/см³. Процент содержания кокса в нефти колебался от 0,63 до 0,99. Смол в мазуте 6-7%. Температура вспышки составляла от 0° до 50°, вязкость при 20° от 1,5 до 3,6 сп., а при 50° от 1,1 до 2,34 сп. Начало кипения 60-125°, количество бензиновых фракций до 150° от 5 до 18%.

В связи с пересчетом запасов в 1962 году были отобраны 30 проб нефти по пермотриасовому горизонту и 4 пробы по юрскому горизонту для производства контрольного анализа. Сопоставление результатов анализов проб нефти, взятых в начальный период разработки по пермотриасовому горизонту с контрольными, показало увеличение удельного веса нефти, что вероятно обусловлено дегазацией нефти вследствие падения пластового давления. Сопоставление результатов анализа пробы нефти, взятой в начальный период разработки по юрскому горизонту с контрольными показало незначительное увеличение удельного веса нефти и рост ее вязкости.

В связи с тем, что несколько скважин эксплуатировали совместно пермотриасовый и юрский горизонты, были определены ряд параметров смеси нефтей этих горизонтов в соотношении 1:1, которые приведены в таблице 3.1.2.

По своим товарным качествам нефть месторождения Жаксымай является хорошим сырьем для производства бензина, керосина, дизельного топлива и дистиллятных масел.

В начальной стадии разработки пермотриасового горизонта залежь работала на режиме растворенного газа. Многие скважины вступали в разработку фонтанным способом с дебитами 8-10 т/сут. Замеры газа производились не регулярно. Известно, что в 1942-1943 г.г. газовый фактор по горизонту составлял 300 м³/тн, в 1957-1958 г.г. – 70,75 м³/тн, а в 1962 г. – 64,5 м³/тн. Данные по количеству добытого газа отсутствуют.

В таблице 3.1.3. приводится состав растворенного газа.

За период разработки по пермотриасовому горизонту было проанализировано 55 проб воды из 27 скважин. Воды пермотриасового горизонта относятся к типу жестких вод и по химическому составу представлены тремя подгруппами: сульфатно-натриевые, хлор-кальциевые и хлор-магниевые. Концентрация водородных ионов (РН) колеблется от 6,73 до 7,36, минерализация в виде солености, выраженная в градусах Боме колеблется от 1,35 до 20,20. Содержание микрокомпонентов следующее: бром на 100 грамм воды от 0,0003 до 0,0029 гр., йод от 281 до 1265 мг/л, бор от 0,97 до 13,19 мг/л.

Химический состав пластовой воды юрского горизонта представлен небольшим количеством анализов из трех скважин 38, 39 и 112. В остальных скважинах горизонт работает совместно с пермотриасовым горизонтом, и вода имеет смешанный химический состав. Пластовая вода юрского горизонта имеет слабощелочную реакцию, концентрация водородных ионов (РН) колеблется от 6,43 до 7,54, соленость в градусах Боме изменяется от 3,9 до 9,9. По классификации Сулина воды относятся к гидрокарбонатному типу.

Исходя, из результатов анализов и прослеживания изменения минерализации со временем разработки по продуктивным горизонтам общей закономерности в ее изменении не наблюдается. В одних случаях наблюдается увеличение минерализации, в других – ее уменьшение. Химический состав пластовых вод продуктивных горизонтов представлен в таблице 3.1.4.

Таблица 3.1.1 - Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Скважины	Дата отбора	Горизонт	Плотность при 20 о С, кг/м3	Вязкость кинематическая, мм2/с при температуре, о С		Содержание, % массовые						Температура, о С				Выход фракций, % объемные до температуры, о С					Молекулярный вес	Содержание воды, % об.
				20	50	общей серы	парафина	асфальтенов	Смол силикагелевых	мех, примесей	зольность	застывания	плавления парафина	вспышки в з/т	начала кипения	100о	150о	200о	250о	300о		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
38		J1	900,4	327,3	57,5	0,2384	0,1754		23			-17	54	82	220				1,5	15		
5	1936	PT	852	12,7	5,7																	
	23.08.1937	PT	835						6					33	74		19,5	44,3		86,5		
	17.08.1939	PT	829												109		8	20	36	44		
	11.10.1939	PT	821												120		10	20	32	46		
	02.07.1941	PT	825			0,35									61	2,5	13	25	37	49,5		
49	24.07.1942	PT	830	12,43	4,843									ниже 31		2	13	24	34	50		
56	24.07.1942	PT	835,8											ниже 27		н.о	12	24	34	48		
57	24.07.1942	PT	838,8	15,4	6,27									ниже 27		2	14	24	36	48		
60	22.03.1942	PT	833,4	13,05	5,75									6		3	17,5	28,5	39	55		
	08.10.1941	PT	824												60	6,5	18	29	39	50		
61	23.02.1942	PT	834,1											4	75	2	11	23	36	48		
	24.07.1942	PT	836											ниже 28	96	1	10	22	34	47		
62	25.07.1942	PT	836											30	75	6	16	26	36	52		
	02.02.1943	PT	842											30	95	1	11	24	35	50		
	15.03.1941	PT	836,5			0,72	0,841		7				52	50	67	3	12	23	35	47,5		
66	25.07.1942	PT	835											27	93	3	16	25	38	52		
67	08.10.1941	PT	845												60	3,5	14	25	38	50		
	23.03.1942	PT	833,5											9	68	2	11	23	36	48		
68	20.02.1942	PT	833	12,3	5,6									3	97	1	12	24	35	50		
	27.07.1942	PT	890											ниже 22	95	2	15	26	38	52		
71	25.07.1942	PT	834	12,2	5,5									ниже	80	6	14	24	36	48		
72	25.07.1942	PT	838											32	88	2	10	22	35	51		

	23.03.1942	PT	837,9											ниже 25	77	1,5	11	25	35	50		
	22.06.1942	PT	833											7	83	2	12	26	38	52		
73	25.07.1942	PT	837	16,9	7,1									ниже 20	90	2	14	24	34	48		
82	25.07.1942	PT	839	12,9	5,9									ниже 32	70	6	14	24	34	50		
83	03.09.1942	PT	846	17,3	7,1										90	1	8	18	32	46		
86	03.09.1942	PT	833	12,02	5,8									26	75	4	13	24	37	50		
102	02.02.1943	PT	839											ниже 20	121		7	20	32			
	06.02.1943	PT	835											ниже 0	74	7	14	26	36	51		
	25.04.1938	PT	838												120		5	16	29	49,5		
104	11.окт	PT	837	13,6	5,94										120		6	18	30	44		
106	25.04.1938	PT	838												120							
	06.02.1943	PT	837												74							
110	27.03.1939	PT	839	12,36	5,45										96		9	23	34	47		
	24.07.1942	PT	850											ниже 28	100		12	26	38	50		
120	17.08.1939	PT	834											3	111		12	22	32	46		
	03.09.1942	PT	838											ниже 17	90	2	10	23	34	50		
125	19.07.1939	PT	861											6	125		7	16	26	42		
131	13.окт	PT	851	13,7	5,97										120		6	20	28	40		
	26.07.1942	PT	843											ниже 25	96	0,5	10	26	36	49		
76	26.08.1942	PT	836,3											ниже 29	69	5	14	28	38	52		

Таблица 3.1.2 - Физико-химические свойства нефтей РТ и J1 горизонтов и их смеси

Горизонт			пермотриасовый	нижнеюрский	Смесь нефтей в соотноше- нии 1:1
Удельный вес			0,8493	0,9043	0,875
Смол серно кислотн, %	в нефти		12	20	17
	в мазуте		16	24	26
Коксуемость, %	в нефти		0,83	2,3	-
	в мазуте		1,33	2,6	-
Температура вспышки в за- крытом тигле, оС			35	102	-
Температура застывания, оС			ниже -20	ниже -20	
Сера, %			0,29	0,4	0,35
Кислотное число мг КОН/гр			-	-	-
Содержание по Гольде с де- струк.	%		2,3	-	-
	т-ра плав- ления, оС		52	-	-
Фракционный состав	НК		123	215	158
	До 150 о		7		
	200 о		20		7,5
	250 о		33,5	4	13,5
	300 о		46	16,5	25
Зависимость вязкости нефтей от тем- пературы	0	мм2/с	78,37	-	-
		Е	10,5	-	-
	10 оС	мм2/с	29,1	-	-
		Е	4,08	-	-
	20 оС	мм2/с	15,47	-	-
		Е	2,42	-	-
	30 оС	мм2/с	11,4	-	-
		Е	1,99	-	-
	40 оС	мм2/с	8,4	-	-
		Е	1,7	-	-
	50 оС	мм2/с	6,54	-	-
		Е	1,53	-	-

Таблица 3.1.3 - Компонентный состав растворенного газа

№№ пп	№№ скважин	Горизонт	Спонтанный газ	CO ₂	O ₂	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	Тяжел. угл.	N ₂ + редкие га- зы	Ar+Kr+Xe	He+Ne
1	25	РТ	из нефти	2,4	нет	нет	92,8				1,9	2,9	0,024	0,082
2	39	J1	из во- ды	17,7	0,5	-	64,9				0,8	16,1	0,197	0,001

Таблица 3.1.4 - Химический состав пластовых вод нефтяных горизонтов месторождения

Скважина	Дата отбора проб	Глубина, м	Интервал отбора проб	pH	Плотность, г/см3	Компонентный состав: мг/л, мг-экв/л										Мин-ция, г/л	Тип по В.А.Сулину
						Na++K+	Ca2+	Mg2+	Cl-	SO42-	HCO3-	Br	J	B-			
9	21.08.1946			7,25	1,0956	5,23359/227,65	0,0374/1,87	0,029/2,39	8,008/228,65	0,0772/1,6	0,1012/1,66						хлор-магниевый
9	14.09.1946		644-696	7,26	1,1027	5,3178/231,27	0,0196/0,98	0,0563/4,63	8,3618/235,81	0,0031/0,06	0,616/1,01						хлор-магниевый
19	24.10.1951		612-642	7,16	1,0093	0,5058/21,99	0,01/0,5	0,0021/0,17	0,7794/21,98	0,0117/0,24	0,0268/0,44	0,0003	0,392	0,97			сульфатно-натриевый
26	24.10.1951	PT	581-586	7,36	1,0811	4,2957/186,77	0,0291/1,45	0,0137/1,13	6,6108/186,43	0,0674/1,4	0,0927/1,52	0,0012	0,281	2,41			сульфатно-натриевый
37	03.10.1952	PT	544-650	6,99	1,0096	2,1022/95,4	0,0739/3,69	0,0201/1,37	3,3804/95,33	0,0044/0,09	0,0634/1,04	0,0004	0,361	0,0134			сульфатно-натриевый
43	06.06.1962	PT	603-614	6,43	1,121	6,1364/266,8	0,0613/3,06	0,0558/4,59	9,6029/270,81	0,1495/3,11	0,0323/0,53	0,0021	0,668	4,97			хлор-магниевый
49	23.07.1942	PT	569-597		1,02538	/66,34	0,0022/0,11	0,0082/0,67	1,96/53,86	0,088/1,83							гидрокарбонатно-натриевый
60	24.09.1941	PT	621-658		1,0135	/69,84	0,011/-		1,2/-	0,0024/-							-
60	17.04.1957	PT	621-658	7,29	1,063	3,447/149,87	0,0251/1,25	0,0213/1,75	5,3314/150,35	следы	0,1537/2,52						хлор-магниевый
83	10.07.1942	PT	из мерн.		1,111	/258,142	0,0123/0,614	0,0306/2,517	9,14/257,75	0,0023/0,05							гидрокарбонатно-натриевый
83	24.07.1951	PT	592-657	7,06	1,1178	6,1999/269,56	0,0275/1,37	0,0367/3,02	9,5806/270,18	0,0093/0,19	0,2184/3,58	0,0022	0,253	14			хлор-магниевый
83	17.04.1957	PT		7,55	1,1156	6,156/267,65	0,0062/0,31	0,03/2,47	9,4717/267,11	0,013/0,27	0,1861/3,05	н. о.	1,158	н о.			гидрокарбонатно-натриевый
83				6,43	1,1148	5,3804/256,21	0,024/1,2	0,0373/3,07	9,2122/259,79	0,0151/0,31	0,0232/0,48	0,0099	0,39	4,97			хлор-магниевый
71	14.01.1958	PT	611-656	6,92	1,0948	4,931/214,99	0,0451/2,25	0,0382/3,14	7,6987/217,11	следы	0,1995/3,27	0,033					хлор-магниевый
71	17.07.1962	PT	611-656	6,78	1,0792	4,0765/177,24	0,0531/2,65	0,0558/4,59	6,5105/183,6	0,0015/0,03	0,0519/0,85	0,0019	1,08	7,46			хлор-магниевый
81	22.07.1951	PT	618-648	6,96	1,0685	3,5581/154,7	0,1307/6,52	0,0322/2,65	5,7722/162,78	0,0022/0,05	0,0634/1,04	0,0013	1,366	7,4			хлор-магниевый
81	24.10.1951	PT	618-648	6,89	1,0682	3,7108/161,34	0,1194/5,96	0,0394/3,26	5,5995/169,19	0,0017/0,04	0,0811/1,33	0,0013	0,451	н о.			хлор-магниевый
88	25.07.1951	PT	584-625	6,66	1,1015	4,8675/211,63	0,4018/20,05	0,0491/4,04	8,2104/231,63	0,1314/2,73	0,885/1,45	0,0027	0,759	5,32			хлор-магниевый
84	17.12.1946	PT	679-	7,58	1,1107	5,897/256,39	0,0234/1,17	0,0531/4,37	9,2214/260,05	0,0026/0,05	0,116/1,83						хлор-магниевый
102	29.03.1939	PT	624-636		1,0688	/151,94	0,073/3,64	0,0261/2,15	5,49/154,82	0,011/0,23							хлор-магниевый
102	24.09.1952	PT	624-636	7,43	1,0731	3,8555/167,63	0,0649/3,24	0,0193/1,59	6,0555/170,77	0,0103/0,21	0,0903/1,48	0,0022	0,841	6,44			хлор-магниевый
102	12.01.1958	PT	624-636	6,92	1,0736	3,8658/168,08	0,0649/3,24	0,0308/2,59	6,0981/171,97	0,0008/0,02	0,1135/1,86	0,0022	0,874	3,78			хлор-магниевый
102	17.07.1962	PT	624-636	6,78	1,0712	3,6993/160,94	0,0838/4,36	0,0319/2,62	5,8771/165,74	0,0092/0,19	0,1153/1,89	0,0015	0,39	7,46			хлор-магниевый
95	24.10.1951	PT	599-608	6,96	1,0569	2,7791/120,83	0,2176/10,86	0,034/2,11	4,7261/133,28	0,0021/0,04	0,0293/0,48	0,0013	0,674	1,87			хлор-магниевый
95		PT	589-629	6,78	1,0243	1,299/5648	0,1296/6,47	0,0292/2,4	2,3067/65,05	н о.	0,0183/0,3	0,0024	0,39	7,46			
104	24.10.1951	PT	544-614	6,86	1,0594	3,0652/133,27	0,1224/6,11	0,042/3,45	5,0424/142,2	0,0035/0,07	0,0342/0,56	0,001	0,562	1,87			хлор-магниевый
104	17.07.1962	PT	554-604	8,2	1,0557	2,9562/128,53	0,0253/1,26	0,0286/2,35	4,5441/128,15	н о.	0,2434/3,99	0,008	0,39	7,46			
110	28.03.1942	PT	609,1-630,5		1,0442	-/103,455	0,0555/2,769	0,0106/0,872	3,6877/104,06	0,0021/0,04	-/-						хлор-магниевый
110	10.10.1942	PT	609,1-630,5		1,0538	-/121,63	0,0464/2,315	0,0265/2,179	4,33/122,11	0,0015/0,03	-/-						хлор-магниевый
110	20.07.1951	PT	544-614	6,76	1,0766	4,1616/180,94	0,0092/0,44	0,34/2,8	6,453/181,98	0,0164/0,34	0,1135/1,86	0,0019	1,138	5,63			хлор-магниевый
110	24.10.1951	PT	544-614	6,96	1,0759	6,821/166,13	0,0773/3,88	0,0389/3,2	6,0619/170,95	0,0184/0,38	0,1147/1,88	0,0015	0,674	2,8			хлор-магниевый
110	14.01.1958	PT	606-636	7,14	1,0829	4,4013/191,36	0,0475/2,27	0,0378/3,11	6,8874/194,23	0,0111/0,23	0,1452/2,38	0,0015	0,437	3,78			хлор-магниевый
114	20.08.1938	PT	653,7-672,3		1,072	-/155,58	0,0385/1,92	0,025/2,06	5,54/156,23	следы	-/-						хлор-магниевый
114	04.05.1939	PT	653,7-672,3		1,0729	-/156,6	0,0395/1,97	0,028/2,3	5,61/158,2	0,0066/0,14	-/-						хлор-магниевый
114	18.07.1942	PT	653,7-672,3	7,14	1,1156	-/222,65	0,0938/4,681	0,0306/2,517	8,056/227,01	0,0866/1,801	-/-						хлор-магниевый
120	28.09.1938	PT	564,5-604,4		1,0261	-/52,34	0,012/0,6	0,0102/0,84	1,78/50,2	0,0074/0,15	0,103/3,2						гидрокарбонатно-натриевый
125	28.08.1939	PT	698-710		1,0941	-/241,39	0,0893/0,0893	0,0613/0,0613	8,84/249,29	0,0568/1,18	0,0126/0,42						хлор-магниевый

125	28.03.1942	PT	698-710		1,1214	-/266,161	0,0767/0,0767	0,079/0,079	9,75/274,95	0,0589/1,22 5	0,0082/0,27					хлор-магниевый
131	13.10.1939	PT	620-644		1,0534	-/-	0,0015/0,09		4,02/113,96	0,976/2,03	0,0712/2,37					
131	03.07.1942	PT	620-644		1,1764	-/379,3	0,0178/0,898	0,0324/2,665	13,55/382,11	0,0004/0,02	0,0216/0,72					хлор-магниевый
131	22.07.1951	PT	620-644	6,97	1,1584	8,1901/356,09	0,0964/4,81	0,0399/3,28	12,772/360,18	0,1634/3,4	0,366/0,6	0,026	0,684	5,63		хлор-магниевый
131	24.10.1951	PT	620-644	6,9	1,1568	7,9833/347,1	0,0796/3,997	0,0463/3,81	12,4227/350,3 3	0,1818/3,78	0,047/0,77	0,015	0,562	3,15		хлор-магниевый
131	06.06.1962	PT	620-635	6,78	1,1573	7,9734/346,67	0,0429/2,14	0,0381/3,13	12,3294/347,7	0,1538/3,29	0,058/0,95	0,0035	1,95	7,46		хлор-магниевый
203	26.08.1946	PT	629-650	7,48	1,1037	5,5317/240,51	0,0216/1,08	0,0328/2,7	8,6072/242,73	н о.	0,0952/1,56					хлор-магниевый
203	25.09.1952	PT	629-650	7,03	1,1301	6,7436/293,2	0,0325/1,62	0,0246/2,02	10,443/294,5	0,0843/1,75	0,036/0,59					хлор-магниевый
201	20.08.1951	PT	644-683	6,96	1,1619	8,3504/363,06	0,0543/2,71	0,0223/1,83	12,8234/361,6 3	0,2456/5,11	0,0525/0,86	0,0029	1,265	13,19		сульфатно-натриевый
201	01.09.1958	PT		6,73	1,1629	8,203/356,65	0,0517/2,58	0,0323/2,66	12,6273/356,1	0,25/5,2	0,036/0,59					сульфатно-натриевый
164	25.10.1952	PT	630-686	6,63	1,0589	2,6004/113,06	0,4445/22,18	0,0573/4,71	4,9105/138,48	0,0603/1,25	0,0134/0,22	0,0009	6,97	29,96		хлор-магниевый
164	03.09.1958	PT	630-686	8	1,09	4,2736/185,81	0,0322/1,61	0,0223/1,83	6,604/186,23	0,0649/1,35	0,1019/1,67	0,0011	0,8	н.о.		хлор-магниевый
79	14.09.1945	PT	638-670	7,53	1,0412	2,3854/103,7	0,0058/0,29	0,0106/0,9	3,6842/103,93	0,0043/0,08	0,0537/0,88					хлор-магниевый
80	28.07.1951	PT	644-665	6,66	1,1326	4,0141/304,96	0,0353/1,76	0,0378/3,11	10,8986/307,3 5	0,0017/0,04	0,1488/2,44					хлор-магниевый
90	24.07.1951	PT	639-650	7,26	1,0887	4,7615/207,02	0,0238/1,19	0,0395/3,25	7,4253/209,4	0,023/0,05	0,1226/2,01					хлор-магниевый
164	06.06.1962	PT	630-686	6,78	1,0214	1,1544/50,19	0,015/0,75	0,0657/5,4	1,9698/55,55	0,0137/0,28	0,0311/0,51	0,0004	0,668	7,46		хлор-магниевый
82	06.06.1962	PT	600-645	6,78	1,042	2,2826/99,24	0,0366/1,83	0,0355/2,92	3,6286/102,33	0,0051/0,11	0,0946/1,55	0,0007	0,557	4,97		хлор-магниевый
201	29.09.1952	J1	644-683	6,83	1,1547	7,8416/341,2	0,0427/2,13	0,0207/1,7	12,0436/339,6 4	0,2314/4,81	0,0354/0,58	0,0029	0,721	13,19		сульфатно-натриевый
38	30.07.1952	J1	470-502	7,54	1,0261	1,5591/68,22	0,0178/0,89	0,0068/0,56	2,405/67,82	0,0384/0,08	0,108/1,77	0,0004	0,353	4,99		гидрокарбонатно-натриевый
38	24.10.1952	J1	470-502	7,28	1,0286	1,5401/66,96	0,0142/0,71	0,0085/0,7	2,3687/66,8	0,0019/0,04	0,0933/1,53	0,0006	0,361	5,49		гидрокарбонатно-натриевый
38	10.01.1958	J1	470-581	7,19	1,0269	1,5905/69,15	0,02/1	0,017/1,4	2,374/66,95	следы	0,122/2	н о.	0,728	3,78		
38	06.06.1962		-	6,43	1,0266	1,5221/66,18	0,0261/1,3	0,0225/1,85	2,3996/67,67	0,0059/0,12	0,0939/1,54	0,0011	0,39	4,97		хлор-магниевый
39	01.09.1958	J1	503-504	7,15	1,0738	3,8318/166,74	0,0579/2,89	0,0274/2,25	6,0243/169,89	0,0133/0,28	0,0958/1,57	0,0019	0,494	4,41		хлор-магниевый
39	06.06.1962	J1	-	6,43	1,0335	1,751/76,13	0,0369/1,84	0,0426/3,5	2,8187/79,49	0,0203/0,42	0,0952/1,56	0,0008	0,39	7,46		хлор-магниевый
42	12.08.1958	J1	310-345	7,58	1,051	2,7678/120,34	0,14/0,71	0,0165/1,36	4,2595/120,12	0,0072/0,15	0,1305/2,14	н о.	0,395	4,41		гидрокарбонатно-натриевый
42	06.04.1962	J1	-	6,93	1,0494	2,4937/108,42	0,0182/0,91	0,0528/4,35	3,9389/111,08	0,0179/0,37	0,136/2,23	0,0019	0,39	4,97		хлор-магниевый
47	11.01.1958	J1	482-494	7,39	1,027	1,5399/66,95	0,022/1,1	0,0119/0,98	2,374/66,95	0,0015/0,03	0,1251/2,05	0,001	0,437	5,04		хлор-магниевый
47		J1	-	6,72	1,0279	1,5056/65,46	0,0299/1,49	0,0382/3,14	2,4301/68,53	0,0122/0,23	0,0811/1,33	0,0011	0,668	4,97		хлор-магниевый
75	06.08.1957	J1	544-593	7,54	1,0515	2,8405/123,5	0,0255/1,27	0,0168/1,38	4,4095/124,35	0,0309/0,64	0,0708/1,16					хлор-магниевый
79	31.10.1960	J1	505-508	7,6	1,0279	1,5755/68,5	0,0369/1,84	0,018/1,48	2,4758/69,82	следы	0,1232/2,02					хлор-магниевый
79	06.06.1962	J1	505-508	6,43	1,0288	1,5946/69,33	0,0371/1,85	0,0555/2,77	2,5627/72,27	0,0192/0,4	0,0781/1,28	0,0005	0,39	4,97		хлор-магниевый
112	06.06.1962	J1	504-522	6,8	1,0248	1,3685/59,5	0,3736/1,86	0,0316/2,6	2,2003/62,05	0,0124/0,26	0,1007/1,65	0,0009	0,39	7,46		хлор-магниевый

4. ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ, ОПРОБОВАНИЯ И ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ

4.1. Подготовительные работы

Проведение работ начинают с подготовки буровой площадки. Работы необходимо начинать с подготовки буровой площадки, необходимо провести обваловку площадки, снять плодородный слой почвы.

Для проведения реконструкции и восстановления скважин необходимо использовать буровую установку грузоподъемностью не менее 80тн который должен отвечать следующим требованиям:

- иметь необходимую грузоподъемность для ведения аварийных работ при ликвидации прихватов,
- восстановление устья скважины (восстановление резиновых уплотнителей), опрессовка устья скважины и эксплуатационной колонны;
- Монтаж и обвязка ФА и выкидных линии, блока задвижек
- соответствовать стандартам и инструкциям Республики Казахстан;
- обеспечивать безопасность и эффективность ведения работ;
- обеспечивать защиту окружающей природной среды;
- иметь системы контроля над скважиной для эффективного реагирования на возможное высокое давление;
- позволять свободно размещать на устье противовыбросовое оборудование, согласно утвержденной схеме монтажа;
- иметь, как минимум, три ступени очистки бурового раствора (вибросито, пескоотделитель, илоотделитель);
- содержать противовыбросовое оборудование;
- иметь другие системы жизнеобеспечения и безопасности персонала.
- иметь аварийные инструменты для ликвидации последствий аварий.
- Иметь набор долот (под эксп. колонну 5”; 6”; 7”; 8”), торцовых фрез, райберов и печати;
- Иметь набор аварийных инструментов для ведения работ по извлечению посторонних предметов из расконсервируемых скважин;

Настоящим проектом предусматривается проведение ловильных работ в случае выявления аварийных ситуаций в процессе обследования технического состояния восстанавливаемых скважин.

Вначале работ необходимо установить устьевое и противовыбросовое оборудование.

При наличии в скважине цементных мостов их разбуривают, скважину промывают до искусственного забоя и после оборудования устья скважину осваивают.

Вскрытие продуктивных пластов предусматривается осуществлять с применением экологически чистых полимерных растворов.

Следующим этапом в процессе восстановительных работ является проведение геофизических исследований скважин с целью определения качества цемента, состояния эксплуатационной колонны и характера насыщения пластов.

Для определения герметичности колонны необходимо проведение термометрии, манометрии, СТИ, АКЦ, МДС толщины колонны (электромагнитный дефектомер), ЛМ - локатор муфт.

Для выделения работающих интервалов – проведение ЛМ, термометрии, манометрии, влагометрии, резистивиметрии, СТИ, расходометрии.

В зависимости от результатов каротажных работ будет приниматься решение о проведении ремонтных цементных работ, проведение испытаний интервалов заново, либо проведение повторной перфорации интервалов, изоляции интервалов и т.д.

4.2. Данные по скважинам.

Проектам предусматривается реконструкции и восстановления скважин №№Г-25, Г-45, Г-43, Г-68, Г-71, Г-73, Г-81, Г-56, Г-60, Г-61, Г-95, Г-164, Г-201, Г-63 с целью оценки технического состояния эксплуатационной колонны, состояние цементного камня и их дальнейшая эксплуатация на месторождении Жаксымай.

Таблица 4.2.1 Координаты скважин:

№ п/п	Скважины	Горизонт	С.Ш.	В.Д.	Дата опробования	Дебит нефти/воды м³/сут	Состояние на 2023г.
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Г-25	РТ+J	49°22'03.46"	56°22'36.59"	12.08.1948г.	2,86/0,1	консервации
2	Г-45	РТ	49°22'58.78"	56°23'32.02"	12.09.1948г.	0,59/0,1	консервации
3	Г-43	РТ	49°21'55.29"	56°23'14.08"	30.09.1948г.	0,59/0,1	консервации
4	Г-68	РТ	49°22'48.88"	56°23'39.43"	16.08.1941г.	0,12/0,05	консервации
5	Г-71	РТ	49°22'44.35"	56°23'20.64"	28.09.1941г.	0,71/0,1	консервации
6	Г-73	РТ	49°22'45.15"	56°23'31.69"	22.05.1942г.	0,94/0,4	консервации
7	Г-81	РТ	49°22'37.69"	56°23'16.22"	04.10.1942г.	0,71/0,1	консервации
8	Г-56	РТ	49°22'42.07"	56°23'35.27"	1942г.	5,0	консервации
9	Г-60	РТ	49°22'38.34"	56°23'27.53"	08.10.1941г.	0,24/0,1	консервации
10	Г-61	РТ	49°22'38.76"	56°23'33.03"	07.06.1941г.	0,12/0,5	консервации
11	Г-95	РТ	49°22'25.30"	56°23'06.06"	06.06.1943г.	0,47/0,1	консервации
12	Г-164	РТ	49°21'56.79"	56°22'25.72"	08.02.1945г.	1,41/8	консервации
13	201	РТ	49°21'32.77"	56°21'58.65"	1948г.	2,0	консервации
14	Г-63	РТ	49°22'11.24"	56°23'13.44"	13.08.1941г.	1,18/0,1	консервации

Таблица 4.2.2 Стратиграфия скважины:

№ п/п	Скважины	Горизонт	Верхний мел (сеноман)	Нижний мел (альб+ аптский)	Нижний мел (неоком)	Верхний юра	Средний юра	Нижний юра	Пермтриас
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Г-25	РТ+J	0-115	115-190	190-255	255-260	260-542	542-618	618-673
2	Г-45	РТ	0-126	126-205	205-290	290-298	298-523	523-585	585-650
3	Г-43	РТ	0-120	120-211	211-287	287-301	301-529	529-582	582-647
4	Г-68	РТ	0-101	101-173	173-253	253-259	259-487	487-558	558-619
5	Г-71	РТ	0-110	110-178	178-255	255-263	263-526	526-590	590-654
6	Г-73	РТ	0-106	106-184	184-259	259-277	277-513	513-599	599-642
7	Г-81	РТ	0-104	104-170	170-261	261-255	255-531	531-596	596-645
8	Г-56	РТ	0-117	117-181	181-267	267-258	258-536	536-594	594-649
9	Г-60	РТ	0-112	112-175	175-260	260-262	262-540	540-588	588-640
10	Г-61	РТ	0-28	28-200	200-285	285-390	390-505	505-539	539-598

11	Г-95	РТ	0-52	52-212	212-287	257-397	397-513	513-546	546-652
12	Г-164	РТ	0-103	103-187	187-270	270-279	279-552	552-634	634-676
13	201	РТ	0-115	115-197	197-258	258-262	262-540	540-622	622-671
14	Г-63	РТ	0-118	118-176	176-259	259-263	263-490	490-567	567-628

Таблица 4.2.3 Конструкция скважины:

№ п/п	Скважины	Горизонт	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна	Состояние на 2023г.
1	2	3	4	5	6	8
1	Г-25	РТ+J	-	Ø245х30м	Ø168,3х673м	консервации
2	Г-45	РТ	Ø473х4,3м	Ø245х30м	Ø139,7х650м	консервации
3	Г-43	РТ	-	Ø245х30м	Ø139,7х647м	консервации
4	Г-68	РТ	Ø473х4,4м	Ø245х30м	Ø168,3х619м	консервации
5	Г-71	РТ	-	Ø245х30м	Ø139,7х654м	консервации
6	Г-73	РТ	Ø473х4,1м	Ø245х30м	Ø168,3х647м	консервации
7	Г-81	РТ	-	Ø245х30м	Ø168,3х654м	консервации
8	Г-56	РТ	-	Ø245х30м	Ø168,3х649м	консервации
9	Г-60	РТ	Ø473х4,7м	Ø245х30м	Ø168,3х650м	консервации
10	Г-61	РТ	Ø473х4,3м	Ø245х30м	Ø168,3х598м	консервации
11	Г-95	РТ	-	Ø245х30м	Ø168,3х652м	консервации
12	Г-164	РТ	Ø473х4,9м	Ø245х30м	Ø168,3х676м	консервации
13	201	РТ	Ø473х5,0м	Ø245х30м	Ø168,3х671м	консервации
14	Г-63	РТ	-	Ø245х30м	Ø168,3х628м	консервации

Таблица 4.2.4 Планируемые интервалы перфорации:

№ п/п	Скважины	Горизонт	Интервал перфорации	Тип перфоратора	Плотность перфорации отв/м.
1	2	3	4	5	6
1	Г-25	РТ+J	639-626	4-1/2 "Predator"	15-18
2	Г-45	РТ	636-601	4-1/2 "Predator"	15-18
3	Г-43	РТ	630-604	4-1/2 "Predator"	15-18
4	Г-68	РТ	578-560	4-1/2 "Predator"	15-18
5	Г-71	РТ	645-600	4-1/2 "Predator"	15-18
6	Г-73	РТ	639-616	4-1/2 "Predator"	15-18
7	Г-81	РТ	636-614	4-1/2 "Predator"	15-18
8	Г-56	РТ	642-619	4-1/2 "Predator"	15-18
9	Г-60	РТ	638-616	4-1/2 "Predator"	15-18
10	Г-61	РТ	640-630	4-1/2 "Predator"	15-18
11	Г-95	РТ	590-576	4-1/2 "Predator"	15-18
12	Г-164	РТ	640-626	4-1/2 "Predator"	15-18
13	201	РТ	626-616	4-1/2 "Predator"	15-18
14	Г-63	РТ	578-560	4-1/2 "Predator"	15-18

Примечание: Указанные интервалы нефтеносности могут корректироваться Заказчиком по результатам полученных геолого-геофизических данных.

Цель работы.

Произвести по восстановлению и реконструкцию скважин №№Г-25, Г-45, Г-43, Г-68, Г-71, Г-73, Г-81, Г-56, Г-60, Г-61, Г-95, Г-164, Г-201, Г-63 с целью выяснения технического состояния эксплуатационной колонны, качества цементного камня за колонной и уточнения имеющейся и получение дополнительной информации о геолого-физической характеристике и продуктивности скважины. Работы проводятся согласно «Проект разработки месторождения Жаксымай».

4.3. Порядок проведения работ.

Работы производится силами бригады капитального ремонта скважин по индивидуальному плану. Бурение и установка интервалов цементных мостов определяется для каждой скважины. Ниже приведены общий порядок проведения работ.

№ п/п	Порядок проведения работ
	I. Подготовительные работы.
1	Произвести переезд бригады КРС. Принять скважину по акту приёма-передачи на время проведения ремонта. Заказчик передает по акту устье скважины. с прилегающей территории к скважине Подрядчику по КРС.
2	Провести инструктаж по предупреждению ГНВП и открытых фонтанов при испытании скважины и ТКРС, а также ознакомить бригаду с планом локализации и ликвидации аварий (ПЛА), возможными осложнениями и авариями в процессе работ. Провести инструктаж по технологическим регламентам на операции, запланированные в данном плане работ. Ознакомить бригаду с планом работ под роспись.
3	Планировка территории вокруг устья скважины, установка фундамента под подъемный агрегат.
4	Произвести раскопку и оконтуривание устья, восстановление шахты.
5	Монтаж станка: установка якорей оттяжек, ДЭЛ, рабочей площадки, приемного моста, емкости в количестве 2 штук объеме 50 - 70м3. Разгрузка и укладка на приемный мост технологических НКТ и вспомогательных оборудования согласно типовой схемы.
6	Завести тех. Воду в объеме 25-30 м3 для глушения из расчета 1,5-2 объема скважины.
7	Нарезать резьбу на 244,5мм. Тех колонне. Оборудовать устье скважины ОКК+АФК. Устьевое оборудование предоставляет заказчик. Произвести опрессовку Ф/А составить акт.
8	Демонтировать Ф/А. Смонтировать превентор, обвязать устье с блоками глушения и дросселирования согласно утвержденной схеме.
9	Совместно с представителями аварийно-спасательной службы провести проверку на герметичность устьевого оборудования вместе с ПВО и блоками БГ, БД. Получить разрешение на дальнейшее производство работ.
10	Завоз трапного хозяйства, сепаратора НГС
	II. Вспомогательные работы.

1	Завоз технологической воды в объеме 30м ³ , с уд. весом - 1,22г/см ³ . Расстановка спец. техники, обвязка устья. Спустить долото Ø120мм + ВЗД-105мм на НКТ 73мм до глубины установки ЦМ. Разбурить ЦМ. Проработать ствол скважины до глубины ____ м. с промывкой и проработкой ствола скважины (промывка на забое не менее полутора циклов до чистой воды), затем поднять инструмент на поверхность.
2	Спустить перо. Произвести изоляцию интервала ____ -м под давлением. Установить КЦМ, согласно письма "Заказчика" + ОЗЦ 48ч.
3	Спустить долото Ø120мм + ВЗД-105мм на НКТ 73мм. До кровли моста. Разбурить цементный мост до глубины ____ м, с промывкой и проработкой ствола скважины (промывка на забое не менее полутора циклов до чистой воды), затем поднять инструмент на поверхность.
4	Определение герметичности экс. колонны двумя способами: гидравлической опрессовкой на давление, не превышающее давления опрессовки, и методом свабирования жидкости в колонне с наблюдением роста уровня. При герметичности продолжить работы.
5	Произвести ГИС Тех. состояние + ВНК, ИННК в инт-ле ____ м - 0м. Обработка материалов ГИС (в комплекс ГИС по согласованию с Заказчиком возможно будут внесены дополнения).
6	Смонтировать перфорационную задвижку. Опрессовать их на давление 115 атм в присутствии представителей «Заказчика» и аварийно-спасательной службы. Составить акт герметичности. Получить разрешение на перфорационные работы. Составить акт о готовности скважины к перфорационным работам.
	III. Испытание скважины. 1 - объекта.
1	Произвести геофизические работы: привязка ГК, ЛМ, ТМ. Произвести перфорацию интервала ____ м (интервал перфорации будут корректироваться по результатам ГИС). Произвести контрольную запись ЛМ, ТМ, ЭМДС. При необходимости в зависимости от характеристики пласта возможна перфорация на НКТ.
2	Демонтировать перфорационную задвижку, спустить НКТ-73 мм с воронкой, установить подвеску на глубину 20-25м выше кровли интервала перфорации. В процессе спуска все НКТ прошаблонировать шаблоном Ø 58 мм. Произвести демонтаж малогабаритного превентора.
3	Смонтировать ФА. Произвести монтаж трапного хозяйства, факельной линии и сепаратора НГС. Оборудовать устье скважины в соответствии с согласованной с профессиональной аварийно-спасательной службой и утвержденной Заказчиком фактической схемой обвязки.
4	Вызов притока методом смены тех. воды с уд. весом - 1,22г/см ³ на тех. воду с уд. весом - 1,01г/см ³ . Завоз технологической воды в объеме 30м ³ .
5	При слабом притоке произвести свабирование/компрессирование.
6	Тестирование скважин и отбор глубинных проб При фонтанном притоке: 1) Установить рабочую площадку, фланец и лубрикатор для спуска глубинного манометра, установить электронный манометр на устье скважины; 2) Выполнить спуск-подъем шаблона до глубины спуска НКТ; 3) Выполнить контрольные замеры: (фиксируются и заносятся в журнал реги-

	страции все параметры скважины Ртр, Рзатр, % (обв), Qжид, Qн, Qгаза, поверхностные пробы и т.д.); 4) Выполнить спуск глубинного манометра на середину интервала перфорации с определением градиента давления и температуры через каждые 100м, произвести замер Рзаб на рабочем режиме (7 мм штуцер); Произвести замену штуцера на второй режим (указывается Заказчиком). Выполнить контроль до полного выхода скважины на режим (фиксируются и заносятся в журнал регистрации все параметры скважины Ртр, Рзатр, % (обв), Qжид, Qн, Qгаза, отбор поверхностных и т.д.); Произвести замену штуцера на третий режим (указывается Заказчиком). Выполнить контроль до полного выхода скважины на режим (фиксируются и заносятся в журнал регистрации все параметры скважины Ртр, Рзатр, % (обв), Qжид, Qн, Qгаза, отбор поверхностных проб и т.д.); 5) Закрытие скважины для полного восстановления давления (снятие КВД); 6) После КВД выполнить подъем глубинного манометра-термометра со скважины с определением градиента давления и температуры каждые 100м; 7) Спуск пробоотборника ВПП-300 на середину интервала перфорации для отбора глубинной пробы флюида (2 капсулы); 8) Произвести замену штуцера на рабочий режим запустить скважину в работу; 9) Сдать заказчику первоочередные данные по ГДИС.
7	В случае не фонтанирования скважины произвести вызов притока струйным насосом, в случае отсутствия результата вызов притока произвести снижением уровня жидкости в скважине (свабированием или компрессированием (азотным)). Произвести прослеживание уровня: 1) Вытеснить жидкость в 1,5-ом объеме скважины; 2) произвести прослеживание динамического уровня; 3) определить дебит поступающей жидкости при динамических уровнях; 4) произвести замер градиента давления и плотности по стволу скважины; 5) замерить пластовое давление и температуру пласта; 6) отобрать пробы флюидов; 7) сдать заказчику первоочередные данные по ГДИС.
	IV. Завершающие работы.
1	После завершения работ по результатам испытания, принять решение по дальнейшим работам на скважине. Работы будут проводится по дополнительному плану работ.
2	В случае принятия решения по консервации скважины: Завоз технологической воды в объеме 30м ³ с уд. весом - 1,22г/см ³ . Расстановка техники, обвязка устья. Глушение скважины.
3	Демонтаж трапного хозяйства, факельной линии и сепаратора НГС.
4	Демонтаж станка: установка якорей оттяжек, ДЭЛ, рабочей площадки, приемного моста, емкости в количестве 2 штук объеме 50 - 70м ³ , погрузка и укладка на приемный мост технологических НКТ.
5	По окончании работ провести рекультивацию территории, скважину сдать «Заказчику».
6	Сдать «Заказчику» дело скважины по расконсервации и испытанию.
7	Работы проводить с соблюдением всех правил промышленной безопасности, охраны труда и техники безопасности, охраны окружающей среды, ГНВП, пожарной безопасности.

4.4.1. Подготовительные и строительно-монтажные работы.

Отводимый земельный участок

Таблица 4.4.1.1 Размер отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Площадка для размещения оборудования и техники	1,74	СН 459-74

Обустройство площадки скважин и вахтового поселка производить согласно строительным нормам и правилам, и нормам технологического проектирования.

Монтаж подъемного агрегата и дополнительного оборудования производить согласно утвержденной схеме.

- Установка для ремонта скважин устанавливается на приустьевой площадке и центрируется относительно устья скважины в соответствии с указаниями по эксплуатации изготовителя;
- Ввод установки в эксплуатацию оформляется актом комиссии организации;
- Въезд на территорию пожаровзрывоопасных предприятий и установок допускается по специальному пропуску, а автотранспорт должен быть оборудован глушителем с искрогасителем;
- Служебные и бытовые помещения на территории буровой площадки должны быть оборудованы в соответствии с требованиями пожарной безопасности и размещены от устья скважины на расстоянии, равном высоте вышки и дополнительно к ней не менее 10 м.
- Буровые насосы надежно крепятся к фундаментам, нагнетательный трубопровод - к блочным основаниям и промежуточным стойкам. Повороты трубопроводов выполняются плавно или делаются прямоугольными с отбойными элементами.
- Запасные емкости с горюче-смазочными материалами, легко воспламеняющимися и горючими жидкостями должны быть удалены от места установки двигателей внутреннего сгорания не менее чем на 20 м.

Таблица 4.4.1.2 Размер подготовительных работ

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Количество
1	2	3	6
1*	Снятие с площадки плодородного слоя почвы толщиной 15+5 см $V = 50 \text{ м} * 80 \text{ м} * 0.2 \text{ м} = 800 \text{ м}^3$	100 м ³	0,8
2*	Складирование снятого слоя почвы в насыпи (по периметру буровой площадки) с утрамбовкой	«	0,8
3*	Обваловка площадки ГСМ $(20 \text{ м} * 2 + 15 \text{ м} * 2) * 1.25 \text{ м}$	-«-	0,875
4*	Сооружение амбара (емкостей) 4мхбмх 1,5м на отводах ПВО с обратной засыпкой для установки емкостей для сбора пл. флюида в случае НГВП.	амбар	2

5*	Планировка при устьевой площадки механическим способом при , грунт II кат. а) при монтаже 50м*80м*0.2м=800 б) при демонтаже 50м*80м*0.2м=800	1000 м3	1,6
6*	Топливопровод, из труб d-25-50 мм (подача к агрегатам)	100 м	1,5
7*	Задвижки стальные d 70-100мм на водопровод в ящиках (колодцах)	шт.	2
8*	Изоляция противокоррозионная трубопроводов (спускные линии, подающие линии топлива, бур.раствор, пар)	100 м2	3
9*	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными материа-	10 м2	3
10*	Пожарные стояки (гидранты)	шт.	2
11*	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов глубиной 1м	-«-	4
12	Низковольтная осветительная линия**	100 м	1,5
13	Установка металлических опор***	шт.	8
14	Подвеска алюминиевых 3-х проводов d = 16 мм	«	1,5

Примечания: * Работы производятся до начала работ по отдельному проекту обустройства площадки.

** Низковольтная осветительная линия предусматривается на случай установки внешнего дополнительного освещения при устьевой площадки и для возможных нужд жилгородка.

*** Допускается установка опор из другого материала.

4.5. Буровые растворы

4.5.1. Выбор типа и параметров бурового раствора

Тип и свойства бурового раствора для промывки скважины в процессе реконструкции скважины, установлен проектом в комплексе с технологическими мероприятиями и техническими средствами и должны обеспечить безаварийные, безопасные условия промывки и чистки скважины с высокими технико-экономическими показателями, а также, качественное вскрытие продуктивных горизонтов.

Исключить загрязнение окружающей среды, поддаваться утилизации или вывозиться на другие буровые для повторного применения.

- Не допускается отклонение плотности находящегося в циркуляции бурового раствора (по замерам раствора, освобожденного от газа) от установленных проектом предельных величин больше, чем на +20 кгс/м. куб. (0,02 г/см. куб.).
- Плотность бурового раствора при вскрытии газонефтеводонасыщенных пластов определена для горизонта с максимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий.
- Если при выбранных значениях плотности бурового раствора наблюдаются посадки или затяжки инструмента, оптимальное значение плотности раствора следует подобрать путем ступенчатого ее повышения.
- Рецепт и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора разрабатываются лабораториями, а контролируются лабораториями буровых предприятий на основе регламентов.
- Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5 %, то должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом

(работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т. д.) и их устранению.

- Запрещается повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора с длительными перерывами на заготовку новых. Утяжеление бурового раствора должно, производиться при циркуляции его в процессе всего цикла.

Параметры бурового раствора, находящегося в запасных емкостях, должны соответствовать параметрам рабочего бурового раствора.

Тип и свойства бурового раствора в комплексе с технологическими мероприятиями и техническими средствами при реконструкции скважины должны обеспечить безаварийные условия промывки и чистки скважины с высокими технико-экономическими показателями, а также качество вскрытия продуктивного горизонта.

При восстановлении скважин используются буровые растворы (промывочные жидкости, растворы), тип и параметры которых соответствуют горно-геологическим условиям консервируемой скважины.

Реконструкция и восстановление скважин, законченных бурением и находящихся в эксплуатации, производится с использованием вновь приготовленных растворов с плотностью, соответствующей пластовому давлению на момент восстановления.

Параметры бурового раствора для очистки ствола скважины перед проведением работ по восстановлению ствола скважин, рецептура его приготовления и обработки, нормы расхода выбраны на основании расчетов и требований безопасного ведения работ при нефтяных и газовых скважинах.

Проверка параметров бурового раствора должна производиться регулярно.

Свойства буровых растворов регулируются с целью обеспечения выноса шлама и ранее установленных цементных мостов с учетом предупреждения осложнений.

Рецептура и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора контролируются специалистами авторского надзора за строительством скважин. В процессе бурения и промывки скважины параметры (свойства) бурового раствора контролируются с периодичностью - плотность и вязкость через 10-15 минут, температура, фильтрация, содержание песка, содержание коллоидной фазы, pH, СНС1/10 и реологические показатели (эффективная вязкость и динамическое сопротивление сдвига) – каждые 4 часа.

ТИПЫ И ПАРАМЕТРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Таблица 4.5.1

Название (тип) раствора	Интервал (по стволу), м		Параметры бурового раствора													
			Плотность, г/см ³	Условная вязкость, сек	водоотдача, см ³ /30 мин.	СНС, фунт/100фут ²		корка, мм	содержание твердой фазы, % (об.)			рН	Содержание (KCl), %	пластическая вязкость, мПа*с	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут ²	плотность до утяжеления, г/см ³
	от (верх)	до (низ)				1 мин.	10 мин.		коллоидной (активной части)	песка	всего					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Полимеркалиевый	0	700	1,18-1,22	40-45	5-6	5-10	9-25	0,5	-	<1		9,5-10	5-8	Как можно ниже	20-30	1,05

Таблица 4.5.2

КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ БУРОВОГО РАСТВОРА И ХАРАКТЕРИСТИКА КОМПОНЕНТОВ

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал (по стволу), м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, кг/м ³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность, кг/м ³	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	700	Полимеркалиевый	1180-1220	нет	Каустическая сода	2130	-	-	-	1,0
						Кальц. сода	2500	-	-	-	1,0
						KCL	1990	-	-	-	60
						Оснопак ВО	1000	-	-	-	2,0
						Оснопак НО	1000	-	-	-	3,0
						Гамаксан	1000	-	-	-	2,0
						CaCO ₃	2700		-	-	150
						Биокарбанат	1000		-	-	1,0
						Лимонная кислота	1000	-	-	-	1,0
						Биолюб LVL	1000				10
						SC-135	1000				3,0
						Вода	1000	-	-	-	740

Таблица 4.5.3

Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода компонентов бурового раствора м ³ /м и его компонентов, кг/м ³			Потребность бурового раствора (м ³) и его компонентов, т				
от (верх)	до (низ)			величина	источник нормы	поправочный коэффициент	объем скважины, м ³	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	700	2,0	Полимеркалиевый		Расчет			16	40	8	64
			Каустическая сода	1,0		-	-	0,016	0,04	0,008	0,064
			Кальц. сода	1,0		-	-	0,016	0,04	0,008	0,064
			KCL	60		-	-	0,96	2,4	0,48	3,84
			Оснопак ВО	2,0		-	-	0,032	0,08	0,016	0,128
			Оснопак НО	3,0		-	-	0,048	0,12	0,024	0,192
			Гамаксан	2,0		-	-	0,032	0,08	0,016	0,128
			CaCO ₃	90		-	-	1,44	3,6	0,72	5,76
			Биокарбанат	1,0		-	-	0,016	0,04	0,008	0,064
			Лимонная кислота	1,0		-	-	0,016	0,04	0,008	0,064
			Биолюб LVL	10		-	-	0,16	0,4	0,08	0,64
			SC-135	3,0		-	-	0,048	0,12	0,024	0,192
			Вода	740		-	-	11,84	29,6	5,92	47,36

Таблица 4.5.4

Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

№№ п/п	Название оборудования	Типоразмер, шифр или характеристика	Количество, шт	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.п. на из- готовление	Интервал приме- нения по вертикали, м	
					от (верх)	до (низ)
1	Вибросито	ВС-2	1	Импортное	0	700
2	Пескоотделитель	ПГ-60	1	Импортное	0	700
3	Центрифуга	LW450-842	1	Импортное	0	700
4	Илоотделитель	ИГ-45М	1	Импортное	0	700
5	Дегазатор	ДВС-III	1	Импортное	0	700
6	Гидроперемешатель	4УПГ	7	Импортное	0	700
7	Рабочий объем емкостей	100	2	Импортное	0	700
8	Блок приготовления раствора	6 м ³	1	Импортное	0	700

Таблица 4.5.5.

Способы и режимы сопутствующих технологических операций

Интервал, м	Вид технологической операции	Условный номер КНБК	Режим		
			осевая нагрузка, тонн	скорость вращения, об/мин.	Расход бурового раствора, л/сек
1	2	3	4	5	6
0-700 м	промывка скважины	нет	2-3	60-80	28-32

Примечание: Для разбуривания цементных мостов применить долото Ø117,5мм, (по необходимости торцовый фрез).

Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Таблица 4.5.6.

Условный номер КНБК	Номер по порядку	Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
1	1	Долото 117,5	117,5	0,35	12	Разбуривание цементного моста
	2	Забойный двигатель ДР4-5С4/5,65	106,0	7,39	260	
	3	УБТ 88,9	88,9	50	2010	
	4	СБТ 73,0	73,0	643	10416	

Примечание: Данные компоновки носят рекомендательный характер. КНБК могут быть изменены по усмотрению заказчика и прописаны в планах организации работ.

Рекомендуемые бурильные трубы

Таблица 4.5.7.

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Наименование нормативного документа
1	2	3	4	5	6
БТ 73 х 9,19	73,0	9,19	G-105	NC 31	трубы по стандарту 5 АХ АНИ

Оснастка талевой системы

Таблица 4.5.8.

Тип оснастки	Интервал применения, м	Наименование технологических операций	Допустимая нагрузка на крюке, тс	Нагрузка на крюке на конечной глубине. тс.
1	2	3	4	5
3х4	0-700	Промывка	не более 10,0	13,0

4.6. Опробование скважин

С целью получения притока пластового флюида и оценки критических параметров УЭС, при которых возможно получение притоков углеводородов в скважине после проведения восстановительных работ проектируется провести опробование продуктивных интервалов (таблица 4.6.1).

В целях интенсификации притока в технически исправных скважинах могут проводиться работы по воздействию на призабойную и зону скважин и прискважинную часть пласта, включая гидроразрыв пласта, радиальное вскрытие пластов, применение потокоотклоняющих технологий, акустическую реабилитацию, термобарохимическое воздействие, электровоздействие, волновое бароциклическое воздействие на пласт, химическую обработку и т.д.

В результате опробования должны быть получены данные о дебитах флюидов, о составе нефти, газа и характеристике воды, сведения о пластовом давлении, о выносе песка.

Испытание перспективных объектов в скважинах предусматривается сроком 90 дней по каждому интервалу с проведением промыслово-геологических и гидродинамических исследований согласно Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых.

**Таблица 4.6.1 - Интервалы испытаний продуктивных горизонтов
(освоение скважины) в эксплуатационной колонне**

№ Сква.	Интервал, м		Плотность нефти при 20 ⁰ С, г/см ³	Добыча нефти, т ³ /сут.
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	
Г-25	626	639	0,834	2,86
Г-45	601	636	0,834	0,59
Г-43	604	630	0,834	2,12
Г-68	560	578	0,834	0,12
Г-71	600	645	0,834	0,71
Г-73	616	639	0,834	0,94

Г-81	612	658	0,834	0,71
Г-56	619	642	0,834	0,35
Г-60	613	639	0,834	0,82
Г-61	630	640	0,834	1,06
Г-95	576	590	0,834	0,47
Г-164	626	640	0,834	0,41
201	616	626	0,834	1,77
Г-63	560	576	0,834	1,18

Таблица 4.6.2.

НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ (НКТ)

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 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	1	0	700	73	НКТ	Д	5,5	9,64	700	6,74	6,99	1,73	>1,15	>1,5

Примечание: 1. * Глубина установки башмака НКТ принимается на 10 м выше верхней границы интервала перфорации, который намечается по результатам каротажа.

2. Допускается применение аналогичных труб, изготовленных по стандарту АНИ 5СТ.

4.6.3. Оборудование устья скважины

Таблица 4.6.3.

Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы об- вязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудова- ния и ПВО, мПа		Типоразмер, шифр или название установ- ливаемого устьевого оборудования и ПВО	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготов- ление	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, мПа	Масса, т	
номер в порядке спуска	название		после установки	перед вскрытием напорного горизонта					единицы	суммарная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Эксплуатационная колонна				ОП32-230/80х21 (ППГ-230х21-1шт) (ПУГ-230х21-1шт)	ГОСТ 13862-2003	1			13,0
							1	21,0	9,0	9,0
							1	21,0	4,0	4,0
			100		ОКК1-21-140х219	ГОСТ 30196-2001	1	21,0	0,78	0,78
					АФК1-65/65х21	ГОСТ 13846-2003	1	21,0	1,3	1,3

Таблица 4.6.4 - Дополнительные сведения для составления сметы

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Дополнительные работы для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные работы		Объём повторно используемого раствора, м³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты, другие отходы)	Объём отходов, м³				
								количество				Число смен работы в сутки (одна, две, кругл.)	всего	в том числе под- лежит		
при бурении		при испытании		интервал глубины, м		количество	число смен работы	слесарей	электро-монтёров						вывозу	захоронению
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0	700	0	700	-	-	нет	нет	нет	нет	2	нет	Остатки ЦМ	12,44		-	-
												отработанный буровой раствор	24,89		-	-
												буровые сточные воды	6,2		-	-

Примечание: Объём отходов рассчитана на одну скважину

4.6.1 Геофизические и геохимические исследования

Комплекс ГИС включает электрометрические, акустические, радиометрические методы исследований, а также газовый каротаж, геохимические исследования и отбор проб флюидов

Проведение геофизических исследований в колонне по программе отдела Геологии. Исследования должны включать, но не ограничиваться следующим комплексом: АКЦ, Гамма каротаж. Локатор муфт, Электромагнитная дефектоскопия колонны (ЭМДС), Импульсный нейтронный каротаж (ИНК).

Стандартная каротажная партия должна включать в себя инженера и операторов, численность каротажной партии может варьироваться, и быть адаптированы к существующим потребностям путем обсуждения в рамках бригады.

MIT/MTT/RBT – по определению технического состояния скважины, определения качества цементирования и возможные деформации колонны.

Настоящие письменные Типовые инструкции по производству работ для установления единой процедуры для всех полевых работ, что позволит каждому члену каротажной партии знать свои обязанности и выполнять их эффективно и безопасно. Также призваны обеспечить надежность оборудования путем назначения процедур испытания и порядка технического обслуживания, и призваны содействовать удовлетворению заказчика за счет оперативного выполнения работ с высоким уровнем качества путем эффективного использования надежного и безопасного оборудования.

Все работники обязаны соблюдать правила техники безопасности компании и соответствующие государственные нормы. При нахождении на буровой все работники также обязаны соблюдать правила техники безопасности

Электромагнитные методы (MTT и CCL) представлены индукционной дефектometрией и магнитной локацией обсадных труб. Индукционная дефектometрия с помощью дефектомера скважинного индукционного (ДСИ) позволяет выявить наличие локальных дефектов в обсадных трубах. Магнитный локатор применяют для установления положения муфтовых соединений колонны, глубины спуска насосно-компрессорных труб, положения забоя, а также для определения интервалов перфорации и выявления разрывов и трещин в обсадных колоннах.

Акустические методы (RBT) используются для оценки качества цементирования и определения технического состояния обсадных колонн с помощью акустических цементометров.

Механические методы, (MIT) к которым относятся микрокавернометрия MIT позволяют оценить изменение диаметра обсадных колонн и установить места не герметичности обсадных труб.

Импульсный нейтронный каротаж (ИНК) В этом методе горные породы облучают кратковременными потоками быстрых нейтронов и изучают результаты их взаимодействия с окружающей средой. При этом в качестве источника излучения используют скважинный генератор нейтронов, основную часть которого составляет нейтронная трубка, в которой титановая или циркониевая мишень с растворенным в ней изотопом водорода тритием ($H31$) взаимодействует дейтронами (ядрами тяжелого водорода $H21$), ускоренными линейным ускорителем под напряжением.

4.7. Исследовательские работы

Основными целями исследования скважин являются:

- Подтверждение присутствия углеводородов;
- Установление продуктивности исследуемых пластов;
- Отбор поверхностных и глубинных проб нефти, газа и воды для определения их физико-химических свойств;
- Отбор проб пластовой нефти для определения ДОТ;
- Сбор данных КВД для определения фильтрационно-емкостных свойств породы в зоне дренирования скважины и обнаружения возможных барьеров, ограничивающих движение нефти в глубине пластов.

Для этих целей планируется провести многорежимное исследование скважины через тестовый сепаратор с применением различных штуцеров.

При исследовании будут замерены следующие параметры:

- Дебиты нефти, дебиты газа сепарации и общие дебиты газа через штуцеры, а также дебиты воды на разных штуцерах;
- Усадка нефти, наличие механических примесей и воды в продукции скважины;
- Плотность газа, определение концентрации кислых и инертных компонентов в газе;
- Плотность и соленость воды;
- Забойное давление и температуры.

Комплекс исследований предусматривает проведение систематических (периодических) и единичных (разовых) замеров. В таблице 4.7.1 приведены виды исследовательских работ и их периодичность, эти данные устанавливаются недропользователем с учетом обязательного комплекса промыслово-геофизических исследований.

Таблица 4.7.1 -Комплекс исследовательских работ

Вид исследований	Количество скважин	Периодичность
1. Замеры дебитов нефти, воды, газа, определение газового фактора	3	Один раз в неделю
2. Отбор поверхностных проб нефти, газа, воды	3	Один раз в неделю
3. Определение обводненности	3	Один раз в неделю
4. Определение забойного давления	3	Один раз в квартал
5. Исследование методом восстановления давления	3	Один раз в месяц
6. Отбор глубинных проб нефти, газа, воды	3	Один раз в три месяца
7. Замер Рпл, температуры пласта	3	Один раз в квартал
8. Исследования скважин методом установившихся отборов на 3-х режимах	3	Один раз в месяц

Примечание: исследования проводятся не менее чем на 3-х режимах (при 3,5,7мм штуцерах).

Исследование скважин будет проводиться в соответствии с комплексным планом, одобренным директором и главным геологом согласно установленной программе.

Для исследования скважины проектируется использование двухфазного либо трехфазно-

го тестового сепаратора, оборудованного всеми необходимыми устройствами

Добытые во время исследования скважины нефть и пластовая вода после первичной сепарации и замера будут собираться в емкостях для временного хранения, а потом вывозятся на ближайший пункт сбора и подготовки нефти для последующей подготовки и утилизации.

Попутный газ, добытый во время исследования скважины, будет сжигаться через газовую горелку. Газовая горелка должна обеспечивать безопасное и полное сжигание газа.

Для отбора проб пластового флюида будут использованы глубинные пробоотборники. Перед отбором пластового флюида необходимо отработать скважину для отбора представительного образца пластового флюида для определения ДОТ при низкой депрессии для оценки притока неразгазированной нефти, и (или) закрыть скважину для восстановления давления выше давления насыщения пластовой нефти. Нужно определить предполагаемое давление насыщения нефти с учетом газового фактора, плотности нефти и газа. Непосредственно перед отбором необходимо проверить градиент давления по стволу скважины для уточнения положения водонефтяного раздела в скважине с целью отбора проб с глубины выше ВНК. В идеале пробы должны быть отобраны как можно ближе к интервалу перфорации. Максимальное ожидаемое статическое давление на устье в закрытой скважине составляет менее 10,4 атм. Для регистрации забойного давления скважины при проведении многорежимного исследования скважины и тестовой добычи будут использованы цифровые манометры давления.

4.8. Исследование горизонтов на продуктивность и тестовая добыча

Освоение и проведение исследовательских работ на каждый пласт производится отдельно.

Порядок выполнения операции на скважине:

- Перфорация скважины перфораторами, спускаемыми на каротажном кабеле;
- Спуск и установка цифровых манометров давления;
- Освоение скважины естественным путем, или при необходимости, методом свабирования;
- Восстановление пластового давления;
- Извлечение манометров из скважины и снятие данных давления с манометров.

По результатам исследований определяют оптимальные параметры работы скважины для продолжения тестовой добычи.

Максимальный срок проведения тестовой добычи на одном объекте 90 дней, включая исследование скважины на продуктивность. Во время тестовой добычи необходимо постоянно замерять забойное давление и вести аккуратный учет добытого объема флюида из скважины. По истечении тестовой добычи необходимо закрыть скважину для замера окончательного статического давления, и повторить многорежимные исследования для определения окончательного коэффициента продуктивности скважины.

При проведении тестовой добычи проектируются следующие виды работ:

- Добыча нефти при рекомендованном режиме эксплуатации - вести подробный учет объемов добычи нефти, газа и воды для расчетов по материальному балансу;
- Снятие КВД (скважина закрывается для восстановления давления);
- Проведение многорежимного исследования и снятие КВД;
- Добыча нефти на оптимальном режиме эксплуатации: вести подробный учет добычи нефти, газа и воды для расчетов по материальному балансу;

- Снятие КВД (скважина закрывается для восстановления давления);
- Проведение многорежимного исследования и снятие КВД;
- Добыча нефти на максимальном режиме эксплуатации: вести подробный учет добычи нефти, газа и воды для расчетов по материальному балансу;
- Снятие КВД (скважина закрывается для восстановления давления);
- Проведение многорежимного исследования и снятие КВД.

После окончания тестовой добычи и многорежимных исследований, а также остановки скважины для восстановления давления собирают данные, необходимые для оценки пластовых параметров, такие как $k \cdot h$, скин-фактор, протяженность коллектора и т.д. Эти данные используют для оценки падения пластового давления в связи с добычей нефти, ухудшения коллекторских свойств в призабойной зоне, а также уменьшения уровня продуктивности скважины из-за истощения пласта.

4.8.1 Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне

№п/п	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Продолжительность, сутки													
		Номера скважин													
		Г-25	Г-45	Г-43	Г-68	Г-71	Г-73	Г-81	Г-56	Г-60	Г-61	Г-95	Г-164	201	Г-63
	Подготовительные работы Спуск ВСО+перфорация Испытание (3 режима) СКО Установка цем. моста	Три объекта -90													
	Итого по всем объектам:	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
Всего		3780													

Продолжительность работы цементных агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне

Название работ	Используемые агрегаты при выполнении работ		Продолжительность работ для одного объекта, ч	Продолжительность работы, ч
	тип	количество		
Опрессовка ФА на устье скважины.	ЦА-320	1	-	1,5
Опрессовка НКТ	ЦА-320	1	-	1,5
Опрессовка устья скважины после установки противобросовой задвижки	ЦА-320	1	-	1,5
Смена тех. Воды на перфорационную жидкость	ЦА-320	3	3,0	9
Подготовительные работы перед испытанием	ЦА-320	3	32,0	96
Перфорация	ЦА-320	3	29,5	88,5
Вызов притока	ЦА-320	3	19,5	58,5
Смена перфорационной жидкости на техническую воду	ЦА-320	3	2,8	8,4
Снижение уровня	УКП-(80КС-250)	3	8	24
Установка цементных мостов	ЦА-320	3	5	15
Итого на работу:				303,9

Примечание: * Допускается применение аналогичных агрегатов

Интенсификация притока пластового флюида по каждой скважине

Номер объекта	Название процесса: солянокислотная обработка, обр.керосино-кисл.эмульс. установка кислотной ванны, добав.кумулят.перфор., гидро-разрыв пласта гидropескоструйн. перфор., обработка закачка изотопов и др.операции	Количество операций, установок, импульсов спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, кг/м ³
1	2	3	4
I-3	Солянокислотная обработка HCL – 24%, из расчета 1 м ³ на 1м перфорации	1	1160

4.9. Продолжительность работ на скважинах

Название	Продолжительность, сутки													
	Г-25	Г-45	Г-43	Г-68	Г-71	Г-73	Г-81	Г-56	Г-60	Г-61	Г-95	Г-164	201	Г-63
Подготовительные работы	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Монтаж установки КРС	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Работы по реконструкции скважин	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Подготовительные работы к испытанию	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Испытания объектов	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
Итого:	305	305	305	305	305	305	305	305	305	305	305	305	305	305

5. ОХРАНА ТРУДА, НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

5.1. Охрана труда, техники безопасности и промышленной санитарии

Охрана здоровья, труда и окружающей среды являются важнейшими аспектами в работе.

Весь персонал должен пройти медицинское освидетельствование при приеме на работу. По рекомендации медицинских служб должны быть предприняты профилактические меры по иммунизации и предотвращению заболеваний. Персонал, занятый работами, связанными с опасностью для здоровья (например, шум, напряжение, работа с химикатами и т.д.) должен регулярно проходить медицинский осмотр для освидетельствования возможного заболевания или получения повреждения. Отсутствие персонала на рабочем месте по причине заболевания должно быть подтверждено медицинским работником или общественным учреждением.

Употребление или нахождение под воздействием алкоголя, наркотиков и других токсических средств на рабочем месте, в железнодорожном или автомобильном транспорте при транспортировке к месту работ и обратно, в рабочее время запрещено.

Руководители и ответственные работники должны действовать строго в соответствии с должностными инструкциями.

Региональный менеджер несет полную ответственность за выполнение политики ОЗТОС и координирует работы по эвакуации в аварийных случаях. Начальник буровой находится на территории работ и несет полную ответственность за соблюдение стандартов и требований руководств по ОЗТОС, наблюдает за качеством данных и руководит выполнением производственных задач. Он помогает организовать работу всех подразделений путем проведения собраний, а также на индивидуальной основе с начальниками отрядов, топографом, механиком и инженером по ОЗТОС.

Инженер ОЗТОС всегда должен быть на месте для соблюдения всех требований по технике безопасности, охраны окружающей среды при проведении работ. Советники / ответственные работники ОЗТОС должны быть компетентны, иметь достаточный опыт для выполнения своих обязанностей, обладать всеми знаниями руководства ОЗТОС.

Медицинское сопровождение должно быть организовано надлежащим образом для проведения работ. Должно быть обеспечено необходимое оборудование, медикаменты, медицинские аптечки по оказанию первой помощи.

Будут разработаны процедуры на случай чрезвычайной ситуации, например, несчастного случая в поле, пожара, вспышки заболевания, потери человек и т.д. В планах ответственных мер на возникновение чрезвычайных ситуации должен участвовать персонал всех подразделений, участвующих в работах, связь между которыми поддерживается регулярно.

Обязательным является инструктаж работников по рабочим процедурам, правилам практической безопасности и использования средств индивидуальной защиты (СИЗ), обязанностей на случай возникновения ЧС и действующих правил. Все работники должны пройти необходимое обучение и инструктаж по технике безопасности на рабочем месте перед началом работ, кроме того, предусматривается проведение регулярного дополнительного инструктажа во время работ. Курс обучения и инструктажа должен включать в

себя требования местного законодательства, правила Заказчика, политику и процедуры ОЗТОС подрядчика.

Должна быть налажена система расследования несчастных случаев и инцидентов на месте и системы отчетности. Заказчик должен быть немедленно информирован о несчастном случае, угрожающем инциденте или едва не случившемся инциденте.

Вахтовый поселок должен занимать минимальную площадь, однако, с соблюдением всех требований ОЗТОС. По возможности, максимально должны использоваться природные расчищенные площадки. Также максимальным образом должна сохраняться растительность на месте расположения вахтового поселка.

Удобная, безопасная и защищенная устанавливаемая электрическая система должна соответствовать общепризнанным стандартам. Особое внимание должно быть уделено заземлению, изоляции, распределению максимальной токовой защиты и устройств остаточного тока. Ответственным за обслуживание электрической системы должен быть назначен человек, имеющий соответствующую квалификацию.

Места проживания персонала должны быть устроены таким образом, чтобы обеспечить защиту от ветра, дождя и экстремальных температур, а также достаточную защиту от насекомых. Весь персонал (мужской и женский) должен быть обеспечен соответствующим количеством удобных туалетов и душевых. Участки проведения ремонтных работ должны иметь достаточный размер и иметь соответствующие оборудования для проведения срочных ремонтов и ежедневного техобслуживания.

Гигиена должна постоянно поддерживаться на высоком уровне. Особое внимание должно быть уделено приготовлению пищи и качеству питьевой воды. Задача хозяйственно-бытовой службы – организовать должный уровень обслуживания на протяжении всего периода работ, при этом особое внимание должно уделяться правильному хранению, контролю и уничтожению отходов.

Допустимо использование утвержденных видов инструментов, машинного и другого оборудования, компрессорных систем, которые устанавливаются, обслуживаются и работают в соответствии с инструкциями производителей, людьми, имеющими соответствующие полномочия и квалификацию. Все приборы и оборудования должны быть размещены согласно международным промышленным стандартам. Сертификат соответствия технике безопасности должен быть на все оборудование, где это уместно и предъявляться по первому требованию. Соответствующие надписи относительно опасного места работ и оборудования должны быть установлены на хорошо обозреваемой позиции.

Весь персонал должен носить одежду, соответствующую для проведения текущих работ, погодных условий и условий окружающей среды.

При необходимости, связанной с организацией безопасного ведения работ персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты. С ним относятся защитная одежда, защитные средства для глаз, лица и волос, защитная обувь, жесткие головные уборы (каска), теплозащитные средства, респираторы и т.д. СИЗ должны применяться в соответствующих условиях проведения работ, согласно указаниям, инструкциям и общепринятой практике и меняться по мере их износа.

Должно быть обеспечено соответствующее оборудование для спасения жизни, противопожарные средства, средства эвакуации и медицинское оборудование, необходимое на случай ЧС. Все перечисленное оборудование должно быть зарегистрировано. Местоположение оборудования должно быть четко указано.

Предупреждающая надпись об ограничении доступа должна быть помещена на внешней части ограждения на месте проведения горячих работ (сварка, резка, дробление).

Соответствующие стандарты и процедуры ОЗТОС должны применяться в отношении контроля, безопасной переноски, хранения, транспортировки и распоряжения опасных материалов (включая отходы). Меры контроля включают в себя предупреждающие / идентифицирующие надписи, противопожарную защиту, безопасные дистанции, предотвращение разлива, вентиляцию, сегрегацию несовместимых материалов, регулярные проверки / инспекции, оборудование скорой помощи, обучение персонала использованию СИЗ.

Специальные средства защиты от шума должны быть использованы там, где уровень шумов постоянно превышает 90 дБ.

Должны быть приняты меры для максимального снижения уровня пыли, для того, чтобы обеспечить людям безопасную среду на рабочем месте.

Респираторные средства защиты должны применяться там, где персонал подвержен потенциальной опасности токсического загрязнения воздуха при выполнении своих обязанностей или в местах с недостатком кислорода.

Количество и степень вредности отходов должна быть минимизировано. Если нет специальных приспособлений для утилизации отходов, отходы должны быть обработаны в соответствии с действующими правилами и законодательством. По завершению работ место расположения вахтового поселка должно быть полностью очищено. Руководство по работе с отходами должно гарантировать, что риск здоровью и безопасности персонала, а также окружающей среде в целом будет минимальным.

5.2. Санитарно-бытовое обслуживание

Рабочий персонал будет доставляться на место работы автотранспортом пгт Шубаркудук, расположенного в 32 км от места месторождения Жаксымай. Проживание персонала будет осуществляться в вахтовом поселке на 15 человек, расположенном в пределах контрактной территории.

Проживание в вахтовом поселке должно соответствовать Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции (Приказ МЗ РК от 11.02.2022 г. № ҚР ДСМ-13) и Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов (Приказ МЗ РК РК от 11.01.2022г. № ҚР ДСМ-2).

5.3. Контроль окружающей среды

Проведению восстановительных работ с целью получение нефти и газа должна предшествовать подготовка проекта работ с учетом мирового опыта, предусматривающую экологическое картирование района работ с проведением фоновых исследований и выявление экологически особо чувствительных зон.

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- Экологическим кодексом Республики Казахстан;
- Законом «Об особо охраняемых природных территориях»;
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- «Земельным кодексом»;

- Кодексом РК «О здоровье народа и системе здравоохранения».

Стратегией развития Республики Казахстан до 2050 года, где большое значение придается охране окружающей среды.

В соответствии с «Экологическим кодексом РК», а также другим действующим законодательством, предусматривается ряд мероприятий, обеспечивающих выполнение установленных требований охраны биологических ресурсов.

При этом:

- все работы КРС должны производиться строго в пределах отведенного участка;
- циркуляционная система буровой предусматривает замкнутый цикл использования бурового раствора, исключаящий его выброс и загрязнение окружающей среды;
- для предотвращения возможного открытого фонтанирования, КРС осуществлять строго соответствии с утвержденным планом
- своевременно устранить течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их обработки и не допускать загрязнения почвы;
- для смазки бурового оборудования применять соответствующие масла;
- хранение и использование химических реагентов производится в специально отведенных местах;
- для хранения и складирования сыпучих веществ, применять контейнера;
- жидкие химические реагенты доставляются на буровую в специальных контейнерах, а сухие - в контейнерах и мешках;
- использовать металлические емкости с общим объемом не менее 100 м³ для сбора нефти в случаях выброса.

Основными источниками воздействия на окружающую среду при безаварийной деятельности являются:

- Выбросы продуктов сгорания топлива в двигателях;
- Шум производственного оборудования на объектах, двигателей, устройств и механизмов;
- Освещение производственных площадок;

В процессе работ, на всех его стадиях будет осуществляться производственный экологический мониторинг, мониторинг качества окружающей среды и экологический мониторинг при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Рекомендуется осуществление следующих мероприятий по охране почвы:

- герметизация системы сбора, сепарации, подготовки нефти;
- автоматическое отключение скважин при авариях отсекающими;
- организация движения транспорта только по автодорогам;
- проводить качественную техническую рекультивацию земель.

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, атмосферы, почвы, растительности.

Необходимо обеспечивать следующие мероприятия по охране флоры и фауны в границах месторождения:

- защита окружающей воздушной среды;
- защита поверхностных и подземных вод от техногенного воздействия;
- защита птиц от поражения электрическим током, путем применения "холостых" изоляторов;

- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;

- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных.

Контроль за состоянием окружающей среды осуществляется путем динамического наблюдения (мониторинга) по унифицированной методике РД 52.04.186-89 и аналогичным документам. Принцип мониторинга - проведение исследований на представительных участках и контрольных точках по стандартной номенклатуре, включающей исследования:

- атмосферного воздуха;
- сточных вод;
- почвы и грунтов;
- флоры и фауны;
- коррозионной агрессивности атмосферы;
- радиационной обстановки.

Анализ данных исследований позволяет иметь исчерпывающую информацию для текущего и перспективного планирования мероприятий по снижению техногенного воздействия производственных факторов на окружающую среду, в том числе на флору.

5.4. Радиационная безопасность

Основанием для составления настоящего подраздела являются СП СЭТОРБ Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (от 25 августа 2022 года № ҚР ДСМ-90) и ГН (ОРБ) Гигиенических нормативов к обеспечению радиационной безопасности от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71.

1. Организация дозиметрической службы. Замеры радиоактивности производятся регулярно как на буровой, так и в ближайших населенных пунктах.

2. Вовремя из всех продуктивных и водоносных горизонтов производится отбор проб для отправки на анализ на содержание радионуклидов.

3. В случае, если загрязненность радионуклидами буровых сточных вод, бурового раствора и бурового шлама, накопленных в отстойниках и контейнерах, превышает уровень концентраций, предусмотренных нормами радиационной безопасности работы с радиоактивными веществами ГН СЭТОРБ (НРБ) Гигиенические нормативы "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности (от 25 августа 2022 года № ҚР ДСМ-90) то производится их очистка. Сбор, ликвидация или дезактивация этих отходов регламентируется специальными правилами.

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

5. В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбер/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с требованиями ГН СЭТОРБ (НРБ) Гигиенические нормативы "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" (от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71) с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса. Район работ не представляет радиационной опасности. Естественный фон не превышает 10-14мкр/час.

Древние осадочные породы на поверхности отсутствуют. Предусмотрено проведение анализа добываемой нефти на радиоактивность. Нефть, полученная при опробовании скважин из первых продуктивных скважин, рекомендуется доставить в Республиканскую санэпидемстанцию для проведения анализа на радиоактивность в необходимом для проведения анализа объеме. В случае подтверждения результатами проводимого анализа радиоактивности добываемой нефти, работы на загрязненном радиоактивностью действующем производственном оборудовании должны соответствовать ГН (ОРБ) и СП СЭТОРБ. На площади будет организован постоянный дозиметрический контроль нефтепромыслового оборудования, труб (особенно НКТ). На возможный случай накопления радиоактивных отходов будет предусмотрено создание пункта сбора и приземного захоронения этих радиоактивных отходов.

5.5. Рекультивация земель

По окончании КРС в скважине, демонтажа и вывоза оборудования работу по технической рекультивации земель необходимо проводить в следующей последовательности:

- очистить участок от металлолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;

Примечание: биологический этап рекультивации производится после окончания всех геологоразведочных работ и сдаче земли арендодателю.

Классификация взрывоопасных зон помещений и открытых пространств объектов нефтегазового комплекса производится на основании следующих критериев: Зона 0 - пространство, в котором постоянно или в течение длительного периода времени присутствует взрывоопасная смесь воздуха или газа. Зона 1 - пространство, в котором при нормальных условиях работы возможно присутствие взрывоопасной смеси воздуха или газа. Зона 2 - пространство, в котором маловероятно появление взрывоопасной смеси воздуха или газа, а в случае ее появления эта смесь присутствует в течение непродолжительного периода времени.

5.6. Противофонтанная и газовая безопасность

Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений.

Перед вскрытием пласта (ПВР) с возможным флюидопроявлением необходимо провести:

- инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газонефтепроявлений согласно «Инструкции по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК», Алматы 2002г; проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений; учебную тревогу «Выброс». Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием;

Вскрытие продуктивного пласта должно производиться после проверки и установления готовности буровой к проведению этих работ комиссией под представительством главного инженера бурового предприятия с участием представителей АСС. В процессе вскры-

тия продуктивного пласта в скважине на буровой должен находиться представитель противофонтанной службы.

По результатам проверки составляется акт готовности и АСС выдается письменное разрешение на вскрытие (ПВР) продуктивного пласта.

Рабочие бригады КРС должны быть обучены практическим действиям по герметизации устья скважины и её глушению, правилам эксплуатации ПВО, использованию средств индивидуальной защиты, оказанию до врачебной помощи.

Обучение рабочих бригады КРС производится инженерно-техническими работниками предприятия КРС по программе, утвержденной главным инженером с проверкой знаний комиссией предприятия при участии представителя АСС.

К работам на скважинах с возможными газонефтепроявлениями допускаются бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях» в специализированных учебных центрах (комбинатах), имеющих соответствующую лицензию. Проверка знаний и переподготовка этих кадров проводятся не реже одного раза в 3 года.

5.7. Обслуживание и эксплуатация электрооборудования

При обслуживании и эксплуатации электрооборудования будут выполняться все мероприятия по технике безопасности в соответствии с ПУЭ и "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок" Эти мероприятия в обязательном порядке включают: защитные средства, защитное отключение, пониженное напряжение, заземление.

5.8. Строительно-монтажные и восстановительные работы.

На этом этапе выполняется строительство дороги, сооружение насыпных площадок для размещения сооружений и строительство инженерного сооружения для сбора отходов КРС. На территории буровой площадки производится выравнивание ее микрорельефа путем отсыпки песком и гравием.

После завершения этих работ территория будет готова к приему и размещению грузов, монтажу установки КРС, оборудования, вспомогательных сооружений, инженерных коммуникаций.

Основным видом воздействия будет загрязнение атмосферного воздуха выхлопными газами строительной техники, изменение микрорельефа территории работ, образование техногенных форм рельефа, а также нарушение и погребение почвенно-растительного покрова на ограниченных площадях под насыпными основаниями.

Подготовительные работы к восстановительным работам. На скважину будут осуществляться доставка установки КРС, оборудования и их монтаж. Для доставки установки КРС и материалов будет использована дорога с твердым покрытием, а все работы по монтажу установки КРС будут выполняться в пределах площадки у устья скважины. Поэтому основным видом воздействия будет загрязнение атмосферного воздуха выхлопными газами транспортной и грузоподъемной техники.

Разбуривание цементных мостов. При восстановительных работах в процессе бурения будет производиться разрушение цементных мостов породоразрушающим инструментом (долотом) с транспортировкой (промывкой) выбуренной породы на поверхность химически обработанным буровым раствором.

Перед проведением работ в скважине на продуктивность устье оборудуется фонтанной арматурой и противовыбросовым оборудованием, опрессованными на полуторократное рабочее давление.

Вскрытие объектов производится перфорацией эксплуатационной колонны корпусными кумулятивными перфораторами. Перед проведением перфорации на скважине должен быть запас бурового раствора не менее одного объема.

После проведения перфорации в скважину спускаются насосно-компрессорные трубы до середины интервала перфорации.

Вскрытие объектов в колонне и способ вызова притока должны быть в соответствии с Едиными техническими правилами при ведении буровых работ и правилами пожарной безопасности.

5.9. Отходы производства и потребления

Транспортировка химических реагентов предусматривается в надёжной таре (в крафт-мешках, бочках). Сыпучие химреагенты в крафт-мешках хранятся в специальных закрытых помещениях.

Согласно проектным данным предусмотрено хранение бурового раствора в металлических емкостях, исключающих его утечку.

5.10. Характеристика аварийных и залповых выбросов и мероприятия по их предотвращению

Основными сценариями аварий при проведении работ на месторождении могут являться: отказ работы аварийной и запорной арматуры, создание избыточного давления в емкостях, повышение температуры в системах, разрыв резервуаров, разлитие топлива, пожар, взрыв.

Для снижения риска возникновения аварий и снижения ущерба от их последствий, выявляются проблемы, анализируются ситуации и разрабатывается комплекс мер по обеспечению безопасности и оптимизации средств подавления и локализации аварий, разрабатываются планы мероприятий на случай любых аварийных ситуаций.

План содержит требования об оповещении и действиях персонала, необходимых для проведения аварийных работ с целью защиты персонала, объектов и окружающей среды.

Первоочередные и последующие действия разработаны для каждого объекта, установки, системы в случае: пожара, дорожно-транспортных происшествий, несчастного случая с людьми, угрозы взрыва.

В планах предусмотрено комплексное решение проблем безопасности, в том числе противопожарной защиты за счет раннего предупреждения проливов и утечек, создания средств перехвата проливов для недопущения попадания нефтепродуктов в грунтовые воды, строго контроля опасных концентраций токсичных веществ на территории объекта, создание систем аварийного отключения.

Для предотвращения опасности аварийных выбросов из разрушенных или горящих объектов предусматривается обеспечение прочности и эксплуатационной надежности всех систем объекта. Надежность оборудования в целом определяется при их выборе и заказе.

Также предусмотрен ряд мер и мероприятий по технике безопасности, санитарии, пожарной безопасности с целью исключения возникновения аварийных ситуаций.

Меры безопасности предусматривают соблюдение действующих противопожарных и строительных норм и правил на объекте строительства, в том числе:

- соблюдение необходимых расстояний между объектами и опасными участками потенциальных источников возгорания;
- обеспечение беспрепятственного проезда аварийных служб к любой точке производственного участка;
- обеспечение безопасности производства на наиболее опасных участках и системах контрольно – измерительными приборами и автоматикой;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил эксплуатации при выполнении работ;
- регулярные технические осмотры оборудования, ремонт и замена неисправных материалов и оборудования;
- применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляции горячих поверхностей.

Для борьбы с возможным пожаром предусматривается достаточное количество противопожарного оборудования, средств индивидуальной защиты и медикаментов.

Производится расчет надежности оборудования, сертификация рабочих мест.

5.11. Мероприятия по снижению загрязнения

Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

Сыпучие материалы и химические реагенты должны храниться в закрытых помещениях или в контейнерах на огражденных площадках, возвышающихся над уровнем земли и снабженных навесом

Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку.

Предусматривается укрытие мест хранения пылящих материалов и емкостей хранения ГСМ.

Предусматривается постоянное проведение контроля качества соединений и материала.

Для предотвращения повышенного загрязнения атмосферы выбросами от дизельных генераторов необходимо проводить контроль на содержание выхлопных газов от двигателей внутреннего сгорания на соответствие нормам и систематически регулировать аппаратуру.

На рабочих местах, где концентрация пыли превышает установленные ПДК, обслуживающий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты органов дыхания (противопылевыми респираторами).

Обслуживающий персонал будет оснащен индивидуальными средствами защиты.

При выполнении мероприятий по сокращению выбросов рекомендуется:

- уменьшить, по возможности, движение транспорта на территории;
- упорядочить движение транспорта и другой техники по территории рассматриваемого объекта.

С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно-растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологиче-

ских требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:

- Осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории вокруг площадки будут сделаны ограждения.
- Рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны при строительстве. Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.
- Охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях.
- Использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки буровой осуществлять только по утвержденным трассам.

Основные мероприятия по минимизации отрицательного антропогенного воздействия на животный мир должны включать:

инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся;

строгое соблюдение технологии;

- запрещение кормления и приманки диких животных;
- запрещение браконьерства и любых видов охоты;
- использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом;

работы по восстановлению деградированных земель.

- для предотвращения гибели объектов животного мира от воздействия вредных веществ и сырья, находящихся на строительных площадках, необходимо:
- помещать хозяйственные и производственные сточные воды в емкости для обработки на самой производственной площадке или для транспортировки на специальные полигоны для последующей утилизации;
- обеспечивать полную герметизацию систем сбора, хранения и транспортировки добываемого жидкого и газообразного сырья;
- снабжать емкости и резервуары системой защиты в целях предотвращения попадания в них животных.

5.12. Охрана недр.

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Кодексом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании». В современном мире понятия экологической и промышленной безопасности неразделимы и уровень их обеспечения является важным критерием эффективности работы предприятия. Учитывая это, требование к технологии бурения и восстановления скважин в пределах блоков и задачи по обеспечению промышленной и экологической безопасности станут приоритетными.

Отсюда становится очевидным, что обеспечение безопасности работ - это сложный и планомерный процесс, который охватывает технические, организационные, экономические и социальные аспекты деятельности восстановительных буровых работ.

Известно, что уровень причинения вреда окружающей среде и здоровью людей от деятельности предприятия напрямую зависит от качества и технического состояния применяемого оборудования. Поэтому при КРС для модернизации установок КРС должно быть принято ряд технических решений, по замене старого оборудования более современным и надежным, переоборудованию и монтажу новых технологических систем, в том числе и систем сбора и хранения отходов производства.

Компания несет полную ответственность за состояние охраны недр на площади в процессе КРС в скважине. Ответственность за соблюдение требований законодательств в области охраны недр несет руководитель компании, осуществляющей пользование недрами.

Мероприятия по охране недр в процессе разведки месторождения предусматривают:

Предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки и освоении, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;

Предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии и освоении.

Электросиловые установки (дизели) будут оборудованы местными укрытиями с окнами, с выводом выхлопных труб с учетом направлений ветра.

Склады для хранения кислот и щелочей не предусматриваются, так как они будут завозиться со складов подрядчиков.

На рабочей площадке при монтаже установки КРС будет предусмотрена шумовибрационная изоляция от редукторного помещения, силового и насосного блоков и наличие ее будет отражено в акте приемки от подрядчиков.

На сооружениях, не имеющих укрытий от метеорологических воздействий предусматривается присыпка инертным материалом (песок) поверхности пола от наледей и своевременное удаление грязи, смазочных масел, химреагентов, устройство стока.

6. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ

№№ 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 04.08.2023 г.)	Астана, МИИРК от 30.12.2014г. №355
2	Закон РК «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2023 г.)	Астана, от 11.04.2014г. №188-V
3	Закон РК «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр»	Астана, от 15.06.2018г. №239
4	Закон РК «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2023 г.)	Астана, 16.05.2014 №202-V
5	Закон РК «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.)	Астана, от 23 апреля 1998 года №219-1
6	Экологический кодекс Республики Казахстан	Астана, от 02 января 2021 года № 400-VI
7	Кодекс РК «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 24.05.2018г)	Астана, от 24.05.2018г.
8	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана (с изменениями и дополнениями от 16.01.2019г)	Астана, от 22.05.18г МЭ РК №200
9	Водный кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.12.2018г.)	Астана, от 9 июля 2003г №481-II
10	Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2023 г.)	Астана, от 07.07.2020 года №360-VI
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-9

7. ПРИЛОЖЕНИЕ

Приложение 1 – Техническое задание на проектирование



«Утверждаю»
Генеральный директор
ТОО «Жаксымай Ойл»
Умурзаков М.Н.
«06» декабря 2023г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на разработку проектной документации «Групповой технический проект на реконструкцию и расконсервацию скважин месторождения Жаксымай» в Актюбинской области Республики Казахстан

1. Основание для проектирования	Контракт №4936-УВС от 24.06.2021г. на добычу углеводородов на месторождении Жаксымай. Горный отвод № 507-Д УВ от 14.09.2022 года, выданный РГУ «Комитет геологии Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК. Проект разработки месторождения Жаксымай Настоящее Техническое задание. И другие материалы, указанные в приложений 1.1. к настоящему техническому заданию
2. Заказчик	ТОО «Жаксымай Ойл»
3. Исполнитель	ТОО «БМ Продакшн»
4. Наименование объекта	Республика Казахстан, Актюбинская область, Темирский район, месторождение Жаксымай
5. Стадийность проектирования	Одностадийный
6. Номенклатура проектируемых работ	- Разработка группового технического проекта на реконструкцию и расконсервацию скважин на месторождении Жаксымай в Актюбинской области Республики Казахстан; - Сроки реконструкции, восстановление и испытания скважин 2024, 2025, 2026гг. - Основные проектные данные для разработки Технического проекта изложены в Приложении №1.1. к настоящему Техническому заданию.
7.Краткая геологическая информация	В административном отношении месторождение Жаксымай расположен на территории Темирского района Актюбинской области Республики Казахстан. В тектоническом отношении месторождение расположен в пределах восточного борта Прикаспийской впадины.
8. Характеристика пластового флюида	Плотность нефти 0,821-0,904 г/см ³ , содержание серы 0,23-0,72%, парафина 0,17-0,84%, содержание смол силикагелевых 6,0-23%, газовый фактор 64,5 м ³ /т, сероводород отсутствует.
9. Цели услуги	Разработка «Группового технического проекта на реконструкцию и рас консервацию скважин на месторождении Жаксымай в Актюбинской области Республики Казахстан» в целях получения притока углеводородов, подготовка и ввод расконсервированных скважин в промышленную разработку. Согласовать проектный документ регламентирующую проведения работ по восстановления на месторождении Жаксымай в установленном в соответствии с нормативными требованиями Республики Казахстан. В процессе разработки месторождения возникают ситуации, при

	которых необходимо проводить работы по ликвидации, консервации или восстановления, и восстановлению скважины. Эти работы должны вестись при строгом соблюдении технических и технологических требований по переводу консервируемых и ликвидируемых скважин в состояние обеспечивающее сохранность месторождения, безопасность жизни и здоровья населения, охрану окружающей среды в зоне влияния ликвидируемых/консервируемых скважин. Реконструкция и расконсервация скважин производится по инициативе недропользователя и осуществляется в соответствии с проектной документацией, разработанный с учетом выполнения «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» от 22.05.2018г. №200, утвержденный Министром Энергетики Республики Казахстан от 22.05.2018г.
10. Основные задачи	Реконструкция и восстановления скважин осуществляется в соответствии с проектной документацией. Проект должен содержать следующие разделы: общая пояснительная записка, геологическое строение месторождения, буровая изученность месторождения, технологические операции по восстановлению устья расконсервируемых скважин, комплекс геофизических исследований по определению технического состояния ствола скважины. - Разработка плана реконструкции и восстановления скважины; - Порядок организации работ при реконструкции и восстановления скважин; - Разработка плана изоляционно-ликвидационных работ при отрицательных работах по реконструкции и восстановления скважины; - Перечень мероприятий по охране недр, окружающей среды и обеспечения промышленной безопасности при проведении работ по реконструкции и восстановления скважин на месторождении Жаксымай
11. Ожидаемые результаты	Проект реконструкции и восстановления скважин месторождения Жаксымай должен быть разработан в соответствии с санитарно-гигиеническими, противопожарным и другими нормами, правилами, стандартами действующими на территории Республики Казахстан. Проект должен быть согласован в соответствующих контролирующих органах: ГУ «Департамент по промышленной безопасности Актыобинской области», РГУ «Департамент экологии по Актыобинской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии природных ресурсов Республики Казахстан.
12. Обязательные требования к Исполнителю.	- При оказании услуг соблюдать законодательство, действующее на территории Республики Казахстан. - Наличие лицензии на проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводородное сырье), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа (приложить копии подтверждающих документов); - Наличие государственной лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды. - Наличие сертификатов менеджмента ISO 9001, 14001, 18001. - Наличие у потенциального поставщика услуг не менее 5 специалистов с опытом работы более 3 лет, в том числе по геологии, по разработке и проектировании.

13. Срок выполнения работы	1. Подрядчик приступает к работе по выполнению НИР после подписания договора и получения от Заказчика всей необходимой информации, которая документально оформляется по акту. 2. Длительность работ по договору устанавливается в соответствии со сроками, указанными в Договоре.
14. Порядок и форма сдачи работы	1. «Подрядчик» предоставляет «Заказчику», проект для согласования. Срок согласования 5 дней. 2. После согласования проект передается Заказчику в 2 экземплярах на бумажном носителе на русском языке и в одном экземпляре в электронном виде на CD-диске.

Составил:

Геолог ТОО «Жаксымай Ойл»



Сатимов Ж.Г.

**Приложение №1.1.
к Техническому заданию
на разработку проектной документации «Группового
технического проекта на реконструкцию и
расконсервацию скважин на месторождении Жаксымай в
Актюбинской области Республики Казахстан»**

ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ ДАННЫЕ

- 1.1 **Государство, область, район строительства скважин:** Республика Казахстан, Темирский район, Актюбинская область
- 1.2 **Месторождение:** месторождение Жаксымай.
- 1.3 **Год ввода месторождения в промышленную эксплуатацию:** - 1939г.
месторождение эксплуатировалась до 1975 года. С 1975 г. по 2023г. находится в консервации.
- 1.4 **Назначение скважин:** Ранее пробуренные скважины были разведочно-эксплуатационные.
- 1.5 **Виды скважин:** вертикальные
- 1.6 **Группа скважин:** Вторая.
- 1.7 **Продуктивные пласты:** Отложения пермо-триаса и отложения юрского горизонта
- 1.8 **Глубина залегания продуктивного пласта (абс. отм.):**
Общий интервал нефтеносности пермтриаса достигает 70 м, абсолютная глубина залегания горизонта на северном поле 295-455 м на южном поле 320-470 м.
Абсолютная глубина залегания горизонта находится в пределах 275-385 м
- 1.9 **Количество и номера скважин для реконструкция и расконсервация скважин:**
Всего планируется провести реконструкция и расконсервация скважин в 14 скважин №№Г-25, Г-45, Г-43, Г-68, Г-71, Г-73, Г-81, Г-56, Г-60, Г-61, Г-95, Г-164, Г-201, Г-63
Сроки реконструкция и расконсервации скважин: 2024, 2025, 2026гг.
- 1.10 **Число объектов испытания:** по 2 объекта в пермтриасовых отложениях и 1 объект в юрских отложениях в каждой расконсервированной скважину
- 1.11 **Конструкция скважины:**
- 1.12 **Литологический разрез представлен:** (Необходимо взять из проекта разработки и Отчета подсчета запасов по месторождению Жаксымай 1963 года)
- **Градиент пластового давления:** данные из подсчета запасов месторождения Жаксымай 1963г.
- **Возможные осложнения:** Наличие изоляционных цементных мостов, оборудования устья скважины т.к. на некоторых скважинах отсутствуют колонной головки, возможное наличие посторонних металлических предметов в скважине, наличие

нарушении эксплуатационной колонны из-за большого срока с момента спуска и крепления ствола скважины

- **Буровой раствор:** Параметры и состав бурового раствора необходимо взять и Группового технического проекта на строительство оценочно-эксплуатационных скважин (300, 301, 302, 303).

2. Координаты скважин

№ п/п	Скважина	Горизонт	С.Ш.	В.Д.	Дата опробования	Дебит нефти/воды м ³ /сут	Состояние на 2023г.
1	Г-25	РТ+J	49°22'03.46"	56°22'36.59"	12.08.1948г.	2,86/0,1	консервации
2	Г-45	РТ	49°22'58.78"	56°23'32.02"	12.09.1948г.	0,59/0,1	консервации
3	Г-43	РТ	49°21'55.29"	56°23'14.08"	30.09.1948г.	0,59/0,1	консервации
4	Г-68	РТ	49°22'48.88"	56°23'39.43"	16.08.1941г.	0,12/0,05	консервации
5	Г-71	РТ	49°22'44.35"	56°23'20.64"	28.09.1941г.	0,71/0,1	консервации
6	Г-73	РТ	49°22'45.15"	56°23'31.69"	22.05.1942г.	0,94/0,4	консервации
7	Г-81	РТ	49°22'37.69"	56°23'16.22"	04.10.1942г.	0,71/0,1	консервации
8	Г-56	РТ	49°22'42.07"	56°23'35.27"	1942г.	5,0	консервации
9	Г-60	РТ	49°22'38.34"	56°23'27.53"	08.10.1941г.	0,24/0,1	консервации
10	Г-61	РТ	49°22'38.76"	56°23'33.03"	07.06.1941г.	0,12/0,5	консервации
11	Г-95	РТ	49°22'25.30"	56°23'06.06"	06.06.1943г.	0,47/0,1	консервации
12	Г-164	РТ	49°21'56.79"	56°22'25.72"	08.02.1945г.	1,41/8	консервации
13	201	РТ	49°21'32.77"	56°21'58.65"	1948г.	2,0	консервации
14	Г-63	РТ	49°22'11.24"	56°23'13.44"	13.08.1941г.	1,18/0,1	консервации

3. Испытание объектов после окончания восстановления:

3.1. I объект: По результатам дохода инструменте после раскосервации и проведения комплекса ГИС (АКЦ, ЭМДС, НГК, ГК, ЛМ, ТМ, Инклинометр, Профиль притока)

3.2. Типоразмер НКТ: 73 мм. Толщина стенки 5,5 мм

4. Вид, объем подготовительных работ:

4.1. Необходимость проведения проектно - изыскательских работ на площадке строительства буровой: - нет.

4.2. Сооружение дороги к буровой: по проекту обустройства: нет.

4.3. Сооружение буровой площадки: по проекту обустройства: нет.

4.4. Сооружение проездов и мостов: нет.

• Охрана окружающей среды:

12.1 Рекультивация буровой площадки: до начала строительства скважины: нет.

12.2 Необходимость рекультивации трасс перетаскивания оборудования после завершения строительства скважин: нет.

12.3 Система сбора отходов при строительстве скважины: безамбарный способ сбора отходов в металлические контейнеры или емкости объемом 20 м³, с дальнейшим вывозом на полигон временного хранения и последующей переработкой.

12.4 Система сбора пластового флюида (эмульсии, нефть, газоконденсат): в экологическую емкость объемом – 20 м³.

Составил:

Геолог ТОО «Жаксымай Ойл»



Сатимов Ж.Г.

Приложение 2 – Горный отвод, Картограмма.



Приложение № _____
к Контракту № _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)
от 04.06 2021 год
рег.№ 423-Д УВ

РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

УЧАСТОК НЕДР (ГОРНЫЙ ОТВОД)

Предоставлен товариществу с ограниченной ответственностью «Wings Oil» для осуществления операций по недропользованию на месторождении «Жаксымай» в Актюбинской области на основании Протокола № 203092 от 23 апреля 2021 года о результатах аукциона по предоставлению права недропользования по углеводородам, решением комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан по проведению конкурса на получение права недропользования.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены **угловыми точками с № 1 по № 4.**

Координаты угловых точек					
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	49° 21' 40"	56° 20' 00"	3	49° 21' 55"	56° 25' 00"
2	49° 24' 50"	56° 25' 00"	4	49° 20' 18"	56° 22' 10"

Площадь участка недр составляет – **24,6** (двадцать четыре целых шесть десятых) кв.км.

Глубина отработки – **минус 660 м.**

Заместитель председателя



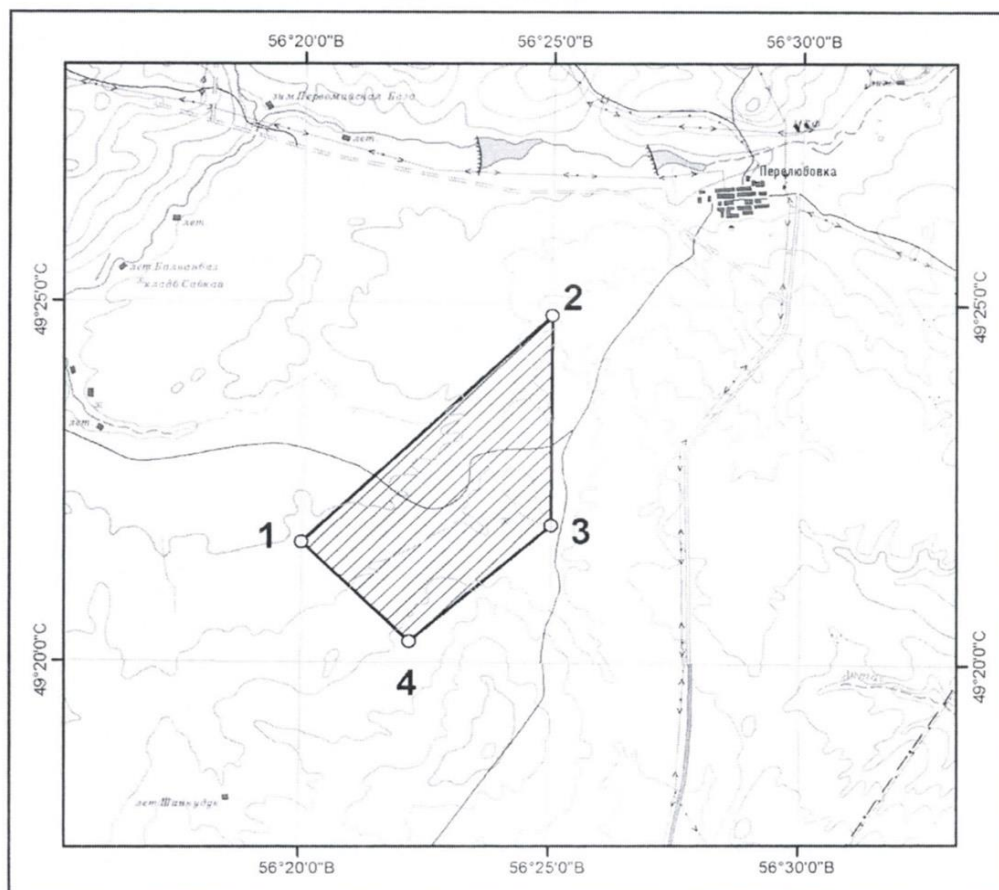
М. Тналиев

г. Нур-Султан,
июнь, 2021 г.

Приложение № _____
 по Контракту № _____ от ____ . 2021 г.
 на право недропользования
углеводороды
 (вид полезного ископаемого)
добыча
 (вид недропользования)

от 4 июня 2021 г. Рег. №423-Д-УВ

Картограмма расположения участка недр месторождения Жаксымай
 Масштаб 1: 150 000



Условные обозначения

- контур участка недра месторождения Жаксымай
- автодороги (шоссе)
- улучшенные грунтовые дороги
- грунтовые проселочные дороги
- реки, ручьи (пересыхающие)
- реки, ручьи (постоянные)
- населенные пункты
- горизонтали основные

г. Нур-Султан
 июнь, 2021 г.

Приложение 3. Лицензии на право проектирования ТОО «БМ Продакшн»

1 - Т

13011328



ЛИЦЕНЗИЯ

18.07.2013 года

13011328

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "БМ Продакшн"

010000, Республика Казахстан, г.Астана, пр-т Республики, дом № 78., 40., БИН: 130440012251

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатация горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических, химических производств, проектирование (технологическое) нефтегазоперерабатывающих производств, эксплуатация магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов;

(наименование конкретного лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

Вид лицензии

Генеральная

Особые условия
действия лицензии

подвиды работ, разрешенные к осуществлению в нефтегазовой отрасли в рамках лицензируемого вида деятельности, согласно приложению к лицензии
(в соответствии со статьями 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Лицензиар

Министерство нефти и газа Республики Казахстан. Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе Министерства нефти и газа Республики Казахстан
(полное наименование лицензиара)

Руководитель

БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

(уполномоченное лицо)

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

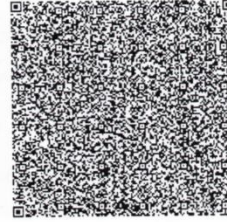
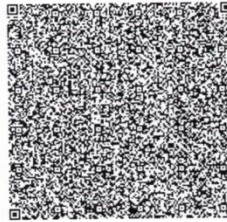
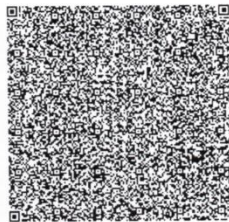
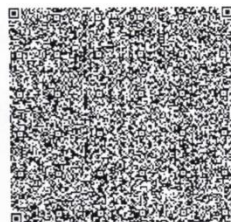
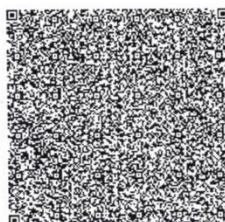


подпись (для лицензий на бумажных носителях)

Место печати (для лицензий на бумажных носителях)

Место выдачи

г.Астана



Берілген құжат - Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтамба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасымалдағы құжатқа тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» - равнозначен документу на бумажном носителе



ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 13011328

Дата выдачи лицензии 18.07.2013

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

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

- Составление технико-экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений
- Проектирование (технологическое) горных производств
- Проектирование добычи нефти, газа, нефтегазоконденсата
- Составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений

Производственная база г.Астана, пр-т Республики, д.78, кв.40

(место нахождения)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "БМ Продакшн"

010000, Республика Казахстан, г.Астана, пр-т Республики, дом № 78., 40., БИН: 130440012251

(полное наименование, местонахождение, бизнес идентификационный номер юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Лицензиар

Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе

Министерства нефти и газа Республики Казахстан. Министерство нефти и газа Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель

(уполномоченное лицо)

БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

подпись (для лицензий на бумажных носителях)

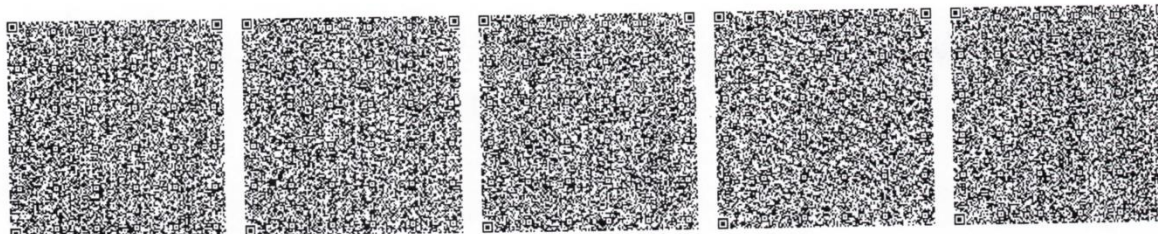
Место печати (для лицензий на бумажных носителях)

Номер приложения к лицензии 001

Дата выдачи приложения к лицензии 18.07.2013

Срок действия лицензии

Место выдачи г.Астана



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе

Приложение 4 Расчет отходов

1. Объем выбуренной породы при строительстве скважин												

Приложение 4 Обоснование выбора типа буровой установки

Цель бурения и назначения скважин:	Реконструкция
Вид скважин:	Вертикальная
Проектная глубина скважин:	700м
Максимальная масса бурильной колонны в воздухе:	12,7т

Согласно технической характеристике, а также с учетом наличного парка буровых установок у подрядчика, принимается Буровая установка «УПА 60/80», с максимальной грузоподъемности 80тн.

Максимально допускаемая нагрузка на крюке установки «УПА 60/80» - 80тн.

При этом необходимо соблюдение условий:

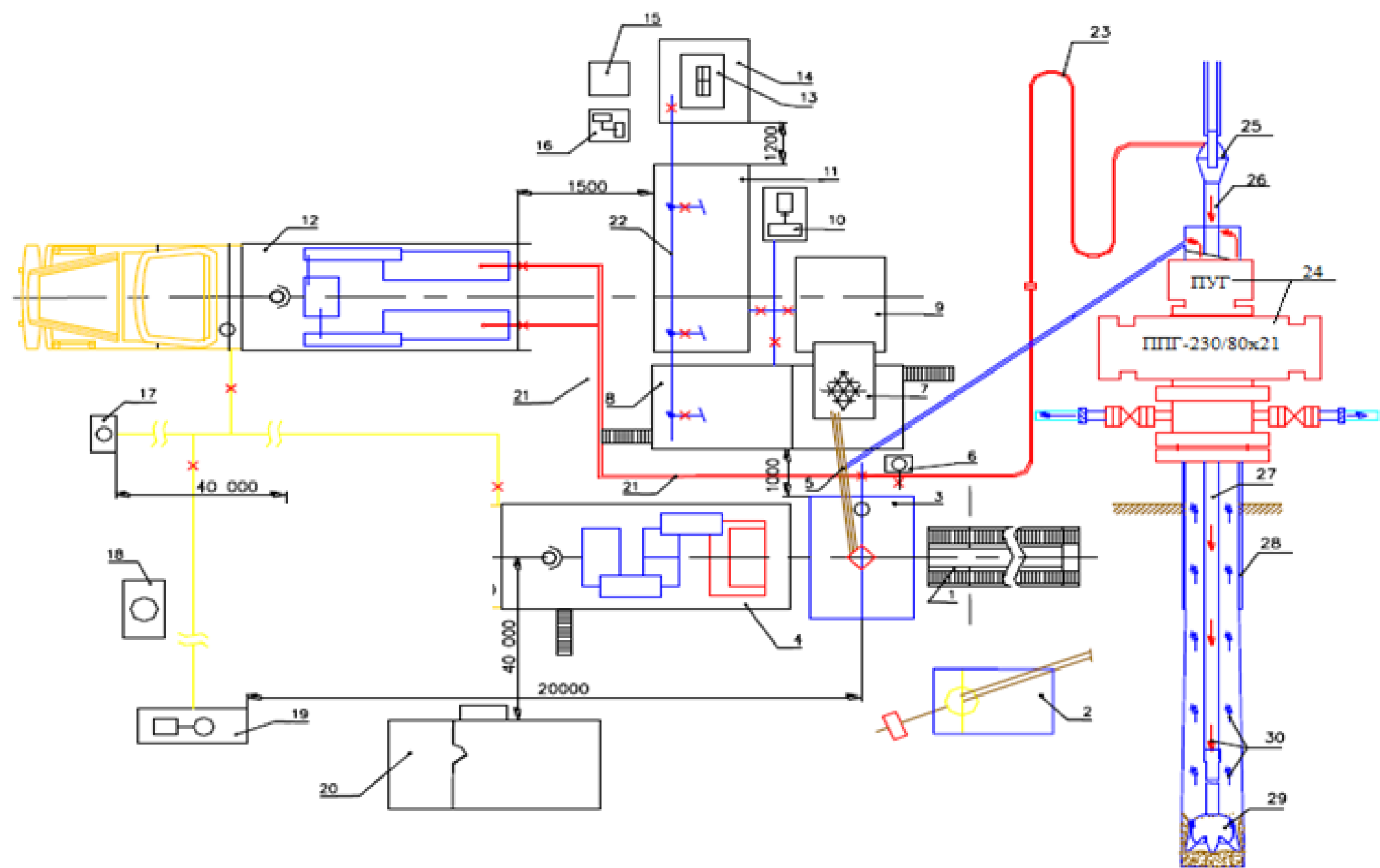
1. $Q_{\text{мах бур. инстр}} \leq 0,6 Q_{\text{доп. тах на крюке}}$:

$$12,7 \leq 0,6 \times 80\text{т}$$

$$12,7 \leq 48\text{т}$$

Что соответствует требованиям «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

Схема расположения Бурового оборудования



30.	Направление циркуляции
29.	Буровое долото
28.	направление 324мм
27.	Буровая колонна
26.	Ведущая труба
25.	Вертушок
24.	Превентор ОП 32 230/80х21
23.	Буровой рукав
22.	Хоз.манифольд с гидростроителем
21.	Манифольд со стоком
20.	Кульбужка
19.	ДЭС- 60-100 кВт.
18.	Емкость моторной воды
17.	ТМУ-25
16.	Насос тех.воды НБ50
15.	Сарай хим.реагента
14.	Емкость тех.воды V=40 м³
13.	Глиномешалка МГ-2х4
12.	Насосный блок:
11.	Приемный мерник V=18 м³
10.	Шламовый насос ГШН-150
9.	Экологическая емкость V=8 м³
8.	Отстойник 18 м
7.	Вибросито ВС-1
6.	Емкость долива с основанием V=6м³
5.	Желоб от устья к ВС-1
4.	Выпечный блок на шасси КраЗ-6510
3.	Роторная площадка
2.	Кран КПБ-3 М с основанием
1.	Приемный мост со стеллажами

Приложение 6. Типовая схема обвязки противовыбросового оборудования

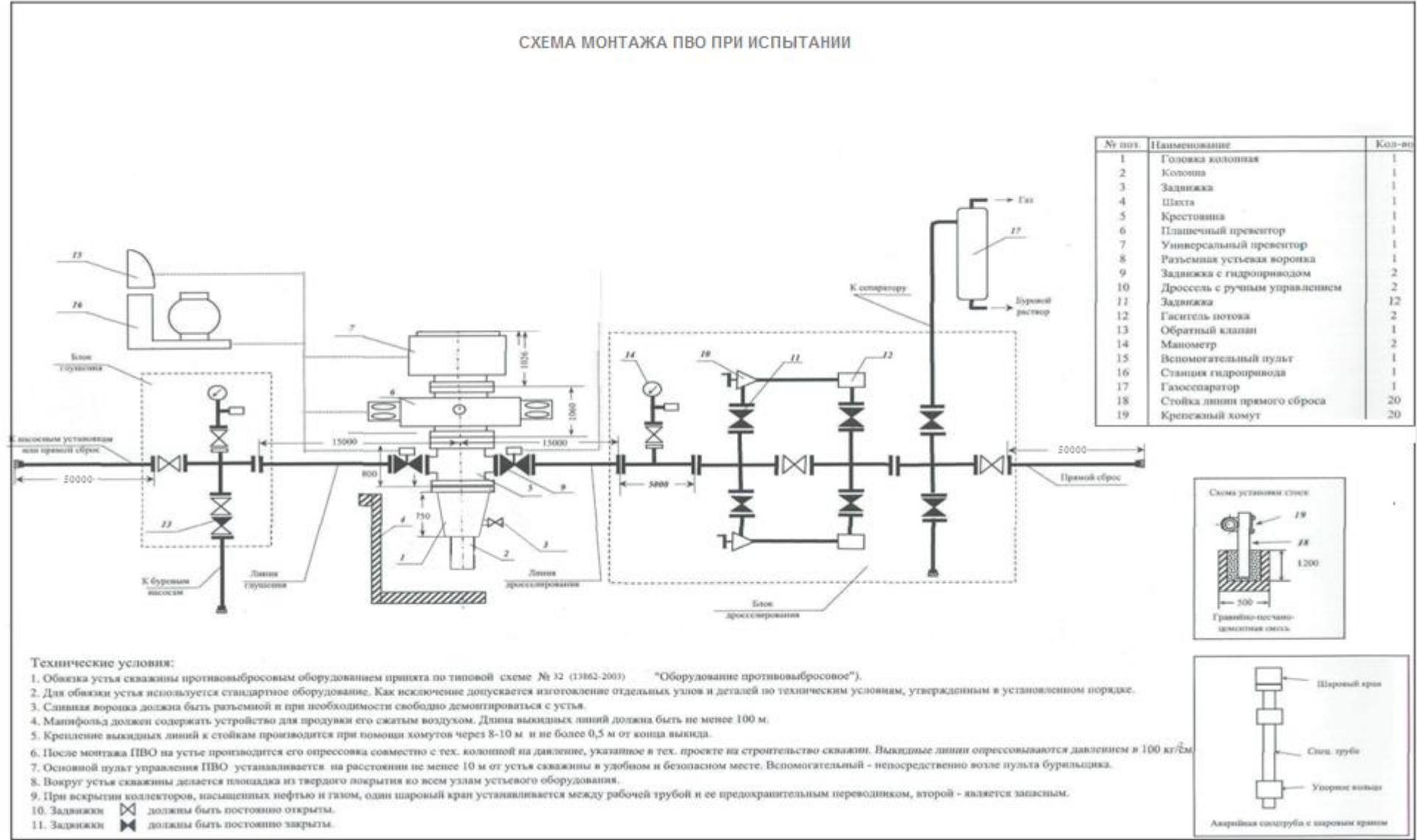


Схема обвязки устья скважины при испытании пластов в колонне

