

ТОО «MEDEO DRILLING GROUP»
ТОО «КАСПИАН ЭНЕРДЖИ РЕСЕРЧ»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «Medeo Drilling Group»
Ермеков Х.Е.
2024г.



ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на реконструкцию и восстановлению скважин
на площади БАЖИР

Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»



Джамикешов А.М.

г. Атырау, 2024г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Главный инженер проекта



Умбетов Е.К.

Ведущий инженер



Туралиев К.С.

Начальник отдела проектирования
оценочных работ



Тлекбаева Л.Н.

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА.....	4
2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	6
3. Геологическое строение площади	8
4. Данные по скважинам.....	16
4.3. Порядок проведения работ.....	17
4.4.1. Подготовительные и строительно-монтажные работы.....	20
4.5. Буровые растворы	22
4.5.1. Выбор типа и параметров бурового раствора.....	22
4.6. Опробование скважин.....	25
4.6.3. Оборудование устья скважины.....	27
4.6.1 Геофизические и геохимические исследования.....	26
4.7. Исследовательские работы	27
4.8. Исследование горизонтов на продуктивность и тестовая добыча	28
4.8.1 Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне.....	29
4.9. Продолжительность работ на скважинах.....	31
5. ОХРАНА ТРУДА, НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	32
5.1. Охрана труда, техники безопасности и промышленной санитарии	32
5.2. Санитарно-бытовое обслуживание	34
5.3. Контроль окружающей среды	34
5.5. Радиационная безопасность.....	36
5.6. Рекультивация земель	37
5.7. Противоданная и газовая безопасность	37
5.8. Обслуживание и эксплуатация электрооборудования	38
5.9. Строительно-монтажные и восстановительные работы.....	38
5.10. Отходы производства и потребления.....	39
5.11. Характеристика аварийных и залповых выбросов и мероприятия по их предотвращению	39
5.12. Мероприятия по снижению загрязнения.....	40
5.13. Охрана недр.....	41
6. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ.....	43
7. ПРИЛОЖЕНИЕ.....	44
Приложение 1 – Техническое задание на проектирование	44
Приложение 2 – Геологический отвод, Картограмма.....	46
Приложение 3. Протокол ГТС.....	48
Приложение 4. Лицензии на право проектирования	50
Приложение 5 Расчет отходов.....	52
Приложение 6 Обоснование выбора типа буровой установки	53
Приложение 7. Типовая схема расположение бурового оборудования буровой установки УПА 60/80	54
Приложение 8. Типовая схема обвязки противовыбросового оборудования	55
Приложение 9. Схема обвязки устья скважины при испытании	56
Приложение 10. Схема расположения жилого городка и план эвакуации людей при возникновении чрезвычайной ситуации	57
Приложение 11. Геолога – технический наряд	58

1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Настоящий проектный документ разработан согласно Договора от 4 марта 2024г. между ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» и ТОО «MedeoDrillingGroup», 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 является ТОО «MedeoDrillingGroup» на основании Контракта №5309 от 02.02.2024 г на разведку и добычу углеводородного сырья на участке Бажир. Срок действия контракта – до 02.02.2030 года

Площадь геологического отвода участка Бажир составляет 83,12 кв.км. Глубина отвода - до палеозойского фундамента.

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 восстановления скважин будет производиться по инициативе предприятия - пользователя недр, на балансе которого находятся скважины.

Реконструкция и восстановление разведочных скважин Г-1, Г-2 будет осуществляться с помощью буровых установок УПА-60/80 (или аналогичные по грузоподъемности).

Проектная глубина скважин Г1-1130м, Г2-1062м.

Проектный горизонт-Триас

Установка оснащена современным основным и вспомогательным буровым оборудованием, средствами механизации, автоматизации и контроля технологических процессов, удовлетворяет требованиям техники безопасности и противопожарной безопасности, требованиям охраны окружающей природной среды.

Основными факторами, позволяющими достичь высоких технико-экономических показателей бурения, являются: применение рациональной конструкции скважины, применение эффективных долот и бурголовок, керноотборочного снаряда, качественного полимеркалиевого бурового раствора.

Результаты опробования скважины

По скважине Г-1 был отобран керн в интервалах 580-589 м, 700-709 м, 950-959 м, 1009-1009 м, 1020-1029 м, 1029-1038 м, 1038-1044 м, 1195-1200 м, объем отбора - 65 м, линейный вынос керна составил 53,45 м, процент выноса – 82,2 %; по скважине Г-2 отобранный объем керна составил 54 м, линейный вынос керна – 50,7 м, процент выноса – 93,9% (табл.3.4.1).

При испытании интервала 1035-1039 м в триасовых отложениях в скважине Г-1 получен приток пластовой воды плотностью 1,16 г/см³.

В скважине Г-2 при испытании из интервала 994-997 м получен фонтан газа, из интервала 950-952 м получен приток воды с нефтью дебитом 2 м³/сут, из интервала 907-911 м притока нет, из интервала 903-906 и 908-911 м путем компрессирования получен приток воды с плотностью 1,16 г/см³.

Обоснование реконструкции и восстановление скважины

Скважина Г-1 ликвидирована по геологическим причинам по категории I пункт «а». Скважина Г-2 в консервации. В процессе ликвидации установлены цементные мосты в интервалах 1070-1020м, 250-200м. На устье скважины установлен репер. В процессе консервации установлен цементный мост в интервале 1062-1130м

К испытанию в колонне по заключению ГИС в разрезе скважины в отложениях триаса (интервал глубин 1033.1-1040.0 м) выделен неоднородный песчаник. Кровельная часть пласта в интервале 1033.1-1038.3 м имеет геофизические характеристики УЭС - 1.5-2 Омм, по ГК - 7.5 мкР/ч, Кнг - 36 % и характеризуется как неоднородный песчаник слабонефтегазонасыщенный. Ниже интервал 1038.3-1040.0 м интерпретируется как заглинизированный уплотненный песчаник с незначительным содержанием УВ. По описанию керна, отобранного в данном интервале, имеются признаки УВ. Другой пласт в отложениях триаса (интервал 1113.4-1115.2 м) имеет геофизические характеристики УЭС - 1.7 Омм, по ГК - 8.0 мкР/ч, АК - 336 мкс/м и имеет неясный характер насыщения.

В связи с вышеперечисленным, для определения характера насыщения и гидродинамических характеристик пластов коллекторов проектом планируется провести следующий вид работ:

- Оборудовать устье скважины;
- Определить герметичность 168,3 мм эксплуатационной колонны;
- Разбурить цементные мосты.
- Испытание продуктивных горизонтов.

Порядок проведения работ.

1. Произвести планировку территории вокруг скважины.
 2. Убрать репер, построить шахту с размерами 2,5м x 2,5 м x 2 м.
 3. Произвести монтаж станка,
 4. Оборудовать устье скважины колонной головкой, смонтированной на обсадную колонну 244,5 мм нулевой патрубком, с обвязкой через клинья с 168,3мм технической колонной, с установленной выше катушкой 230x21 и превенторной сборкой на 210 атм проходным отверстием 230 мм. По окончании монтажа колонную головку и превентор с помощью опрессовочной манжеты опрессовывать на давление 90 атм. Опрессовку устьевого оборудования производить в присутствии представителя АСС.
 5. Завести техническую воду с удельным весом 1,19-1,22 г/см³, объемом 90 м³.
 6. Спустить долото Ø 140мм с ВЗД +НКТ 73,0мм до глубины 1130 м с промежуточными промывками через каждые 500 м.
 7. По достижению цементного моста произвести промывку двумя полными объемами скважины
 8. Определить герметичность 168,3 мм колонны опрессовкой на давление 90 атм. При негерметичности колонны ремонтно-изоляционные работы будут проведены по отдельному плану.
- При герметичной колонне разбурить цементный мост до глубины 1030 м.

Произвести промывку двумя полными объемами скважины с выравниванием параметров бурового раствора.

9. Дальнейшие работы производить согласно техническому проекту.

НКТ $\varnothing 73,0$ мм. укомплектована прочными трубами что позволит без риска работать на верхних пределах рекомендуемых режимов.

Проект выполнен на основании действующих нормативных и инструктивных документов. Имеющиеся у Подрядчиков буровых работ стандарты, сертификаты на оборудование и другие технические средства должны пройти сертификацию согласно нормативными документами Республики Казахстан.

2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Таблица 2.1 - Общие сведения о районе работ

№ №	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Кызылкогинский и Макатский районы Атырауской области
2	Место базирования НГРЭ	п.Макат
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	Равнина с абсолютными отметками от -7 м до 30 м. Развиты холмы, гряды, разделенные замкнутыми понижениями.
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Вода подвозится из п.Макат
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	-35°C-+40°C
7	Количество осадков	150 мм
8	Преобладающее направление ветров и их сила	Северо-восточное, до 20 м/с
9	Толщина снежного покрова и его распределение	10-20см, неравномерно
10	Геокриологические условия	Мерзлые породы отсутствуют
11	Начало, конец и продолжительность отопительного сезона	Ноябрь-март
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	сайгаки, волки, лисы, грызуны, пресмыкающиеся и насекомые
13	Населенные пункты и расстояния до них	г.Атырау в 160 км на юго-запад, п.Кенбай в 20 км на ЮВ
14	Состав населения	Казахи
15	Ведущие отрасли народного хозяйства	Нефтяное хозяйство, животноводство
16	Наличие материально-технических баз	В г.Атырау

3.ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ

Краткая литолого-стратиграфическая характеристика района работ

Осадочный чехол Прикаспийской мегасинеклизы представлен тремя структурными этажами - подсолевым, соленосным и надсолевым.

В подсолевой комплекс объединены докунгурские отложения от позднепермского до артинских включительно, мощность которых составляет 10-13 км.

Подсолевые отложения в пределах исследуемой территории залегают на глубинах 8-9 км и бурением не вскрыты.

Ко второму, соленосному, относится толща гидрохимических осадков (P_{1k}) мощностью до 3 км, обусловившая формирование солянокупольных структур.

Наиболее древними отложениями, вскрытыми глубокими скважинами на участке Бажир являются отложения кунгурского яруса нижней перми.

Надсолевой осадочный комплекс в исследуемом районе представлен отложениями триаса, юры, мела, палеогена, неогена и четвертичными осадками (рисунок 3.1.1).

Пермская система – P

Нижний отдел – P₁

Кунгурский ярус - P_{1k}

По литологическому составу в отложениях кунгурского яруса выделяются две толщи: нижняя – галогенная и верхняя – сульфатно-терригенная.

Отложения галогенной толщи представлены каменной солью с включениями карбонатно-глинистого материала, гипса и ангидрита. Каменная соль светло-серая до белого, блестящая, полупрозрачная, крупнокристаллическая, полосчатая за счет многочисленных линзовидных включений и прослоек карбонатно-глинистого материала, гипса и ангидрита.

Отложения сульфатно-терригенной толщи (кепрок) представлены ангидритами темно-серыми, мелко- и тонкокристаллическими, крепкими, местами трещиноватыми с включениями кристаллического гипса и прослойками глины темно-серой.

Максимальная вскрытая мощность кунгурского яруса – 79м (скв. Г-2).

Триасовая система - T

Триасовые отложения подразделяются на две части: нерасчлененные нижний – средний отделы и верхний отдел.

Триасовые отложения подразделяются на две части: нерасчленённые нижний – средний отделы и верхний отдел.

Нижне-среднетриасовый отдел представлен преимущественно глинами с прослоями аргиллитов, песчаников и гравелитов.

В отложениях верхнего триаса преимущественное распространение имеют глины и алевроиты, подчинённое – пески, песчаники, сидериты, аргиллиты, гравелиты и угли.

В скв.Г-1 Бажир мощность отложений триаса составляет 309 м.

Отложения верхнего триаса с размывом залегают на породах нижнего-среднего триаса и с размывом перекрываются отложениями юры.

Система	Отдел	Ярус	Подярус	Индекс	Литология	Мощность	Характеристика пород
Четв.				Q		11	Суглинки, пески
НЕОГЕН				N		84	Глины светло-серые, зеленовато-серые, с прослойками песка
ПАЛЕОГЕН				P		30	Глины зелёные с прослойками песка
МЕЛОВАЯ	верхний	Датский		K _{2d}		18	Мергели и мел
		Маастрихт		K _{2m}		100	Светло-серые мергели и мел
		Кампан	нижний	K _{2sp1}		116	Мергели, белые, мелоподобные
		Сантон	верхний	K _{2st2}		51	Мергели с прослойками глин и мела
			нижний	K _{2st1}		40	Мергели белые
		Коньяк	верхний	K _{2k2}		16	Мергели, глины
			нижний	K _{2k1}		10-14	Мергели белые глинистые
	Турон	верхний	K _{2t2}		26	Мергели светло-серые, песчаники светло-серые, известковистые	
	Сеноман	нижний	K _{2s1}		56	Глины, алевриты, пески	
	нижний	Альб	средний+верхний	K _{1al2-3}		243	Глины, алевриты, пески, угли бурые
			нижний	K _{1al1}		12-89	Глины с прослойками алевритов и песчаников
		Апт		K _{1a}		94	Глины, песчаники, реже пески
Баррем			K _{1b}		170	Глины, песчаники, пески	
Валанжин-Готерив			K _{1v-h}		11-111	Глины зеленовато и голубовато-серые, плотные	
ЮРСКАЯ	верхний	Волжский	средний	J _{3v2}		3-36	Глины зеленовато-серые, алевритистые
			нижний	J _{3v1}		15-29	Глины зеленовато-серые, плотные
		Кимеридж		J _{3km}		5	Известняки светло-серые, глинистые
		Келловей-Оксфорд		J _{3k-o}		6-7	Плотные зелёные глины с прослойками аргиллитов
	Нижний+средний	Бат		J _{2bt}		85	Чередование глин, песков и песчаников
		Байос		J _{2bs}		14-107	Глины и пески с прослойками песчаников, алевролитов и бурых углей
		Аален		J _{2a}		26-108	Глины и пески с прослойками песчаников, алевролитов и бурых углей
		нижний		J ₁		20-82	Песчаники и алевролиты
ТРИАСОВАЯ	верхний			T ₃		107	Глины, алевритистые
	средний+нижний			T ₁₋₂		9-234	Пестро-цветные серовато-зелёные глины и светло-серые песчаники
ПЕРМСКАЯ	нижний	Кунгур		P _{1k}		60	Кристаллическая соль, ангидриты

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



Рис.4.1.1. Обобщенная литолого-стратиграфическая колонка

Юрская система - J

Юрские отложения на исследуемой площади вскрыты скажинами на восточном крыле соляного купола Бажир. В межкупольных депрессиях они залегают на значительных глубинах.

В составе юрских отложений выделены: нижнеюрские (нерасчлененные), среднеюрские (ааленские, байосские, батские) и верхнеюрские (волжские).

Нижний отдел - J₁

Нижнеюрские отложения повсеместно со стратиграфическим несогласием ложатся на верхнетриасовые и перекрываются отложениями аалена. Нижнеюрские осадки отличаются от ниже- и вышележащих пород более светлой окраской и подразделяются на две пачки: нижнюю песчаную и верхнюю песчано-глинисто-алевролитовую.

Песчаная пачка сложена сверху однородными, серыми, алевритистыми песками мелкозернистыми. К основанию зернистость песков увеличивается, появляется мелкая галька кварц-кремнистых пород.

Цемент песчаников карбонатный, отмечается вкрапленность пирита, растительный детрит.

Песчаная пачка имеет площадное распространение и характеризует начало цикла осадконакопления.

Алевролитно-песчано-глинистая пачка распространена повсеместно, в основном, сложена чередованием прослоев алевролитов, песков и глин.

Песчаники кварцевые, известковитые, полимиктовые с галькой кварцитов и кремней, разномзернистые. Структура песчаников псаммитовая. Полуокатанные обломки величиной 0,4 – 1 мм представлены кварцем, полевым шпатом, кремнями, кварцитами, вулканитами, обломками лигнита. Иногда встречается галька кремней и кварцитов от 2 до 14мм. Цемент песчаников известковистый, участками обогащен пиритом.

Мощность нижнеюрской толщи 65 м в скв.Г-1.

Средний отдел – J₂

В литологическом отношении вся толща средней юры представлена монотонными, сероцветными, песчано-глинистыми отложениями, что затрудняет расчленение по этим признакам.

Глины серые, пепельно-серые, алевритистые, иногда песчанистые, гидрослюдистые, нередко тонкослоистые за счет присыпок по плоскостям наслоения серого, тонкозернистого алеврита и песка. Пески серые, светло-серые, тонко- и мелкозернистые, иногда с примесью алеврита. Среднее зерно 0,2 – 0,27 мм. Алевролиты серые, темно-серые, кварцевые, тонко-мелкозернистые с неясновыраженной, иногда кривой, линзовидной слоистостью, с прослоями лигнита.

Песчаники серые, кварцевые, мелко- и среднезернистые, с различным составом цемента (сульфидный, кальцитовый).

Алевролиты серые, темно-серые, иногда с бурым оттенком, плотные. Основная масса породы сложена тонкозернистым, кварцевым алевритом с примесью глинистого материала. Цемент карбонатный.

Встречаются прослои углей. Угли бурого и темно-коричневого цвета, легкие, состоящие из углефицированных остатков флоры.

Мощность среднеюрской толщи - 247 м в скв. Г-1.

Верхний отдел - J₃

Отложения верхнего отдела юры на исследуемой площади изучены недостаточно. В сводовых частях куполов они маломощные, нередко выпадают из разреза или размывы.

Отложения верхней юры с размывом залегают на среднеюрских отложениях и со стратиграфическим несогласием перекрываются отложениями валанжин-готерива.

Мощность верхнеюрской толщи - 132 м в скв. Г-1.

Меловая система – К

Отложения меловой системы имеют широкое распространение на исследуемой территории и представлены двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел – К₁

Отложения нижнего отдела вскрыты в сводовых частях всех соляных куполов района работ. Они делятся на нерасчлененные валанжинский-готеривский, барремский, аптский и альбский ярусы.

Отложения нижнего отдела делятся на нерасчлененный валанжинский-готеривский, барремский, аптский и альбский ярусы.

Валанжинский-готеривские отложения с несогласием залегают на образованиях верхней и средней юры и с разрывом перекрываются баррем-аптскими отложениями. Они представлены преимущественно глинами. Маломощные прослои алевролитов, аргиллитов и известняков имеют подчиненное значение.

Отложения барремского яруса сложены глинами, песчаниками, реже песками.

Литологически отложения аптского яруса представлены глинами, песчаниками и песками.

Альбский ярус состоит из трех подъярусов: нижний представлен глинами с подчиненными прослоями алевролита и песчаников, средний-верхний подъярусы – глинами, алевролитами, песками с подчиненными прослоями песчаников, аргиллитов. Мощность нижнемеловых отложений в скв. Г-1 Бажир равна 256 м.

Верхний отдел – К₂

В отложениях верхнего мела выделяются сеноманский, туронский, коньякский, сантонский, кампанский, маастрихтский и датский ярусы.

Сеноманский ярус представлен нижним подъярусом, сложенным глинами, алевролитами песками с подчиненными прослоями песчаников и конгломератов.

Туронский ярус представлен верхним подъярусом, сложенным песчаниками и мергелями.

Коньякский, сантонский, кампанский представлены нижним и верхним подъярусами, сложенными преимущественно мергелями с прослоями глин и мела. Маастрихтский и датский ярусы представлен мергелем и мелом.

Мощность верхнемеловых отложений в скв. Г-1 Бажир составляет порядка 190 м.

Палеогеновая система – Р

Отложения палеогена представлены породами среднего-нижнего эоцена и палеоцена, литологически сложенных глинами с прослоями песка. Максимальная вскрытая мощность картировочными скважинами равна 30 м.

Глины зеленые, темно-зеленые, плотные, жирные на ощупь, слюдистые с прослоями песка светло-серого, тонко-зернистого, слюдистого с обломками тонкостворчатых раковин.

Максимальная вскрытая мощность картировочными скважинами равна 30 м.

Неогеновая система – N

Отложения представлены глинами светло-серыми, зеленовато-серыми, плотными, местами слоистыми, песчанистыми, слюдистыми с включениями обломков раковин и ОРО, с прослойками песка серого мелкозернистого.

Максимальная вскрытая мощность – 84 м (карт. скв.10 пл.Бажир).

Четвертичная система – Q

Четвертичные отложения представлены глинами, суглинками, а в верхней части разреза – в основном песками.

Глины серовато-белые, желтовато-серые, серовато-зеленые, вязкие, песчанистые, известковистые с обломками раковин и кристаллами гипса.

Суглинки желтовато- и коричневатого-серые, уплотненные, местами загипсованные.

Пески желтовато-серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, рыхлые.

Максимальная вскрытая мощность четвертичных отложений 11 м (стр. скв. №32 Бажир).

3.1. Нефтегазоносность

Исследованная территория расположена в пределах Южно-Эмбинского нефтегазоносного района, где в надсолевых отложениях открыты нефтяные месторождения Кожа Южный, Матин, Кемерколь, Орысказган, Кенбай, Жыланкабак. В непосредственной близости открыты

месторождения Уаз и Кондыбай, что позволяет оценивать перспективы нефтеносности площади Бажир.

На площади Бажир глубокое поисковое бурение было проведено в 1985-1986 гг Прикаспийской НГЭ. Были пробурены поисковые скважины Г-1 и Г-2.

Поисковая скв. Г-1 пробурена в сводовой части южного крыла. Скв.Г-2 пробурена на западном крыле и по сейсмическим данным попала в контур брахиантиклинальной складки. Признаков нефти и газа в скважинах не обнаружено. В 1990 г на структуре Бажир (западное крыло) пробурена скв. Г-5 Северо-Эмбинской НГРЭ. Признаков нефти и газа в скважине не выявлено.

Перспективы нефтегазоносности площади Бажир, в целом, связываются преимущественно с сероцветными отложениями среднетриасового возраста в надкарнизной части структур, которые согласно системному анализу материалов сейсморазведки и бурения распространены на всей южной части впадины. Указанный триасовый терригенно-карбонатный нефтегазоносный комплекс изобилует повсеместными нефтегазопроявлениями в виде примазок и пропитанности керна нефтью, газовых выбросов в процессе бурения скважин и содержит на ряде площадей залежи нефти. В разрезе этого комплекса можно условно выделить три подкомплекса, отличающихся друг от друга по литолого-фациальному составу пород и по характеру и степени нефтегазопроявлений; песчано-глинистый нефтеносный подкомплекс ветлужской серии, глинисто-известняковый газоносный подкомплекс баскунчакской серии (часть которой впоследствии была

отнесена к среднетриасовым отложениям) и песчано-глинистый подкомплекс верхнего триаса.

Условия залегания нефтяных горизонтов триаса разнообразны. Они вскрыты на современных и древних сводах поднятий. На современных сводах нефтяные горизонты залегают как на приподнятых, так и опущенных крыльях у крутых склонов соли.

Необходимо отметить, что поисково-разведочные работы на доюрский комплекс отложений в последние годы сопровождаются положительными результатами. Так, продуктивность нижнетриасовых (ветлужских) отложений установлена на Темирском своде (месторождения Кенкияк, Кокжиде).

В Центральной Эмбе в последние годы залежи нефти в нижнетриасовых отложениях разведаны на структурах Кырыкмылтык (три нефтяных горизонта) и Кемерколь (два нефтяных горизонта).

Анализ ранее известных триасовых залежей показывает, что продуктивные горизонты в большинстве своём приурочены к отложениям среднего триаса и расположены они не на своде, а на периферии солянокупольной структуры. Эту особенность геологического строения триасовых залежей можно проследить на примере месторождения **Котыртас Северный**, где в среднем триасе выделены 6 горизонтов – три нефтяных и два газонефтяных.

Внешняя граница ловушки, получившей название структурно-седиментационной, со стороны мульды ограничивается тектоническим нарушением, а границей с внутренней стороны (в направлении свода) служит литолого-стратиграфический экран из более молодых по возрасту преимущественно глинистых толщ поздне триасового возраста.

В пределах структуры в среднем триасе выделено пять продуктивных горизонтов: Т-I, Т-II, Т-III, Т-IV, Т-V. Горизонты Т-IV, Т-V нефтяные, Т-II, Т-III газонефтяные. В горизонте Т-I установлена газовая залежь.

Продуктивные горизонты залегают в интервале глубин 1050-1386 м. Высота нефтяных залежей 5-123 м, газовых 6-26 м. ВНК проводится на абс.отметках –956-1180 м, ГВК – на

абс. отметках -988-1012 м. Залежи в основном пластовые, сводовые, тектонически-экранированные и частично литологически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллекторы поровые. Нефтенасыщенная толщина горизонтов 1.2-16.6 м, газонасыщенная 1.2-11 м. Дебиты фонтанных притоков нефти составляли 21-45 м³/сут на 7 мм штуцере, а прослеживанием уровня – до 74 м³/сут при динамическом уровне 103 м. Дебиты газа достигали 71 тыс. м³/сут на 7-мм штуцере.

В целом, в пользу перспектив нефтегазоносности триасового комплекса свидетельствуют разведанные залежи нефти и газа на месторождении Магат Восточный, связанные с меловыми, среднеюрскими и триасовыми отложениями.

В триасовом комплексе месторождения Магат Восточный было установлено пять продуктивных горизонтов: три нефтяных Т-I, Т-II, Т-V и два газонефтяных Т-III, Т-IV.

В настоящее время на месторождении добыча ведётся из двух горизонтов Т-V и Т-IV. На Т-V продуктивном горизонте работают 11 скважин (7, 61, 63-66, 73, 77, 91-93) со среднесуточным дебитом 167.6 т/сут. На Т-IV продуктивном горизонте работают скважины 20 и 76 со среднесуточным дебитом 40.3 т/сут.

На месторождении **Уаз Восточный**, расположенном к востоку от участка Бажир, установлена нефтегазоносность отложений мела, средней юры и триаса.

Газонефтяной горизонт - I неокомский стратиграфически выделен в составе барремского яруса нижнего мела. Глубина залегания горизонта находится на уровне 408-544м, продуктивная часть разреза вскрыта в 4-х скважинах (У-3, У-7, У-8, У-21).

По результатам обработки материалов ГИС и МДТ (модульного динамического пластоиспытателя) в кровельной части скважины У-21 выделен газонасыщенный пласт толщиной 2,2м. В остальных скважинах выделены нефтенасыщенные пласты толщиной от 1,4 м до 7,9м.

В скважине У-7 при опробовании из интервала 420,5-422,5м методом компрессирования получен приток нефти с дебитом 3,1 м³/сут, воды – 0,6 м³/сут. В скважине У-8 при опробовании интервала 416-423м на 5 мм штуцере получен приток нефти с дебитом 9,5 м³/сут, воды – 2,5 м³/сут.

ГНК принят по подошве газонасыщенного пласта в скважине У-21 на абсолютной отметке -402,8м.

ВНК принят наклонным от отметки -413,5м, которая соответствует кровле водоносного пласта в скважине У-3 и до отметки -417,4м, соответствующей подошве нефтеносного пласта в скважине У-7.

Высота газовой части залежи при принятом ГНК составляет 2,8м; высота нефтяной части залежи - 10,7-14,6м.

Нефтяной горизонт – II неокомский стратиграфически относится к барремскому ярусу нижнего мела. Глубина залегания горизонта находится на уровне 478-607 м, вскрыт всеми пробуренными скважинами. Общая толщина горизонта составляет 32-39 м, эффективная толщина коллектора составляет в среднем 8,3м, изменяясь в пределах от 4,4 до 15,5м, нефтенасыщенная - в среднем 10,6м, изменяясь от 7,3 до 13,3м. Коэффициент песчаности в среднем составляет - 0,24, коэффициент расчлененности – 2,9.

По данным материалов ГИС нефтенасыщенные коллектора выделены в 3-х скважинах (У-3, У-5, У-21).

В скв. У-3 были получены промышленные притоки нефти с дебитами от 21,4 м³/сут до 32,1 м³/сут на 5мм штуцере из интервалов перфорации 474-478м, 452-454м и 458-462м; в

скважине У-5 из интервала 449,5-455,5м на 5мм штуцере получен приток нефти с дебитом 15,17 м³/сут; в скважине У-21 получен приток нефти из интервалов перфорации 478-479,5; 471-474м дебитом 12,96 м³/сут на 5мм штуцере.

По результатам интерпретации материалов ГИС нефтяные пласты в скв.У-3 выделены до отметки -471,9м, вода выделена с отметки -472,4м. ВНК принят на абсолютной отметке -471,9м в скв.У-3 с учетом данных опробования.

Высота нефтяной залежи с учетом принятого контакта (-471,9м) составляет 30,7м.

Газовый горизонт Ю-І. К горизонту приурочена небольшая линзовидная газовая залежь, ограниченная со всех сторон зоной литологического замещения пород.

Газонасыщенность предполагается по результатам интерпретации материалов ГИС и МДТ только в одной скважине У-21, в разрезе которой выделен газонасыщенный пласт суммарной толщиной 4,8м. Площадь газовой залежи со всех сторон контролируется зоной фациального замещения пород. По разрезу ГВК условно принят по подошве газового пласта в скв. У-21 на абсолютной отметке -566,2 м. Площадь залежи составила 84 тыс. м².

Нефтяной горизонт Ю-ІІІ. Общая толщина горизонта составляет 29-44,2м, общая эффективная толщина коллектора изменяется от 9,6м до 30,8м, нефтенасыщенная толщина - 9,6-26,6м, в среднем составляет 18,2м, коэффициент расчлененности в среднем составляет 5,0; коэффициент песчаности – 0,54.

Продуктивность установлена опробованием в скважинах У-3, У-5, У-8, У-21, максимальный начальный дебит нефти на 5 мм штуцере получен в скважине У-21 и составил 33,98 м³/сут, при небольшом содержании воды – 1,4 м³/сут.

ВНК был принят наклонным и изменяется от -652,5 м (кровля водоносного пласта в скважине У-7) до -656,1м (подошва нефтяного пласта в скважине У-8) с учетом данных опробования.

Площадь нефтеносности составляет 885 тыс. м². Высота нефтяной залежи с учетом принятого ВНК составляет 47,4 - 51м.

Газонефтяной горизонт Т. Горизонт стратиграфически приурочен к отложениям верхнего триаса и содержит нефтегазовые залежи. В составе горизонта из-за разности флюидных контактов выделены два продуктивных пласта – 1 и 2, глинистый раздел между пластами составляет 4-10м.

Пласт І. Общая толщина горизонта составляет 11-16м, общая эффективная толщина коллектора изменяется от 1,2м до 4,4м, газонасыщенная толщина в скважине У-21 составляет 1,2м, нефтенасыщенная толщина в скважине У-3 – 3,3м, коэффициент расчлененности изменяется в пределах от 1 до 4 пропластков; коэффициент песчаности – от 0,08 до 0,4.

Наличие газовой шапки предполагается по данным интерпретации материалов ГИС в скв.У-21, в разрезе которой выделен газонасыщенный пласт толщиной 1,2м.

В нефтяной оторочке опробование проведено в скв.У-3, где из интервала перфорации 1066-1068м получен приток нефти с водой, дебит нефти составил 1,2 м³/сут, воды 17,5 м³/сут.

Газонефтяной контакт принят по данным ГИС на абсолютной отметке -1040,9м по подошве газонасыщенного пласта-коллектора в скважине У-21.

ВНК условно принят по ГИС на абсолютной глубине -1064,7м по подошве нефтяного пласта в скв.У-3.

Площадь нефтеносности составляет 898 тыс.м², площади газовой шапки 290 тыс.м². Высота газовой части залежи составляет 1,2м, высота нефтяной оторочки - 8,4м.

Пласт 2. Общая толщина горизонта составляет 10-12м, общая эффективная толщина коллектора изменяется от 1,0м до 5,2м, газонасыщенная толщина в скважине У-21, выделенная по ГИС, составляет 1,0м, нефтенасыщенная толщина 2,4 – 2,5м, коэффициент расчлененности изменяется в пределах от 1 до 3 пропластков; коэффициент песчаности – от 0,09 до 0,5.

Наличие газовой шапки установлено при опробовании скв.У-21, где из интервала 1064-1068м получен приток чистого газа дебитом 1,690 тыс.м³/сут на 5мм штуцере. ГНК принят на абсолютной отметке -1056,1м по подошве газонасыщенного пласта-коллектора в скв.У-21 с учетом результатов опробования.

Нефтяная оторочка опробована в скв.У-3 и У-5. В скв.У-3 при опробовании интервала 1078-1081,5м получен приток нефти с водой в объеме 3,78 м³/сут и 3,72 м³/сут на Н ср.дин=763м.

Водонефтяной контакт принят по ГИС на абсолютной глубине -1075,3м по подошве нефтяного пласта в скв.У-3 с учетом данных опробования.

С учетом принятого ВНК площадь нефтеносности составляет 656 тыс.м², площадь газовой части залежи составляет 346 тыс.м². Высота газовой шапки – 6,1 м, высота нефтяной оторочки – 19,2 м.

Нефтяной горизонт Т-II. Горизонт стратиграфически выделен в отложениях среднего триаса, к которому приурочена нефтяная залежь, выделенная только в одной скважине У-1, в остальных скважинах горизонт размыт.

Общая толщина горизонта в скважине У-1 составляет 17м, эффективная толщина коллектора - 6,4м, эффективная нефтенасыщенная -2,8м; водонасыщенная – 3,6м, коэффициент расчлененности 4; коэффициент песчаности – 0,38.

Продуктивность горизонта установлена в 2012 г по результатам опробования интервала 1205-1218м в скважине У-1, при повторном испытании этого интервала в 2015г получен приток нефти с водой дебитами 4,7 м³/сут и 4,8 м³/сут.

ВНК условно принят на абсолютной отметке -1201м по подошве нефтенасыщенного по ГИС и опробованного пласта в скв.У-1.Высота залежи с учетом принятого ВНК составила 11 м. Площадь нефтеносности - 681 тыс.м².

Нефтяной горизонт Т-III. Горизонт стратиграфически выделен в отложениях среднего триаса, к которому приурочена нефтяная залежь, выделенная только в одной скважине У-1, в остальных скважинах горизонт размыт.

Общая толщина горизонта в скважине У-1 составляет 4,0м, эффективная толщина коллектора - 2,5м, эффективная нефтенасыщенная -1,2м; водонасыщенная – 1,3м, коэффициент расчлененности 3; коэффициент песчаности – 0,63.

Продуктивность горизонта установлена по результатам опробования скважины У-1, в которой из интервала 1257-1260 м получен слабый приток нефти с водой дебитами 0,5 м³/сут и 49,1 м³/сут, соответственно.

ВНК принят на абсолютной отметке -1251,3м по прямому контакту нефть-вода по ГИС и опробованного пласта в скв.У-1.

Высота залежи с учетом принятого ВНК составила 11,5м. Площадь нефтеносности – 437 тыс.м².

Генетически образование структурно-седиментационных ловушек обусловлено консолидационными процессами, сопровождающими формирование солянокупольных структур. На определенных этапах галокинеза над периферийными участками вершин ядер соляных куполов или соляными «карнизами» образуются надсводовые мульды оседания, по периметру которых формируются остаточные выступы гидрохимических образований,

осложнённые плоскостями оползней. Тела оползней, сложенные сохранившимися от размыва сероцветными терригенно-карбонатными породами среднего триаса, содержат в себе пласты пород-коллекторов. При этом прослежена чёткая закономерность – скопления нефти и газа концентрируются над периферийными первыми осложнениями соли только в отложениях среднего триаса, а юрские и меловые залежи на этом же крыле структуры могут быть встречены в условиях надсводового их залегания, где породы среднего триаса имеют незначительную толщину или представлены верхним отделом триасовой системы.

Особенностями строения внутренней и внешней зон структурно-седиментационных ловушек обусловлен характер их нефтегазоносности. Во внутренних зонах (в так называемом купольном триасе) в отложениях среднего триаса выявлены многопластовые залежи (месторождения Котыртас Северный, Орысказган, Ащиколь Южный, Жанаталап Восточный, Таскудук, Таскудук Западный и др.), тогда как во внешних зонах этих ловушек (в мульдовом триасе) в большинстве случаев скопления нефти и газа отсутствуют.

Форма, тип и режим залежей

Залежи нефти и газа, которые ожидается встретить в юрских и триасовых отложениях, будут приурочены к структурным или стратиграфическим ловушкам. По условиям залегания и типу ловушки сводовые, литологически и тектонически экранированные.

Обоснованием выделения такого типа ловушек является хорошая информативность временных разрезов сейсмических профилей и присутствие аналогичных пластов-коллекторов во вскрытом разрезе месторождений Уаз, Кондыбай и т.д.

Залежи нефти и газа в юрских и триасовых отложениях предполагаются пластовые сводовые с элементами тектонического и литологического экранирования.

По фазовому состоянию углеводородов залежи будут нефтяными или нефтегазовыми.

Режим залежей в юре и триасе ожидается газонапорный либо водонапорный.

4. Данные по скважинам.

Проектам предусматривается реконструкции и восстановления скважин №№Г-1 и Г-2 с целью оценки технического состояния эксплуатационной колонны, состояние цементного камня и их дальнейшая эксплуатация на участке Бажир.

Координаты скважин:

№ п/п	Скважины	Горизонт	С.Ш.	В.Д.	Дебит нефти/воды м ³ /сут	Состояние на 2024г.
1	2	3	4	5	7	8
1	Г-1	Т	53°356'334"152	47°976'001"305	2,86/01	ликвидирован
2	Г-2	Т	53°352'425"922	47°975'355"058	0,59/0,1	консервация

Стратиграфия скважины:

№ п/п	Скважины	Горизонт	Палеоген	Верхний мел (сеноман)	Верхний юра	Средний юра	Нижний юра	Триас	Кунгур
1	2	3	4	5	6	7	8	9	

1	Г-1	Т	192	448	580	827	892	1136	1200
2	Г-2	Т	-	412	-	-	859	1059	1130

Конструкция скважины:

№ п/п	Скважины	Горизонт	Кондуктор	Промежуточная	Эксплуатационная колонна	Состояние на 2024г.
1	2	3	4	5	6	7
1	Г-1	Т	Ø324х50м	Ø245х249,9м	Ø168,3х1130м	ликвидирован
2	Г-2	Т	Ø324х40,44м	Ø245х251,7м	Ø168,3х1062м	консервация

Планируемые интервалы перфорации:

№ п/п	Скважины	Горизонт	Интервал перфорации	Тип перфоратора	Плотность перфорации отв/м.
1	2	3	4	5	6
1	Г-1	Т	1006-1009	4-1/2 "Predator"	15-18
			1030-1040		
2	Г-2	Т	903,5-911	4-1/2 "Predator"	15-18
			950-952		
			955-958		

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

4.2. Цель работы.

Произвести по реконструкцию и восстановление скважин Г-1, Г-2 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 разведочных работ по поиску углеводородов на участке Бажир в Атырауской области Республики Казахстан».

4.3. Порядок проведения работ.

Работы производится силами бригады капитального ремонта скважин по индивидуальному плану. Реконструкцию восстановление 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 объеме 90м ³ . Разгрузка и укладка на приемный мост технологических НКТ и вспомогательных оборудований согласно типовой схемы.
6	Завести тех. Воду в объеме 50 м ³ для глушения из расчета 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 – 1,19-1,22г/см ³ . Расстановка спец. техники, обвязка устья. Спустить долото Ø140мм + 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 Ø140мм + 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 90 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 – 1,19-1,22г/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	<p>Тестирование скважин и отбор глубинных проб</p> <p>При фонтанном притоке:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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 регистрации все параметры скважины Р_{тр}, Р_{затр}, % (обв), Q_{жид}, Q_н, Q_{газа}, 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 Р_{зб} на рабочем режиме (7 мм штуцер); <p>Произвести замену штуцера на второй режим (указывается Заказчиком).</p> <p>Выполнить контроль до полного выхода скважины на режим (фиксируются и заносятся в журнал регистрации все параметры скважины Р_{тр}, Р_{затр}, % (обв), Q_{жид}, Q_н, Q_{газа}, отбор поверхностных и т.д.);</p> <p>Произвести замену штуцера на третий режим (указывается Заказчиком).</p> <p>Выполнить контроль до полного выхода скважины на режим (фиксируются и заносятся в журнал регистрации все параметры скважины Р_{тр}, Р_{затр}, % (обв), Q_{жид}, Q_н, Q_{газа}, отбор поверхностных проб и т.д.);</p> <ol style="list-style-type: none"> 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	<p>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)).</p> <p>Произвести прослеживание уровня:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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;

	б) 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 проводиться по дополнительному плану работ.
2	В случае принятия решения по консервации скважины: Завоз технологической воды в объеме 30м ³ с уд. весом – 1,19-1,22г/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 объеме 90м 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

Размер отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение участка	Размер, га	Источник нормы отвода
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.

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 $V = 50 \text{ м} * 80 \text{ м} * 0.2 \text{ м} = 800 \text{ м}^3$	м ³	0,8
2*	Складирование снятого слоя почвы в насыпи (по периметру буровой площадки) с утрамбовкой	«	0,8
3*	Обваловка площадки ГСМ (20 м * 2 + 15 м * 2) * 1.25 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 $50\text{м} * 80\text{м} * 0.2\text{м} = 800 \text{ б}$) при демонтаже $50\text{м} * 80\text{м} * 0.2\text{м} = 800$	1000 м ³	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 м ²	3
9*	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными материалами	10 м ²	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 приустьевой площадки и для возможных нужд жилгородка.

4.5. Буровые растворы

4.5.1. Выбор типа и параметров бурового раствора

Для промывки скважины в процессе реконструкции скважины будут использовано техническая вода с плотностью 1,19-1,22г/см³

Таблица 4.5.2.

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
0-1130 м	промывка скважины	нет	2-3	60-80	28-32

Примечание: Для разбуривания цементных мостов применить долото Ø140мм, (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 140	140	0,35	12	Разбуривание цементного моста
	2	Забойный двигатель ДР4-5С4/5,65	106,0	7,39	260	
	3	НКТ 73,0	73,0	1122	10569,24	

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 трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала
1	2	3	4
НКТ 73 x 5,5	73,0	5,5	Д

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
3x4	0-1130	Промывка	не более 10,0	13,0

- Скорости спуско – подъемных операций (СПО) регламентируются проектом с учетом допустимого колебания гидродинамического давления. При отклонении технологических свойств бурового раствора от проектных, необходимо внести коррективы.
- Для предупреждения газонефтеводопроявлений следует производить, долив бурового раствора в скважину. Он может быть, как непрерывным с поддержанием уровня на устье скважины, так и периодическим с опорожнением скважины на безопасно допустимую глубину. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину не должны отличаться от находящегося в ней.
- Подъем бурильной колонны при наличии сифона или поршневания запрещается. При их появлении следует прекратить подъем, провести промывку скважины с вращением и расхаживанием колонны бурильных труб.
- При невозможности устранить сифон (зашламованность, другие причины) подъем труб следует проводить на скоростях, при которых обеспечивается равенство извлекаемого и доливаемого объемов раствора.

- При появлении посадок во время спуска бурильной колонны следует произвести промывку и проработку ствола скважины в этих интервалах.
- Допустимые величины посадок и затяжек бурильной колонны зависят от различных технических и геологических условий и должны определяться в каждом отдельном случае буровым мастером или технологической службой буровой организации.
- Если во время спуско–подъемных операций начинается перелив бурового раствора через устье скважины, СПО следует прекратить и закрыть превентор.
- При спуске бурильных труб в скважину, резьбовые соединения их следует закреплять машинными или автоматическими ключами, контролируя зазор между соединяемыми элементами и соблюдая по показаниям манометра величину допустимого крутящего момента, установленного действующей инструкцией. При подъеме и спуске бурильной колонны не допускается ее вращение.

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.	Испытание объекта	Интервал, м		Плотность нефти при 20 ⁰ С, г/см ³	Добыча нефти, т ³ /сут.	Газовый фактор м3/т
		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7
Г-1	I	1030	1040	0,804	5-95	28,9
	II	1006	1009	0,760		
Г-2	I	955	958	0,804	5-95	28,9
	II	950	952	0,760		
	III	903,5	911	0,760		

Таблица 4.6.2.

НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ (НКТ)

Номер лифтовой колонны НКТ	Номер секции труб в лифтовой колонне (снизу-вверх)	Интервал установки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т		Коэффициент запаса прочности		
		от (верх)	до (низ)	номин. наружн. диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретическая масса 1 п.м, кг/м		теоретическая	плюсового допуска к=1,036	на растяжение	на избыточное давление	
													наруж-ное	внутре-нее
		3	4	5	6	7	8	9		10	11	12	13	14
1	1	0	1130	73,0	НКТ*	Д	5,5	9,64	1130	10,89	11,28	1,59	>1,15	>1,5

Примечание: По усмотрению заказчика, колонны насосно – компрессорных труб (НКТ) могут быть заменены на трубы более прочными характеристиками.

4.6.3. Оборудование устья скважины

Таблица 4.6.3.

Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, мПа		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого оборудования и ПВО	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	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		90		ОП32-230/80x21 (ППГ-230x21-1шт) (ПУГ-230x21-1шт)	ГОСТ 13862-2003	1	21,0	9,0	13,0
							1		9,0	
							1		4,0	
						ОКК1-21-168x245	ГОСТ 30196-2001	1	21,0	0,78
	АФК1-65/65x21	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 рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие			Объём повторно используемого раствора, м ³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты, другие отходы)	Объём отходов, м ³			
								количество		Число смен работы в сутки (одна, две, кругл.)			всего	в том числе подлежит		
при бурении		при испытании		интервал глубины, м		количество	число смен работы	слесарей	электромонтёров		12	13		14	15	16
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)					9			10			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0	1130	0	1130	-	-	нет	нет	нет	нет	2	нет	Остатки ЦМ	23,11	23,11	-	-
												Жидкость для промывки скважины	54,17	54,17	-	-
												буровые сточные воды	13,54	13,54	-	-

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 дефектметрией и магнитной локацией обсадных труб. Индукционная дефектметрия 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 цементомеров.

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	Периодичность
1. Замеры дебитов нефти, воды, газа, определение газового фактора	Один раз в неделю
2. Отбор поверхностных проб нефти, газа, воды	Общий объём с каждого объектов две пробы
3. Определение обводненности	Один раз в неделю
4. Определение забойного давления	Один раз в квартал
5. Исследование методом восстановления давления	Один раз в месяц
6. Отбор глубинных проб нефти, газа, воды	Один раз в три месяца
7. Замер Рпл, температуры пласта	Один раз в квартал
8. Исследования скважин методом установившихся отборов на 3-х режимах	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 трехфазного 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-1	Г-2
	Подготовительные работы Спуск ВСО+перфорация Испытание (3 режима) СКО Установка цем. моста	Три объекта -90	
	Итого по всем объектам:	180	270
	Всего	450	

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 работ, 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 противовыбросовой 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., гидроразрыв 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-2	Солянокислотная обработка	1	1190-1220

4.9. Продолжительность работ на скважинах

Название	Продолжительность, сутки	
	Г-1	Г-2
Подготовительные работы	2	2
Монтаж и демонтаж установки КРС	8	8
Работы по реконструкции скважин	18	18
Подготовительные работы к испытанию	2	2
Испытания объектов	180	270
Итого:	210	300

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 установке заземления, 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 каждодневного 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 с г.Кулсары, расположенного в 65 км от места работы. Проживание персонала будет осуществляться в вахтовом поселке на 30 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, исключая 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 отсекателями;
- 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, исключая 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.

5.5. 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 объема. 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.

5.6. 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.

5.7. Противофонтанная и газовая безопасность

Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений.

Перед вскрытием пласта (ПВП) 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 вскрытия 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.

5.8. 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.

5.9. 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.

5.10. 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.

5.11. 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.

5.12. 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 будут оснащены 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 экологических 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.

5.13. 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 освоения, 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 шумо-вибрационная 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 «Medeo Drilling Group»

Ермеков Х.Е.

2024г.



Техническое задание

на предоставление услуги по разработке проектной документации по теме:
«Групповой технический проект на реконструкцию и расконсервацию скважин на участке
Бажир»

№ п/п	Перечень основных данных	Основные данные и требования
1	Место расположение объекта	Атырауская область
2	Заказчик	Контрактная территория ТОО «Medeo Drilling Group»
3	Основания для разработки	Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 24.05.2018г.): Министра энергетики РК от 22.05.2018 года №200 Правила ликвидации и консервации при проведении разведки и добычи углеводородов: «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Бажир в Атырауской области согласно контракта №5309-УВС от 02.02.2024 г».
4	Вид работы	Составление «Групповой технический проект реконструкции и восстановление скважин на участке Бажир»
5	Характеристика пластового флюида	Плотность нефти 0,817 г/см ³ , содержание серы 0%, содержание смол силикагелевых 1,6%, газовый фактор 28,9м ³ /т, сероводород отсутствует
6	Состав и содержание технического проекта	Проектным документом должна быть предусмотрена исходная геологическая, технико-технологическая и номенклатурная информация, технико-технологические

		проектные решения, результаты инженерных расчетов по определению потребности в материалах, инструменте, комплектующих изделиях и по установлению нормативной продолжительности выполнения всех технологических процессов и операций строительства скважины.
7	Требования к потенциальному Исполнителю (Проектная организация)	<ul style="list-style-type: none"> - Государственная лицензия на "Проектирование горных производств", (бурение нефтяных, газовых скважин) и составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений; - Лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды, подвид: природоохранное проектирование, нормирование для объектов I категории.
8	Согласование и утверждение документа	Согласовать «Групповой технический проект на реконструкцию и расконсервацию скважин на участке Бажир» в уполномоченных органах РК утвердить Заказчиком.
9	Требования к предоставлению проекта	Передача Заказчику 2 экземпляра на бумажном носителе в мягком переплете и 2 экземпляра на компакт CD диске в электронном виде (Word, Excel, PDF, JPEG, и т.д.).
10	Сроки выполнения работ	- Разработка «Групповой технический проект» - с даты заключения договора до 31 августа 2024 года;

Приложение 2 – Геологический отвод, Картограмма.



Приложение № _____
к Контракту № _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)
от 30.12 2023 года
Пер. № 004 -Р-УВ

РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И СТРОИТЕЛЬСТВА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

УЧАСТОК НЕДР (ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)

Предоставлен товариществу с ограниченной ответственностью «Medeo Drilling group» для осуществления операций по недропользованию на участке Бажир на основании Протокола Министерства энергетики Республики Казахстан от 14 декабря 2023 года №295024 о результатах аукциона по предоставлению права недропользования по углеводородам.

Участок недр расположен в Атырауской области.

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

Угловые точки №/№	Координаты угловых точек					
	северная широта			восточная долгота		
	гр.	мин	сек.	гр	мин	сек.
1	47	54	00	53	19	00
2	48	00	00	53	19	00
3	48	00	00	53	25	00
4	47	54	00	53	25	00

Площадь участка недр составляет – 83,12 (восемьдесят три целых двенадцать сотых) км. кв.

Глубина разведки – до палеозойского фундамента.

Заместитель председателя



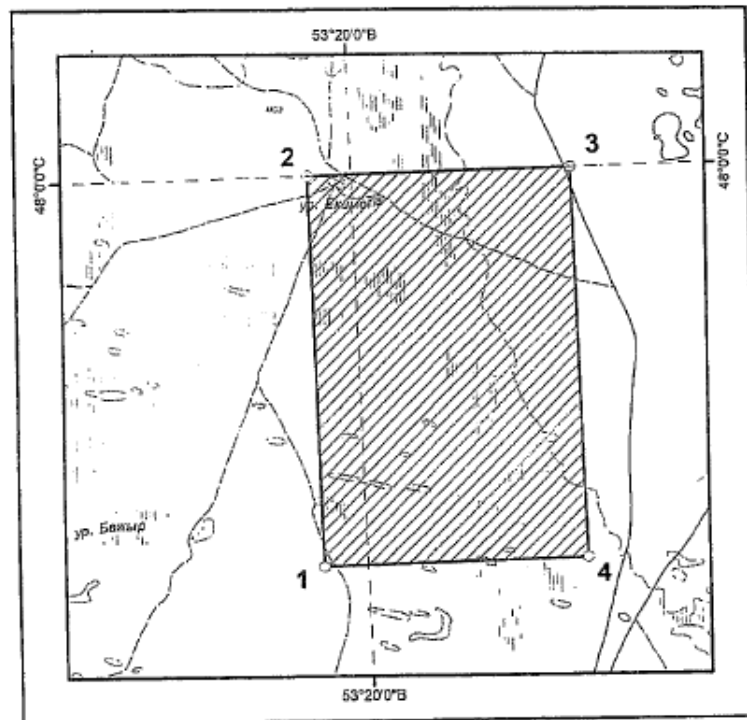
К. Туткышбаев

г. Астана,
декабрь, 2023 г.









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

от « _____ » _____ 2023 г. Рег. № Р-УВ

**Картограмма расположения участка недр
 участка Бажир**
 масштаб 1:150 000



Условные обозначения

-  контур участка недр Бажир
-  кладбище
-  грунтовые проселочные дороги
-  полевые дороги
-  отдельные строения
-  горизонтали основные
-  горизонтали дополнительные
-  солончаки проходимые

Приложение 3. Протокол ГТС

ПРОТОКОЛ

Совместного геолого-технического совещание ТОО «MedeoDrillingGroup» и ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

г.Атырау

16.04.2024г

Присутствовали:

От ТОО «MedeoDrillingGroup»

1. Ермеков Х.Е. - Генеральный директор
2. Алданов А. - Главный геолог

От ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

1. Джамикешов А.М - Генеральный директор
2. Умбетов Е.К - Главный инженер проекта

Повестка совещание: Рассмотрение проектного документа «Групповой технический проект на реконструкцию и расконсервацию скважин на участке Бажир».

СЛУШАЛИ: сообщение ответственного исполнителя проекта Умбетов Е.К.

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

Недропользователем является ТОО «MedeoDrillingGroup» на основании Контракта №5309 от 02.02.2024 г на разведку и добычу углеводородного сырья на участке Бажир. Срок действия контракта – до 02.02.2030 года

Площадь геологического отвода участка Бажир составляет 83,12 кв.км. Глубина отвода - до палеозойского фундамента.

Проектом предусматривается реконструкция и расконсервация скважин Г-1 и Г-2, проведение ВСП.

Документы, являющиеся основанием для составление рабочего проекта на строительство скважин: «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Бажир в Атырауской области».

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

После обмена мнениями ГТС постановило:

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

Подписи:

От ТОО «MedeoDrillingGroup»

1. Ермеков Х.Е.
2. Алданов А.



- Генеральный директор
- Заместитель Генерального
директора по геологии

От ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

1. Джамикешов А.М
2. Умбетов Е.К



- Генеральный директор
- Главный инженер проекта

Приложение 4. Лицензии на право проектирования

18020929



МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯ

19.11.2018 жылы

18020929

Мұнай және газ саласындағы тау-кен өндірістерін (көмірсутек шикізаты), мұнай-химия өндірістерін жобалауға (технологиялық) және (немесе) пайдалануға, магистральдық газ құбырларын, мұнай құбырларын, мұнай өнімдері құбырларын пайдалану айналысуға

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызмет түрінің атауы)

"Каспиап Энерджи Ресерч" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі

060005, Қазақстан Республикасы, Атырау облысы, Атырау Қ.Ә., Өтпе жолы Ғалымжан Хакимов, № 4 үй., БСН: 020840001081 берілді

(заңды тұлғаның (соның ішінде шетелдік заңды тұлғаның) толық атауы, мекенжайы, бизнес-сәйкестендіру нөмірі, заңды тұлғаның бизнес-сәйкестендіру нөмірі болмаған жағдайда – шетелдік заңды тұлға филиалының немесе өкілдігінің бизнес-сәйкестендіру нөмірі/жеке тұлғаның толық тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда), жеке сәйкестендіру нөмірі)

Ерекше шарттары

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)

Ескерту

Неліктен шығарылмайтын, 1-сынып

(неліктен шығарылатындығы, рұқсаттың классы)

Лицензвар

Қазақстан Республикасының Энергетика министрлігі

(лицензиярдың толық атауы)

Басшы (үкәілетті тұлға)

АЛМАУЫТОВ САБИТ БАЗАРБАЕВИЧ

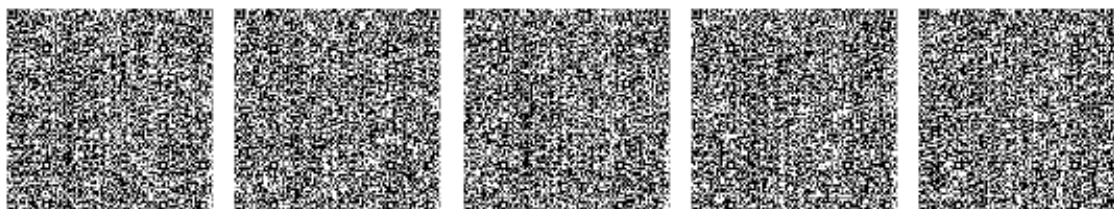
(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда))

Алғашқы берілген күні

Лицензияның қолданылу кезеңі

Берілген жер

Астана қ.





МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯҒА ҚОСЫМША

Лицензияның нөмірі 18020929

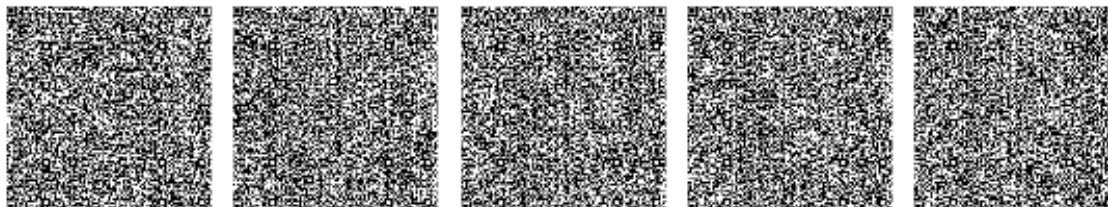
Лицензияның берілген күні 19.11.2018 жылы

Лицензияланатын қызмет түрінің кіші қызметтері:

- Көмірсутекті шикізат кен орындарына арналған жобалардың техникалық-экономикалық негіздемесін жасау
- Көмірсутекті шикізат кен орындарына арналған жобалардың технологиялық регламенттерін жасау
- Көмірсутекті шикізат кен орындарына арналған жобалардың жобалық құжаттарын жасау

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызметтің кіші түрінің атауы)

Лицензиат	"Каспиаз Энерджи Ресерч" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі 060005, Қазақстан Республикасы, Атырау облысы, Атырау Қ.Ә., Өтпе жолы Ғалымжан Хакимов, № 4 үй., БСН: 020840001081 <small>(заңды тұлғаның (соның ішінде шетелдік заңды тұлғаның) толық атауы, мекенжайы, бизнес-сәйкестендіру нөмірі, заңды тұлғаның бизнес-сәйкестендіру нөмірі болмаған жағдайда – шетелдік заңды тұлға филиалының немесе өкілдігінің бизнес-сәйкестендіру нөмірі/жеке тұлғаның толық тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда), жеке сәйкестендіру нөмірі)</small>
Өндірістік база	Атырау обл., Атырау к., өтпе жолы Ғ. Хакимов, 4 - "Астра РИЭЛТИ" ЖШС-мен жалға алу шартына сәйкес <small>(орналасқан жері)</small>
Лицензияның қолданылуының ерекше шарттары	<small>(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)</small>
Лицензиар	Қазақстан Республикасының Энергетика министрлігі <small>(лицензияға қосымшаны берген органның толық атауы)</small>
Басты (уәкілетті тұлға)	АЛМАУЫТОВ САБИТ БАЗАРБАЕВИЧ <small>(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда))</small>
Қосымшаның нөмірі	001
Қолданылу мерзімі	
Қосымшаның берілген күні	19.11.2018
Берілген орны	Астана қ.



Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы» Қазақстан Республикасының 2002 жылғы 7 желтоқпаны Заңы 7-бабының 1-тармағымен сәйкес ағарту қызметінің құжаттық маңызы барды. Дәлелді документ болғанын растайтын 1-статья 7-319-от 7-ші маусым 2003-жылғы "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" федеральное документ на бразильском языке.

Приложение 5 Расчет отходов

Схема расчета объемов отходов бурения согласно по методике №129п 03.05.2012г						
1. Объем выбуренной породы при строительстве скважин						
$V_{\Pi} = n * K_{\kappa} * R^2 * L$						
2. Объем бурового шлама						
$V_{БШ} = K_{\rho} * V_{\Pi}$						
3. Объем отработанного бурового раствора						
$V_{обр} = K_{\rho} * V_{\Pi} * K + 0,5 * V_{ц}$						
K= 1,052	Ккоэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе					
4. Объем буровых сточных вод						
$V_{БСВ} = 0,25 * V_{обр}$						
№п/п	Наименование	Ед.изм	Интервалы бурения			
			0	1130		
1	Диаметр скважины, D	м	0,1505			
	Радиус скважины, R	м	0,075			
	Радиус скважины, R2	м	0,0057			
2	Длина интервала ствола скважины, L	м	1130			
3	Коэффициент кавернозности, K _κ		1,15			
4	Объем интервала скважины	м ³	23,11			
5			3,14			
6	Коэффициент разуплотнение породы, K _ρ			1,2		
7	Объем циркуляционной системы БУ	м ³		50		
	Итого объем всей скважины, V _п	м ³		23,11		
	Объем промывочной жидкости	м ³		23,11		
	Объем отработанного промывочной жидкости	м ³		54,17		
	Объем буровых сточных вод, V _{БСВ}	м ³		13,54		
	Суммарный объем отходов бурения	м ³		90,82		
	Объем экологической емкости	м ³		99,90		

Приложение 6 Обоснование выбора типа буровой установки

Цель бурения и назначения скважин:	Реконструкция
Вид скважин:	Вертикальная
Проектная глубина скважин:	1130м
Максимальная масса бурильной колонны в воздухе:	10,8т

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

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

При этом необходимо соблюдение условий:

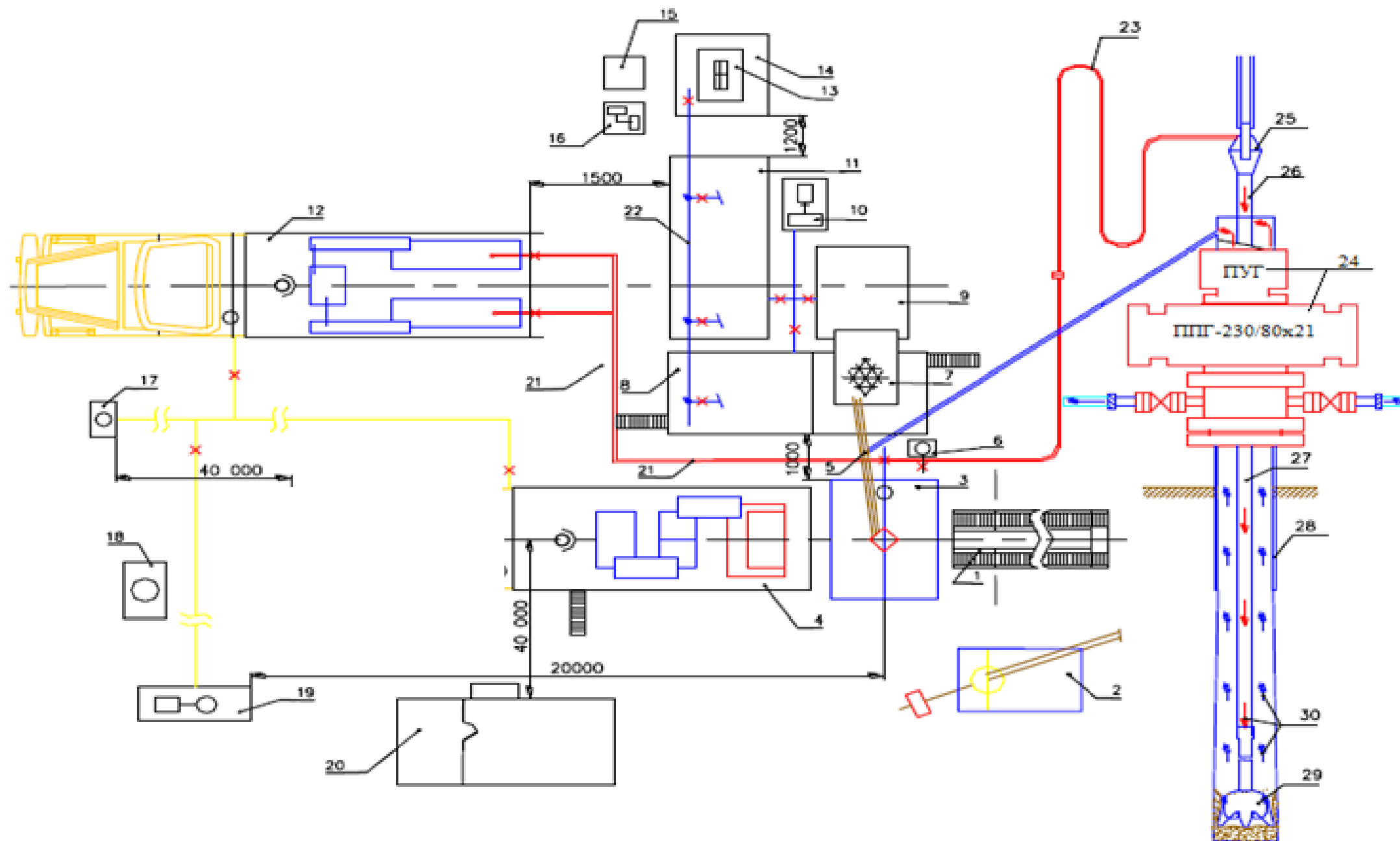
1. $Q_{\text{мах бур. INSTR}} \leq 0,6 Q_{\text{доп. мах на крюке}}$:

$$10,8 \leq 0,6 \times 80\text{т}$$

$$10,8 \leq 48\text{т}$$

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.	Вертлюг
24.	Превентор ОП 32 230/80х21
23.	Буровой рукав
22.	Хоз.машифольд с гидрометалетом
21.	Машифольд со стояком
20.	Кульбуда
19.	ДЭС- 60-100 кВт.
18.	Емкость моторной воды
17.	ТМУ-25
16.	Насос тех.воды НБ50
15.	Сарай хоз.реагента
14.	Емкость тех.воды V=40 м ³
13.	Глиноземалка МГ-2х4
12.	Насосный блок:
11.	Приемный мерник V=18 м ³
10.	Плазменный насос ГПН-150
9.	Экологическая емкость V=8 м ³
8.	Отстойник 18 м
7.	Вибратор ВС-1
6.	Емкость дозна с основанием V=6м ³
5.	Желоб от устья к ВС-1
4.	Вышечный блок на шасси КраЗ-6510
3.	Роторная площадка
2.	Кран КПБ-3 М с основанием
1.	Приемный мост со стеллажами

Приложение 8. Типовая схема обвязки противовыбросового оборудования

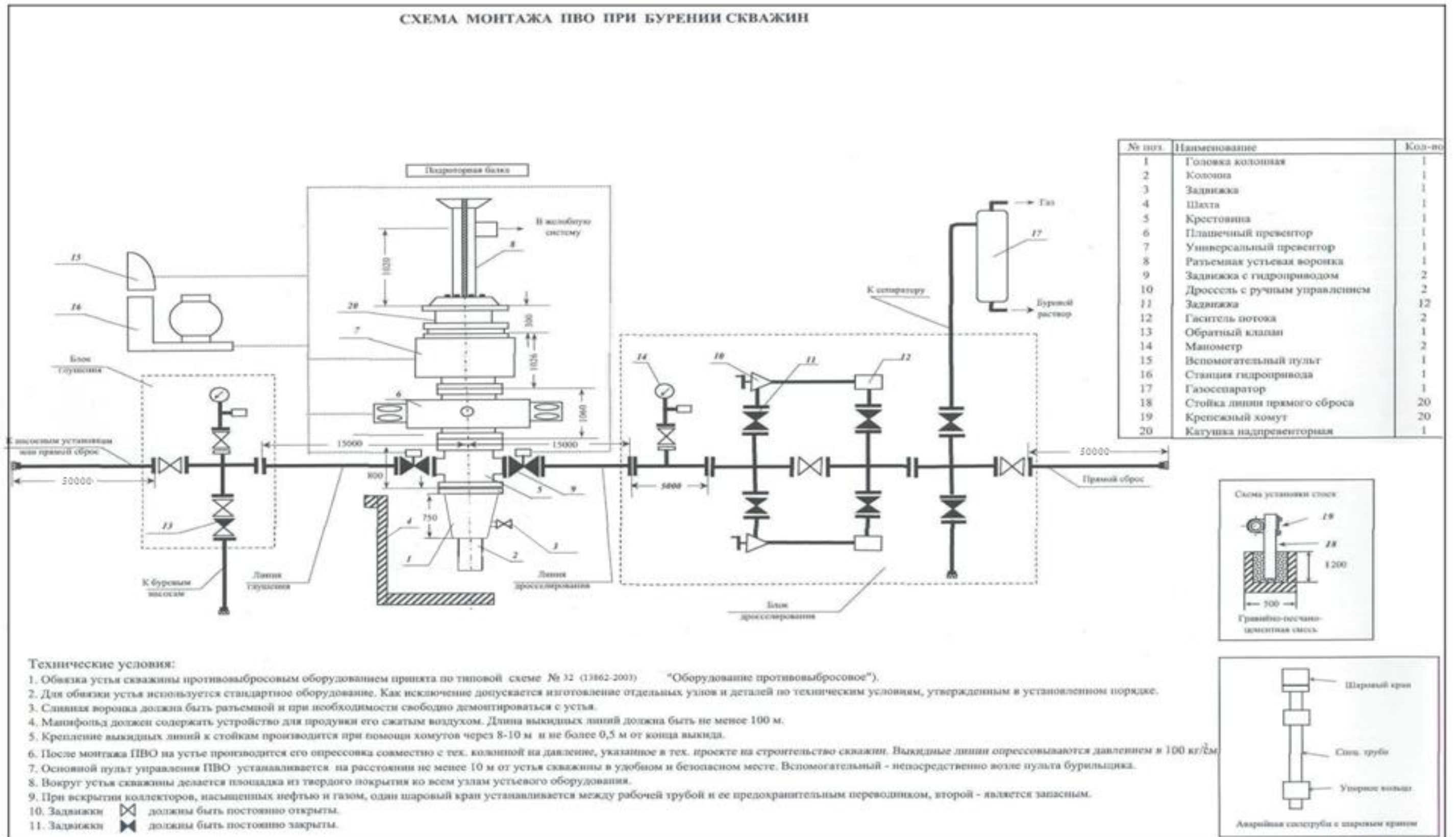
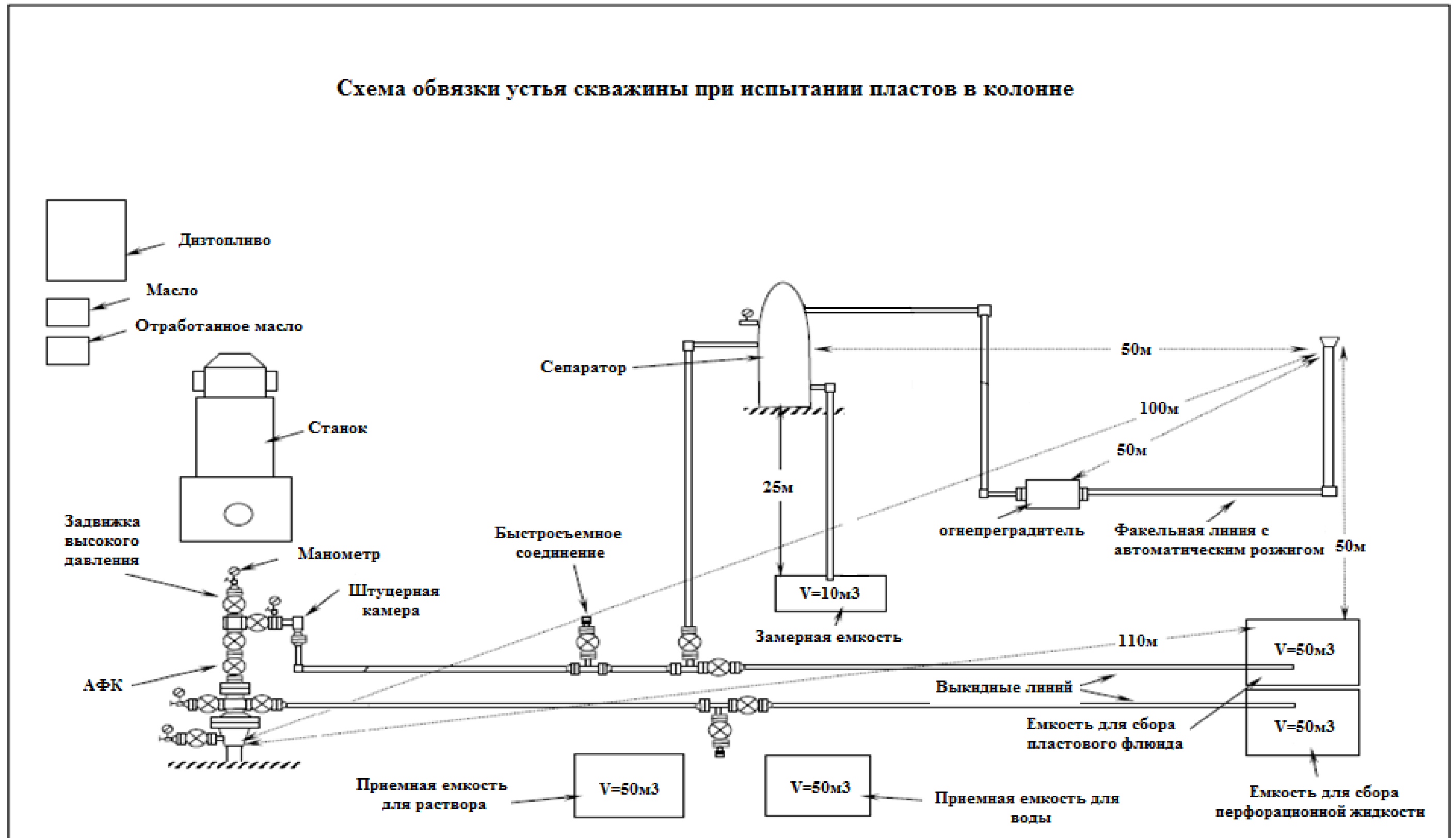
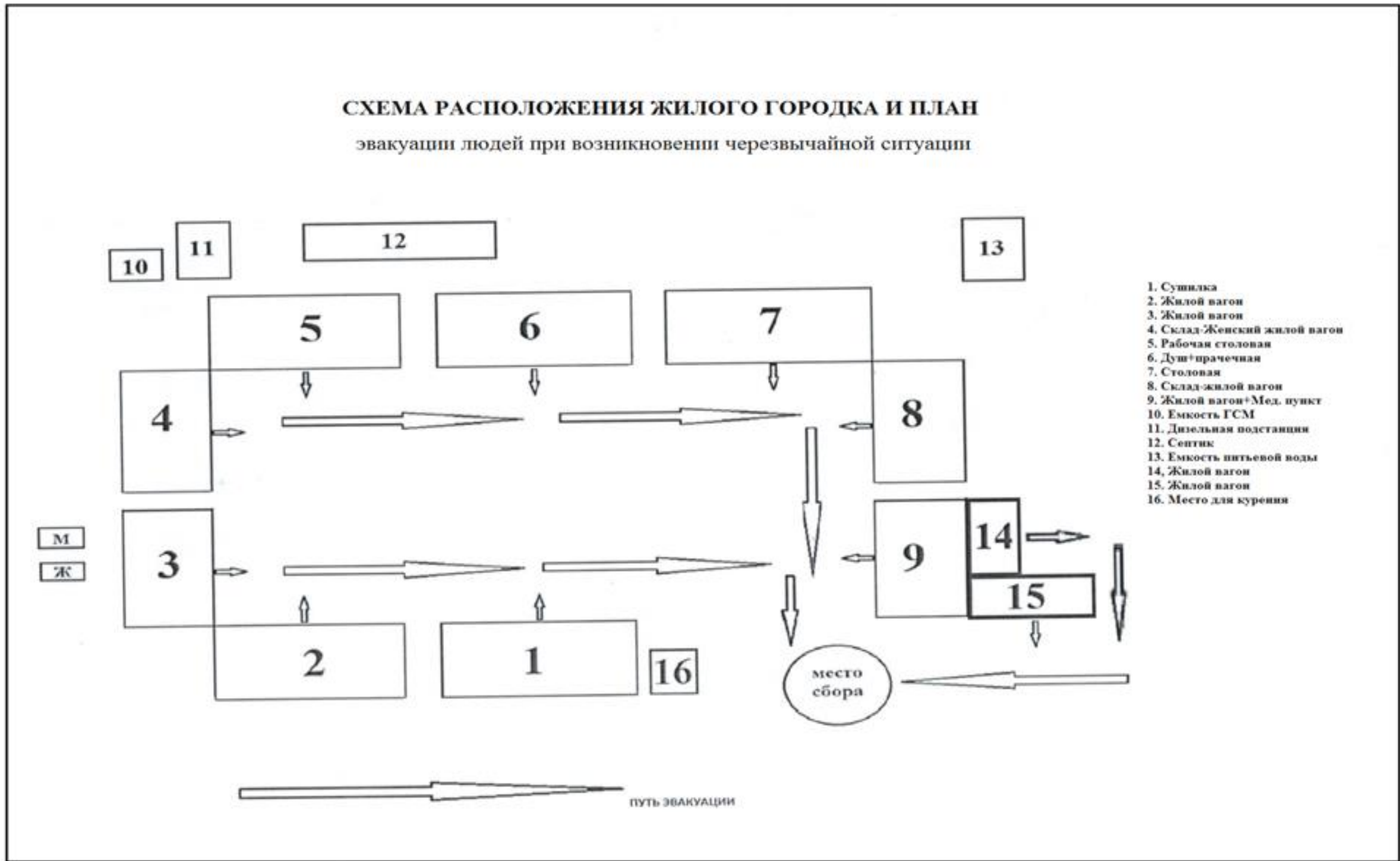


Схема обвязки устья скважины при испытании пластов в колонне



Приложение 10. Схема расположения жилого городка и план эвакуации людей при возникновении чрезвычайной ситуации



ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

Утверждаю:
Генеральный директор
ООО «MedeoDrillingGroup»
Х.Е.Ермеков
2024г.

Организация заказчик - ООО «MedeoDrillingGroup»
Цель бурения - Реконструкция и восстановление скважин
Площадь, месторождение (контрактная территория) - Бажир
Проектный горизонт - Триас
Номер скважин - Г-1, Г-2
Проектная глубина, м - 1130
Категория скважины - III (третья)
Буровая установка - УПА 60/80

Оборудование устья
Противовыбросовое оборудование
ОП32-230/80x21 (ППГ-230x21-2шт, ПУГ-230x21-1шт)
Колонная головка ОКК1-21-168x245
Фонтанная арматура АФК1-65/65x21

Продолжительность цикла строительства, сут - 300
в том числе:
монтаж и демонтаж установка КРС - 8
подготовительные работы к испытанию - 2
работы по реконструкции скважин - 18
подготовительные работы - 2
Испытание, всего - 270
в том числе:
в открытом стволе -
в эксплуатационной колонне - 270

Геологическая часть				Техническая часть																			
Глубина	Стратиграфический разрез			Лито-логический разрез	ПТС	Конструкция скважины, высота подъема цементного раствора				Способ бурения	Режим бурения					Комплексная буровая колонна	Тип и параметры бурового раствора (плотность, вязкость, коллоидная стабильность, толщина пленки, индекс СИС, содержание песка, выбранные присадки)	Количество скважин / скважина по длине буровой колонны	Состояние газовой системы	Примечание			
	Группа	Состав	Ордер			Г-1	Г-2	Толщина обсадной трубы, мм	Состав раствора, т		Частота вращения ротора, об/мин	Порядок насоса, л/с	Давление на ствол, кгс/см²	Количество насосов, диаметр впуск, число насосов в линии									
100	МЕЗАЗОЙСКАЯ - КЗ	МЕЛОВАЯ	НИЖНИЙ	[Лито-логический разрез]	ПТС	50	249,9	40,44	251,7	ВЗД	При разбуривании цементного моста III-140 1шт	2-3	60-80	28-32	100	1 шт. Ø160мм 95	III-140 +Забойный двигатель ДР4-5С4/5,65-7,39м +НКТ 73,0-1122м	Техническая вода ρ = 1,19-1,22/см³	Iск-10св., IIск-18св., IIIск-20св. IVск-10св.	3 x 4	Перфорацию горизонтов производить с привязкой РК, записать ДМ, термометрию после перфорации с целью подтверждения наличия отверстий напротив продуктивного пласта. Указанные интервалы нефтенасыщенности могут корректироваться по результатам полученных фактических геолого-геофизических данных. Все колонны установлены и зацементированные.		
200						50	249,9	40,44	251,7													1062	1130
300						50	249,9	40,44	251,7													1062	1130
400						50	249,9	40,44	251,7													1062	1130
500						50	249,9	40,44	251,7													1062	1130
600						50	249,9	40,44	251,7													1062	1130
700						50	249,9	40,44	251,7													1062	1130
800						50	249,9	40,44	251,7													1062	1130
900						50	249,9	40,44	251,7													1062	1130
1000						50	249,9	40,44	251,7													1062	1130
1100	50	249,9	40,44	251,7	1062	1130																	
1200	50	249,9	40,44	251,7	1062	1130																	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

	Песчаники		Алевролиты		Мергели		Суглинки		Гравий
	Пески		Глины		Аргиллиты		Уголь		Мел

ООО «MedeoDrillingGroup»	Групповой технический проект на реконструкцию на восстановление скважин на площади Бажир	
ООО «Каспиан Энерджи Ресерч»	Ответственный исполнитель:	Умбетов Е.К. 2024 г.
Приложение №10	Геолого-технический наряд	
	Компьютерный дизайн:	Туралиев К.С.