

**ТОО «Oil Reloading Corp»
ИП «Жолдыбаев Ө.Д.»**

УТВЕРЖДАЮ
Директор по производству
ТОО «Oil Reloading Corp»
Ермеков Х.Е.
_____ «___» _____ 2019г.

**ГРУППОВОЙ ПРОЕКТ
НА РАСКОНСЕРВАЦИЮ, ВОССТАНОВЛЕНИЕ СКВАЖИН
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ТАГАН ЮЖНЫЙ
В АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ
Контракт №1587 от 22 ноября 2004года.**

**Индивидуальный
Предприниматель**

Ө. Жолдыбаев

г. Актобе, 2021 г.

«Групповой рабочий проект на расконсервацию, восстановление скважин на месторождении Таган Южный» разработан в соответствии с Кодексами Республики Казахстан, Законами Республики Казахстан, Постановлениями Правительства Республики Казахстан, правилами и ведомственными приказами центральных исполнительных органов Республики Казахстан:

1	«Экологическим кодексом Республики Казахстан» № 212-III от 09.01.2007 г. (с внесенными изменениями и дополнениями Законами РК на 15.01.2019 г.).
2	Кодексом РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» №193 - V от 18.09.2009 г. (с изменениями и дополнениями на 28.12.2018 г.).
3	«Земельным кодексом» Республики Казахстан № 422 от 20.06.2003 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 21.01.2019 г.).
4	«Водным кодексом» Республики Казахстан № 481 от 09.07.2003 г. (с изменениями и дополнениями на 28.12.2018 г.).
5	Кодексом Республики Казахстан № 125-VI О недрах и недропользовании от 27 декабря 2017 года
6	Законом Республики Казахстан «О гражданской защите» № 188-V на 28.12.2018 г. (с изменениями и дополнениями на 07.01.2020 г.).
7	«Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр». Совместный приказ Министра энергетики РК № 239 от 15 июня 2018 г.
8	Положение о порядке консервации скважин на нефтяных, газовых месторождениях, подземных хранилищах газа (ПХГ) и месторождениях термальных вод, утверждено совместным приказом Министерства нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан и Министерства геологии и охраны недр Республики Казахстан № 62/120-П от 02.06.1995 г.
9	Положение о порядке ликвидации нефтяных, газовых и других скважин и списание затрат на их сооружение № 63/121-П от 02.06.1995 г.
10	«Правилами и сроками проведения обучения, инструктирования и проверок знаний по вопросам безопасности и охраны труда работников» № 1019 от 25.12.2015 г.
11	Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (глава 12 «Санитарно-эпидемиологические требования к производственному, радиационному контролю объектов нефтегазодобывающей промышленности»), утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан № 261 от 27.03. 2015 г.
12	«Санитарно-эпидемиологическими требованиями к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции», приказ Министра национальной экономики РК № 236 от 20.03.2015 г.
13	«Санитарно-эпидемиологическими требованиями по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», приказ Министра национальной экономики РК № 237 от 20.03.2015 г.

14	«Правилами обслуживания организаций, владеющих и (или) эксплуатирующих опасные производственные объекты, профессиональными аварийно-спасательными службами и формированиями», приказ Министра по инвестициям и развитию РК № 347 от 30.12.2014 г.
15	«Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан № 355 от 30.12.2014 г.
16	«Правилами обслуживания организаций, владеющих и (или) эксплуатирующих опасные производственные объекты, профессиональными аварийно-спасательными службами и формированиями», приказ Министра по инвестициям и развитию РК № 325 от от 30 декабря 2014 года № 347.
17	«Правилами ликвидации и консервации объектов недропользования», совместный приказ Министра по инвестициям и развитию РК № 200 от 27.02.2015 г. и Министра энергетики РК № 155 от 27.02.2015 г.
18	«Инструкцией по проведению оценки воздействия на окружающую среду», приказ Министра охраны окружающей среды РК № 204-п от 28.06.2007 г. (с изменениями по состоянию на 17.06.2016 г.)

Проектная документация разработана в соответствии с нормами, правилами, инструкциями и государственными стандартами на строительство скважин на нефть и газ РД 39-0148052-537-87.

Проект разработал Индивидуальный предприниматель Жолдыбаев Ө.Д. (лицензия №02293Р от 04.09.2013г.):

Проект согласован с Заказчиком с внесением изменений по его предложениям.

Список исполнителей:

1. Индивидуальный предприниматель Жолдыбаев Ө.Д.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Оглавление	4
1. Общие сведения о районе работ	7
1.1 Стратиграфия.	9
1.2 Нефтегазоносность	13
2. Расконсервация скважин	18
2.1 Общая пояснительная записка	18
2.2 Обоснование расконсервации скважин	18
2.3 Технические и технологические решения при проведении работ по расконсервации	19
2.4 Подготовительные работы при расконсервации скважины.	19
2.5 Буровая установка.....	20
2.6 Монтаж бурового оборудования.....	21
2.7 Выбор типа и параметров бурового раствора/промывочной жидкости.	22
2.8 Прострелочно-взрывные работы.....	23
2.9 Промыслово-геофизические исследования.	24
2.10 Опробование и испытание объектов.....	25
2.10 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов.....	27
3. Общие сведения по скважинам.....	28
3.1 Общие сведения по скважине № 103	28
3.2 Общие сведения по скважине № 104	32
3.3 Общие сведения по скважине № 105	36
3.4 Общие сведения по скважине № 109	40
4. Общие положения по глушению скважины	44
4.1 Подготовка устья скважины	44
4.2 Общие требования к глушению скважины	44
4.3 Требования, предъявляемые к жидкостям для глушения скважины	46
4.4 Выбор типа промывочной жидкости и жидкости освоения Обоснование плотности бурового раствора (промывочной жидкости)	47
4.5 Подготовительные работы.....	49
4.6 Проведение процесса глушения.....	49
4.7 Водоснабжение	51
5. Строительные и монтажные работы.	52
5.1 Подготовительные и строительно-монтажные работы.	52
6. Охрана недр.	61
6.1 Общие положения об охране недр.....	61
6.2 Мероприятия по предотвращению и ликвидации аварий	61
7. Промышленная и противопожарная безопасность.....	62
7.1 Предупреждение чрезвычайных ситуаций. Общие сведения.....	62
Основные требования и мероприятия по технической безопасности.....	62
7.2 Подготовка, монтаж и эксплуатация устьевого противовыбросового оборудования.....	65
8. Характеристика ЧС	74
Список использованной литературы.....	85

Технические характеристики подъемной (буровой) установки для освоения и ремонта скважин УПА 60/80 **Ошибка! Закладка не определена.**

Пояснительная записка

Необходимость разработки «Группового рабочего проекта на расконсервацию, восстановление скважин на месторождении Таган Южный» возникла в связи с необходимостью ввода в режим эксплуатации скважин на этой площади. «Групповой рабочий проект на расконсервацию, восстановление скважин на месторождении Таган Южный» планирует ведение работ с 01.01.2022 г по 01.06.2022 г.

«Групповой рабочий проект на расконсервацию, восстановление скважин на месторождении Таган Южный» разработан согласно Договора о закупке работ № ____ от 10 января 2020года между ТОО «Oil Reloading Corp» и ИП «Жолдыбаев О.Д.».

Все разделы Проекта разработаны на основании:

- Закона Республики Казахстан «О гражданской защите» № 188-V на 07.01.2020г.;

- Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр». Совместный приказ Министра энергетики РК от 15 июня 2018г №239;

- Положения о порядке консервации скважин на нефтяных, газовых месторождениях, подземных хранилищах газа (ПХГ) и месторождениях термальных вод, утверждено совместным приказом Министерства нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан и Министерства геологии и охраны недр Республики Казахстан от 2 июня 1995 года № 62/120-П;

- Положения о порядке ликвидации нефтяных, газовых и других скважин и списание затрат на их сооружение от 2 июня 1995 года № 63/121-П;

- Правил ликвидации и консервации объектов недропользования, утверждены Совместным приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 27 февраля 2015г. №200 (с внесенными изменениями и дополнениями по состоянию на 16.01.2019 г.).

Требования проекта распространяются на разведочные и оценочные скважины на месторождении Таган Южный: 103, 104, 105, 109.

Проект рассматривает организацию работ и общие принципы для существующих, испытанных и законченных строительством скважин при расконсервации, консервации, восстановлении и ликвидации скважин.

Настоящий «Проект» составлен на основе результатов выполненных геолого-геофизических исследований и анализа материалов из дела данных скважин.

«Групповой рабочий проект на расконсервацию, восстановление скважин на месторождении Таган Южный» является основным проектным документом при проведении работ для скважин 103, 104, 105, 109.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ

Район работ расположен в пределах Кызылкогинского района Атырауской области Республики Казахстан, в пределах листов L-40-2-Г, L-40-3-В. Областной центр - город Атырау и поселок Придорожный находятся на расстоянии 300 км к юго-западу.

Холмистая равнинная местность, осложненная отдельными холмами, холмистыми грядами и возвышенностями, разделенными замкнутыми понижениями. Абсолютные отметки местности колеблются в пределах от 45 до 247 м. Основной водной артерией района служит река Эмба, протекающая в 50 км к юго-востоку от площади работ. Вода в ней пресная во время весеннего паводка, летом по мере высыхания заполняется. Редко встречаются колодцы с пресной водой, но дебит их низкий. Питьевая вода на участок работ доставлялась автотранспортом со станции Мукур (85 км), а техническая – из реки Кайнар, протекающей в 20-25 км от площади. Температура воздуха варьирует зимой от минус 29,3°С до минус 48°С, летом поднимается до плюс 34-43°С. Годовая сумма осадков 80-487 мм. Ветры летом преимущественно северо-западного и западного направления, зимой – юго-восточного и северного. Средний снежный покров, образующийся в декабре и январе месяцев, имеют толщину от 10 до 20 см, минимальный -3-4 см. Максимальная глубина промерзания грунта 1,8 м. На территории работ преимущественно типчаково-ковыльно-полынные сообщества с участием кустарников. По берегам рек встречаются осоки, тростник, редкие рощи, состоящие из берёзы, ольхи и тополя. Из крупных животных встречаются волки, лисы, сайгаки, редко джейраны. В большом количестве водятся грызуны – суслики, тушканчики, полевые мыши; из пернатых – орлы-беркуты, степные дрофы, дикие утки, куропатки. Встречаются пресмыкающиеся (утищитомордники, степные гадюки), а также фаланги, скорпионы и каракурты.

Ближайшими населенными пунктами к площади являются станции Сагиз, Мукур и пос. 3-я Нефтекачка, расположенные соответственно на расстоянии 120 км, 100 км и 80 км к северо-западу (рис 1).

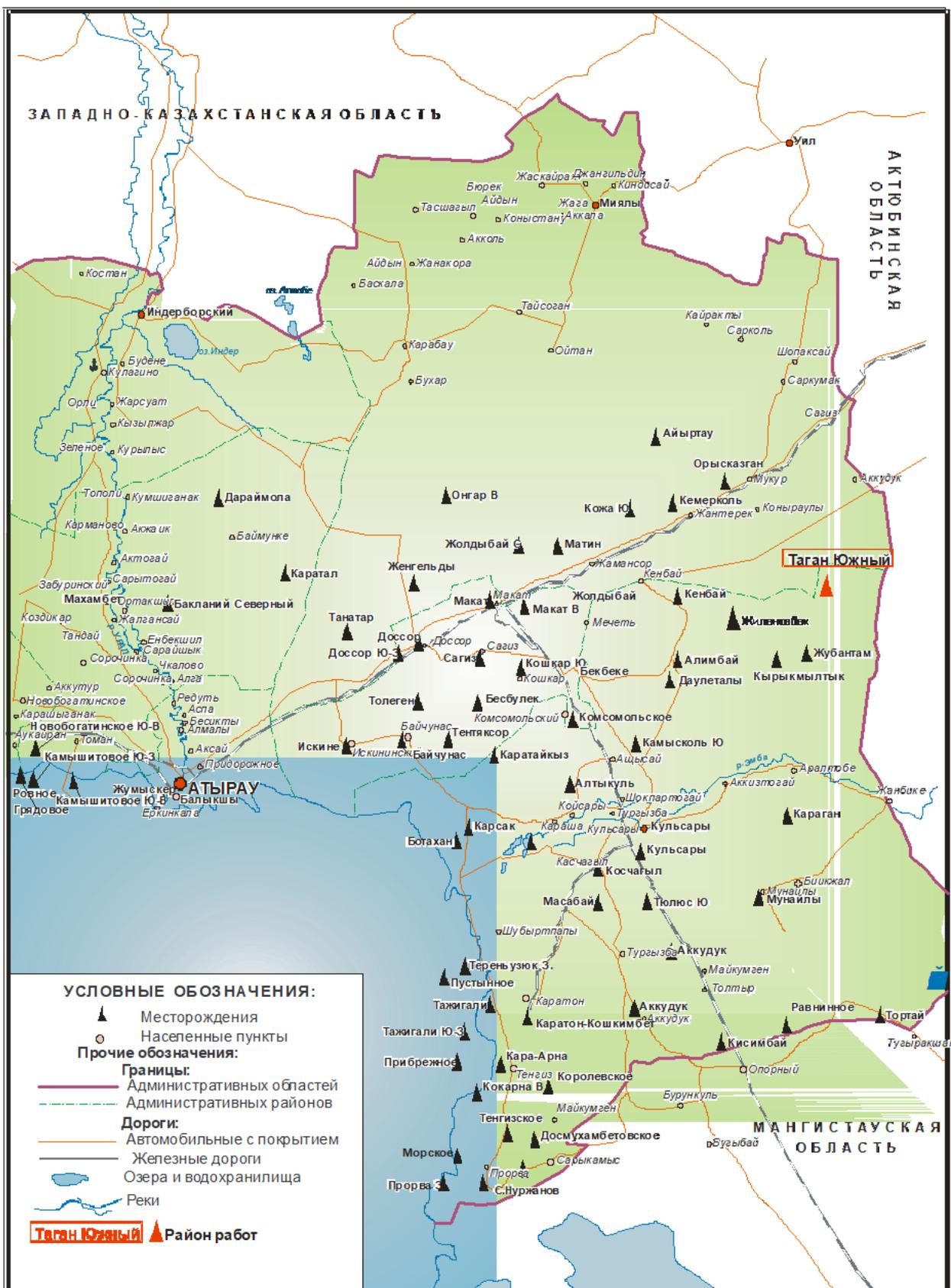


Рис.1. Обзорная карта района работ

1.1 Стратиграфия.

В строении надсолевого комплекса площади принимают участие осадки от пермского до четвертичного включительно, за исключением палеогеновых и неогеновых отложений.

Расчленение вскрытого скважинами разреза проводилось по данным микрофаунистических, литолого-минералогических и палинологических анализов, а также путем сопоставления электрокаротажных диаграмм пробуренных скважин с изученными разрезами структурно-поисковых и глубоких скважин, пробуренных на месторождении Таган Южный.

Приведенный ниже стратиграфический очерк составлен, в основном, по данным глубоких и структурно-поисковых скважин с привлечением материалов, полученных в процессе геологической съемки.

Палеозойская группа (PZ)

Пермская система (P)

Нижний отдел (P₁)

Наиболее древними отложениями, вскрытыми на месторождении, являются породы кунгурского яруса пермской системы. Отложения его вскрыты глубокими поисковыми скважинами Г-1, Г-2, Г-3.

Отложения кунгурского яруса представлены двумя толщами: нижней – галогенной и верхней – сульфатной. Литологически галогенная толща представлена солью белой, грязно-белой, кристаллической, плотной.

Верхняя сульфатная толща сложена преимущественно ангидритом темно-серым, крепким, массивным, реже гипсами светло-серыми с прожилками кальцита и карбонатных пород.

Максимальная вскрытая толщина кунгурского яруса – 58 м.

Мезозойская группа (MZ)

Триасовая система (T)

Отложения триасовой системы вскрыты всеми скважинами. Выделены они по электрокаротажным диаграммам и охарактеризованы минералогическими и палинологическими анализами образцов как триас нерасчлененный.

Литологически триасовые отложения представлены глинами с прослоями песков и реже известняков.

Глины темно-зеленые и темно-бурые, иногда пестроцветные, плотные, аргиллитоподобные, с включениями обуглившихся растительных остатков.

Пески светло-серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, кварцево-полевошпатовые, слабглинистые, местами уплотненные, с включениями зеленой глины.

Песчаники серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, кварцево-полевошпатовые, крепкие, на известковистом цементе, слюдистые, с включением зерен пирита и обуглившихся растительных остатков.

Известняки светло-серые, скрытокристаллические, массивные, крепкие с прожилками кальцита.

По результатам минералогических анализов отложения триаса характеризуются повышенным содержанием альменит-магнетита (53%), граната

(6,7-7,3%), рутила (7,5%), шпинеля (3,1-9,5%), в легкой фракции – повышенным содержанием кварца (23,6-39,4%).

По результатам спорово-пыльцевых анализов в комплексе папоротникообразные доминируют над пыльцой голосеменных растений.

Максимальная вскрытая толщина триасовых отложений – 210 м.

Юрская система (J)

На месторождении Таган Южный юрские отложения представлены двумя отделами: нижним и средним. Нижние и среднеюрские отложения представлены терригенными породами. Залегают они несогласно на осадках триаса.

Нижний отдел (J₁)

Нижнеюрские отложения вскрыты всеми пробуренными скважинами. Литологически сложены песками, песчаниками и в меньшей степени – глинами.

Пески серые, зеленовато-серые, мелко- и среднезернистые, уплотненные.

Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, слюдистые, кварцево-полевошпатовые, местами с включением обуглившихся растительных остатков.

Глины серые, темно-серые, буровато-серые, плотные, алевритистые, в различной степени песчанистые с редкими включениями обуглившихся растительных остатков, местами косослоистые.

Минералогическая ассоциация нижнеюрских пород характеризуется присутствием дистена, ставролита и хлоритов.

Максимальная вскрытая мощность нижнеюрских отложений – 82 м.

Средний отдел (J₂)

Среднеюрские породы пройдены большим количеством скважин.

Литологически представлены однообразным комплексом сероцветных континентальных песчано-глинистых отложений. Возраст среднеюрских отложений установлен, в основном, по каротажу, по керновому материалу, а также по результатам палинологических исследований.

По наиболее полной электрокаротажной характеристике и по палинологическим и литолого-минералогическим исследованиям в среднеюрских отложениях выделяются байос-батский и ааленский ярусы.

Ааленский ярус (J_{2a}). Отложения ааленского яруса трансгрессивно залегают на отложениях нижней юры.

Литологически они представлены глинами, песками, песчаниками. Глины серые, местами с буроватым оттенком, плотные, алевритистые, известковистые, слюдистые с включением обуглившихся растительных остатков.

Байосский и батский ярусы (J_{2b-bt}). В разрезе средней юры в пределах исследуемой территории на освоении единичных находок спор и пыльцы установлены осадки байосского и батского ярусов, однако для детального расчленения байос-батских отложений на изученной структуре нет достовер-

ных палинологических данных, поэтому они рассматриваются нами совместно.

Байос-батские лагунно-континентальные отложения широко распространены на изученной территории, они с эрозионным несогласием, перекрывают породы ааленского яруса и представлены, в основном, чередующимися песчаными и глинистыми образованиями.

Глины темно-серые, серовато-бурые и бурые различных оттенков в различной степени песчанистые, неизвестковистые, неслоистые и косослоистые, плотные, с включением обуглившихся растительных остатков, с линзами и прослоями бурого угля и маломощными прослойками песков.

Пески и песчаники серые, мелко- и среднезернистые с обильными включениями обуглившихся растительных остатков. Песчаники крепкие, на глинисто-известковистом цементе, местами пиритизированные.

Максимальная вскрытая толщина среднеюрских отложений – 327 м.

Меловая система (К)

В разрезе меловых отложений выделяется только нижнемеловой отдел, представленный терригенными образованиями морского и континентального происхождения, верхнемеловые отложения на данной территории размыты, но выделяется в разрезах скважин соседней площади (Карасай).

Нижний отдел (K₁)

На рассматриваемой территории нижний отдел меловой системы представлен отложениями готерива, баррема, апта и альба. Валанжинский ярус на исследуемой площади не встречен, вероятно, он размыт готеривской трансгрессией.

Готеривский ярус. Отложения готеривского яруса вскрыты всеми пробуренными скважинами. Они с угловым несогласием залегают на породах юры. Литологически отложения готерива представлены глинами, песчаниками и песками.

Глины серые, зеленовато-серые, плотные, песчанистые, слюдистые, слабоизвестковистые с включением мелких обломков раковин и обуглившихся растительных остатков.

Песчаники серые, зеленовато-серые, крепкие, тонко- и мелкозернистые на карбонатном цементе, с мелкими обуглившимися растительными остатками.

Пески темно-серые, мелкозернистые, слабоуплотненные, кварцево-полевошпатовые.

Вскрытая толщина готерива 66 м.

Барремский ярус (K_{1br}). Барремские отложения представлены пестроцветными континентальными осадками.

В основании яруса залегают горизонт песков, который несогласно перекрывает породы готерива.

Литологически барремские отложения представлены глинами, песками и песчаниками с прослоями мергелей.

Глины серые, зеленовато-серые, местами вишнево-красные, известковистые, слюдистые, плотные, аргиллитоподобные. Песчаники серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, на карбонатно-глинистом цементе.

Пески серые, мелкозернистые, глинистые, слюдистые, кварцево-полевошпатовые.

Мергели зеленовато-серые, зеленые, серые с прожилками кальцита.

Максимальная вскрытая толщина баррема 115 м.

Аптский ярус (K_{1a}). Отложения аптского яруса залегают несогласно по размытой поверхности барремских отложений. Разрез апта, в основном, глинистый. Песчаные осадки имеют подчиненные значения.

Глины темно-серые и черные, плотные, известковистые, местами песчаные, с ходами ипоедов, выполненными алевритом светло-серым. Пески серые, мелкозернистые, кварцевополевошпатовые с включением обломков раковин и мелких обуглившихся растительных остатков.

Алевриты темно-серые, полевошпатовые на карбонатном цементе, крепкие, слюдистые.

Максимальная вскрытая толщина аптских отложений 65 м.

Альбский ярус (K_{1al}). Литологически альбский ярус представлен однородной толщей глин с подчиненными прослоями песков, песчаников, алевритов, реже мергелей. Однообразие альбской толщи, скудность фаунистических остатков, не позволяют произвести более подробное ее расчленение на подъярусы.

Описываемые отложения полностью вскрыты всеми пробуренными скважинами. Изученная альбская толща, в основном, глинистая.

Глины серые, темно-серые, обычно алевритистые, слабопесчаные, известковистые, слюдистые, присутствует рассеянный углефицированный цетрит. Иногда встречаются фаунистические остатки: раковины пелеципод, аммонитов и мелких гастропод.

Песчаники серые, крепкие, мелкозернистые, преимущественно кварцевые, на известковистом цементе.

Алевриты буровато-серые, серые, крепкие, известковистые с углефицированным растительным детритом.

Максимальная вскрытая толщина альба 233 м.

Четвертичная система (Q)

Отложения четвертичной системы распространены повсеместно и сплошным чехлом покрывают всю площадь.

Литологически представлены глинами желтовато-зелеными, серовато-зелеными средней плотности, известковистыми с обломками раковин моллюсков.

Верхние слои характеризуются глинами коричневыми, средней плотности, слабопесчаными, известковистыми.

Максимальная вскрытая толщина четвертичных отложений – 10 м.

1.2 Нефтегазоносность

Месторождение Таган Южный расположено на юго-востоке Прикаспийской впадины и имеет сходную историю геологического развития с Южно - и Северо-Эмбинскими нефтяными районами.

Основные промышленно-нефтеносные горизонты этих районов приурочены к отложениям нижнего мела, юры и триаса, хотя признаки нефтегазопроявлений отмечаются по всему разрезу надсолевого комплекса.

Исследуемая площадь расположена в пределах Эмба-Уильской зоны нефтегазонакоплений, где открыты многочисленные месторождения нефти и газа, ближайшие из которых Кенбай, Кырыкмылтык, Жубантам.

На месторождении Таган Южный пробурено 17 структурно-поисковых и 4 глубоких поисковых скважин. На восточном крыле, по данным промыслово-геофизических исследований и работ по опробованию, выделены три продуктивных горизонта, приуроченные к неокомскому и юрским продуктивным горизонтам (Ю-I и Ю-II). Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Таблица 1.1. Общие сведения

№№ п/п	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Район работ расположен в пределах Кызылкогинского района Атырауской области Республики Казахстан, в пределах листов L-40-2-Г, L-40-3-В. (Рис. 1). Областной центр - город Атырау и поселок Придорожный находятся на расстоянии 300 км к юго-западу
2	Место базирования НГРЭ	
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	Холмистая равнина, осложненная отдельными холмами, холмистыми грядами и возвышенностями, разделенными замкнутыми понижениями. Абсолютные отметки местности колеблются в пределах от 45 до 247м.
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Основной водной артерией района служит река Эмба, протекающая в 50км к юго-востоку от площади работ. Вода в ней пресная во время весеннего паводка, летом по мере высыхания заполняется. Редко встречаются колодцы с пресной водой, но дебит их низкий.
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоемов)	Питьевая вода на участок работ доставлялась автотранспортом со станции Мукур (85км), а техническая – из реки Кайнар, протекающей в 20-25км от площади.
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Температура воздуха варьирует зимой от минус 29,3°С до минус 48°С, летом поднимается до плюс 34-43°С.
7	Количество осадков	Годовая сумма осадков 80-487 мм.
8	Преобладающее направление ветров и их сила	Ветры летом преимущественно северо-западного и западного направления, зимой – юго-восточного и северного.

1	2	3
9	Толщина снежного покрова и его распределение	Средний снежный покров, образующийся в декабре и январе месяцах, имеют толщину от 10 до 20 см, минимальный -3-4 см.
10	Геокриологические условия	Максимальная глубина промерзания грунта 1,8 м.
11	Продолжительность отопительного сезона	198 суток
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Типчако-ковыльно-полынные сообщества с участием кустарников. По берегам рек встречаются осоки, тростник, редкие рощи, состоящие из берёзы, ольхи и тополя. Из крупных животных встречаются волки, лисы, сайгаки, редко джейраны. В большом количестве водятся грызуны – суслики, тушканчики, полевые мыши; из пернатых – орлы-беркуты, степные дрофы, дикие утки, куропатки. Встречаются пресмыкающиеся (утищитомордники, степные гадюки), а также фаланги, скорпионы и каракурты.
13	Населенные пункты и расстояния до них	Ближайшими населенными пунктами к площади являются станции Сагиз, Мукур и пос. 3-я Нефтекачка, расположенные соответственно на расстоянии 120 км, 100 км и 80 км к северо-западу.
14	Ведущие отрасли народного хозяйства	Сельское хозяйство.
15	Наличие материально-технических баз	
16	Действующие и строящиеся газопроводы и нефтепроводы	
17	Источники: -теплоснабжения, -электроснабжения	Источниками энергоснабжения являются дизель генераторы «Caterpillar»
18	Виды связи	Мобильная связь, мобильный интернет

1	2	3
19	Пути сообщения. Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Железная дорога Астрахань-Актобе, которая проходит на северо-западе.
20	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	Подъездными путями до буровой является грунтовая дорога шириной 10 м протяженностью 15 км от месторождения.
21	Условия перевозки вахт	Автотранспорт.
22	Наличие зимников, срок их действия	
23	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами.	глины, пески, гравий.

Таблица 1.2. Сводные технические и технологические данные

№№	НАИМЕНОВАНИЕ	ЗНАЧЕНИЕ
1	2	3
1.	Площадь производства работ, количество скважин	Таган Южный. Скв. №№103, 104, 105, 109
2.	Местоположение скважин (море, суша)	суша
3.	Назначение скважины	оценочная/разведочная
4.	Проектный горизонт	Мел, Юра
5.	Проектная / фактическая глубина, м	См. сведения о скважине
6.	Вид скважины (профиль)	вертикальный
7.	Способ бурения завершённой строительством скважины	ротаторный
8.	Буровое оборудование	УПА 60/80 или аналог грузоподъемностью до 60 тонн.
9.	Тип вышки	в комплектации
10.	Вид привода	дизель-электрический
Расконсервация и испытание		
11.	103 Продолжительность цикла заканчивания и освоения, сутки: - всего - в том числе: - строительно-монтажные работы (первичный) - подготовительные работы (СПО, разбурка цементного моста, монтаж внутрискважинного оборудования и т.д.) - Работы по повышению отдачи пласта\испытание	82 45 27 10

1	2	3
Консервация и ликвидация		
13.	Проектная скорость, м/станко-месяц.	-
14.	Конструкция скважины (диаметр - глубина): - направление - кондуктор - эксплуатационная колонна	См. сведения о скважине
15.	Дежурство на буровой геологической и технологической служб Заказчика и Подрядчика	постоянно
16.	Вахтовый поселок на буровой для проживания персонала Заказчика и Подрядчика	вагон-домики
17.	Перевозка вахт при сменности 1 раз в 15 дней.	80 км - автотранспортом
18.	Дежурство на буровой вахтовой автомашины, бульдозера, автокрана грузоподъемностью 25 тонн, погрузчика грузоподъемностью 10т.	постоянно

2. РАСКОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

2.1 Общая пояснительная записка

Раздел «Расконсервация скважин на месторождении Таган Южный» разработан на основании:

- Положения о порядке консервации скважин на нефтяных, газовых месторождениях, подземных хранилищах газа (ПХГ) и месторождениях термальных вод, утверждено совместным приказом Министерства нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан и Министерства геологии и охраны недр Республики Казахстан от 2 июня 1995 года № 62/120-П.

- Правил ликвидации и консервации объектов недропользования, утверждены Совместным приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 27 февраля 2015г. №200.

1. Требования Раздела расконсервации распространяются на скважины №№ 103, 104, 105, 109 на месторождении Таган Южный.

2. Раздел расконсервации служит основанием для составления индивидуальных планов организации работ, обеспечивающих надежную расконсервацию каждой скважины.

3. Расконсервация скважин должна проводиться по плану после его согласования и утверждения с организациями, ранее согласовавшими и утвердившими план консервации скважин.

2.2 Обоснование расконсервации скважин

При испытании в процессе бурении скважин на месторождении Таган Южный получена важная информация, которая определила возможные перспективы на нефтегазоносность Контрактной территории. В скважинах имеются перспективные объекты, рекомендованные по данным геофизических исследований.

Суть расконсервации данных скважин заключается в том, что выработка, которая некоторое время находилась в нерабочем состоянии, в результате использования специфических методов станет рабочей. Комплекс работ включает в себя устранение результатов по консервации скважин, работы по освоению скважин (вызову притока) и работы по восстановлению продуктивности скважин. Прекращение консервации скважин осуществляется на основании плана работ по расконсервации скважины.

Общая задача расконсервации (ремонтно-восстановительных работ) в скважине – восстановление скважины, испытание на приток продуктивных горизонтов, ввода скважин в эксплуатацию.

Целью расконсервации скважин является получение притока углеводородов, подготовка и ввод скважин в пробную эксплуатацию.

Цель работы – разбуривание цементных мостов, промывка, чистка скважины до подошвы планируемого объекта испытания, проведение ГИС и испытание продуктивных горизонтов на приток УВС, определение ВНК, для изучения характера насыщения залежи, проведение дополнительных перфо-

рационально-взрывных работ, работ по интенсификации притока, заканчивание скважин на месторождении в установленном порядке, охрана недр и окружающей среды, рациональное и комплексное использование недр, техническая безопасность и промышленная санитария.

Расконсервация проходит в определенном порядке: устанавливают штурвалы на задвижки фонтанной арматуры; разгерметизируют патрубки и устанавливают манометры; снимают заглушки с фланцев задвижек; подвергают фонтанную арматуру гидроиспытанию при давлении, соответствующем условиям эксплуатации; промывают скважину, при необходимости производят допуск колонны НКТ до заданной глубины и после оборудования устья производят ее освоение и ввод в эксплуатацию; при наличии в скважине цементного моста последний разбуривают, скважину промывают до искусственного забоя, спускают в колонну НКТ и другое подземное оборудование и после оборудования устья скважину осваивают.

Расконсервацию скважин будет проводить «Компания-Подрядчик» выбранная по тендеру «Заказчиком») для проведения данных работ.

Прекращение консервации (расконсервацию) скважин производят по согласованию с Атырауским РГП ПВАСС и с департаментом экологии по Атырауской области.

Раздел по расконсервации и испытанию скважин разработан в соответствии с требованиями охраны недр, промышленной и пожарной безопасности, охране труда и окружающей среды, предупреждению ГНВП и открытых фонтанов.

Ремонтные работы в скважине считаются завершенными после подписания акта о завершении работ пользователем недр (ТОО «Oil Reloading Corp»).

2.3 Технические и технологические решения при проведении работ по расконсервации

Нижеприведенные режимы, инструмент (скребки, долота), компоновка бурильных труб, строительно-монтажные работы, организация процесса расконсервации скважины приводятся как рекомендации.

Контроль параметров в процессе промывки и чистки скважины производится в соответствии с требованиями при расконсервации скважины. Необходимо производить контроль параметров бурового раствора/промывочной жидкости, не отступая от принятых проектом значений.

Обязательное шаблонирование (или при необходимости проработка) должна производиться перед проведением геофизических исследований.

2.4 Подготовительные работы при расконсервации скважины.

- подготовительные работы при расконсервации скважины (оснастка талевой системы, разбуривание цементных мостов, оборудование устья, промывка и др.) должны производиться в соответствии с требованиями Проекта;

- буровая установка до начала работ должна быть укомплектована скребками, долотами, бурильными трубами, перечнем обязательных приспособлений по ТБ, приспособлениями малой механизации, набором ручного инструмента, контрольно-измерительными приборами, блокирующими и предохранительными устройствами, быстроизнашиваемыми деталями и узлами бурового оборудования, а также ловильным инструментом, противопожарным инвентарем, аварийной сигнализацией, переговорными устройствами и другими средствами защиты;

- кроме того, буровая установка должна быть обеспечена необходимым запасом материалов и химических реагентов для приготовления бурового раствора/промывочной жидкости для чистки ствола скважины до определенной глубины. Запас бурового раствора/промывочной жидкости и его свойства должны соответствовать требованиям технического проекта;

- до начала работ на скважине, под руководством Недропользователя, должна проводиться пусковая конференция с участием всего состава буровой бригады, представителей контролирующих органов, с приглашением смежных организацией и подсобных служб с оформлением протокола;

- главные механик и энергетик бурового Подрядчика или представители их служб совместно с буровым мастером до начала работ обязаны ознакомить весь состав бригады с правилами и инструкциями, а также обучить рабочих по эксплуатации новых видов оборудования и инструмента.

2.5 Буровая установка.

Основным критерием выбора установки для проведения работ по расконсервации является соответствие грузоподъемности агрегата весу применяемых колонн труб (НКТ или бурильных труб). При этом нагрузка на крюке не должна превышать 0,6 величины параметра «допускаемая нагрузка на крюке» от расчетной массы бурильной колонны или 0,9 от расчетной массы колонны НКТ. При выборе установки, кроме грузоподъемности должны учитываться дополнительно следующие факторы:

- мобильность и компактность подъемного агрегата (возможность монтажа возле устья скважины);

- минимальные затраты времени и средств на монтаж и демонтаж подъемного агрегата;

- удобство в эксплуатации подъемного агрегата;

- минимальные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при работе подъемного агрегата.

В соответствии с фактической конструкцией скважин, работы будут вестись буровой установкой соответствующей грузоподъемности. Для проведения работ по расконсервации в скважинах рекомендуется буровая установка УПА 60/80 или аналог грузоподъемностью до 60 тонн. Буровая установка должна быть укомплектована механизмами для приготовления, обработки, утяжеления, очистки, дегазации и перемешивания бурового раствора/промывочной жидкости для очистки ствола скважины и дополнительными

емкостями для резервного объема раствора/жидкости. Буровые насосы, входящие в комплект буровой установки, должны обеспечить качественную промывку скважины.

Подъемный агрегат для проведения работ должен быть механизирован и оснащен самостоятельным пультом управления спуско-подъемными операциями (СПО), расположенным в безопасном месте и снабженным контрольно-измерительными приборами (КИП), в т.ч. индикатором веса с записью нагрузки на крюке.

Оборудование, эксплуатируемое буровой организацией, должно иметь технические паспорта или формуляры установленного образца. Паспорта хранятся в службах главного механика и главного энергетика, которые вносят в них сведения об эксплуатации, ремонте, дефектоскопии оборудования и контрольных испытаниях;

- паспортные ведомости на детали, узлы, КИП и оборудование, изготовленные на ремонтной базе, сертификаты на талевый канат, крепежные детали маслогидроприводов и др. должны храниться на буровой и проверяться буровым мастером. Запрещается эксплуатация оборудования, не имеющего паспорта установленного образца;

- для обеспечения работы в пределах паспортной характеристики, оборудование должно иметь запасные части и приспособления в объеме, необходимом для производства технического обслуживания. Объем технического обслуживания устанавливается в соответствии с инструкцией завода-изготовителя по эксплуатации и ремонту оборудования;

- на буровой должен постоянно находиться комплект инструкций по эксплуатации всего оборудования и механизмов. Эксплуатация оборудования с нарушением инструкций или при их отсутствии запрещается;

- планово-предупредительный ремонт бурового и энергетического оборудования должен производиться по графику, утвержденному инженерно-технической службой бурового Подрядчика;

- в период эксплуатации бурового и электрического оборудования, привышечных сооружений, ответственность за сохранность и выполнение правил эксплуатации возлагается на бурового мастера и буровую бригаду, а контроль за эксплуатацией, проведением профилактической и ремонтной работы, в т. ч. проведение дефектоскопии, по направленной деятельности служб предприятий и регламентируется «Правилами эксплуатации бурового оборудования»;

- устье скважины будет оборудовано ПВО согласно утвержденной схемы при производстве работ.

2.6 Монтаж бурового оборудования

- подготовительные и вышкомонтажные работы могут быть начаты при наличии утвержденного технического проекта на расконсервацию скважины и выдаче буровой бригаде наряда на их проведение (технические условия на монтаж);

- буровая установка должна быть обеспечена замкнутой циркуляционной системой и системой сбора сточных вод и шлама, исключающей загрязнение окружающей среды;

- площадки для буровой установки следует планировать с учетом естественного уклона местности и обеспечения движения сточных вод в сторону отстойных емкостей;

- к демонтажу буровой установки с электроприводом разрешается приступать после получения письменного подтверждения работника, ответственного за эксплуатацию электрооборудования, об отключении её от электросети;

- план работ на транспортирование крупного блока с вышкой или отдельно вышки в вертикальном положении утверждается руководством бурового или вышкономонтажного предприятия после согласования трассы, т.е. отключения воздушных линий электропередач, связи, а также устройства переездов через магистральные, шоссе и железные дороги, магистральные водо-, нефте- и газопроводы, пересекающие трассу передвижения блоков или вышки с заинтересованными организациями. Работы выполняются под руководством ответственного ИТР.

Примечание: Технические характеристики рекомендуемой мобильной буровой установки приведены ниже в конце разделов.

2.7 Выбор типа и параметров бурового раствора/промывочной жидкости.

1. Тип и свойства бурового раствора/промывочной жидкости для промывки скважины в процессе расконсервации скважины, установлен проектом в комплексе с технологическими мероприятиями и техническими средствами и должны обеспечить безаварийные, безопасные условия промывки и чистки скважины с высокими технико-экономическими показателями, а также, качественное вскрытие продуктивных горизонтов. Исключить загрязнение окружающей среды, поддаваться утилизации или вывозиться на другие буровые для повторного применения.

2. Не допускается отклонение плотности находящейся в циркуляции бурового раствора/промывочной жидкости (по замерам раствора/промывочной жидкости, освобожденной от газа) от установленных проектом предельных величин больше, чем на +20 кгс/м. куб. (0,02 г/см. куб.).

3. Обработка бурового раствора/промывочной жидкости химическими реагентами и утяжелителем и их расход должны производиться в соответствии с подобранной рецептурой и регистрироваться по каждой смене отдельно.

4. Плотность бурового раствора/промывочной жидкости при вскрытии газонефтеводонасыщенных пластов определена для горизонта с максимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий.

5. Если при выбранных значениях плотности бурового раствора/промывочной жидкости наблюдаются посадки или затяжки инструмента,

оптимальное значение плотности раствора/промывочной жидкости следует подобрать путем ступенчатого ее повышения.

6. Рецептура и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора/промывочной жидкости разрабатываются лабораториями, а контролируются лабораториями буровых предприятий на основе регламентов.

7. Если объемное содержание газа в буровом растворе/промывочной жидкости превышает 5 %, то должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора/жидкости газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т. д.) и их устранению.

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

Параметры бурового раствора/промывочной жидкости, находящегося в запасных емкостях, должны соответствовать параметрам рабочей бурового раствора/промывочной жидкости.

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

2.8 Прострелочно-взрывные работы.

Проведение работ в скважине осуществляется по заявке Недропользователя специализированными геофизическими службами.

Перфорация и (или) повторная перфорация проводится на каротажном кабеле кумулятивными зарядами, обеспечивающими максимальную пробивную способность для данного диаметра эксплуатационной колонны (177,8 мм) на каротажном кабеле. Интервалы перфорации будут предоставлены Подрядчику по проведению перфорационных работ в форме Заявки, предоставляемой диспетчеру не менее чем за 2 (двое) суток до проведения работ на скважине.

Подрядчик по проведению перфорационных работ доставляет на скважину к указанному сроку оборудование, включающее ПВО, лубрикатор, перфораторы, ВМ и станцию для проведения ГИС, свабы, при необходимости, под размер НКТ 73мм для снижения уровня жидкости в НКТ, ловильные инструменты и др. Подрядчик осуществляет привязку интервала перфорации к разрезу и проводит спуск перфораторов на кабеле с целью их точного позиционирования против выбранных интервалов.

Подрядчик по проведению перфорационных работ несет ответственность за все Услуги, связанные с использованием взрывных веществ и полностью отвечает за технику безопасности при перфорационных работах.

Примечание: Наиболее распространенным способом восстановления работоспособности законсервированных скважин является вторичная перфорация эксплуатационной колонны перфораторами большой мощности (типа ПКС-114С или аналог), с проведением ГРП, с последующим освоением скважины.

2.9 Промыслово-геофизические исследования.

Геофизические исследования в скважине осуществляется по заявке Недропользователя специализированными геофизическими службами.

Исследованию подлежат флюидосодержащие горизонты по всем стратиграфическим горизонтам для определения состава флюида, его плотности, пластового давления и других параметров пласта.

Исследования выполняются в подготовленной скважине и в оптимальные сроки после вскрытия интервала подлежащего исследованию.

Готовность буровой установки и скважины должна быть оформлена актом за подписями бурового мастера и представителя Заказчика.

При работе на скважине, геофизическая техника должна устанавливаться таким образом, чтобы была обеспечена хорошая видимость и сигнализация связь между лабораторией, подъемником и устьем скважины. Подъемник каротажной станции следует надежно закрепить с помощью специальных устройств.

Во время проведения геофизических исследований необходимо наблюдать за движением кабеля и показаниями приборов каротажной станции.

При прохождении башмака обсадной колонны и других опасных участков скважины, а также при спуске аппаратуры для исследований через бурильные трубы скорость подъема кабеля должна быть снижена.

Для предупреждения о подходе скважинного прибора к устью скважины следует на кабель нанести предупредительные метки.

Ответственным за выполнение работ и общим руководителем является представитель бурового предприятия, указанный в плане работ. Ответственным за соблюдение технико-технологических требований процесса исследования скважины является представитель геофизического предприятия.

Недропользователь обязан обеспечить:

- подготовку скважины, бурильного инструмента, бурового и противовыбросового оборудования, устьевой головки и ее обвязки с манифольдом превенторной установки, буровых насосов, возможность контроля за активностью притока;

- выполнение буровой бригадой всех работ с испытательным оборудованием на скважине;

- выполнение совместно с представителями подрядчика оперативного анализа полученных результатов;

Буровой подрядчик обязан обеспечить:

- технические средства для испытания скважины (испытательный инструмент, КИП, устьевую головку с аварийным краном для обвязки верхней трубы, транспорт для перевозки оборудования);

- оценку качества и оперативный анализ результатов исследования скважин и выдачу на скважине предварительного заключения по объекту исследования;

- обработку данных и выдачу окончательного заключения по объекту в установленные договором сроки.

Технология проведения исследований должна выбираться с учетом геолого-технических условий, целей и задач испытания в т. ч.:

- предусматривается дополнительное испытание продуктивных горизонтов.

Программа геофизических исследований по изучению технического состояния скважины должна быть направлена на определение качества крепления скважин, плотности и характера распределения цементного камня в затрубном пространстве, наличия или отсутствия разрывов его сплошности, зазоров между цементным кольцом и обсадной колонной, стенками скважины и других дефектов.

По окончании работ проверяется глубина интервала и качество выполненной перфорации путем проведения исследований аппаратурой контроля перфораций.

При производстве промыслово-геофизических исследований в скважине проведение других работ буровой бригадой (ремонт бурового оборудования, включение буровой лебедки, передвижение по полу тяжелых предметов и оборудования), а также электросварочных работ и других работ может осуществляться только с согласия начальника геофизической службы.

Перед геофизическими работами скважина должна быть надлежащим образом подготовлена, чтобы обеспечить безопасное проведение работ и беспрепятственное прохождение геофизических приборов по всему стволу скважины в течение времени, необходимого для проведения требуемого комплекса геофизических исследований.

Примечание: Интервалы перфорации и виды геофизических исследований могут уточняться при составлении программы исследований в скважине.

2.10 Опробование и испытание объектов.

Опробование и испытание входят в этап освоения расконсервированной скважины, после определения герметичности колонны.

Далее следуют исследовательские работы для получения данных о дебите скважины, давлении пласта, что дает возможность выяснить характер насыщенности и другие данные о продуктивности залежи в данном объекте. При получении положительных результатов, обязательным условием является исследование объекта опробования в не менее 3-х режимов и проведение

гидродинамических исследований. При этом проводится отбор проб воды, газа и нефти.

Вскрытие и (или) повторное вскрытие объектов в колонне и способ вызова притока должны соответствовать «Плану работ по испытанию скважины», согласованные с органами промышленной и противofонтанной безопасности, и охраны окружающей среды.

При получении притока пластового флюида скважина исследуется согласно действующим инструкциям не менее чем на трех режимах.

В скважине по усмотрению геологической службы «КОМПАНИИ» могут выполняться следующие виды исследований:

- замер начальных величин пластового давления и температуры;
- изучение физико-химических свойств пластовых флюидов с целью определения содержания растворенного газа, давления насыщения, вязкости и плотности в пластовых условиях и других физико-химических параметров пластовых флюидов.

Перед проведением работ по опробованию объекта на продуктивность, устье скважины должно быть оборудовано фонтанной арматурой и противовыбросовым оборудованием с соответствующими разрешениями соответствующих организаций. В случае необходимости осуществляется аэрация раствора. С получением притока скважина должна работать необходимое время для очистки в установленном режиме. Далее ведется исследование на различных режимах работ. Интенсификация притока в карбонатных коллекторах возможно проводить путем солянокислотной обработки пласта. При получении притока пластового флюида скважина исследуется согласно действующим инструкциям не менее, чем на трех режимах.

После окончания исследований, интервал перекрывается цементным мостом, проверяется на герметичность опрессовкой давлением и снижением уровня. В случае герметичности приступают к испытанию следующего объекта.

Таблица 2.1. Продолжительность испытания скважин

№ скважины	Продолжительность испытания, дни	Объемы сжигаемого газа, м ³
1	2	3
103	10	163,45
104	10	163,45
105	10	163,45
109	10	163,45
Итого	40	653,8

По результатам ГИС в скважине решается вопрос объекта испытания. Такое решение оформляется протоколом геолого-технического совещания и утверждается руководством Недропользователя - ТОО «Oil Reloading Corp». Перед проведением работ по испытанию скважины на продуктивность, устье оборудуется противовыбросовой задвижкой, опрессованной на 1,5 кратное рабочее давление. Вскрытие объектов в колонне и способ вызова притока должны соответствовать требованиям противofонтанной и пожарной без-

опасности. Вызов притока производится путем постепенного снижения плотности растворами или снижением уровня. С получением притока, скважина должна работать не менее 24 часа для очистки и отбором 3-х объемов скважины.

2.11 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов.

Вскрытие пласта - это комплекс мероприятий, обеспечивающий рациональную технологию освоения в целях предотвращения выбросов, сохранения естественной проницаемости призабойной зоны, обеспечения благоприятных условий притока нефти и газа в скважину, обеспечения прочности и устойчивости призабойной части скважины и соблюдения правил охраны недр. Геологической службой должен осуществлять контроль за вскрытием пласта. При вскрытии продуктивных пластов необходимо учитывать геолого-физические свойства коллектора, физико-химическую характеристику насыщающих его флюидов и термобарические условия - пластовые давление и температуру.

Вскрытие продуктивных пластов производится, как указано в таблице 2.2. по плану, составленному согласно требованиям:

- с целью предупреждения нефтегазопроявлений при подъеме бурильных труб предусматривается постоянный режим долива бурового раствора/промывочной жидкости в скважину по схеме «АВТОДОЛИВ».

- при прохождении продуктивных пластов буровая должна быть обеспечена рабочим раствором в циркуляционной системе в количестве 2-х кратного объёма скважины. Соответственно монтируется необходимое количество емкостей.

- параметры бурового раствора/промывочной жидкости в запасных емкостях должны соответствовать параметрам рабочего бурового раствора.

Таблица 2.2. Показатели вскрытия продуктивных пластов

ПОКАЗАТЕЛИ	ИСПЫТАНИЕ
1	2
1. Стратиграфический горизонт	см.скв.
2. Рекомендуемые интервалы по ГИС, м	см.скв.
3. Мощность объекта, м	Ориентировочно 10,0 (+/-5)
4. Способ вскрытия объекта испытания	Промывка, перфорация
5. Подвижность флюида	минимальная
6. Ожидаемый продукт	Тяжелая нефть
7. Дежурство ЦА	постоянно
8. Интенсификация притока	при необходимости

Работы по испытанию могут быть начаты при наличии акта о готовности скважины к выполнению этих работ.

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ПО СКВАЖИНАМ

3.1 Общие сведения по скважине № 103

Разведочная скважина №103 площади Таган Южный проектной глубиной 700 м пробурена в сводовой части брахиантиклинальной структуры, с целью доразведки залежей нефти и газа в юрских и триасовых отложениях на структуре Таган Южный.

История скважины:

- Координаты – 47°42'37.4"с.ш.; 54°50'04,1"в.д.
- Назначение – разведочная;
- Дата начала бурения – 01.12.2007г.
- Дата окончания бурения – 20.04.2007г.
- Проектная глубина – 700 метров.
- Фактический забой – 700м.
- Искусственный забой – 655м.
- Проектный горизонт – Т;
- Фактический горизонт – Т;
- Профиль скважины – вертикальный
- Начало испытания – 24. 04. 2008г.
- Конец испытания □ октябрь 2008г.
- Интервалы перфорации: 602,5-616м.; 573-585м.
- Интервалы испытания: 602.7-618.2 м; 576.0-585.2 м;.
- Цементный мост: – 601,8-610м.
- Ожидаемое пластовое давление и температура на глубине 590 м: $P_{пл}= 6,0$ МПа, $T_{пл}=29,5^{\circ}C$
- Ожидаемое содержание сероводорода – нет;
- Осложнения в процессе бурения – нет данных;
- Скважина введена в консервацию, согласно п. 1 «а» «Положения о порядке консервации скважин», срок консервации: до ввода месторождения в разработку.
- Изоляционно-консервационный цементный мост в интервале – нет данных;

Скважина заполнена до устья соленасыщенным буровым раствором/промывочной жидкостью $\gamma=1,18$ г/ см³.

Бурильный инструмент из скважины извлечен, ПВО – демонтировано. Устье скважины было оборудовано согласно схеме плана изоляционно-консервационных работ, была установлена ОКК1-21-168x245 (отсутствует).

Фактическая конструкция скважины:

Конструкция скважины	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска колонны, м	Глубина отбивки цемента за колонной, м
Направление	323,9	20	ВПЦ до устья
Кондуктор	244,5	100	ВПЦ до устья
Экс. колонна	168,3	700	ВПЦ до устья

Проведенные испытания в процессе бурения и консервация:

По результатам геолого-геофизических материалов для испытания на приток нефти и газа были выделены следующие интервалы:

1. 602.7-618.2 м;
2. 576.0-585.2 м;
3. 499.9-506.5 м;
4. 497.8-499.0 м;
5. 488.5-496.3 м;
6. 450.1-458.7 м;
7. 380.5-384.0 м;
8. 266.6-270.8 м.

В полной мере были испытаны только первый и второй объекты.

22.04.2008 г скважине произвели перфорацию в интервале 602,5-616м. После перфорации и вызова притока, 24.04.2008г., заменой технической воды на нефть, притока не получено. После установки винтового насоса, 28.04.2008 г, был получен приток тяжелой нефти, дебитом 14 м³/сут. После испытания первого объекта, 15.09.2008 г, был установлен цементный мост в интервале 601,8-610 м.

20.09.2008 был перфорирован интервал 573-585м., зарядами Dynawell, плотностью 17 отв./п.м., всего 204 отв. Данные по результатам испытания интервала отсутствуют.

Скважина №103 Таган Южный выполнила геологическое назначения и подлежит консервации на срок до ввода месторождения в разработку. Срок консервации 2 года с октября 2008 года по октябрь 2010 года. Консервационные работы проведены на основании плана испытания скважины Таган Южный №103 в соответствии с Типовым проектом на проведение изоляционно-ликвидационных работ при ликвидации и консервации скважин.

После проведения работ по консервации бурильный инструмент из скважины извлечен, ПВО демонтировано. Межколонный отвод выведен из шахты на дневную поверхность. Шахта очищена, все штурвалы задвижек высокого давления сняты, произведен демонтаж и вывоз станка и бурового оборудования на базу подрядчика. По периметру установлено металлическое ограждение с табличкой.

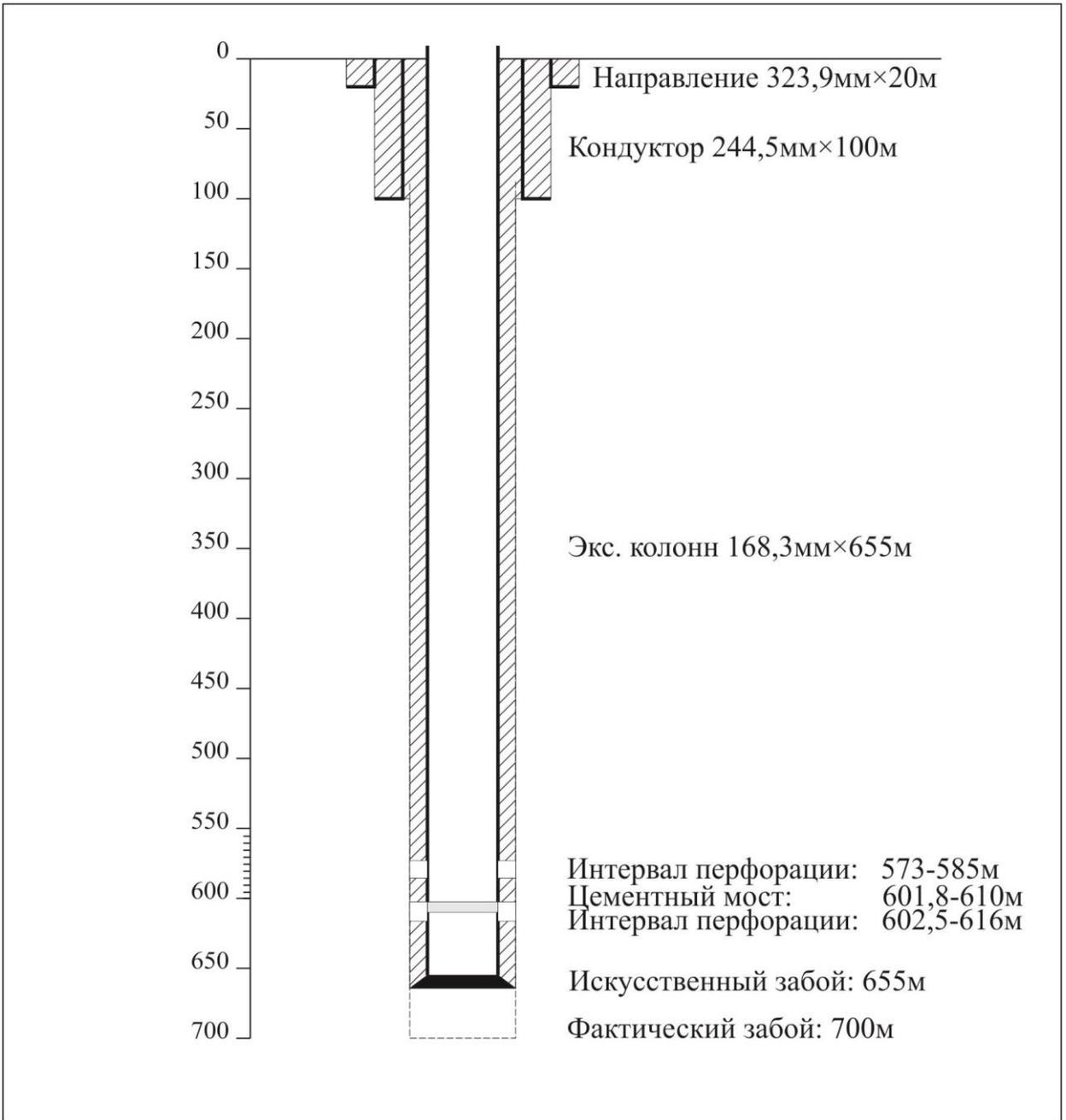


Рис. 3.1. Конструкция скважины №103

**План работ
по расконсервации и испытанию скважины №103
месторождения Таган Южный**

№	Виды работ
1	Перед проведением расконсервации скважины, произвести по акту прием-передачи скважины и прилегающей территории Исполнителю работ (подрядчику по КРС).
2	Со всем персоналом, принимающий участие в выполнении настоящего плана, до начала работ произвести инструктаж по противодфонтанной и промышленной безопасности.
3	Произвести ревизию состояния устья скважины.
4	Оборудовать бетонными плитами площадку под станок. Смонтировать станок.
5	Произвести монтаж подъемной установки и оборудования для КРС, составить акт готовности к проведению работ.
6	Установить штурвалы на задвижки фонтанной арматуры. Установить манометры на трубное и затрубное пространство.
7	Произвести обвязку устья скважины согласно утвержденной схеме.
8	Проверить устьевые давления и при наличии избыточных давлений на устье, при необходимости промыть скважину. В случае необходимости заглушить скважину натрий хлористым раствором.
9	Скважину глушить после подписания акта о приеме скважины в ремонт, при наличии утвержденного Плана организации работ (ПОР).
10	Нащупать кровлю возможного цементного моста выше интервала перфорации 573-585м, при наличии моста выше интервала разбурить цементный мост.
11	Разбурить цементный мост в интервале 601,8-610 м.
12	Промыть скважину до искусственного забоя.
13	Провести работы по ГИС.
14	При необходимости провести работы по ЦПД, дострелу интервалов и др.
15	Спустить в скважину подвеску НКТ-73мм, другое подземное оборудование и после оборудования устья, скважину освоить и ввести в эксплуатацию.
<p>При расконсервации скважин с пластовыми давлениями, не превышающими гидростатическое, на срок более одного года необходимо: расконсервировать арматуру, присоединить коммуникации и проверить состояние штуцеров; проверить давление в скважине; установить на устье герметизирующее устройство, спустить бурильные трубы и разбурить цементный мост; освоить скважину.</p>	

3.2 Общие сведения по скважине № 104

Разведочная скважина №104 площади Таган Южный проектной глубиной 650 м пробурена в сводовой части брахиантиклинальной структуры, с целью доразведки залежей нефти и газа в подсолевых отложениях на структуре Таган Южный.

История скважины:

- Координаты – 47°42'19.9"с.ш.; 54°50'10.4"в.д.
- Назначение – разведочная;
- Дата начала бурения – 15.09.2008г.
- Дата окончания бурения – 08.10.2008г.
- Проектная глубина – 650 метров.
- Фактический забой – 660м.
- Искусственный забой – 648м.
- Проектный горизонт – Т;
- Фактический горизонт – J;
- Профиль скважины – вертикальный
- Начало испытания – нет данных.
- Конец испытания – нет данных.
- Интервалы перфорации: – 566,9-567,5; 569,5-573; 574-584м.
- Интервалы испытания: – нет данных.
- Цементный мост: – нет данных.
- Ожидаемое пластовое давление и температура на глубине 650 м: $R_{пл} = 6,6$ МПа, $T_{пл} = 31,8^{\circ}\text{C}$
- Ожидаемое содержание сероводорода – нет;
- Осложнения в процессе бурения – нет данных;
- Скважина введена в консервацию, согласно п. 1 «а» «Положения о порядке консервации скважин», срок консервации: до ввода месторождения в разработку.
- Изоляционно-консервационный цементный мост в интервале – нет данных;

Скважина заполнена до устья соленасыщенным буровым раствором/промывочной жидкостью $\gamma = 1,18$ г/см³.

Бурильный инструмент из скважины извлечен, ПВО – демонтировано. Устье скважины было оборудовано согласно схеме плана изоляционно-консервационных работ, была установлена ОКК1-21-168x245, АФК 1-65x21.

Фактическая конструкция скважины:

Конструкция скважины	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска колонны, м	Глубина отбивки цемента за колонной, м
Направление	323,9	20	ВПЦ до устья
Кондуктор	244,5	90,5	ВПЦ от устья 22 м
Экс. колонна	168,3	650	ВПЦ до устья

Проведенные испытания в процессе бурения и консервация:

По результатам геолого-геофизических материалов для испытания на приток нефти и газа были выделены следующие интервалы:

- 1.606.4-613.0
- 2.487.7-507.9
- 3.442.2-453.0
- 4.431.7-440.9
- 5.400.1-401.8
- 6.267.2-268.9
- 7.258.3-262.3
- 8.255.3-257.1

После бурения скважины, были опробованы следующие интервалы: 566,9-567,5; 569,5-573; 574-584м. Перфорация проводилась зарядами RDX-32гр, с плотностью 17 отв./п.м. Сведения о проведенных работах по опробованию и испытанию скважины отсутствуют.

Скважина №104 Таган Южный выполнила геологическое назначения и подлежит консервации на срок до ввода месторождения в разработку. В 2009 году проведен ПРС, с целью консервации скважины. Консервационные работы проведены на основании плана испытания скважины Таган Южный №104 в соответствии с Типовым проектом на проведение изоляционно-ликвидационных работ при ликвидации и консервации скважин.

После проведения работ по консервации бурильный инструмент из скважины извлечен, ПВО демонтировано. Межколонный отвод выведен из шахты на дневную поверхность. Шахта очищена, все штурвалы задвижек высокого давления сняты, произведен демонтаж и вывоз станка и бурового оборудования на базу подрядчика. По периметру установлено металлическое ограждение с табличкой.

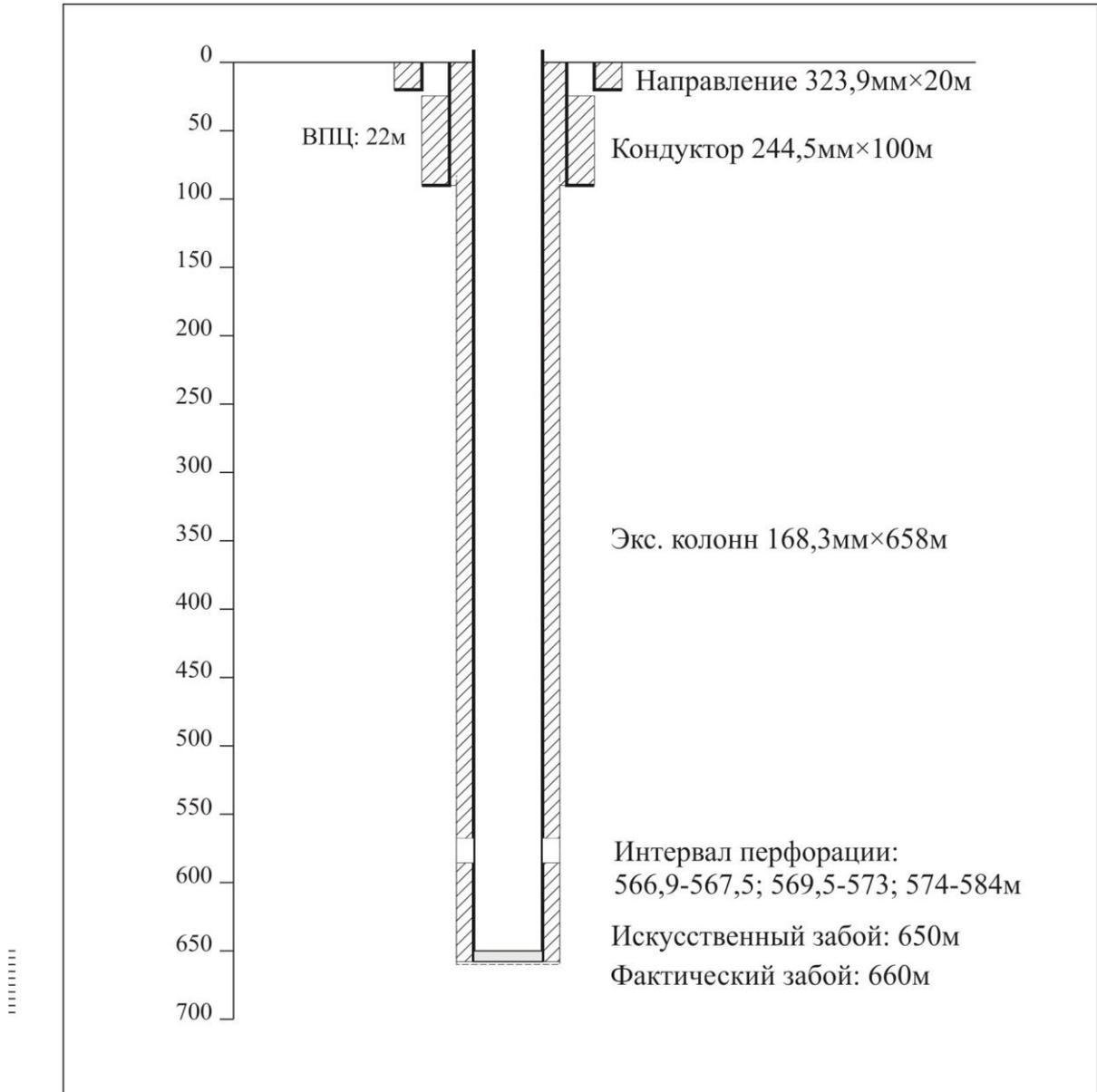


Рис. 3.2. Конструкция скважины №103

**План работ
по расконсервации и испытанию скважины №104
месторождения Таган Южный**

№	Виды работ
1	Перед проведением расконсервации скважины, произвести по акту прием-передачи скважины и прилегающей территории Исполнителю работ (подрядчику по КРС).
2	Со всем персоналом, принимающий участие в выполнении настоящего плана, до начала работ произвести инструктаж по противодфонтанной и промышленной безопасности.
3	Произвести ревизию состояния устья скважины.
4	Оборудовать бетонными плитами площадку под станок. Смонтировать станок.
5	Произвести монтаж подъемной установки и оборудования для КРС, составить акт готовности к проведению работ.
6	Установить штурвалы на задвижки фонтанной арматуры. Установить манометры на трубное и затрубное пространство.
7	Произвести обвязку устья скважины согласно утвержденной схеме.
8	Проверить устьевые давления и при наличии избыточных давлений на устье, при необходимости промыть скважину. В случае необходимости заглушить скважину натрий хлористым раствором.
9	Скважину глушить после подписания акта о приеме скважины в ремонт, при наличии утвержденного Плана организации работ (ПОР).
10	Нащупать кровлю возможного цементного моста выше интервала перфорации 566,9-567,5, при наличии моста выше интервала разбурить цементный мост.
11	Промыть скважину до искусственного забоя.
12	Провести работы по ГИС.
13	При необходимости провести работы по ЦПД, дострелу интервалов и др.
14	Спустить в скважину подвеску НКТ-73мм, другое подземное оборудование и после оборудования устья, скважину освоить и ввести в эксплуатацию.
<p>При расконсервации скважин с пластовыми давлениями, не превышающими гидростатическое, на срок более одного года необходимо: расконсервировать арматуру, присоединить коммуникации и проверить состояние штуцеров; проверить давление в скважине; установить на устье герметизирующее устройство, спустить бурильные трубы и разбурить цементный мост; освоить скважину.</p>	

3.3 Общие сведения по скважине № 105

Разведочная скважина №105 площади Таган Южный проектной глубиной 650 м пробурена в сводовой части брахиантиклинальной структуры, с целью доразведки залежей нефти и газа в юрских и триасовых отложениях на структуре Таган Южный.

История скважины:

- Координаты – 47°42'37.8"с.ш.; 54°50'34.3"в.д.
- Назначение – разведочная;
- Дата начала бурения – 21.07.2008г.
- Дата окончания бурения – 22.08.2008г.
- Проектная глубина – 650 метров.
- Фактический забой – 650м.
- Искусственный забой – 637м.
- Проектный горизонт – Т;
- Фактический горизонт – J;
- Профиль скважины – вертикальный
- Начало испытания – 18. 09. 2008г.
- Конец испытания – 03.10.2008г.
- Интервалы перфорации: 599,5-604м.
- Интервалы испытания: тот же;.
- Цементный мост: – 637м.
- Ожидаемое пластовое давление и температура на глубине 600 м: $R_{пл}= 6,0$ МПа, $T_{пл}=29,5^{\circ}C$
- Ожидаемое содержание сероводорода – нет;
- Осложнения в процессе бурения – нет данных;
- Скважина введена в консервацию, согласно п. 1 «а» «Положения о порядке консервации скважин», срок консервации: до ввода месторождения в разработку.
- Изоляционно-консервационный цементный мост в интервале – нет данных;

Скважина заполнена до устья соленасыщенным буровым раствором/промывочной жидкостью $\gamma=1,18$ г/ см³.

Бурильный инструмент из скважины извлечен, ПВО – демонтировано. Устье скважины было оборудовано согласно схеме плана изоляционно-консервационных работ, была установлена ОКК1-21-168x245, АФК 1-65x21.

Фактическая конструкция скважины:

Конструкция скважины	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска колонны, м	Глубина отбивки цемента за колонной, м
Направление	323,9	20	ВПЦ до устья
Кондуктор	244,5	100	ВПЦ 26м от устья
Экс. колонна	168,3	649	ВПЦ 31м устья

Проведенные испытания в процессе бурения и консервация:

По результатам геолого-геофизических материалов для испытания на приток нефти и газа были выделены следующие интервалы:

1. 243.3-244.2м
2. 249.2-250.8м
3. 254.9-256.5м
4. 268.2-269.6м
5. 272.6-288.3м
6. 289.7-293.7м

01.09.2008 г скважине произвели перфорацию в интервале 599,5-604м, зарядами Dynawell, плотностью 17 отв./п.м. После перфорации и вызова притока свабированием, до 10.09.2008г. притока не получено. После установки винтового насоса, 03.10.2008 г, был получен приток технической воды, плотностью 1,03 г/л, с пленкой нефти, дебит=10 м³/сут.

Скважина №105 Таган Южный выполнила геологическое назначения и подлежит консервации на срок до ввода месторождения в разработку. Срок консервации 2 года с октября 2008 года по октябрь 2010 года. Консервационные работы проведены на основании плана испытания скважины Таган Южный №105 в соответствии с Типовым проектом на проведение изоляционно-ликвидационных работ при ликвидации и консервации скважин.

После проведения работ по консервации бурильный инструмент из скважины извлечен, ПВО демонтировано. Межколонный отвод выведен из шахты на дневную поверхность. Шахта очищена, все штурвалы задвижек высокого давления сняты, произведен демонтаж и вывоз станка и бурового оборудования на базу подрядчика. По периметру установлено металлическое ограждение с табличкой.

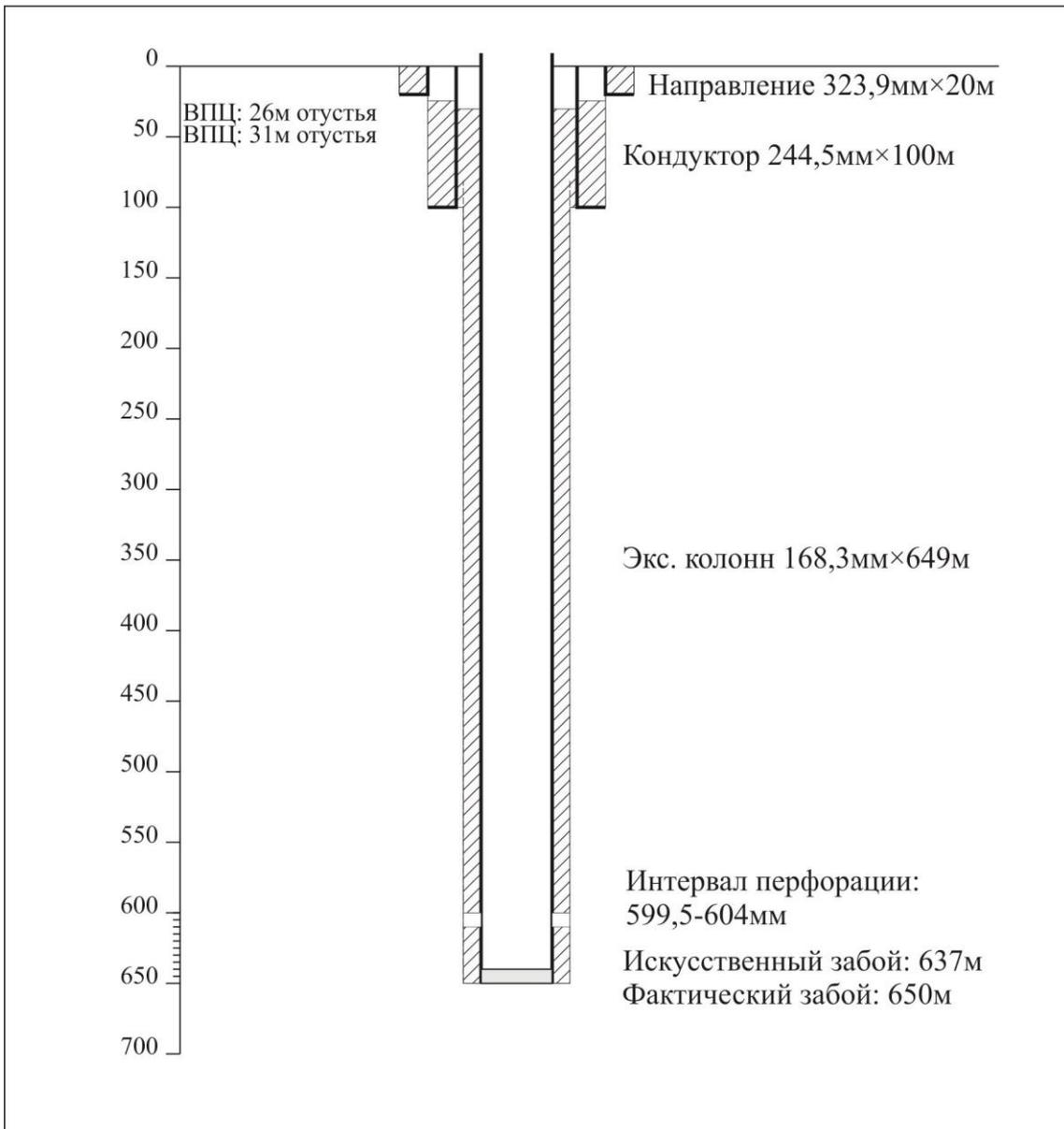


Рис. 3.3. Конструкция скважины №105

**План работ
по расконсервации и испытанию скважины №105
месторождения Таган Южный**

№	Виды работ
1	Перед проведением расконсервации скважины, произвести по акту прием-передачи скважины и прилегающей территории Исполнителю работ (подрядчику по КРС).
2	Со всем персоналом, принимающий участие в выполнении настоящего плана, до начала работ произвести инструктаж по противоданной и промышленной безопасности.
3	Произвести ревизию состояния устья скважины.
4	Оборудовать бетонными плитами площадку под станок. Смонтировать станок.
5	Произвести монтаж подъемной установки и оборудования для КРС, составить акт готовности к проведению работ.
6	Установить штурвалы на задвижки фонтанной арматуры. Установить манометры на трубное и затрубное пространство.
7	Произвести обвязку устья скважины согласно утвержденной схеме.
8	Проверить устьевые давления и при наличии избыточных давлений на устье, при необходимости промыть скважину. В случае необходимости заглушить скважину натрий хлористым раствором.
9	Скважину глушить после подписания акта о приеме скважины в ремонт, при наличии утвержденного Плана организации работ (ПОР).
10	Нащупать кровлю возможного цементного моста выше интервала перфорации 599,5-604, при наличии моста выше интервала разбурить цементный мост.
11	Промыть скважину до искусственного забоя.
12	Провести работы по ГИС.
13	При необходимости провести работы по ЦПД, дострелу интервалов и др.
14	Спустить в скважину подвеску НКТ-73мм, другое подземное оборудование и после оборудования устья, скважину освоить и ввести в эксплуатацию.
<p>При расконсервации скважин с пластовыми давлениями, не превышающими гидростатическое, на срок более одного года необходимо: расконсервировать арматуру, присоединить коммуникации и проверить состояние штуцеров; проверить давление в скважине; установить на устье герметизирующее устройство, спустить бурильные трубы и разбурить цементный мост; освоить скважину.</p>	

3.4 Общие сведения по скважине № 109

Разведочная скважина №109 площади Таган Южный проектной глубиной 800 м пробурена в сводовой части брахиантиклинальной структуры, с целью доразведки залежей нефти и газа в юрских и триасовых отложениях на структуре Таган Южный.

История скважины:

- Координаты – 47°42'54.6"с.ш.; 54°50'28.2"в.д.
- Назначение – разведочная;
- Дата начала бурения – 07.06.2008г.
- Дата окончания бурения – 11.07.2008г.
- Проектная глубина – 800 метров.
- Фактический забой – 700м.
- Искусственный забой – 672м.
- Проектный горизонт – Т;
- Фактический горизонт – J;
- Профиль скважины – вертикальный
- Начало испытания – 17.08.2008г.
- Конец испытания – 16.10.2008г.
- Интервалы перфорации: 605,5-607,8; 403-408м.
- Интервалы испытания: тот же;
- Цементный мост: – 592,2-602м.
- Ожидаемое пластовое давление и температура на глубине 600 м: $R_{пл}= 6,0$ МПа, $T_{пл}=29,5^{\circ}C$
- Ожидаемое содержание сероводорода – нет;
- Осложнения в процессе бурения – нет данных;
- Скважина введена в консервацию, согласно п. 1 «а» «Положения о порядке консервации скважин», срок консервации: до ввода месторождения в разработку.
- Изоляционно-консервационный цементный мост в интервале – нет данных;

Скважина заполнена до устья соленасыщенным буровым раствором/промывочной жидкостью $\gamma=1,18$ г/см³.

Бурильный инструмент из скважины извлечен, ПВО – демонтировано. Устье скважины было оборудовано согласно схеме плана изоляционно-консервационных работ, была установлена ОКК1-21-168x245, АФК 1-65x21.

Фактическая конструкция скважины:

Конструкция скважины	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска колонны, м	Глубина отбивки цемента за колонной, м
Направление	323,9	20,4	ВПЦ до устья
Кондуктор	244,5	100,4	ВПЦ 66м от устья
Экс. колонна	168,3	697	ВПЦ 46м устья

Проведенные испытания в процессе бурения и консервация:

По результатам геолого-геофизических материалов для испытания на приток нефти и газа были выделены следующие интервалы:

1. 404.2-406.8м;
2. 300.6-301.9м;
3. 267.5-269.6м.

С 31.07.2008 г. по 09.08.2008 г., в скважине проведены изоляционные работы в интервале 611-613 м., прострелено 10 отв, Д=10мм, произведено ЦПД, в пласт закачено 0,8 м³ цемента, отдача 0,02 м³.

17.08.2008г. в скважине произвели перфорацию в интервале 605,5-607,8м, зарядами Dynawell 24 гр., плотностью 17 отв./п.м., всего 39 отв. После перфорации и вызова притока свабированием, с 21.08.2007г до 24.08.2008г. получено 45м³.тех. воды. После установки винтового насоса, 03.10.2008 г, был получен приток технической воды, плотностью 1,03 г/л, с пленкой нефти, дебит=10 м³/сут. После испытания первого объекта, 15.09.2008 г, был установлен цементный мост в интервале 592,2-602 м.

18.09.2008 был перфорирован интервал 403-408м., зарядами Dynawell, 24 гр, плотностью 17 отв./п.м., всего 85 отв. Данные по результатам опробования и испытания интервала отсутствуют.

Скважина №105 Таган Южный выполнила геологическое назначения и подлежит консервации на срок до ввода месторождения в разработку. Срок консервации 2 года с октября 2008 года по октябрь 2010 года. Консервационные работы проведены на основании плана испытания скважины Таган Южный №105 в соответствии с Типовым проектом на проведение изоляционно-ликвидационных работ при ликвидации и консервации скважин.

После проведения работ по консервации бурильный инструмент из скважины извлечен, ПВО демонтировано. Межколонный отвод выведен из шахты на дневную поверхность. Шахта очищена, все штурвалы задвижек высокого давления сняты, произведен демонтаж и вывоз станка и бурового оборудования на базу подрядчика. По периметру установлено металлическое ограждение с табличкой.

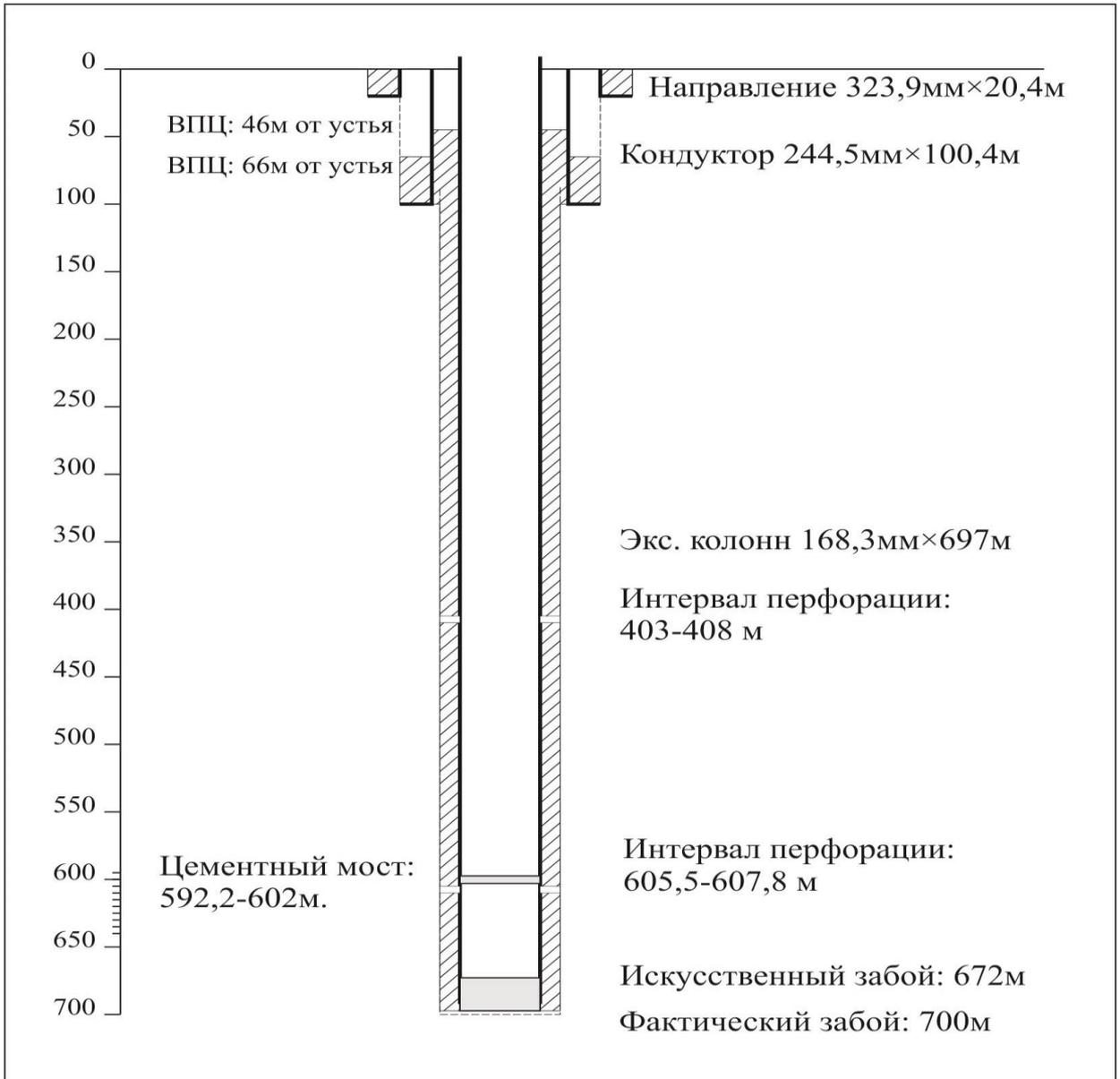


Рис. 3.4. Конструкция скважины №109

**План работ
по расконсервации и испытанию скважины №105
месторождения Таган Южный**

№	Виды работ
1	Перед проведением расконсервации скважины, произвести по акту прием-передачи скважины и прилегающей территории Исполнителю работ (подрядчику по КРС).
2	Со всем персоналом, принимающий участие в выполнении настоящего плана, до начала работ произвести инструктаж по противофонтанной и промышленной безопасности.
3	Произвести ревизию состояния устья скважины.
4	Оборудовать бетонными плитами площадку под станок. Смонтировать станок.
5	Произвести монтаж подъемной установки и оборудования для КРС, составить акт готовности к проведению работ.
6	Установить штурвалы на задвижки фонтанной арматуры. Установить манометры на трубное и затрубное пространство.
7	Произвести обвязку устья скважины согласно утвержденной схеме.
8	Проверить устьевые давления и при наличии избыточных давлений на устье, при необходимости промыть скважину. В случае необходимости заглушить скважину натрий хлористым раствором.
9	Скважину глушить после подписания акта о приеме скважины в ремонт, при наличии утвержденного Плана организации работ (ПОР).
10	Нащупать кровлю возможного цементного моста выше интервала перфорации 403-408, при наличии моста выше интервала разбурить цементный мост.
11	Разбурить цементный мост в интервале 592,2-602 м.
12	Промыть скважину до искусственного забоя.
13	Провести работы по ГИС.
14	При необходимости провести работы по ЦПД, дострелу интервалов и др.
15	Спустить в скважину подвеску НКТ-73мм, другое подземное оборудование и после оборудования устья, скважину освоить и ввести в эксплуатацию.
<p>При расконсервации скважин с пластовыми давлениями, не превышающими гидростатическое, на срок более одного года необходимо: расконсервировать арматуру, присоединить коммуникации и проверить состояние штуцеров; проверить давление в скважине; установить на устье герметизирующее устройство, спустить бурильные трубы и разбурить цементный мост; освоить скважину.</p>	

4. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ГЛУШЕНИЮ СКВАЖИНЫ

Глушение скважины прекращение фонтанирования пластового флюида из скважины путём закачки в неё специальной жидкости. Связано с искусственным повышением забойного давления до величин, превышающих пластовое. Обеспечивает возможность проведения текущего и капитального ремонта скважины, прекращение аварийных выбросов пластового флюида.

4.1 Подготовка устья скважины

- Сооружение якоря для крепления оттяжек;
- Перед разборкой устьевого арматуры скважины давление в затрубном пространстве необходимо снизить до атмосферного. При отсутствии забойного клапана- отсекаателя скважина должна быть заглушена жидкостью соответствующей плотности;
- Обязка устья скважины противовыбросовым оборудованием принята по типовой схеме № 45 (ГОСТ 13862-2003 «Оборудование противовыбросовое»);
- Для обвязки устья используется стандартное оборудование. Как исключение допускается изготовление отдельных узлов и деталей по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке;
- Манифольд должен содержать устройство для продувки его сжатым воздухом. Длина выкидных линий должна быть не менее 100 м.
- Крепление выкидных линий к стойкам производится при помощи хомутов через 8 - 10 м и не более 0,5 м от конца выкида;
- После монтажа ПВО на устье производится его опрессовка по ГОСТ 13862-2003 «Оборудование противовыбросовое». Выкидные линии опрессовываются давлением в 10 МПа;
- Основной пульт управления ПВО устанавливается на расстоянии не менее 10 м от устья в удобном и безопасном месте. Вспомогательный пульт управления ПВО - непосредственно возле пульта бурильщика;
- Вокруг устья скважины делается площадка из твердого покрытия ко всем узлам устьевого оборудования.
- монтаж передвижного агрегата, расстановка оборудования и монтаж мачты.

4.2 Общие требования к глушению скважины

Глушению подлежат все скважины с пластовым давлением выше гидростатического и скважины, в которых сохраняются условия ГНВП или ОФ при пластовых давлениях ниже гидростатического.

Скважину глушат после подписания акта о приеме скважины в ремонт при наличии утвержденного Плана организации работ (ПОР).

Перед глушением наземное оборудование снабжают трубопроводами для глушения скважины длиной не менее 10 метров. Трубопроводы оборудуют обратными клапанами и устройствами для подключения контрольно-

регистрирующей аппаратуры. Трубопроводы и арматуру на устье скважины опрессовывают водой давлением в 1,5 раза больше ожидаемого максимального давления. Нагнетательные линии монтируются из труб с быстросъемными соединениями.

Промывочный шланг установки страхуется стальным мягким канатом диаметром не менее 8 миллиметров с петлями через каждые 1-1,5 метра по всей длине шланга. Концы каната крепятся к ответным фланцам шланга. Для предупреждения разрыва шланга на насосном агрегате должен устанавливаться предохранительный клапан на давление ниже допустимого на шланг на 25 процентов.

Болтовые соединения исключают возможность самопроизвольного раскрепления.

Перед глушением скважины предусматривается запас жидкости глушения необходимых параметров в объеме, равном двум объемам ремонтируемой скважины. Запас хранят на скважине или в непосредственной близости для оперативного подключения к трубопроводу глушения.

Плотность жидкости глушения определяют из расчета создания столбом жидкости гидростатического давления, превышающего пластовое давление на величину:

Проведение ПРС без глушения допускается на месторождениях с горно-геологическими условиями, исключающими возможность самопроизвольного поступления пластового флюида у устья скважины.

После проведения глушения устье скважины оснащают ПВО, в соответствии с утвержденной в ПОР схемой, обеспечивающей контроль и управление скважинами при ПРС и в аварийных ситуациях, с учетом геологических условий бурения и эксплуатации на месторождении.

После установки ПВО его опрессовывают водой давлением, равным максимально ожидаемому, но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны. Опрессовку ПВО проводят с учетом технического состояния эксколонны, состава пластового флюида и паспорта оборудования, в присутствии представителя АСС.

При перерывах в работе устье скважины надежно закрывают (герметизируют).

При появлении признаков ГНВП ремонт скважины прекращается, скважина повторно подлежит глушению. Возобновление работ разрешает техникуводитель организации.

Для предотвращения и ликвидации возможных ГНВП устанавливается блок долива жидкости глушения и обвязка его с устьем скважины с таким расчетом, чтобы обеспечивался самодолив или принудительный долив с помощью насоса. Подъем труб из скважины проводится с доливом и поддержанием уровня на устье. Доливная емкость оборудуется уровнемером с градуировкой.

Перед демонтажом устьевого арматуры скважины давление в трубном и затрубном пространстве уменьшают (стравливают) до атмосферного.

Разборку устьевого арматуры проводят после визуально установленного прекращения выделения газа из скважины и проверки в ней постоянства уровня жидкости. В ПОР указывают продолжительность времени технологического простоя, после разборки устьевого арматуры, для проверки отсутствия притока жидкости из скважины.

Персонал бригады ведет постоянный контроль признаков обнаружения ГНВП и производит герметизацию устья скважины.

Для герметизации трубного пространства на мостках находится компоновка трубы с переводником, шаровым краном, обратным клапаном или аварийной задвижкой в открытом состоянии, опрессованная на установленное давление и окрашенная в красный цвет.

Скважину, оборудованную забойным клапаном-отсекателем, в которой ПОР не предусмотрено проведение предварительного глушения перед ПРС, останавливают, стравливают давление до атмосферного и в течение не менее трех часов проверяют скважину на отсутствие притока.

Работы по ревизии клапана-отсекателя выполняют в соответствии с рекомендациями завода изготовителя.

4.3 Требования, предъявляемые к жидкостям для глушения скважины

Плотность жидкости для глушения определяется из расчета создания столбом жидкости давления, превышающего пластовое в соответствии с необходимыми требованиями. Допускаемые отклонения плотности жидкости глушения от проектных величин

- жидкость глушения должна быть химически инертна к горным породам, составляющим коллектор, совместима с пластовыми флюидами и должна исключать необратимую коагуляцию пор пласта твердыми частицами. Фильтрат жидкости глушения должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при любом значении рН пластовой воды;

- вязкостные структурно-механические свойства жидкости глушения должны регулироваться с целью предотвращения поглощения ее продуктивным пластом;

- жидкость глушения не должна образовывать водных барьеров и должна способствовать гидрофобизации поверхности коллектора и снижению капиллярных давлений в порах пласта за счет уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз «жидкость глушения - пластовый флюид». Жидкость глушения не должна образовывать стойких водонефтяных эмульсий первого и второго рода;

- жидкость глушения должна обладать низким коррозионным воздействием на оборудование. Скорость коррозии стали не должна превышать 0,10-0,12 мм/год;

- жидкость глушения должна быть термостабильной при высоких температурах и быть морозоустойчивой в зимних условиях. Жидкость глушения должна быть негорючей, взрывопожаробезопасной, нетоксичной;

Обоснованный выбор жидкости глушения (с содержанием твердой фазы, на основе минеральных солей, на углеводородной основе, пены) в зависимости от горногеологических и технических условий работы скважины, а также способов их приготовления можно осуществить в соответствии с рекомендациями каталога жидкостей глушения.

4.4 Выбор типа промывочной жидкости и жидкости освоения Обоснование плотности бурового раствора (промывочной жидкости)

При ремонте скважин во избежание различных осложнений (ГНВП, ухудшение гидропроводности пласта и т.д.) работу в них необходимо производить, применяя в качестве промывочной жидкости раствор соответствующей плотности.

$$\rho_{пж} = K \times \frac{P_{пл}}{g \times H}$$

где:

K - коэффициент, учитывающий рост пластового давления с глубиной: для скважин глубиной до 1200 м K= 1,1-1,15

Жидкость освоения

В качестве жидкости для смены бурового раствора при освоении скважины, применять очищенную от механических примесей техническую воду.

Примечание - Запас в объеме одной скважины на случай «глушения» обеспечивается буровым раствором.

Таблица 4.1. Оборудование для приготовления растворов. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Кол-во, шт.
1	2	3
Вибросито	ИВМ-1	1
Сепаратор бурового раствора (дегазатор)	Каскад-40	1
Блок приготовления раствора, включающий: БПР 1-8	БПР 1-8 м ³	1
Гидроворонка		1
перемешиватель	ПБР-7,5	1
Цементировочный агрегат	ЦА-320	1
Паро-передвижная установка (зимнее время)	ППУА 1600/100	1
Емкость для тех. воды	60 м ³	1
Емкость для приготовления растворов	40 м ³	2
Емкость для сбора скважинной жидкости	50 м ³	1

Примечание: допускается использование оборудования и техники другого типа с аналогичными техническими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора.

Таблица 4.2. Технические характеристики вибросито ИВМ-1

Характеристика	Единица измерения	Значение
1	2	3
Максимальная пропускная способность, при бурении на воде при установленных кассетах с сетками 60 меш (0,25 мм)	м ³ /с	0,022
Рабочая поверхность	м ²	1,12
Мощность электродвигателя	кВт	3,0
Частота вращения	об/мин	1 500
Амплитуда колебаний	мм	до 7
Ускорение		до 6
Угол наклона сеток по отношению к горизонту	град	±3
Габаритные размеры, не более,	мм	-
Длина	мм	2 830
Ширина	мм	1 120
Высота	мм	980
Высота перелива раствора	мм	490
Масса, не более,	кг	730

Таблица 4.3. Технические характеристики дегазатор Каскад-40

Характеристики	Единица измерения	Значения
1	2	3
Пропускная способность по дегазированному буровому раствору, не менее	л/с	40
Пропускная способность по газу при атмосферном давлении и температуре 20°, не менее,	л/с	10
Рабочий вакуум	МПа	0,06-0,09
Габаритные размеры камеры дегазации, не более:	мм	-
- длина	мм	2040
- ширина	мм	1290
- высота	мм	2100
Габаритные размеры блока вакуум-насоса, не более:	мм	-
- длина	мм	2100
- ширина	мм	1200
- высота	мм	2000
Установленная мощность, не более	кВт	30
Масса дегазатора, не более	кг	2850

Таблица 4.4. Технические характеристики БПР-1

Параметры	Единица измерения	Значение
Полезный объём бурового раствора	м ³	10
Производительность объёмная	м ³ /час	15
Установленная потребляемая мощность	кВт	не более 40
Габаритные размеры (длина - ширина - высота (до верхней площадки))	мм	5315x3535x2500
Масса	кг	не более 4200

Комплектность БПР-1

1. Емкость $V=8$ м - 1 шт.
2. Перемешиватель ПБР-7,5 - 1 шт.
3. Насос горизонтальный шламовый 6Ш8-2 - 1 шт.
4. Смеситель СГМ-100 - 1 шт.
5. Диспергатор ДШ-100 - 1 шт.
6. Воронка смесителя переносная - 1 шт.
7. Комплект трубопроводной обвязки с запорной арматурой.
8. Пост управления кнопочный.
9. Шкаф управления взрывозащищённый.

4.5 Подготовительные работы

- проверка наличия циркуляции в скважине и решение о категории ремонта;
- определение величины текущего пластового давления;
- расчет требуемой плотности жидкости глушения и определение необходимого ее количества;
- подготовка требуемого объема жидкости соответствующей плотности с учетом аварийного запаса, объем которого определяется исходя из геологических условий (но не менее одного объема скважины);
- проведение разрядки скважины, проверка исправности запорной арматуры на устьевом оборудовании;
- расстановка агрегатов и автоцистерн, проведение обвязки оборудования и гидроиспытание нагнетательной линии давления, превышающего ожидаемое в 1,5 раза. Нагнетательная линия оборудуется обратным клапаном.

4.6 Проведение процесса глушения

- замена скважинной жидкости на жидкость глушения. Глушение скважины допускается при полной или частичной замене скважинной жидкости с восстановлением или без восстановления циркуляции. Если частичная замена скважинной жидкости недопустима, заполнение колонны жидкостью глушения осуществляют при ее прокачивании на поглощение;
- в скважинах с низкой приемистостью пластов глушение производят в два этапа. Вначале жидкость глушения замещают до глубины установки насоса, а затем через расчетное время повторяют глушение;
- при глушении скважины, которую можно глушить в один цикл и в которых возможны нефтегазопроявления, буферную жидкость необходимо закачать в межтрубное пространство вслед за порцией жидкости глушения, равной объему лифтового оборудования. Дальнейшие операции по глушению скважины производят согласно принятой на предприятии технологии;
- при обнаружении нефтегазопроявлений необходимо закрыть ПВО. Бригада должна действовать в соответствии с планом ликвидации аварий (ПЛА). Возобновление работ разрешается руководителем работ после ликвидации ГНВП и принятия мер по предупреждению его повторения.

Таблица 4.5. Типы и параметры буровых растворов при ГИС и восстановлении скважин

Назначение раствора	Тип раствора	Плотность, г/см ³	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	Вязкость пластическая, мПа*сек	СНС, дПа		рН	Температура замерзания раствора, °С
						1 мин	10 мин		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Для проведения проверки технического состояния эксплуатационной колонны и разбуривания цементного моста, Для опрессовки экс. колонны и перфорации	Глинистый раствор	1,17-1,25	35-50	6-7	10-12	10-15	20-25	8-9	-5

Таблица 4.6. Глушение (при необходимости)

№ скважины	Интервал глушения, м	Внутренний диаметр экс. колонны, м	Количество			
			Двойной объем раствора глушения, м ³	Количество соли (хлорида натрия) для приготовления 1 м ³ раствора, кг/ м ³	Хлорида натрия, тонн	Объем 3 воды, м
1	2	3	4	5	6	7
103	0-655	154,8	24,6	283	7,0	17,6
104	0-648	154,8	24,4	283	6,9	17,4
105	0-637	154,8	24	283	6,8	17,2
109	0-672	154,8	25,2	283	7,1	18,0

Таблица 4.7. Потребное количество бурового раствора/промывочной жидкости

№ скважины	Интервал промывки, м	Номинальный внутренний диаметр, мм	Количество			
			Необходимый двойной объем раствора, м ³	Соли на 1 м ³ раствора	Всего соли, т	Всего воды, м ³
1	2	3	4	5	6	7
103	0-655	154,8	24,6	0,172	4,2	20,4
104	0-648	154,8	24,4	0,172	4,2	20,2
105	0-637	154,8	24	0,172	4,1	19,9
109	0-672	154,8	25,2	0,172	4,3	20,9

Таблица 4.8. Способы и режимы сопутствующих технологических операций

№ скважины	Интервал, м	Вид технологической операции	Условный номер КНБК	Режим		
				осевая нагрузка, кН	Скорость вращения, об/мин.	Расход бурового раствора, л/сек
103	0-655	Промывка скважины		с навеса	60-80	28-32
104	0-648	Промывка скважины		с навеса	60-80	28-32
105	0-637	Промывка скважины		с навеса	60-80	28-32
109	0-672	Промывка скважины		с навеса	60-80	28-32

Для разбуривания цементных мостов долота $d=142,8\text{мм}$ (5%) типа М (трехшарошечные), для последующей промывки и чистки интервала 0-60м - скребки.

Таблица 4.9. Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка материала	Диаметр замкового соединения, мм
СБТ 73 x 9,19 мм	89	9,19	G-105	КС38

4.7 Водоснабжение

Нормативная потребность в технической воде в сутки при очистке устья скважины, монтажных-демонтажных, подготовительных работах и рекультивации площадки составляет $5\text{ м}^3/\text{сут.}$, Всего 5 суток $\times 5\text{ м}^3/\text{сут.} = 25\text{ м}^3$.

Необходимое количество в технической воды для приготовления бурового/промывочного и цементного растворов и буферной жидкости.

Таблица 4.10.

№ скважины	Количество технической воды, м^3	Количество буферной жидкости, м^3	Всего потребность в технической воде, м^3
103	63,0	1	64,0
104	62,6	1,1	63,7
105	62,0	1,1	63,1
109	63,9	1,2	65,1

1. Водоснабжение водой буровой бригады для технических нужд осуществляется автоцистернами.

2. Водоснабжение буровой бригады пресной водой для хозяйственных нужд осуществляется автоцистернами. Хранение воды в емкости объемом $5,0\text{ м}^3$.

3. Для питьевых целей - привозная бутилированная.

На скважине одновременно будут находиться при вахтовой системе 12 x 12 часов:

- подготовительных работах, включая подготовку площадки для БУ - 11 человек;

- монтаже буровой установки - 8 человек;

- при проведении работ - 11 человек.

- Для питьевых нужд персонала доставляется бутилированная вода «Вода питьевая».

5. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ.

5.1 Подготовительные и строительно-монтажные работы.

Таблица 5.1. Топографо-геодезические работы

Наименование работ	Ед. изм.	Количество
1	2	3
1. Перенесение в натуру местоположения скважины	скважина	Не требуется
2. Определение планово-высотного положения устья скважины.	скважина	Не требуется

Таблица 5.2. Подготовительные работы

Наименование работ с указанием шифра или характеристики	Единица измерения	Кол-во единиц	Примечание
1	2	3	4
1. Комплекс работ по подготовке площадки буровой	комплекс	2	Стандартный
2. Снятие и складирование плодородного слоя	площадка	2	Регламент
3. Транспортировка строительных механизмов и машин на буровую и обратно	комплект	1	Устанавливается Заказчиком
4. Жилищно-бытовой блок (полевой лагерь)	комплект	1	Вагон-домики

Таблица 5.3. Размер отводимых во временное пользование земельных участков

№ скважины	Назначение участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3	4
103	Площадка для размещения оборудования и техники	1,7	СН 459-74
104	Площадка для размещения оборудования и техники	1,7	СН 459-74
105	Площадка для размещения оборудования и техники	1,7	СН 459-74
109	Площадка для размещения оборудования и техники	1,7	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.

Таблица 5.4. Размер подготовительных работ к ремонту скважин

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Количество
1	2	3	6
1	Снятие с площадки плодородного слоя почвы толщиной 15+5 см $V = 50 \text{ м} * 80 \text{ м} * 0.2 \text{ м} = 800 \text{ м}^3$	100 м ³	0,8
2	Складирование снятого слоя почвы в насыпи (по периметру буровой площадки) с утрамбовкой	«	0,8
3	Обваловка площадки ГСМ (20 м* 2 + 15 м х 2) х 1.25 м	-«-	0,875
4	Сооружение амбара (емкостей) 4 м х 6 м х 1,5м на отводах ПВО с обратной засыпкой для установки емкостей для сбора пл. флюида в случае НГВП.	амбар	2
5	Планировка при устьевой площадки механическим способом при , грунт II кат. а) при монтаже 50м*80м*0.2м=800 б) при демонтаже 50м*80м*0.2м=800	1000 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 ремонта скважины по отдельному проекту обустройства площадки.

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

*** Допускается установка опор из другого материала.

- 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.

Строительство и разборка (передвижение) вышки, привысечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования

Для монтажа предусматривается буровая установка с вышкой УПА 60/80 или аналог грузоподъемностью до 60 тонн.

Таблица 5.5. Технические характеристики подъемной (буровой) установки для освоения и ремонта скважин УПА 60/80

Наименование параметра	Значение
1	2
Номинальная грузоподъемность на крюке, кН (т)	600 (60)
Допускаемая нагрузка на крюке, кН (т)	800 (80)
Монтажная база	Шасси КрАЗ-63221 с приводом двигателя типа ЯМЗ-652100-43 мощностью 359 л.с.
Лебедка	Двухскоростная, однобарабанная, с цепным приводом, двухленточным тормозом и шинно-пневматическими муфтами для включения барабана
Число скоростей лебедки	8
Скорость подъема талевого блока, м/с:	
Минимальная для нагрузки 60 т.с.	0,19 ± 5%
Минимальная для нагрузки 80 т.с.	0,14 ± 5%
Максимальная без нагрузки	1,6 ± 5%
Скорость спуска до нагрузки от 60 до 80 т.с., м/с, не более	1,2 ± 5%
Длина бочки барабана, мм	600
1	2

Диаметр бочки барабана, мм	420
МАЧТА	
Телескопическая, наклонная, двухсекционная с ограничителем выдвижения верхней секции и отбойным щитом, с механизмом перепуска талевого каната, гидроаутригерами и фундаментальной плитой.	
Высота мачты от земли до оси кронблока, м	22 ± 0,4
Оснастка	3 x 4
Диаметр каната, мм, не менее	25
Кратность полиспаста	6
Подъем в рабочее положение	Двумя гидравлическими домкратами
Выдвижение верхней секции	Канатно-блочное при помощи основной лебедки
Ограничитель подъема крюкоблока	Пневматический с поперечным канатом на мачте.
ГИДРОСИСТЕМА	
Двухконтурная	
Монтажная	для привода аутригеров, гидроцилиндров подъема мачты
Номинальное давление, Мпа	10
Рабочая	Для привода гидроротора, гидроключа, гидрораскрепителей, вспомогательной лебедки
Тип насоса	аксиально-поршневой МН 250/160
Номинальное давление, Мпа	15
Гидравлические аутригеры	С отдельным приводом, фиксация резьбовыми гайками
ОСВЕЩЕНИЕ МАЧТЫ И ОБОРУДОВАНИЯ	
Во взрывозащищенном исполнении	
Основное	от промышленной сети
Напряжение, В	220
Аварийное	От транспортной базы
Напряжение, В	24
Аварийный останов двигателя	Воздушная шиберная заслонка с пневматическим приводом
Ограничитель грузоподъемности	На базе индикатора веса ИВЭ-50
Расположение площадки бурильщика	На левой стороне в задней части агрегата (Обеспечивает видимость всей траектории движения крюкоблока)
Прибор выверки горизонтального положения платформы агрегата	Пузырьковый
Управление подъемом нижней секции мачты.	Дистанционное, 8м
Вспомогательная гидроприводная лебедка	ЛВС-3,5Г
Допускаемая нагрузка на крюке, т.с.	3
ЗВУКОВАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ	
Аварийная	Автоматическая с использованием звукового сигнала транспортной базы
Рабочая	От пневмосистемы
Габаритные размеры в транспортном положении, мм (длина, ширина, высота)	14000x4300x2500

Полная масса в транспортном положении, не более, кг	25 000
Срок службы, лет	9

Комплектация подъемной (буровой) установки УПА 60/80

- Шасси КраЗ-65053
- Механизм для перепуска талевого каната
- Электрооборудование (в т.ч. ВАСТ 12/24 800)
- Автоматический ограничитель высоты подъема талевого блока с блокировкой движения барабана лебедки
 - Устройство для фиксации талевого блока и защиты мачты от повреждений
 - Система дистанционного подъема и опускания мачты
 - Система аварийного и рабочего освещения
 - Механизм дистанционного управления топливным насосом
 - Клапан перекрытия воздухозабора двигателя
 - Четыре гидравлических опорных домкрата
 - Опорные балки под аутригеры (задняя балка разборная)
 - Ролики на кронблоке, под канат вспомогательной лебедки
 - Подвеска с роликами для ключей
 - Механизм крепления неподвижного конца талевого каната
 - Система звуковой и визуальной сигнализации выдвигения и посадки верхней секции Мачты
 - Система очищения воздуха (влаго-, маслоотделитель)
 - Гидрораскрепитель
 - ЗИП на автомобиль
 - Ограничитель грузоподъемности ИВЭ – 50
 - Палубный компрессор С-415
 - Колодки тормозные (комплект)
 - Противооткатные башмаки (8 шт.)
 - Рукава высокого давления для подключения гидроключа (2шт х 4м)
 - Промежуточный вал
 - Лестница для подъема к основанию мачты
 - Комплект ветровых оттяжек (4 шт. х 50м)
 - Площадка оператора
 - вспомогательная гидролебедка ЛГ 35

Таблица 5.6. Компоновка бурильной колонны.

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)								
	Типоразмер, шифр	Расстояние от забоя до места установки, м	Техническая характеристика				Суммарная длина КНБК, м	Суммарная масса КНБК, т	Примечание
			наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг	угол перекосящей оклонителя, град.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Долото PDC 5 1/2" (HA517)	0	98,4	0,18	5				
	Забойный двигатель Д2-85	0,18	88	3,6	130				
	88,9 мм УБТ (3 1/2" DC)	3,78	88,9	48,5	1721,8				
	120,6 мм Ясс (4 3/4" JAR)	52,28	88,9	4,04	164,0				
	88,9 мм УБТ (3 1/2" DC)	56,32	88,9	48,5	1721,8				
	73,03 мм СБТ (2 7/8" DP)	527,52	73	597,9	6092,6		702,7	9835,2	

Примечание - Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния скважины. Способ бурения Роторный, допускается ВЗД при необходимости.

Таблица 5.7. Характеристика и масса бурильных труб, УБТ

Название обсадной колонны	Характеристика бурильных труб					Масса труб, т		
	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	4	5	6	7	8	10	11	12
Разбуривание цементного моста	УБТ (3 1/2 DC)	88,9	G-105	25,4	NC-26	2,4	2,5	2,62
	СБТ (2 7/8" DP)	73	G-105	5,5	NC-38	6,1	6,35	6,65

Таблица 5.8. Характеристика винтового забойного двигателя Д2-88

Шифр	Наружный диаметр корпуса, мм	Длина общая, мм	Масса, кг	Присоединительная резьба к долоту	Расход раствора, л/с	Мощность максимальная, кВт	Допустимая осевая нагрузка, кН
1	2	3	5	6	9	10	11
Д2-88	88	3600	130	3-66	5-7	16-28	30

Примечание - Допускается применение других винтовых двигателей с аналогичными параметрами, зарубежных и отечественных фирм-производителей.

Таблица 5.9. Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Номер лифто- вой ко- лонны НКТ	Номер секции труб в лифто- вой ко- лонне (снизу - вверх)	Интервал уста- новки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции м	Масса секции, т			Коэффициент запаса прочности		
		От (верх)	До (низ)	номи- наль- ный нару- жный ди- аметр, мм	Тип резьбы	Марка (груп- па проч- ности) стали	Тол- щина стен- ки, мм	теоре- ти- ческая масса 1 м, кг		теоре- тиче- ская	с учётом		на рас- тяже- ние	на избыточное давление	
											плюсо- вого до- пуска	запаса при спуске при наличии в скважине се- роводорода		наруж- ное	внут- реннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	0	4310	73.0	глад- кие	L-80	5,5	11,76	4310,0 0	50,69	52,51		1,86	>1.15	>1.32

Примечание - Допустимо применение трубы насосно-компрессорные из стали других групп прочности, марок и толщин стенок, при условии, что их прочность не ниже проектной.

Таблица 5.10. Продолжительность работ по восстановлению скважин на месторождении Таган

№ п/п	Наименование работ	Продолжительность	Ед. изм.	Примечание
1	2	3	4	5
1	Переезд и монтаж подъемника, агрегатов и технологического оборудования. Подготовительные работы, восстановление устья скважины	5,0	суток	
1.1	Выкопать шахтовое направление размером 2*2*2 м для обеспечения доступа к колоннам.	1,0	суток	
1.2	Провести нарезание резьбы на кондукторе специальным приспособлением с последующим наворотом муфты и обвязкой устья колонной головкой. Монтаж ПВО, блок дросселирования и глушения. Провести их опрессовку и получить разрешение ВПФО Ак Берен на дальнейшее проведение работ	2,0	суток	В целях безопасности, работы проводить в светлое время суток с привлечением специалистов
1.3	Переезд подъемника	1,0	суток	противофонтанной службы ВПФО «Ак Берен»
1.4	Монтаж подъемного агрегата, расстановка техники и оборудования	1,0	суток	
2	Восстановление скважины	10,0	суток	
2.1	Приготовление технологических растворов с плотностью обеспечивающей необходимую репрессию на пласт в количестве не менее двух объемов скважины (глинистый раствор или раствор CaCl ₂)	1,0	суток	
2.2	Спуск СБТ с забойным двигателем и долотом, нащупывание кровли цементного. Разбурка 1го цементного моста. Продолжение спуска до забоям. с поинтервальной промывкой буровым раствором с плотностью 1,1-1,25 г/см ³ и контролем параметров промывочной жидкости, с регистрацией в журнале. Нащупывание кровли 2го цементного моста, разбуривание цементный моста. Спуск инструмента до забоя и промывка скважины.	5,0	суток	
2.3	Промывка скважины в объеме двух циклов. Постоянным доливом жидкости и с контрольным замером поднять КНБК.	1,0	суток	
2.4	Проведение работ ГИС контроля за состоянием скважины, определение интервалов реперфорации	1,0	суток	
2.5	Монтаж перфорационной задвижки, спуск перфоратора, проведение перфорации выделенного интервала, подъем перфоратора, демонтаж перфорационной задвижки	1,0	суток	
2.6	Спуск компоновки НКТ 73мм, с ВНО, якорем, спуск подвески НШ	1,0		
3.	Демобилизация буровой установки, планирование и рекультивация участка вокруг скважины	4,0	Суток	
3.	Освоение и испытание скважины по отдельному плану	10	суток	

Таблица 5.11. Продолжительность строительства скважин

Наименование работ	Время, сутки
103 Продолжительность цикла заканчивания и освоения, сутки: • всего в том числе: • строительно-монтажные работы (первичный) • подготовительные работы (СПО, разбурка цементного моста, монтаж внутрискважинного оборудования и т.д) • Демобилизация установки, рекультивация площадки	19 5 10 4
104 Продолжительность цикла заканчивания и освоения, сутки: • всего в том числе: • строительно-монтажные работы (первичный) • подготовительные работы (СПО, разбурка цементного моста, монтаж внутрискважинного оборудования и т.д) • Демобилизация установки, рекультивация площадки	19 5 10 4
105 Продолжительность цикла заканчивания и освоения, сутки: • всего в том числе: • строительно-монтажные работы (первичный) • подготовительные работы (СПО, разбурка цементного моста, монтаж внутрискважинного оборудования и т.д) • Демобилизация установки, рекультивация площадки	19 5 10 4
109 Продолжительность цикла заканчивания и освоения, сутки: • всего в том числе: • строительно-монтажные работы (первичный) • подготовительные работы (СПО, разбурка цементного моста, монтаж внутрискважинного оборудования и т.д) • Демобилизация установки, рекультивация площадки	19 5 10 4
всего	76

6. ОХРАНА НЕДР.

6.1 Общие положения об охране недр

Недропользователь, в лице ТОО «Oil Reloading Corp» (далее «КОМПАНИЯ»), согласно Контрактных обязательств несёт полную ответственность за состояние охраны недр (геологической среды) на Контрактной территории в процессе работ по расконсервации скважины.

Ответственность за соблюдение требований законодательства в области охраны недр несёт непосредственно руководитель «КОМПАНИИ».

Мероприятия по охране недр в процессе работ предусматривают:

- соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;
- сохранение свойств энергетического состояния верхних частей недр на уровне, предотвращающем появление техногенных процессов;
- защита недр от обводнения, пожаров и других стихийных факторов, осложняющих производство работ при расконсервации скважины;
- предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков воды в процессе расконсервации скважины, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;
- мероприятия по предупреждению осложнений в процессе работ.
- Работы по расконсервации, консервации, восстановлению и ликвидации скважин должны проводиться на высоком технико-экономическом уровне, с использованием всех достижений науки и техники, при достаточно высокой экологической культуре персонала.

6.2 Мероприятия по предотвращению и ликвидации аварий

Основным средством, предупреждающим возможные газопроявления в скважине является применение бурового раствора/промывочной жидкости с соответствующими параметрами (плотность, вязкость, водоотдача, СНС и др.).

Плотность бурового раствора/промывочной жидкости при промывке и отклонение от уставленной величины, его запас и параметры определяются согласно требованиям при строительстве скважин в Республике Казахстан.

Общими требованиями при проведении работ предусматривается:

- максимально возможное использование нетоксичных материалов и компонентов при проведении работ;
- предотвращение возникновения пожаров и других катастрофических процессов при работах;
- установка ликвидационных мостов на воде или рапе (без утяжеленного раствора) для повышения качества адгезии цементного камня к породе и колонне;
- применение материалов для тампонажных растворов с длительным ресурсом в геологическом масштабе времени. Абсолютно флюидонепроницаемые и
- коррозионностойкие.

7. ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

7.1 Предупреждение чрезвычайных ситуаций. Общие сведения

С целью обеспечения охраны труда, здоровья персонала, технической безопасности и надежности оборудования, применяемого при проведении работ и в целом объекта работ, проектом предусматривается в соответствии с действующим законодательством, строгое соблюдение требований и мероприятий нормативно-технических документов, действующих в нефтегазовой отрасли РК.

Основные требования и мероприятия по технической безопасности Предупреждение газо-/нефте-/водопроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов.

- Для использования в практической деятельности, а также для обучения буровых бригад и ИТР методам предупреждения и ликвидации ГНВП и открытых фонтанов необходимо при расконсевации скважины необходимо руководствоваться «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности». Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан №355 от 30.12.2014 г.

- поддержание в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование;

- включение технических и технологических средств для раннего обнаружения ГНВП;

- проведение учебных тревог по сигналу «Выброс» с применением средств индивидуальной защиты (СИЗ) от возможного выброса сероводорода.

Прямые:

- снижение плотности промывочной жидкости и ее разгазирование;
- увеличение объема циркулирующей промывочной жидкости в приемных емкостях при неизменной подаче буровых насосов;
- выделение газа из скважины;
- перелив промывочной жидкости из скважины при прекращении ее промывки;
- увеличение газопоказаний на станциях газокаратажа.

Косвенные:

- уменьшение гидравлических сопротивлений на выкидных линиях насосов;
- увеличение веса инструмента на крюке (по показания ГИВ) и др.
- Основным средством, предотвращающим ГНВП, является применение промывочных жидкостей надлежащего качества, которые способны:
 - создавать своим весом необходимое противодействие на пласт;
 - обладать минимально допустимой вязкостью и статическим напряжением сдвига для обеспечения дегазации.

Плотность бурового раствора/промывочной жидкости должна быть немедленно увеличена в случае небольшого непрерывного движения раствора из скважины при остановленной циркуляции.

Мероприятия по предупреждению проявлений:

При обнаружении признаков ГНВП, буровая бригада обязана действовать согласно «Инструкции действия членов вахты при ГНВП», в которой предусматриваются следующие основные работы:

- при обнаружении ГНВП необходимо принять меры по герметизации устья скважины;
- герметизацию устья скважины производить в строгой последовательности, согласно утвержденной инструкции по ликвидации ГНВП;
- промывочную жидкость при ГНВП следует утяжелять до прекращения проявлений; удельный вес ее должен соответствовать плану работ по ликвидации ГНВП;
- если невозможно дегазировать буровой раствор/промывочную жидкость, циркулирующий в скважине, то весь объем полностью заменяется;
- при снижении плотности бурового раствора из-за поступления в него значительных количеств нефти необходимо раствор заменить свежим, так как удалить нефть из раствора практически невозможно;
- если во время выброса герметизировать устье скважины невозможно, а также при возникновении открытого газового или нефтяного фонтана, необходимо удалить всех людей из зоны поражения и принять меры к предупреждению загорания газа или нефти;
- если после герметизации устья скважины при ГНВП избыточное давление под плашками превентора возрастает до недопустимых величин или появления грифонов, угрожающих разрушением скважины, следует пытаться частично сбрасывать давление скважины через выкидные линии с одновременной усиленной закачкой в бурильные трубы утяжеленного раствора;
- газонефтяную смесь пустить по одному из отводов превентора в шламовую емкость.

«Методические рекомендации по предупреждению и первичным действиям вахты по ликвидации газонефтепроявлений», утвержденные приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью МЧС РК от «22» октября 2010 года № 36 предусматривают:

1. Основными признаками газонефтепроявления являются косвенные и прямые.

Косвенные признаки начала газонефтепроявления (далее - ГНП):

- увеличение водонерастворимых сульфидов в буровом растворе;
- появление водорастворимых сульфидов в буровом растворе;
- изменение параметров бурового раствора/промывочной жидкости;
- резкое увеличение механического режима бурения, «провалы» бурильной колонны;
- увеличение крутящего момента в роторе;
- увеличение веса бурильной колонны;

- падение давления на буровых насосах.

Косвенные признаки сигнализируют о возможных газонефтепроявлениях и указывают на необходимость усиления контроля за прямыми признаками ГНП.

2. Прямые признаки начала ГНП:

- увеличение объема (уровня) бурового раствора/промывочной жидкости в приемной емкости;
- увеличение расхода (скорости) выходящего потока бурового раствора/промывочной жидкости из скважины при неизменной подаче бурового насоса;
- увеличение газосодержания в буровом растворе;
- увеличение вытесняемого объема бурового раствора/промывочной жидкости (против расчетного) при спуске бурильной колонны в скважину;
- уменьшение доливаемого объема бурового раствора/промывочной жидкости (против расчетного) при подъеме бурильной колонны из скважины;
- перелив бурового раствора/промывочной жидкости из скважины при остановленных буровых насосах.

При обнаружении прямых признаков ГНП необходимо немедленно приступить к герметизации устья скважины.

Промедление в герметизации усугубляет ситуацию и грозит возникновением открытого фонтана.

Газонефтепроявления регулируются на устье скважины с помощью противовыбросового оборудования.

3. Условия и причины газонефтепроявления в стволе скважины:

- превышение пластового давления над забойным;
- возникновение физико-химических явлений;
- разбуривание и обвалы пород в продуктивной толще.

4. Причинами превышения пластового давления над забойным являются:

- наличие в скважине бурового раствора/промывочной жидкости с плотностью, не обеспечивающей создание противодействия на пласт в требуемых техническим проектом пределах;
- гидродинамические эффекты, возникающие в скважине в процессе СПО;
- снижение плотности бурового раствора/промывочной жидкости в процессе промывки скважины;
- нарушение технологии работ при спуско-подъемных операциях, бурении, геологическом исследовании скважин, ликвидации скважин;
- падение уровня в скважине.

5. Причинами возникновения физико-химических явлений в скважине являются:

- взаимодействие флюида и бурового раствора/промывочной жидкости на молекулярном уровне;

- высокие структурно-механические и тексотропные свойства бурового раствора/промывочной жидкости;
- значительная мощность продуктивного пласта;
- наличие вертикальных трещин в разрезе продуктивного пласта.

7.2 Подготовка, монтаж и эксплуатация устьевого противовыбросового оборудования

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

В процессе работ допускается переход от одной схемы обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием к другой. Все изменения должны указываться в плане работ. К работе по монтажу и эксплуатации допускаются рабочие и специалисты, прошедшие соответствующую подготовку.

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

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

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

Требования безопасности к монтажу противовыбросового оборудования

1. Противовыбросовое оборудование (ПВО) должно собираться из узлов и деталей заводского изготовления и иметь паспорта.
2. По согласованию с противопожарной службой допускается применение отдельных деталей и узлов, изготовленных на базах производственного обслуживания предприятий в соответствии с нормативным документом.
3. Линии глушения дросселирования от превенторов должны быть направлены в сторону от проезжих дорог, линий электропередачи, котельных, других производственных и бытовых сооружений с учетом розы ветров и рельефа местности.
4. Установка сепаратора в обвязку манифольда противовыбросового оборудования на скважинах всех категорий согласовывается с уполномоченным органом в области промышленной безопасности.
5. Конструкция противовыбросового оборудования и схема его обвязки предусматривается проектом на строительство скважины и утверждается бу-

ровой организацией, при обязательном согласовании с противофонтанной службой и территориальным подразделением уполномоченного органа в области промышленной безопасности.

6. Для беспрепятственного доступа обслуживающего персонала к установленному на устье противовыбросовому оборудованию под буровой должен быть сделан твердый настил.

7. Штурвалы для ручной фиксации плашек превенторов устанавливаются в легко доступном месте и должны быть удалены от устья скважины на расстояние не менее 10 метров и помещены в передвижной металлической будке или за щитом с навесом из досок толщиной не менее 40 мм.

8. Перед штурвалом в будке или на щите должно быть указано направление вращения и число его оборотов, необходимое для полного закрытия превентора, и нанесена метка, совмещение которой с меткой на штурвале соответствует закрытию превентора при последнем обороте штурвала.

Подготовительные работы к монтажу ПВО

Перед проведением работ по монтажу ПВО необходимо:

1. произвести планировку территории вокруг скважины для предотвращения возможных разливов технологических жидкостей;

2. провести инструктаж с членами бригад по безопасному ведению работ с записью в журнале;

3. смонтировать подъемник и рабочую площадку согласно техническим условиям и требованиям охраны труда и техники безопасности;

4. собрать и подготовить к работе линии обвязки (выкидные и глушения) для закачки технологических жидкостей в скважину и сброса флюида в коллектор;

5. проверить центрирование мачты подъемного агрегата относительно устья скважины;

6. перед демонтажем фонтанной арматуры (устьевого оборудования скважины) убедиться в отсутствии избыточного давления в трубном и межтрубном пространствах скважины;

7. подготовить запорную компоновку (или аварийную трубу с шаровым краном), опрессованную на рабочее давление ПВО. Наружный диаметр дистанционного патрубка запорной компоновки или аварийной трубы должен соответствовать типоразмеру трубных плашек превентора. Произвести визуальный осмотр: запорная компоновка должна быть чистой, без снега и льда, не иметь вмятин, трещин и т.п. Запорная компоновка должна находиться на рабочей площадке, иметь свободный доступ, и должна быть защищена от попадания грязи и брызг.

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

Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием, выкидными линиями согласно типовой схемы установки и обвязки ПВО, утвержденной руководством предприятия, выполняющего работы по консер-

вазии, ликвидации скважины и согласованной Западно-Казахстанским филиалом РГП на ПХВ «ПВАСС».

Монтаж противовыбросового оборудования (ПВО)

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

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

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

Требования к монтажу и оборудованию ПВО:

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

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

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

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

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

После монтажа испытать ПВО на герметичность методом опрессовки:

- устье скважины с установленным ПВО, опрессовывается на давление не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны при присутствии представителя Западно-Казахстанского филиала РГП на ПХВ «ПВАСС». Результат опрессовки оформляется актом с указанием в нём размера установленных плашек;

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

- в случаях демонтажа и монтажа превентора по технологическим причинам, замены вышедших из строя деталей или плашек, производится по-

вторная опрессовка превентора с оформлением акта и записью в вахтовом журнале.

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

Запрещается:

- монтаж превентора на незаглушенной скважине;
- эксплуатация неопрессованного превентора;
- производить удары по корпусу ПВО с целью очистки поверхности от грязи и льда;
- проводить сварочно-ремонтные работы соединительных швов на корпусе;
- обогреть элементы превентора открытым огнем;
- производить расхаживание и вращение труб при закрытых плашках.

Перед началом работ необходимо провести:

- инструктаж членов бригады по практическим действиям при появлении признаков газонефтеводопроявлений и предельно допустимым параметрам (давление на устье при закрытом ПВО, скорость спуско-подъемных операций, объем и порядок долива скважины и т.п.);
- проверку состояния подъемного агрегата, ПВО, инструмента и приспособлений;
- учебную тревогу по ликвидации нефтегазопроявлений;
- оценку готовности объекта к оперативному завозу дополнительного объема жидкости глушения.

Признаки возникновения и развития газонефтеводопроявлений следующие:

- перелив жидкости из скважины при отсутствии циркуляции;
- увеличение объема промывочной жидкости в приемных емкостях при промывке скважины;
- увеличение скорости потока промывочной жидкости из скважины при неизменной подаче насоса;
- уменьшение, по сравнению с расчетным, объема доливаемой жидкости при спуско-подъемных операциях;
- увеличение объема вытесняемой из скважины жидкости при спуске труб по сравнению с расчетным;
- снижение плотности жидкости при промывке скважины;
- повышенное газосодержание в жидкости глушения;
- снижение уровня столба раствора в скважине при технологических остановках или простоях.

Во время работ необходимо иметь:

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

- два обратных клапана с устройством для их открытия под давлением;
- запас жидкости с соответствующей плотностью в количестве не менее 2-х объемов скважины, находящемся непосредственно на скважине или на растворном узле при наличии дороги и дежурных автоцистерн.

В процессе подъема колонны НКТ (колонны бурильных труб) обязательным условием является производство долива жидкости глушения (глинистого раствора) в скважину. Блок долива должен обвязываться с устьем скважины с таким расчетом, чтобы обеспечивался самодолив скважины или принудительный долив с помощью насоса агрегата ЦА-320.

Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня на устье скважины. Доливная емкость должна быть оборудована уровнемером и иметь градуировку. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня на устье скважины.

Свойства жидкости глушения, доливаемой в скважину, не должны отличаться от находящейся в ней.

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

После герметизации устья скважины дальнейшие работы по ликвидации газонефтеводопроявлений проводятся под руководством мастера или ответственного инженерно-технического работника по дополнительному плану, согласованному и утвержденному в установленном порядке. При перерывах в работе, независимо от их продолжительности, запрещается оставлять устье скважины незагерметизированным.

Основные мероприятия по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений следующие:

- емкости с жидкостью глушения (глинистым раствором/промывочной жидкостью) должны быть оборудованы уровнемерами;
- осуществлять постоянный контроль за уровнем жидкости глушения (глинистого раствора) в скважине;
- подъем колонны НКТ (колонны бурильных труб) должен выполняться при строгом выполнении «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» №355 от 30.12.2014г.

Основные причины перехода газонефтеводопроявлений в открытые фонтаны:

- недостаточная обученность персонала бригад освоения и ремонта скважин, и инженерно-технических работников предприятий приемам и методам предупреждения и ликвидации газонефтеводопроявлений;
- несоответствие конструкции скважины горно-геологическим условиям вскрытия пласта и требованиям «Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли»;
- некачественное цементирование обсадных колонн;
- отсутствие, неисправность, низкое качество монтажа противовыбросового оборудования на устье скважины;
- неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования;
- отсутствие устройств, для перекрытия канала насосно-компрессорных или бурительных труб.

Первоочередные действия производственного персонала при возникновении открытого фонтана:

- остановить двигатели внутреннего сгорания;
- отключить силовые и осветительные линии электропитания;
- отключить электроэнергию в загазованной зоне;
- потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи скважины;
- прекратить в газоопасной зоне все огневые работы, курение, а также другие действия, способные вызвать искрообразование;
- оповестить руководство предприятия, аварийно-спасательную (противофонтанную) службу и пожарную охрану о возникновении открытого фонтана;
- прекратить движение на прилегающих к скважине подъездных дорогах к территории, установить предупреждающие знаки и посты охраны;
- прекратить все работы в опасной зоне и немедленно удалиться за ее пределы;
- при возможном перемещении загазованности на другие объекты или населенные пункты принять меры по своевременному оповещению работников и населения.

Работа по ликвидации открытого фонтана должна проводиться силами работников военизированной противофонтанной аварийно-спасательной службой по специальному Плану.

Общие мероприятия по предупреждению газонефтепроявлений

Комиссия под председательством руководителя буровой организации с участием представителей АСС устанавливает наличие и состояние средств, материалов по борьбе с ГНВП, обученность буровой бригады, а также состояние противовыбросового оборудования, скважины.

По результатам проверки составляется акт готовности скважины и АСС, дается письменное разрешение на вскрытие продуктивного пласта.

Рабочие буровой бригады обучены методам раннего обнаружения ГНВП, практическим действиям по герметизации устья скважин и ее глушению, правилам эксплуатации ПВО, использования средств индивидуальной защиты, оказанию доврачебной помощи.

Перед началом работ лицо контроля и представитель АСС производят проверку средств индивидуальной защиты (далее - СИЗ), знакомят работников с погодными условиями, указывают маршруты эвакуации из опасной зоны.

Перед вскрытием продуктивного горизонта необходимо провести буровой бригаде инструктаж.

Перед вскрытием и в процессе бурения продуктивного пласта на буровой имеется:

- запас химреагентов и утяжелителя в количестве, установленном техническим проектом;
- два шаровых крана (один под квадратом, второй на аварийной трубе или подвешенный на трос в буровой);
- аварийная сборка, состоящая из переводника, задвижки высокого давления с фланцем под манометр и краном высокого давления, быстросъемной полумуфтой для подсоединения цементирующего агрегата;
- обеспечено круглосуточное дежурство цементирующего агрегата, автомашины, лица контроля, представителей АСС, радиотелефонная связь буровой (экспедицией).

В процессе бурения продуктивного пласта параметры бурового раствора/промывочной жидкости соответствуют техническому проекту (ГТН) или оперативно-технологическому заданию (далее - ОТЗ).

В процессе бурения (промывки) скважины циркуляция бурового раствора/промывочной жидкости осуществляется через один рабочий мерник, оборудованный мерной линейкой и датчиком уровня станции горнотехнического исследования (далее - ГТИ).

Работы, связанные с перераспределением бурового раствора/промывочной жидкости в приемных мерниках осуществляются только после остановки бурения.

В процессе бурения ведется тщательный контроль за обнаружением признаков ГНВП.

При обнаружении прямых признаков ГНВП немедленно приступить к герметизации устья скважины.

При обнаружении поглощения прекратить углубление скважины и остановить буровой насос.

Проследить за положением уровня в скважине и при необходимости долить скважину до уровня.

При отсутствии уровня на устье подъем бурильной колонны не допускается.

В процессе проведения спуско-подъемных операций постоянно контролировать соответствие объемов доливаемого (вытесняемого) бурового раствора/промывочной жидкости объему металла поднимаемых (спускаемых) бурильных труб.

После долива необходимо убедиться, что уровень на устье и скважина не переливает.

Противопожарное оборудование и мероприятия

Буровая площадка должна быть снабжена всем необходимым оборудованием пожарной безопасности и соответствует требованиям «Правил пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности от 30 декабря 2011 года № 1682».

Весь персонал, работающий на буровой площадке, должен проходить специальный курс по использованию огнетушителей.

Вокруг блоков хранения ГСМ устраивается обвалование соответственно объему хранения с установкой знаков пожарной опасности и должны размещаться не ближе 20 метров от наземных помещений, оборудования, трубопроводов. Места установки должны иметь свободный доступ.

Таблица 9.1.

№№ пп	Наименование инвентаря	Количество, шт
1.	Щит, изготовленный согласно ГОСТ	1
2.	Порошковые огнетушители 10 л.	2
3.	Углекислотный огнетушитель ОУ-8 (ОУ-5)	2
4.	Полотно из негорючей ткани, войлок 2х2 м	1
5.	Лом	1
6.	Багор	1
7.	Лопаты совковая и штыковая	по 1
8.	Ведро	2
9.	Ящик с песком 1 м ³	1
10.	Пожарная бочка 0,2 м ³	1
11.	Топор	2

Примечание: оборудуются 3 пожарных поста:

- на буровой установке;
- на складе хранения ГСМ;
- в жилом посёлке.

В насосном блоке должен находиться передвижной порошковый огнетушитель объемом 10 литров.

При выполнении всех видов работ должны выполняться следующие основные мероприятия по противопожарной безопасности:

- запрещение курения и разведения открытого огня в производственных помещениях, под основанием буровой;
- отведение для курения специально оборудованных мест вне буровой;
- наличие на объекте инструктажа по ППБ;
- запрещение использования пожарного оборудования, инвентаря для других работ, кроме прямого назначения.
- На объектах должны выполняться условия и требования по пожарной безопасности:

1. Расстояния от производственных зданий, помещений до аварийных или дренажных емкостей принимаются проектом.

2. Территории опасных объектов ограждаются забором высотой 2 метра с воротами шириной 4,5 метра для проезда транспорта и пожарной техники.

3. Расстояние от ограждения до объектов не менее 5 метров.

4. С наружной стороны вдоль границы ограждений территории, при размещении взрывопожароопасных объектов, резервуарных парков предусматривается противопожарная полоса шириной 10 метров, свободная от наземных сетей и растительности.

5. Территория вокруг ствола факела при испытании скважины ограждается земляным валом высотой 0,7 метров, радиусом 15 метров.

6. Территория факельной установки ограждается забором высотой 1,6 метра.

7. Расстояние от факельного ствола до ограждения и между факельными стволами принимается по данным теплотехнического расчета, но не менее 30 метров.

8. Расстояние от места забора воды (приемных колодцев) из водоемов составляет не менее:

- до зданий I и II степени огнестойкости - 10 метров;
- до зданий III, IV и V степени огнестойкости и до открытых складов сгораемых материалов - 30 метров;
- до зданий и сооружений с производствами категорий А, Б, В, Е по пожарной опасности - 20 метров;
- до резервуаров с горючими жидкостями - 40 метров;
- до резервуаров с легковоспламеняющимися жидкостями и сжиженными горючими газами - 60 метров.

9. Приемные колодцы водоемов и колодцы с гидрантами располагаются на расстоянии не более 2 метра от обочин автомобильных дорог, а при расположении их на расстоянии более 2 метров обеспечиваются подъездами.

10. Пожарные резервуары или водоемы размещаются из условия обслуживания ими объектов, находящихся в радиусе:

- при наличии автонасосов - 200 метров;
- при наличии мотопомп - 100-150 метров в зависимости от типа мотопомп.

11. Здания и сооружения обеспечиваются первичными противопожарными средствами пожаротушения.

12. При возникновении пожара включается звуковая и световая сигнализации на территории и в помещениях опасного объекта.

13. Пожарные сигналы поступают в операторную, службу охраны, противопожарную и аварийно-спасательную службы.

14. Приемные станции пожарной сигнализации устанавливаются в помещении пункта связи пожарной службы. При отсутствии пунктов связи приемные станции устанавливаются в операторных помещениях с круглосуточным дежурством обслуживающего персонала.

15. Пожарные службы обеспечиваются постоянной и дублирующей связью с оперативными подразделениями, пожарной и аварийно-спасательной службой, медицинской службой.

8. ХАРАКТЕРИСТИКА ЧС

Чрезвычайные ситуации (ЧС) природного характера возможны в следующих случаях:

- зимой в результате длительных снежных буранов участки буровых работ могут быть надолго отрезаны от баз - однако, такие условия возникают в районе работ крайне редко, приблизительно 1 раз в 15-20 лет;
- в результате весеннего паводка и разлива рек участки буровых работ могут быть отрезаны от баз, а отдельные площади подвергаться затоплению - однако, сильные разливы бывают крайне редко.

Возможность вышеперечисленных ЧС «КОМПАНИЕЙ» должна быть учтена, для предупреждения их последствий необходимо создать запас всего необходимого.

Чрезвычайных ситуаций (ЧС) от техногенного воздействия работ при расконсервации скважины возможны следующие:

- открытые нефтяные фонтаны и связанные с ними разливы нефти и пожары.

В данном проекте предусмотрены все мероприятия по предупреждению нефтепроявлений и открытых фонтанов:

- соответствующие параметры бурового раствора/промывочной жидкости;
- должно быть предусмотрено оборудование устья с большим запасом, соответствующее ожидаемым пластовым давлениям на устье;
- приведены признаки нефтепроявлений, которые должны знать буровые бригады, они должны быть соответственно обучены;
- на буровой должны быть планы предупреждения возможных ЧС.

Контроль за соблюдением мероприятий осуществляют службы «КОМПАНИИ» и бурового Подрядчика, а также подразделения или службы по предупреждению и ликвидации ЧС.

Оценка вероятности чрезвычайных ситуаций

Общие положения

Чрезвычайная ситуация - состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте (буровой), определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортного процесса, а также народному хозяйству и окружающей среде.

Ликвидация ЧС - спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций.

ПЛАН ДЕЙСТВИЙ ПРИ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

Законодательство Республики Казахстан о чрезвычайных ситуациях стихийного и техногенного характера требует проведения эвакуации населения, проживающего вблизи Контрактной территории для защиты населения от потенциальных воздействий вредных и токсичных веществ, выбросом которых может сопровождаться такое происшествие.

Ответственность за определение масштабов потенциальной проблемы возложена на ТОО «Oil Reloading Corp» (далее «КОМПАНИЯ»), которая определяет сценарий выбросов и вероятное расширение площади воздействий инцидента, на окружающую территорию исходя из экологических условий.

«КОМПАНИЯ» несет ответственность за поддержание процедур и процессов в случае возникновения чрезвычайных ситуаций в отношении всех сотрудников и персонала, организаций-подрядчиков, работающих или проживающих на объектах или вблизи месторождения.

При аварийном сигнале персонал, работающий в зоне аварийной ситуации, обязан использовать средства индивидуальной защиты органов дыхания и действовать в соответствии плана ликвидации аварийной ситуации.

В случае эскалации инцидента до уровня, требующего эвакуации населения, «КОМПАНИЯ» оповещает местный исполнительный орган и Департамент по ЧС Западно-Казахстанской области. Поселки, расположенные вокруг площади будут обеспечены системой дистанционного звукового аварийного оповещения, будет осуществляться управление и техническое обслуживание вышеуказанной системы для оперативного оповещения людей, проживающих в указанных поселках.

По получении аварийного сигнала исполнительный орган должен принять все меры для оповещения сельского населения, а также частных компаний и рабочих, находящихся внутри или в непосредственной близости от опасной зоны.

С целью оказания содействия в своевременной эвакуации населения соответствующих населенных пунктов, областной исполнительный орган может направить дополнительные местные эвакуационные команды и оборудование из соседних районов, также обеспечит содействие исполнительному органу в такой эвакуации по его запросу.

В случае превышения возможного допустимого уровня концентрации сероводорода, руководство «КОМПАНИИ» принимает необходимые меры по проверке, уточнению информации и принятию аварийных мер безопасности, включая запуск системы аварийной связи.

Кроме того, использует приборы замера для контроля за концентрацией углеводородов, возможного сероводорода и двуокиси, серы в атмосферном воздухе в районе осуществления работ по ремонту скважины на Контрактной территории.

Применение данных приборов нацелено на обеспечение первичного предупреждения о наличии утечки газа и задействования цепочки оператив-

ного прекращения мероприятий, ставших причиной утечки, либо внесения изменений в регламент осуществления данных мероприятий.

Поселки, расположенные вокруг площади будут обеспечены системой дистанционного звукового аварийного оповещения с тем, чтобы иметь прямую связь с населением в случае возникновения внештатной ситуации, будет осуществлять управление и техническое обслуживание вышеуказанной системы для оперативного оповещения жителей населенных пунктов, находящихся в зоне вероятной чрезвычайной ситуации.

Эффективность системы должна быть увеличена за счет дистанционного мониторинга станций слежения за состоянием объектов окружающей среды, расположенных по всему периметру месторождения. 24 часа в сутки, 360 дней в году состояние окружающей среды вокруг площади работ будет отслеживаться постоянно с автоматической трансляцией на панель управления центрального контрольного пункта, операторы которого оперативно реагируют на изменения показаний детекторов.

В случае недостаточности принимаемых мер оперативного реагирования и дальнейшего ухудшения ситуации предусматривается ускоренное включение системы аварийного реагирования. Это даст возможность более быстрого реагирования на внештатную ситуацию, поскольку идет опережение аварийной сигнализации при помощи портативных средств слежения.

ОПОВЕЩЕНИЕ НАСЕЛЕНИЯ

Информация о загрязнении, атмосферного воздуха углекислым газом и дискретные сигналы о превышении пороговых значений концентрации CO_2 поступают уполномоченному лицу (диспетчеру). Используя поступающую информацию, диспетчер осуществляет непрерывный мониторинг уровня загрязнения CO_2 контролируемой и смежной территорий, и в случае высоких концентраций:

- принимает меры по обнаружению источника газопроявления;
- оценивает уровень опасности для персонала и населения;
- оповещает должностных лиц согласно аварийного расписания;
- оповещает, в необходимых случаях, население.

При аварийном сигнале персонал обязан использовать средства индивидуальной защиты органов дыхания и действовать по должностной инструкции, а население покинуть опасную зону.

Вероятность возникновения ЧС природного и антропогенного характера

Потенциальные опасности могут возникнуть в результате воздействия, как природных факторов, так и антропогенных.

Под природными факторами понимаются разрушительные явления, вызванные природно климатическими причинами, которые не контролируются человеком. Иными словами, при возникновении чрезвычайной природной ситуации возникает опасность саморазрушения окружающей среды.

Для уменьшения природного риска следует разработать адекватные методы планирования и управления. При этом гибкость планирования и

управления должна быть основана на правильном представлении о риске, связанном с природными факторами.

К природным факторам относятся:

- землетрясения;
- ураганные ветры;
- повышенные атмосферные осадки.

Под антропогенными факторами понимаются быстрые разрушительные изменения окружающей среды, обусловленные деятельностью человека или созданных им технически устройств и производств. Аварийные ситуации могут возникнуть вследствие нарушения регламента работы оборудования или норм его эксплуатации.

Мероприятия по предупреждению аварий

Мероприятия по предупреждению аварий предусматривает:

- проверку всех видов оборудования, требуемых в соответствии с правилами техники безопасности и охраны труда;
- осуществление постоянного контроля за соблюдением системы стандартов безопасности труда, норм, правил и инструкций по охране труда, действиям при ГНВП;
- обеспечению здоровых и безопасных условий труда;
- повышение ответственности технического персонала.

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операции таким образом, чтобы заранее предупредить риск с определением критических ошибок; снижением вероятности ошибок при проектировании работ, а именно:

- буровой персонал должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями;
- не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной в Проекте;
- при подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости.
- обучить обслуживающий персонал действиям при ГГВП;
- поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование;
- при резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения;
- при увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками ГГВП, сопоставить другие показатели процесса работ для раннего обнаружения проявления;
- параметры раствора необходимо выравнивать по всему циклу;
- проводить учебные тревоги по сигналу «Выброс» с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода;

- промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине;
- длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении буровой колонны в башмаке обсадной колонны с установкой шарового крана;
- при необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост.

Общие требования при расконсервации, консервации и ликвидации скважин

В проектных решениях при проведении работ предусматриваются:

- система противоаварийной и противопожарной защиты, блокировок, предохранительных и сигнальных устройств по предупреждению опасных и аварийных ситуаций;
- оценка вероятности возникновения опасных и аварийных ситуаций, с учетом показателей взрывопожароопасности объекта;
- обеспечение средствами автоматизированной системы контроля воздушной среды для раннего обнаружения опасных факторов и аварийной ситуации;
- применение методов неразрушающего контроля и антикоррозионной защиты оборудования, трубопроводов, металлических конструкций;
- комплектация объектов пожарной техникой и средствами пожаротушения;
- организация постоянной производственной и автономной системы аварийной связи и оповещения;
- обеспечение персонала индивидуальными и коллективными средствами защиты;
- нейтрализация и утилизация производственных отходов, горючих, вредных и токсичных веществ;
- условия восстановления и рекультивации нарушенных и загрязненных земель, защиты окружающей среды;
- условия безопасной расконсервации скважины.

Основные требования по безопасной эксплуатации оборудования

- монтаж, испытание, эксплуатация и техническое обслуживание оборудования, производится в соответствии с документацией изготовителя, проектом и нормативными документами по промышленной, пожарной и экологической безопасности, по безопасности и охране труда, охране недр;
- документация иностранного изготовителя (поставщика) обеспечивается переводом на государственный и русский языки;
- для применяемого на опасном объекте оборудования изготовителем или проектной организацией устанавливается допустимый (гарантированный) срок эксплуатации (ресурс), а для трубопроводов и арматуры, не являющихся составной частью оборудования - расчетный срок эксплуатации, с указанием в проектной, технической и эксплуатационной документации;

- механизмы, детали, приспособления и другие элементы оборудования с потенциальным источником опасности для работающих, поверхности ограждающих и защитных устройств окрашиваются в сигнальные цвета в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

- на грузоподъемных технических устройствах на видном месте указывается обозначение грузоподъемности, регистрационный номер и дата очередного технического освидетельствования;

- на металлических частях оборудования с опасностью воздействия электрического тока устанавливаются видимые элементы для присоединения защитного заземления. Рядом с этим элементом изображается знак «Заземление»;

- пуск в эксплуатацию вновь смонтированного, модернизированного и капитально отремонтированного оборудования осуществляется в соответствии с нормативными техническими документами;

- при обнаружении в процессе монтажа, пуска, технического освидетельствования или эксплуатации несоответствия оборудования требованиям промышленной безопасности принимаются меры по их устранению. Дальнейшие работы и эксплуатация допускается после устранения выявленных несоответствий по указанию руководителя работ;

- открытые движущиеся и вращающиеся части оборудования, аппаратов, механизмов ограждаются или закрываются в кожухи, оснащаются системами блокировки с пусковыми устройствами, исключающими пуск в работу. Соответствующее требование устанавливается техническим заданием на разработку и изготовление оборудования;

- ограждения и кожухи обеспечиваются безопасными и надежными креплениями, исключающими возможность непреднамеренного соприкосновения работающего с оборудованием.

Безопасность и охрана труда

На объекте работ в соответствии с проектом выполняются мероприятия по защите персонала от:

- подвижных частей технических устройств;
- повышенной запыленности и загазованности воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура поверхностей технических устройств, экстремальных метеорологических условий;
- повышенного уровня шума и вибрации на рабочем месте;
- токсического воздействия;
- биологического воздействия.

Территория и санитарно-гигиенические условия

1. На территории указываются и обозначаются границы производственных объектов, опасной, охранной и санитарно-защитной зоны.

2. На территории опасного объекта устанавливаются плакаты по безопасному ведению работ, предупредительные надписи «Взрывоопасно», «Огне-

опасно», «Куриль воспрещается», «Вход посторонним запрещается» и другие знаки безопасности.

3. Производственные помещения и площадки территории опасных объектов, где расположено оборудование, обеспечивают техническими и технологическими средствами для подвода пара, воды, воздуха, азота, реагентов для безопасной эксплуатации, обслуживания и ремонта оборудования, трубопроводов, резервуаров.

4. Производственные помещения содержатся в чистоте и безопасном состоянии. Не допускается хранение в производственных помещениях не предусмотренного оборудования и материалов. Использованный обтирочный материал и отходы собираются в металлические контейнеры с крышками, установленные вне помещения и ежесменно удаляются в безопасные места с территории установки. Работник перед сдачей смены приводит в безопасное состояние рабочее место.

5. Материалы, оборудование для временного хранения размещаются в отведенных для этой цели помещениях и на площадках, согласованных с пожарной службой, в установленном количестве и при соблюдении безопасных правил хранения.

6. Смазочные материалы в производственных помещениях допускается хранить в количестве не более суточной потребности в металлической таре с закрытой крышкой.

7. Не допускается хранить в производственных помещениях легковоспламеняющиеся продукты и вредные вещества в объемах, не предусмотренных технологическим регламентом.

8. Проверки руководителем объекта и другими работниками проводятся в соответствии с системой управления промышленной безопасности, охраной труда, действующей в «КОМПАНИИ» и должностными инструкциями.

Результаты всех проверок записываются в журнал под роспись с указанием сроков устранения нарушений.

Связь и сигнализация

1. Устройства связи и сигнализации для взрывоопасных помещений и наружных установок предусматриваются во взрывобезопасном исполнении.

2. Объект работ обеспечивается связью и сигнализацией:

- общепроизводственная телефонная и телеметрическая связь;
- внутрипроизводственная диспетчерская и управляющая;
- распорядительно-поисковая, мобильная и громкоговорящая связь, факсовая и электронная связь;
- радиофикация;
- охранная и пожарная связь, видеонаблюдение, подача сигнала «Тревога».

3. Станции связи размещаются в наиболее безопасных местах с учетом преобладающего направления ветра и рельефа местности для защиты от возможной загазованности воздуха в опасной и аварийной ситуации.

4. Устройства связи аварийной, пожарной и охранной сигнализаций размещаются, соответственно, в помещениях аварийно-спасательной и пожарной службы, охраны объекта.

Требования к персоналу и средства защиты

1. Персонал, обслуживающий опасные объекты проходит обучение и проверку знаний по мерам безопасности, предупреждения отравления возможным сероводородом, вредными веществами и оказанию первой доврачебной помощи пострадавшим при отравлении.

2. План совместных действий, регламентирующий:

- перечень предприятий и организаций, участвующих в совместных действиях;

- порядок и технические средства оповещения предприятий, организаций и людей об угрозе возможного загрязнения атмосферы и действиях при возможных аварийных ситуациях;

- первоочередные совместные действия на аварийном объекте с учетом ПЛА;

- определение, обозначение и контроль зоны возможного загрязнения атмосферы;

3. Средства коллективной и индивидуальной защиты работников строительных и других организаций, находящихся в пределах санитарно-защитной зоны и порядок обеспечения в опасной ситуации определяются планом совместных действий.

ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ

1.	Дыхательный аппарат с запасом воздуха 5 мин для аварийной эвакуации из загазованной зоны	6 к-тов
2.	Дыхательный аппарат с запасом воздуха 30 мин для работы в загазованной зоне	6 к-тов
3.	Водушный баллон объёмом 300 куб.фут	6 к-тов
4.	Компрессор для перезарядки ВДА	1 к-т
5.	Гибкая воздушная линия длиной 100м	2 к-та
6.	Манифольд низкого давления	1 к-т
7.	Персональный ffiS газоанализатор	4 к-та
8.	Ручной переносной H ₂ S / CO ₂ газоанализатор	2 к-та
9.	Независимая система сигнализации	1 к-т

Охрана труда и промышленная санитария.

Настоящий раздел разработан в соответствии с:

1. «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых»

2. Законом Республики Казахстан и другие нормативные акты и ГОСТы, касающиеся охраны земли, воздушной среды, водоемов и подземных вод.

3. Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к атмосферному воздуху в городских и сельских населённых пунктах, условиям работы с источниками физических факторов, оказывающих воздействие на человека» от 25 января №168.

4. Санитарными правилами «санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хоз. питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов от 18.01.2012 №104

5. СанПиН РК пр.№236 от 20.03.2015г. Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции.

6. Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (глава 12. «Санитарно-эпидемиологические требования к производственному радиационному контролю объектов нефтегазодобывающей промышленности»), утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан от 27.02. 2015 года № 155).

7. «Санитарно-эпидемиологическими требованиями по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов (Постановление Правительства РК №237 от 20.03.15г.).

Мероприятия по промышленной санитарии на участке работ

Основной задачей производственной санитарии при расконсервации, консервации и ликвидации является создание на производстве комфортных условий труда, т.е. условий, при которых высокая производительность труда достигается при минимальной утомляемости работающих.

В конечном итоге на решение этой задачи направлено проведение санитарно-технических мероприятий по защите членов буровых бригад от производственных вредностей путем оборудования и усовершенствования средств отопления, снижения шума и вибрации, обеспечение оптимального освещения на основании Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтегазодобывающей промышленности», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан от 27.02. 2015 года № 155);

В задачи производственной санитарии входит защита работающих от действия вредных производственных факторов путем не только нормализации производственной среды, но и ограждения работающих от этой среды с помощью спецодежды, спецобуви, средств индивидуальной защиты.

Цели производственной санитарии при расконсервации скважин на нефть и газ - снижение уровня заболеваемости обслуживающего персонала, повышение работоспособности и производительности труда членов буровой бригады, увеличение периода активной трудоспособности путем оздоровления санитарно-гигиенических условий труда и доведения их до комфортных условий.

При отводе земель под участок работ «КОМПАНИЯ» руководствуется нормами отвода земель для нефтяных и газовых скважин.

Размеры санитарно-защитных зон от территории объектов в каждом отдельном случае будут устанавливаться по согласованию с органами Государственного санитарного эпидемиологического надзора и охраны окружающей среды.

Требования к персоналу

- «КОМПАНИЯ» должна обеспечить за счет своих средств, своевременное прохождение периодических обязательных медицинских осмотров работниками, подлежащих данным осмотрам, в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области здравоохранения;

- руководящие работники и лица, ответственные за обеспечение безопасности и охраны труда, периодически, не реже одного раза в три года, обязаны пройти обучение и проверку знаний по вопросам безопасности и охраны труда на курсах повышения квалификации высших учебных заведений или учреждениях;

- программы обучения, подготовки и переподготовки, к которым предъявляются повышенные требования безопасности труда, должны согласовываться с территориальным подразделением уполномоченного органа;

- к самостоятельной работе по обслуживанию оборудования механизмов, допускаются лица в возрасте не менее 18 лет после соответствующего обучения, проверки знаний и прошедшие медицинский осмотр на соответствующую профессию;

- при бригадной, взаимозаменяемой форме организации труда или совмещении профессий инструктаж и обучения безопасным приемам и методам труда проверка знаний и практических навыков безопасного выполнения работ рабочих должны проводиться по основной и взаимозаменяемым или совмещаемым профессиям;

- все рабочие, вновь принимаемые на работу, независимо от их образования, стажа работы по данной профессии или должности, командированные, учащиеся и студенты, прибывшие на производственное обучение или практику, должны проходить вводный инструктаж по безопасности и охране труда;

- со всеми вновь принятыми работниками необходимо проводить первичный инструктаж на рабочем месте до начала производственной деятельности с практическим показом безопасных приемов труда;

- повторный инструктаж проходят работники независимо от квалификации, образования, стажа, характера выполняемой работы не реже одного раза в полугодие;

- внеплановый инструктаж проводят индивидуально или с группой работников одной профессии. Объем и содержание инструктажа определяют в каждом конкретном случае в зависимости от причин, вызвавших необходимость его проведения;

- целевой инструктаж проводят при выполнении разовых работ, не связанных с прямыми обязанностями по специальности (погрузка, выгрузка, уборка территории, разовые работы вне организации, цеха и участка);
- очередная проверка знаний по технике безопасности и охране труда рабочего проводится не реже одного раза в год;
- каждый работник перед началом работы обязан проверить состояние своего рабочего места, исправность предназначенного для предстоящей работы оборудования. При обнаружении неисправностей - принять меры к их устранению, а в случае невозможности их устранения - немедленно сообщить об этом руководителю;
- во время приема - сдачи смены на каждом рабочем месте проверяется наличие средств пожаротушения, индивидуальной защиты, исправность вентиляционной системы, наличие необходимой документации по технике безопасности, также проверяется исправность всех приборов и оборудования, необходимых для выполнения своих обязанностей;
- профессиональная подготовка, переподготовка, повышение квалификации работников опасных производственных объектов по вопросам промышленной безопасности могут производиться в учебной организации, аккредитованной уполномоченным органом;
- на территории строящегося производственного объекта запрещено находиться без рабочей одежды, средств и индивидуальной защиты, в том числе инженерно-техническим работникам, командированным лицам и руководящему составу.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Куйбышев, 1989г.
2. Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. РД 39-01470140002-89, Куйбышев, 1989г.
3. Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. РД-39-2411-80, Куйбышев, 1981г.
4. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых. Утверждены постановлением Правительства РК от 15 июня 2018 года №239
5. Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство
6. Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана Утверждены Приказом Министра энергетики РК от 22 мая 2018 года №200 и изменениями от 16.01.2019г
7. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК.
8. Иогансен К. В. Спутник буровика, М., 1986г.
9. Справочник инженера по бурению, т. 1 и 2. Москва, 1985г.
10. Экологический кодекс РК № 400-VI ЗРК, от 2 января 2021 года
11. Методические рекомендации при гидравлическом разрыве пластов и кислотная обработка скважин от «22» октября 2010 года № 35
12. Методические рекомендации по приготовлению, утяжелению и химической обработке бурового раствора от «22» октября 2010 года № 34
13. Методические рекомендации по цементированию скважин от «22» октября 2010 года № 33
14. Положение о порядке консервации скважин на нефтяных, газовых месторождениях, подземных хранилищах газа (ПХГ) и месторождениях термальных вод, введенные Приказом от 2 июня 1995г. № 62/120-П. Министерство нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан. Министерство геологии и охраны недр РК
15. Володин Ю.И. «Руководство к практическим занятиям и сборник задач по бурению скважин», Москва, Недра,
16. Закон РК «О гражданской защите» №188-V на 28.12.2018г.(с изменениями и дополнениями на 07.01.2020г).
17. «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» утвержденные Приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г.№355.