

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ТЕНГИЗШЕВРОЙЛ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

«УТВЕРЖДАЮ»

Менеджер отдела УРМ

ТОО «ТЕНГИЗШЕВРОЙЛ»

_____ Финстуэн Дж.

« ____ » _____ 2023 г.



ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ

на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547 на кустовой
площадке №45-1 с проектной глубиной 5370 метров (по
стволу) на месторождении Тенгиз в Атырауской области
Республики Казахстан

[Keywords]

Разработан:

Заместитель директора филиала по
производству ТОО «КМГ Инжиниринг»

Габдуллин А.Г.

Директор департамента проектирования
бурения ТОО «КМГ Инжиниринг»

Губашев С.А.



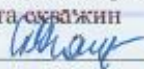
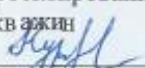
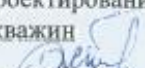
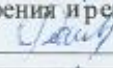
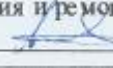
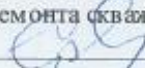
г.Атырау 2023 г.

**РАЗРЕШЕНИЕ РУКОВОДСТВА ТШО
НА БУРЕНИЕ СКВАЖИНЫ Т-5547**

СОГЛАСОВАНО:

Менеджер отдела скважин

Список исполнителей:

Руководитель проекта: Директор департамента проектирования бурения  С.А. Иубашев	Общее руководство
Главный инженер проекта: Руководитель службы проектирования бурения и ремонта скважин  Р.Н. Блгалиев	Раздел 1. Текст, главы 1.1-1.13
Ответственные исполнители: Эксперт службы проектирования бурения и ремонта скважин  А.Е. Каиржанов	Раздел 1. Текст, главы 1.1-1.12
Ведущий инженер службы проектирования бурения и ремонта скважин  М.С. Курбанбеков	Раздел 1. Текст, глава 1, 1.6, 1.11
Ведущий инженер службы проектирования бурения и ремонта скважин  Ж.Ж. Лепенова	Раздел 1.13; 1.14; 1.15 Приложения П-1; П-2; П-3;
Старший инженер службы проектирования бурения и ремонта скважин  А.А. Рыспаев	Раздел 1.14-1.19 Приложения
Старший инженер службы проектирования бурения и ремонта скважин  А.К. Амангалиев	Раздел 1. Текст, глава 1.4; 1.5; 1.7; 1.13
Инженер службы проектирования бурения и ремонта скважин  Ж.Б. Ергалиев	Раздел 1. Текст, глава 1.1; 1.3; 1.4

АННОТАЦИЯ

Данный «Технический проект на бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины Т-5547 месторождения Тенгиз» составлен на основании «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденных приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355 (с изменениями и дополнениями от 15.01.2023 г.) и «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года №239 (с изменениями и дополнениями от 20.08.2021 г.).

Технический проект, после утверждения и согласования государственными контрольно-надзорными органами, будет являться основным документом при бурении эксплуатационной скважины Т-5547 месторождения Тенгиз.

Исходные данные и проектные показатели, представленные в «Техническом проекте на бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины Т-5547 месторождения Тенгиз», приведены на основании данных, полученных с ранее пробуренных эксплуатационных скважин на месторождении Тенгиз, и в пределах глубин, разрешенных Горным отводом.

Настоящим ТОО «КМГ Инжиниринг» подтверждает, что проектная документация разработана в соответствии с государственными стандартами, положениями и требованиями, принятыми в Республике Казахстан при проведении нефтяных операций на суше.

СОДЕРЖАНИЕ

№ п/п	Наименование	Стр.
	Разрешение руководства ТШО на бурение скважины Т-5547	2
1	Геологическая часть	8
2	Сводные технические и технологические данные	24
3	Исходные геологические данные и технико-технологические мероприятия	27
4	Проектная конструкция скважины	38
5	Профиль ствола скважины	42
6	Буровые растворы	46
7	Бурение скважины	83
8	Крепление скважины	96
9	Отработка и тестирование скважины	128
10	Дефектоскопия и опрессовка	133
11	Строительные и монтажные работы	136
12	Продолжительность бурения скважины	152
13	Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации	154
14	Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника	158
15	Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций при бурении скважины	174
16	Заканчивание скважины порядок консерваций и возможной ликвидации	187
17	Охрана окружающей среды	190
18	Охрана недр	196
19	Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений при бурении скважины	203
	Приложения:	
1	Геолого-технический наряд на бурение скважины Т-5547 Тенгизского месторождения	207
2	Техническое задание на составление «Технического проекта на бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины Т-5547 на кустовой площадке №45-1 проектной глубиной 5370 метров (по стволу) на месторождении Тенгиз» в Атырауской области Республики Казахстан	208
3	Лицензия на «Проектную деятельность».	210
4	Лицензия на «Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды».	215
5	Разрешение на применение «Технологии бурения скважин с применением азота при использовании метода бурения без выхода циркуляции (ББВЦ)» на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл»	217
6	Разрешение на применение «Технологии комплекса по отработке скважины с горелкой «Evergreen» на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл»	218
7	Разрешение на применение технических устройств «Разбухающий изолирующий пакер, модель REFLEX@HP производства Reactive Downhole Tools на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл»	219
8	Разрешение на применение «Технологии использования системы управления давлением с применением полуавтоматического штуцера PressurePro Set Point Choke» для бурения секции коллектора скважин на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл»	220
9	Система устьевого оборудования Камерон типа SSMC	221

№ п/п	Наименование	Стр.
10	Типовая схема обвязки 13-5/8" 10К ПВО БУ №707 (над коллектором)	222
11	Типовая схема обвязки 13-5/8" 10К ПВО БУ №707 (в коллекторе)	224
12	Бурение с применением азота. Типовая схема обвязки 13-5/8" 10К ПВО БУ №707 (в коллекторе)	226
13	Бурение с применением азота. Типовая схематическая диаграмма системы подачи азота	230
14	Типовая схема расположения бурового оборудования на БУ №707	232
15	Бурение с применением азота. Общее расположение азотной установки на площадке БУ №707	237
16	План кустовой площадки 45-1	240
17	Проектные чертежи обустройства промысла. Схема фундамента	241
18	Проектные чертежи обустройства промысла. Типичная схема фундамента (Ситуационный план)	242
19	Проектные чертежи обустройства промысла. Схема фундамента. Детали фундамента для буровой установки	243
20	Проектные чертежи обустройства промысла. Схема фундамента. Поперечное сечение показывает отсыпку основания для БУ №707	244
21	Комплекс оборудования по обработке скважины с горелкой «Evergreen»	246

Основанием для разработки «Технического проекта на бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины Т-5547 проектной глубиной 5370 ГС метров Тенгизского месторождения в Атырауской области Республики Казахстан» являются следующие документы:

1. Основные Документы ТОО «Тенгизшевройл», которые были заключены между Республикой Казахстан, ТОО «Тенгизшевройл» и Участниками ТОО «Тенгизшевройл» и утверждены Указом Президента №1168 от 6 апреля 1993 г.
2. Техническое задание на составление «Технического проекта на бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины Т-5547 на кустовой площадке №45-1 с проектной глубиной 5370 метров (по стволу) на месторождении Тенгиз в Атырауской области Республики Казахстан», утвержденное Менеджером отдела бурения ТШО 2023г.
3. «Уточненная технологическая схема разработки месторождения Тенгиз», утвержденная 19.09.2013 г. Комитетом геологии и недропользования МИНТ РК.
4. Горный отвод, выданный Республиканским центром геологической информации «Казгеоинформ» Комитета геологии и недропользования, Министерства индустрии и новых технологий Республики Казахстан, г. Астана, Май 2012 г.

Технический проект на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547
Месторождение Тенгиз

РАЗДЕЛ 1
ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Общие сведения района работ

В административном отношении Тенгизское месторождение расположено в Жылыойском районе Атырауской области Республики Казахстан. Ближайший город – Кульсары, находящиеся в 110 км к северо-востоку от Тенгизского месторождения. В 150 км расположен областной центр – г. Атырау.

Сообщение между этими пунктами и месторождением осуществляется по автомобильным дорогам, воздушным и железнодорожным транспортом. Основной автодорогой республиканского значения является Доссор-Кульсары-Прорва, к ней примыкают автодороги областного и местного значения.

В 110 км к северо-востоку от Тенгизского месторождения проходит железная дорога Макат-Бейнеу, ближайшая железнодорожная станция – Кульсары. По территории района проходит также участок однопутной железнодорожной линии Аксарайская-Атырау-Кандагач; построена и эксплуатируется железная дорога Кульсары-Тенгизское месторождение (См. Рисунок 1.1 ниже).

Имеется взлетно-посадочная площадка у вахтового поселка ТШО.

Водоснабжение для хозяйственно-бытовых нужд населенных пунктов Жылыойского района, а также вахтового поселка ТШО, осуществляется по трубопроводу из р. Волга через водоочистные сооружения г.Кульсары. Для производственных нужд ГПЗ водоснабжение осуществляется из водовода технической воды Астрахань – Мангышлак.

Электроснабжение населенных пунктов Жылыойского района осуществляется от Атырауской ТЭЦ и Кульсаринской ТЭЦ. «Тенгизшевройл» эксплуатирует газотурбинную станцию, от которой электроэнергия подается на производственные объекты.

В географическом отношении месторождение находится в юго-восточной части Прикаспийского бассейна, в нефтеносном регионе Южной Эмбы. Основная часть запасов, разведанных в этом районе, приурочена к подсолевой части палеозойского разреза по периферии бассейна.

Нефть Тенгизского и Королевского месторождения поступает на Нефтегазоперерабатывающий завод КТЛ, состоящий из 5-ти технологических линий и на Завод Второго Поколения, способные обеспечить подготовку добычу нефти от 27,7 млн.т до 28,1 млн.т в год.

Трубопроводные линии на территории района общей протяженностью более 1500 км имеют следующие направления:

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

Климатические условия района работ. Местность ровная пустынная, с резко континентальным климатом. Абсолютные отметки рельефа в среднем составляют минус 25 метров. Отсутствие горных цепей и близость Центральноазиатской пустыни, расположенной к востоку от Каспийского моря, оказывают большое воздействие на погодные условия на восточном побережье Каспийского моря.

Каспийское море имеет сглаживающее влияние на климат данного района и уменьшает изменчивость температур вдоль побережья, по сравнению с температурами, отмечающимися дальше к востоку в пустыне. Тем не менее, для района работ характерны значительные суточные и сезонные колебания температур, а также ветра, от умеренных до сильных в течение большей части года.

Речная система в области Тенгизского месторождения отсутствует.

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

Климат района резко континентальный: с холодной зимой (до – 30 град.) и жарким летом (до +45 град.). Снежный покров обычно ложится в середине ноября и сохраняется до конца марта. Глубина промерзания почвы – до 1,5-2,0 метра.

В течение всего года преобладает ветреная погода (преобладающее направление ветра с ЮВ и с З через СЗ). Скорость ветра в течение месяца колеблется в среднем от 3,9 до 6,5 м/сек. Частота ветров значительной силы (до 10 м/сек и более) составляет около 25 раз в год. Скорость ветра влияет на температуру в зимнее время года. Сильный ветер и низкая температура увеличивают опасность обморожения. Обычно, наибольшую скорость имеют ветра восточного и западного направлений.

Осадки редки, в среднем 150-200 мм в год, имеют место многолетние периоды и с более низким уровнем осадков. Большая часть осадков выпадает в весенний и осенний периоды. Обычно, снег выпадает 20 – 30 дней в году, но толщина снежного покрова невелика и редко превышает 20 см. Ежегодное испарение, как правило, превосходит уровень выпадаемых осадков по крайней мере в пять раз.

1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения

Промышленная нефтеносность месторождения Тенгиз была установлена скважиной Т-1, в которой в 1981 году при кратковременном опробовании интервала 4054-4095 м был получен приток нефти дебитом свыше 100 м³/сут. Проводимые ТОО «Тенгизшевройл» с 1993г. исследования (бурение новых скважин, отбор и исследования керна, анализ пластовых жидкостей, гидродинамические исследования, трехмерная сейсморазведка), послужили основой для создания геостатической модели Тенгизского месторождения и выполнения пересчёта запасов нефти, утвержденного ГКЗ РК (протокол № 170-02-У от 13-17.08.2002 г.). При выполнении «Технического проекта на бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины Т-5547 проектной глубиной 5370 ГС метров Тенгизского месторождения в Атырауской области Республики Казахстан» принимается разработанная модель геологического строения месторождения и запасы нефти, утверждённые ГКЗ.

Последний отчёт «Пересчёт запасов нефти и растворённого газа месторождения Тенгиз» Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.01.2010 г. был выполнен и утвержден в ГКЗ РК (протокол № 1008-10-У от 23.12.2010 г.).

Тенгизское месторождение представляет собой изолированную карбонатную платформу, состоящую из карбонатных отложений ранне-среднекаменноугольного возраста, расположенных на общем девонском карбонатном основании (См. Рисунок 1.2). В стратиграфическом плане вскрытый разрез осадочной толщи представлен отложениями от верхнедевонских до четвертичных образований. В тектоническом плане Тенгизское месторождение расположено в южной части Прикаспийской нефтегеологической провинции и приурочено к Тенгиз-Кашаганской сейсмогеологической области.

Зарождение и формирование Тенгиз-Кашаганской платформы генетически связано с тектоническими процессами, развивающимися в позднефранско – ранневизейское время в области современного Южно-Эмбинского прогиба. Накопление огромных толщ граувакк в этом прогибе сопровождалось устойчивым прогибанием эйфельско-раннефранского внешнего шельфа Восточно-Европейской платформы, который компенсировался седиментацией карбонатных комплексов, ставших основой Тенгиз-Кашаганской карбонатной платформы. В окско-башкирское время накопление карбонатов расширилось в область Южно-Эмбинского поднятия, оставаясь стабильным в пределах древних платформ.

Окончательно современный облик Тенгиз-Кашаганская платформа приобрела в ранне-пермское время, когда она была перекрыта аргиллитами и мощной толщей солей, ставшими надёжными флюидоупорами. Структура палеозойских отложений месторождения Тенгиз достаточно полно описывается набором структурных карт по основным поверхностям и рассмотрена ниже.

Тенгизская карбонатная постройка, к которой приурочена залежь нефти, имеет трапецевидную форму: плоскую кровлю и крутые крылья. Её размеры 22x23 км, этаж нефтеносности достигает 1400 м.

Область распространения карбонатного резервуара ограничивается глубоководными глинистыми (глинисто-карбонатными) отложениями бассейна, не являющимися коллекторами и играющими роль надёжного латерального флюидоупора. Роль крышки для залежи нефти выполняет толща пород нижнепермского возраста, включающая глинисто-карбонатные отложения артинско-московского возраста и сульфатно-галогенные породы кунгурского яруса толщиной 465-1655 м.

По имеющимся данным сейсмических исследований и пробуренных скважин в составе карбонатного массива могут быть выделены две географические области с определенным поведением коллектора. Сюда входит «платформенная» и «заплатформенная» части. Заплатформенная часть в основном трещиноватая и состоит из внешнего края платформенной части, приподнятого борта и склона. Платформенная часть – это не трещиноватая область.

Коллектор был также разделен на три стратиграфические единицы: объекты I, II, III. Это было обусловлено следующими факторами:

- чрезвычайно большой эффективной мощностью;
- наличием туфов и карбонатно-глинистых вулканических отложений толщиной 40-50 м, изолирующих башкирско-серпуховско-окскую часть коллектора в пределах платформы от нижневизейско-турнейской;
- резко различными свойствами в различных интервалах коллектора;
- различиями в проницаемости и пористости коллекторов в разных объектах.

Объект I включает отложения башкирско-серпуховско-окского возраста и, как бы, облегают на склонах карбонатного массива нижневизейско-турнейский комплекс пород, выделенных в объект II. Объект III составляют девонские отложения.

В целом все три объекта образуют единую гидродинамическую систему, чему способствует наличие обширных трещиноватых зон в рифовых и биогермных постройках, окаймляющих платформу и непосредственно контактирующих с коллекторами I и II объектов, разделённых в пределах платформы “вулкаником”. Об этом свидетельствует единый характер падения пластового давления в процессе разработки залежи в разных её частях: на платформе, на борту и на склонах, включая самую отдалённую погружённую северо-восточную часть месторождения в районе скважины Т-10, где нефть добывается из девонских отложений.

В 2009-2010 гг. компанией АО “Азимут Энерджи Сервисез” была проведена трёхмерная сейсмическая разведка МОГТ (метод общих глубинных точек) на Тенгизском и Королевском месторождениях. Целью её являлось получение более совершенного изображения склоновых частей Тенгизской и Королевской платформ и уточнение характеристик коллектора для выработки в дальнейшем более совершенной системы разработки.

В июне 2011 года закончена обработка сейсмических данных (временная миграция до суммирования) компанией PGS-Kazakhstan. Предварительная интерпретация полученных данных позволяет ожидать более чёткую структуру Тенгизского массива, особенно в области террасных краёв, склоновых отложений и бассейновых участков.

Рисунок 1.1. Обзорная карта

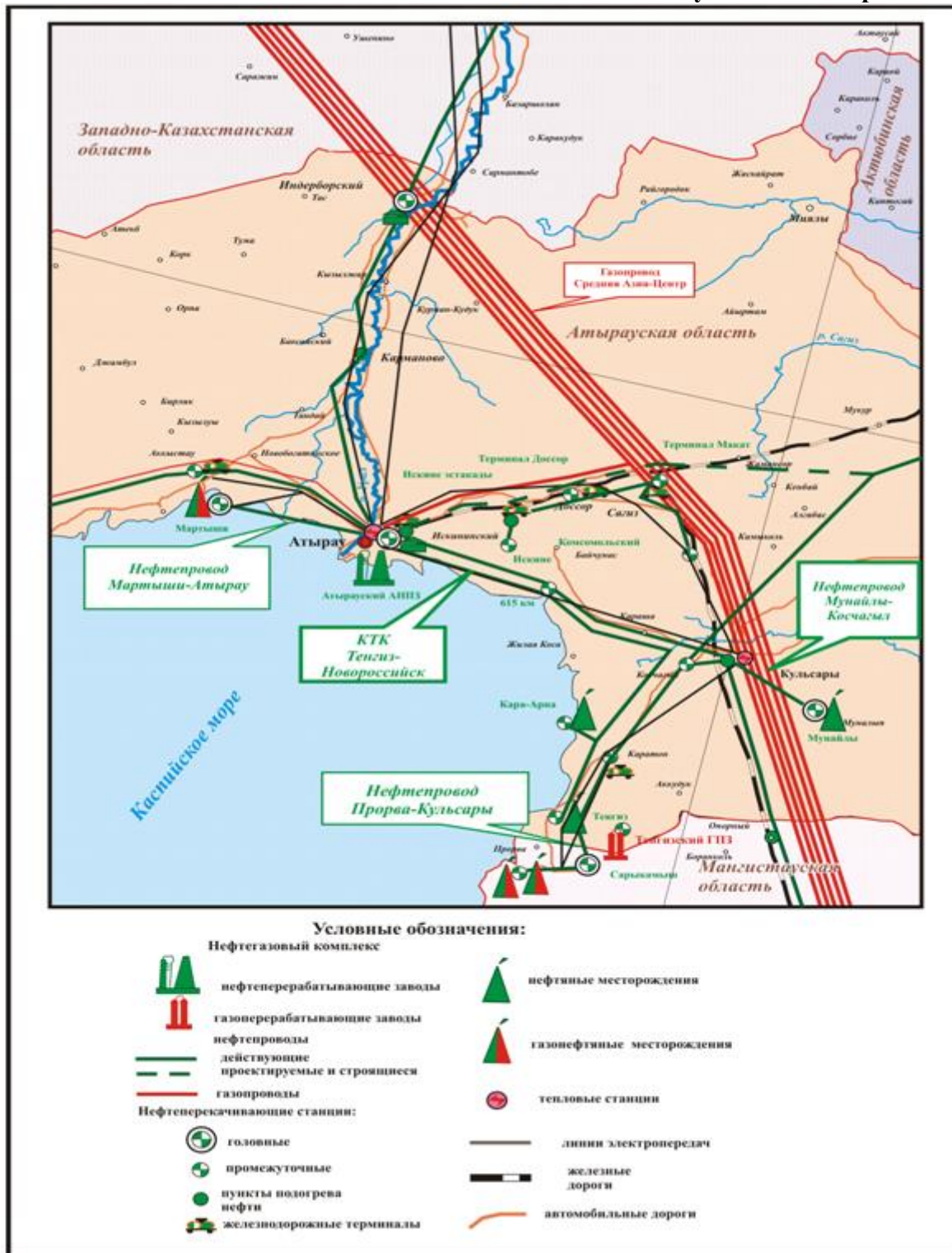
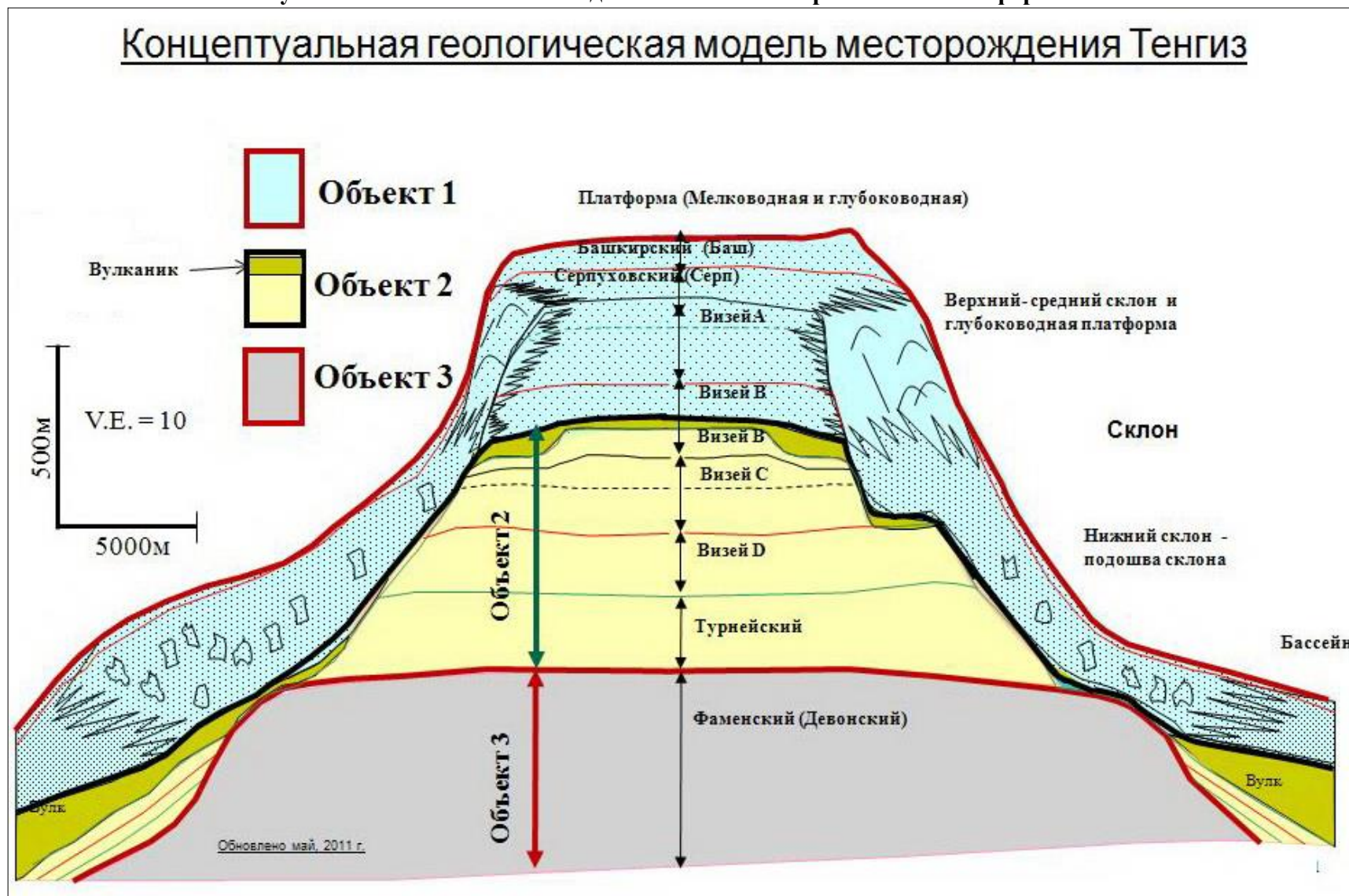


Рисунок 1.2. Геологическая модель Тенгизской карбонатной платформы



Общие сведения о районе предлагаемых буровых работ

Таблица 1.1

№ п/п	Наименование	Значение (текст, назначение, величина)
1	Площадь (месторождение)	Тенгиз
2	Блок (номер или назначение)	45-1
3	Административное расположение: - область - район	Атырауская Жылыойский
4	Температура воздуха, °С: - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	+8 +45 -30
5	Среднегодовое количество осадков, мм	150
6	Максимальная глубина промерзания грунта, см	150
7	Продолжительность отопительного периода в году, сут	120
8	Продолжительность зимнего периода в году, сут	120
9	Преобладающее направление ветра	Зимой-восточный, летом-западный
10	Наибольшая скорость ветра, м/с	10
11	Рельеф местности	Равнина, местами сильно изрезанная оврагами и балками.
12	Состояние местности	Пастбища
13	Толщина, см: - снежного покрова - почвенного слоя	20 30
14	Растительный покров	Разнотравье
15	Категория грунта	2

1.3. Опыт бурения предыдущих скважин надсолевого комплекса, его геологическая изученность

Компания ТШО пробурила 162 скважины, проходя надсолевые отложения, на месторождении Тенгиз и 12 скважин в других местах территории ТШО. Во время бурения каждой из этих 174 скважин был выполнен полный комплекс газового каротажа по всему интервалу, образцы шлама были отобраны для петрофизических, микропалеонтологических и других исследований. Данные в результате канатного каротажа были получены в 25% от общего количества скважин для моделирования механических свойств геологической среды и для оказания помощи в понимании стратиграфии и геологии интервала. Тщательные исследования также были проведены по геологическим особенностям Неокомского интервала в рамках проекта закачки сточных вод. Кроме того, ТШО недавно выполнила 3-мерную сейсморазведку по всему месторождению Тенгиз и недавно закончила интерпретацию и анализ надсолевых отложений.

Ниже приводится краткий обзор геологии интервалов надсолевых и подсолевых отложений:

Верхняя пермь на территории ТШО для захоронения промстоков представлена казанским ярусом. Литологический ярус сложен карбонатно-галогенными отложениями с подчиненными прослоями терригенных пород. Толщина колеблется от 0 до 425 м.

Триасовая система представлена в объеме нижнего и верхнего отделов, сложена красноцветными песчаниками, алевролитами с пропластками глин и аргиллитов. Толщина нижнетриасовых отложений варьирует в пределах от 0 до 260 м. Верхнетриасовые отложения представлены сероцветными терригенными породами. Толщина их колеблется от нескольких десятков метров до 240 м.

Юрская система представлена отложениями нижней, средней и верхней юры. Нижнеюрские отложения представлены водоносными песками и песчаниками с подчиненными прослоями серых глин толщиной до 350 м. Среднеюрские отложения в составе байосского и

нерасчлененного келловей - (верхняя юра) - батского ярусов общей толщиной от 620 до 720 м сложены алевролитово-песчанисто-глинистыми породами. В среднеюрских отложениях суммарная толщина песчаных пластов составляет порядка 130-250 м. Верхняя юра выделяется в объеме нерасчлененной кимеридж-оксфордской толщи и волжского яруса. Толщина отложений варьирует от 10 м до 75 м. Кимеридж-оксфордская толща представлена глинисто-мергелистыми породами с маломощными прослоями алевролитов и известняков. Волжский ярус представлен карбонатными образованиями: известняками сероцветными, участками доломитизированными, прослоями органогенно-обломочными с подчиненными прослоями доломитов, мергелей и глин.

Меловая система начинается с неокомских отложений. Разрез неокомского резервуара представлен карбонатными породами валанжина, толщиной до 20 м и переслаиванием песчано-глинистых пород готеривского и барремского ярусов. Кровля неокомского резервуара отмечена на глубинах от 1110 м в скважине Т-114 до 1344 м в скважине Т-318, подошва ограничена интервалом глубин от 1667 м в скважине Т-115 до 1998 м в скважине Т-14. Вскрытая толщина неокомского резервуара варьирует от 446 м в скважине Т-115 и до 688 м в скважине Т-14. Наиболее выдержанным по площади и разрезу является Готеривский песчаный пласт, толщина которого варьирует от 72 м (скв. Т-470) до 5 м (скв. Т-38). У ТШО имеется и действует программа закачки сточных вод в Неокомском песчанике. Компания ТШО выполнила обширные исследования по этому песчанику для управления программой закачки сточных вод безопасно и эффективно.

Аптский ярус литологически сложен алевролитами, песчаниками, глинами. Толщина аптских отложений в разрезе скважин изменяется от 203 м в скважине Т-2 до 58 м в скважине Т-5К в интервале глубин 1000 м (скважина Т-116) - 1344 м (скважина Т-318).

Альбский ярус представлен глинами, песками, песчаниками, алевролитами. Песчаники, алевролиты, пески темно-серые, зеленовато-серые, мелко- и среднезернистые. Глины темно-серые, тонкослоистые. Толщина альбских отложений составляет порядка 500 м.

Разрез **верхнего мела** начинается с сеноманских отложений. Отложения сеноманского яруса по своей литофациальной характеристике сходны с альбскими. Толщина их равна около 100 м. Отложения альб-сеномана залегают в интервале 620-1220 метров при вариации толщин от 495 до 591 метра. Нерасчлененная толща турон-коньякских отложений и сантонские отложения представлены мергелями, реже известняками. В нижней части разреза встречаются очень редкие маломощные прослои терригенных разностей. Общая толщина данных отложений составляет порядка 100 м.

Кампанские и маастрихтские отложения сложены карбонатами: известняками, мергелями, писчим мелом. Толщина их составляет порядка 270 м.

Заканчивается надсолевой разрез толщей **палеоген-неоген-четвертичных отложений** толщиной порядка 250 м. Отложения представлены в верхней части разреза глинами известковистыми, серовато-зелёными, плотными. В нижней части - мергелями глинистыми, серовато-зелёными, местами бурыми.

Объект I включает отложения башкирско-серпуховско-окского возраста и, как бы, облегает на склонах карбонатного массива нижневизейско-турнейский комплекс пород, выделенных в объект II. **Объект III** составляют девонские отложения. Коллектор был также разделен на три стратиграфические единицы: объекты I, II, III. Коллектор образовался в девонский и каменноугольный периоды в результате поочередного накопления известковых скелетных обломков и ила в пространстве, сформированным периодическим проседанием бассейна, эвстатическими изменениями уровня мирового океана и частыми колебаниями уровня моря.

Сведения о поглощениях, нефтегазоводопроявлениях и прихватах

Таблица 1.2

№ п/п	№ скв	Осложнения при бурении		
		поглощения	НГВП	прихваты
		Интервалы осложнений, м		
1	2	3	4	5
1	1k	4089 - полное	4089	
2	1			
3	2			
4	2k			
5	3			
6	3k	4182 - частичное	4182	
7	4			
8	5			
9	5k			
10	6			4077-4083
11	7	при цементировании кол. 245, 4220, 4237 - полное	4237	3168, 3767, в солях - многочисленные
12	8	3938-3941, 3963, 4187 и 4368 – полное		4185
13	9	3401 (1 ствол), 2600-2715 (2 ствол)	3375-3543, 3554-3570, 3875-3878, 3873-3977	3401
14	10	5398	5398	
15	11	3918-3920	3920	
16	12	4928 - полное		2835
17	14		3825	
18	15			
19	16			
20	17	5149, 5150 - полное		
21	18			
22	19		3756-3759, 3775	
23	20			
24	21			
25	22			
26	23	4190-4216 полн. Во 2 ств.	4216	2500-обс.кол.340, 3492, 4216
27	24			
28	25			
29	26			
30	27			
31	28	4433-4437 полное	4437	
32	29			
33	30	4010 (при цементир. 273), 4592, 4638, 4643-4650	4638	
34	31			1911, 2670-обс.кол. 340, 3600
35	33			320, 3838, 4093, 4634
36	34		4225-4229	
37	35			
38	36	2400-2475, ниже 3460, 4524 – при спуске колонны		3600, 3713, 4100, 4295, 4504, 4536
39	37	4467-полное	3642, 3957, 3995, 4467	
40	38			
41	39			
42	40			
43	41			
44	42			
45	43			
46	44	3026-полное, 3091-част.		Неоднократно в солях
47	45	4950	4950	
48	46	4664		

№ п/п	№ скв	Осложнения при бурении		
		поглощения	НГВП	прихваты
		Интервалы осложнений, м		
1	2	3	4	5
49	47	4834-част., 4915-катаст., 4918	5112	
50	52	5973, 6173, 6149	6173	
51	53			
52	60			
53	70	4025-при цементировании, 4137-полн., 4249		
54	72			
55	100			
56	101			
57	102	4159-полное	4159	
58	103		4011	
59	104			
60	105			
61	106			
62	107			
63	108	3841	3841, 3843, 3827, 3829	
64	109	2970-при цементировании		
65	110			
66	111		4342-при цемент. хвостов.	
67	112			
68	113			
69	114	4230 (1,98)	4230	
70	115			
71	116	4075	4189	
72	117			
73	118			
74	119			
75	120			
76	121	4200 (1,98)	4002, 4200	
77	122	4064	4064, 4064 при ОЗЦ 7"	
78	123			
79	124			
80	125	4234	4234	
81	211			
82	317	4350- при промывке после ОЗЦ	4350-после разбуривания цем.	
83	318			
84	320			
85	419			3440, 3514
86	430			
87	456			
88	463	4429, 4439-полное, 4553-4571, 5215		3729, 4245, 4391
89	470			
90	1100	3763-полное (1,88), 3996, 4393	4393	
91	1101	3842-неоднокр., 3940, 4180	3842-рапопр. неоднокр.	
92	4038	5117-5121 - полное		
93	4057	5523-5527		
94	4236	4953-5193 – полное поглощение		
95	4239	4691-4692 - полное		
96	4241	4631-4632; 4739-4762 - полное		
97	4248	4802-4803 - полное		
98	4346	3365-3370, 4362, 4377-полное		
99	4350	4546-4547 - полное		
100	4434	5249-5250		

№ п/п	№ скв	Осложнения при бурении		
		поглощения	НГВП	прихваты
		Интервалы осложнений, м		
1	2	3	4	5
101	4436	4766-4950 – полное поглощение		
102	4442	4175-4176	4175	
103	4446	4297-4298-полное, СНСД до ПГ		
104	4454	3977-9878		
105	4635	864 – полн, 3004 – полное при цементир. кол.		588 (прихват колонны 473 мм)
106	4636	4152-4153		
107	4640	4067-4068		
108	4644	4503-4504		
109	4648	4535,70-4989		
110	4732	5291-5292 – значительное поглощение		
111	4733	4749-4750		
112	4748	4516-4537 – частичное поглощение		
113	4761	5069-5070		
114	4830	5264-5265 полное поглощение		
115	4858	4048-4049; 4113-4114		
116	4932	4609-4610		
117	4949			Прихват бурильной компоновки в интервале Виз В (на забое скважины).
118	5028	5298-5299; 5402-5405 неоднократное поглощение		
119	5030	5176-5177 полное поглощение		
120	5032	4509-4510 - полное		
121	5034	4197, 4229-полн., 4364, 4383		
122	5050	5435		
123	5056	4042, 4210		5119-заклинка в колонне
124	5059	3993-4000, 4004, 4053-4059, 4113, 4237, 4929, 4791	3993-4000-неоднократно, 4040	3762
125	5149		Нефтегазопроявления на кровле башкирского яруса.	
126	5154	4244-4245,4315-4333,4395-4396,4498-4513,4549-4553		
127	5230	4939-4940 полное поглощение		
128	5232	5095-5096 полное поглощение		
129	5246	4969, 5001-5142, 5234, 5421	5235	5235
130	5432	5454-5455 - значительное поглощение; 5571-5572		
131	5435	2966, 4305-при цем.кол., 4466-полное		2620
132	5534	4635-4890.40 полное поглощение		
133	5634R	Поглощения в интервале коллектора: 5039-5062м		
134	5636	Полное поглощение в резервуаре.		
135	5638	4319-4339		
136	5646			
137	5654	Полное поглощение в резервуаре.		
138	5834	Полное поглощение в резервуаре.		
139	5836	Полное поглощение в резервуаре.		
140	5838	4730,40-4731		
141	5840	4310-полное, СНСД до ПГ		
142	5842ST	Незначительное поглощение в Серпухове.		

№ п/п	№ скв	Осложнения при бурении		
		поглощения	НГВП	прихваты
		Интервалы осложнений, м		
1	2	3	4	5
143	5853			
144	5856	4126-4127; 4173-4174		
145	5857	4243, 4286-полн., 4779	4243	4886
146	5860	4599-4604		
147	6036ST	Полное поглощение в резервуаре.		
148	6042	4675-4720		
149	6058	4108-4108,70	4108	
150	6140	Полное поглощение в резервуаре.		
151	6261	3967-3994, 4465-4472-полное	963	
152	6337	5209, 5249, 5700	5249	5249
153	6338	Поглощение в Артинском		
154	6340	4532-4533, 4679-4680, 4689-4763		
155	6436	Полное поглощение в резервуаре.		
156	6442	4653-4659, 4659-4674		
157	6452	4207-4210		
158	6454	Полное поглощение в резервуаре.		
159	6454ST	Частичное поглощение в резервуаре.		
160	6559	4612-4613		
161	6658	4632-5000		
162	6740	5061-5065		
163	6846			
164	6856	4471-4569		
165	6954ST2	4504,90-4506		
166	7042	Полное поглощение в резервуаре.		
167	7040			3275, 4440
168	7044	Незначительные поглощения в Объекте 2		
169	7242	4502-4503		
170	7244	4569-4569,5		
171	7252	4317, 4364, 4390, 4398		4856, 5714, 5600
172	7346	Полное поглощение в резервуаре.		
173	7453	3316, 4520-4535, полное-4535-5130, 5364, 5381		4314, 4060-прихват колонны
174	7648ST	4535-4536		

Данные о смятии обсадных колонн

Таблица 1.3

№ п/п	№ скважин	Смятие обсадных колонн	
		Интервал, м	Диаметр, мм
1	3	3827-3829	245
2	11	3001-3012	245
3	18	3443-3534	245
4	19	3420-3855	245
5	24	2961-2969	340 и 273
6	29	3530-3534, 3554-3558, 3573-3577	245
7	33	3590-4236	245
8	35	3100-3255 при опрессовке	245
9	53	2975-2997 и 4195-4200	340 и 273
10	72	3732	178
11	107	3888-3945 деформирована	178
12	1100	3600-3680	245

1.4. Геологические условия проводки скважины

Тенгизское месторождение считается карбонатной платформой (постройкой) в некоторой степени похожей на современный аналог – платформы на Багамских островах. Она имеет форму каркаса с плоской поверхностью и крутыми склонами. На сегодняшний день поверхность платформы наклонена менее, чем на один градус к югу. Боковые склоны платформы по всей крыльевой части имеют угол наклона 25°.

Коллектор образовался в девонский и каменноугольный периоды в результате поочередного накопления известковых скелетных обломков и ила в пространстве, сформированным периодическим проседанием бассейна, эвстатическими изменениями уровня мирового океана и частыми колебаниями уровня моря.

Одновременно с наращиванием платформы вверх происходило осадонакопление в склоновой части.

Постройка нарастала в девонский период (Объект 3) и в ранний каменноугольный период (Объект 2). В ранний визейский период (Объект 2) произошёл значительный спад в развитии постройки, что привело к образованию менее мощной платформенной части. Ближе к кровле ранневизейских отложений появляется слой вулканических отложений, который является главным каротажным и сейсмическим маркером. Постройка продолжала формироваться в поздний визейский период (Объект 1). Серпуховские отложения (Объект 1) представлены мелководными карбонатными отложениями мощностью примерно 110 м на платформе и отложениями микробиального баундстоуна мощностью до 650 м, залегающего под римовой частью, где отложения склона получили наибольшее развитие по простиранию. Последний этап развития карбонатных отложений – Башкирский ярус (Объект 1), состоит в основном из отложений, насыщенных флюидами, более мощных в римовой части, чем на центральной платформе.

По всей видимости, рост платформы остановился в поздний башкирский или ранний московский период. За тонким слоем окаменелой глины и аргиллита арчинского периода (ассельский-сакмарский) следуют отложения эвапорита кунгурского периода (в основном галлита) мощностью по крайней мере 1 км, и эти два слоя служат покрывкой для коллектора сегодняшнего Тенгизского месторождения.

Тенгизское месторождение представляет собой стратиграфическую ловушку карбонатной постройки с большой центральной платформой (10x15 км), с приподнятой краевой частью (обычно шириной 1-2 км), окруженная обломочной крыльевой частью (так называемая «заплатформенная часть»).

Характеристика объектов

Таблица 1.4

Целевая зона	Объект 1
Участок	Северная
Местоположение	Платформенная часть
Горизонт на проектной глубине	Подощва Объекта 1
Планируемый отбор керна, метр	Без отбора керна
Опасность поглощения	Низкая (1-2)

Скважина Т-5547 должна дать дополнительную характеристику коллекторских свойств в северной платформенной части залежи Тенгизского месторождения (См. Рисунок 1.3). Скважина Т-5547 предоставит современные каротажные данные для улучшения калибровки каротажных данных, полученных до создания СП. Данное местоположение также позволит исследовать вероятную мощность Объекта 1 платформенной части. Предлагаемая ПГ – подошва Объекта 1. Скважина также предоставит данные по битуму, пористости,

трещинообразованию, истощению давления и стратиграфическим изменениям разработки месторождения.

Скважина Т-5547 пройдет мощную толщу мезозойских отложений и слоёв пермского эвапорита перед вскрытием основного целевого объекта (См. Рисунок 1.4). Кондуктор будет спущен для изолирования верхних отложений и четвертичного песка и глин. Верхняя толща, около 40 метров, состоит из слоёв третичного периода, представленных в основном глинистыми отложениями (глинами и мергелями). По вскрытии горизонтов позднего мела будет спущен кондуктор диаметром 13 3/8", что позволит эффективно изолировать механически неустойчивые пласты.

Мощность отложений мезозоя сильно колеблется, вследствие различных объёмов выжатой соли из подстилающих отложений перми (эвапоритов кунгура), которые, в основе своей, состоят из соленосных отложений. Мощность отложений мезозоя состоит из глинистых песчаников (похожи на поверхностные условия на Тенгизе). Эти отложения подстилаются формацией позднего мела. Середина раннего мела (сеноман и неоком) представлена двумя водоносными песчаными горизонтами. Базальные пески неокома используются для закачки промстоков на месторождении.

Отложения юры представлены 293 м отложениями известняка у кровли и 837 м отложениями континентальных терригенных пород с перемежающимися пластами угля. Эти отложения будут перекрыты промежуточной колонной.

Следующий разрез – это последовательность эвапоритов Кунгурского периода, толщина которых составляет около 1365 метров. Данный разрез будет пробурен до кровли Артинских отложений, которые залегают над известняковым разрезом коллектора и обсажен эксплуатационной колонной-хвостовиком.

Предполагаемые глубины кровли горизонтов (в метрах)

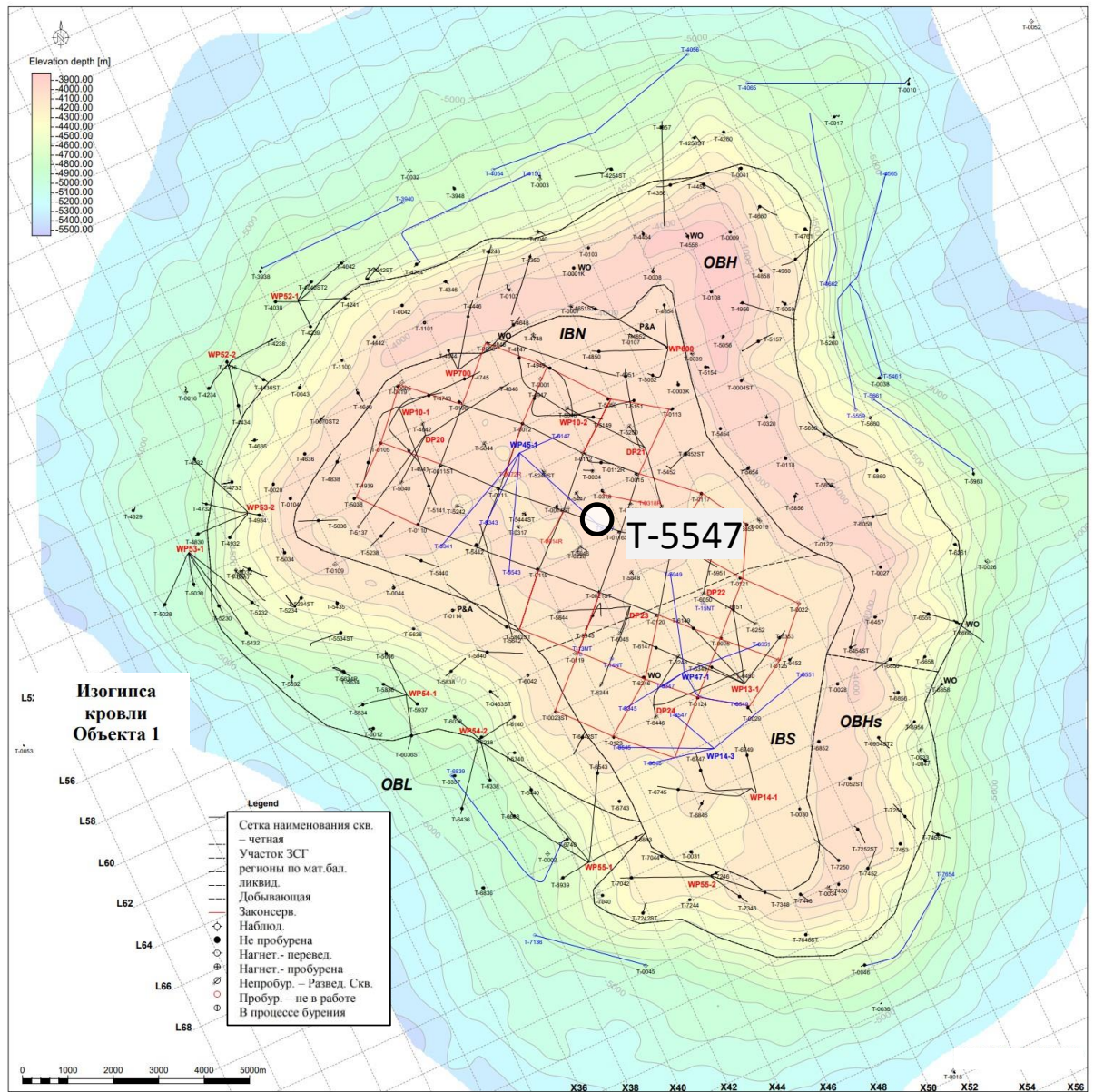
Таблица 1.5

Стратиграфия	Расчётная глубина кровли горизонтов ГС, метров
Меловой известняк	200
Меловые обломочные породы	654
Юрский известняк	2076
Юрские обломочные породы	2370
Триасовые отложения	3207
Кунгурские отложения	3321
Артинские отложения	4687
Башкирские отложения	4820
Серпуховские отложения	4937
Поздний Визей/Окс.	4988
Проектная глубина (подошва Объекта 1)	5370

Пики поверхности горизонтов были выделены с использованием комбинации данных сейсмической интерпретации и корреляции с соседними скважинами.

Отделом управления разработкой месторождений ТШО разработана система, которая позволяет количественно оценить риск потери циркуляции во вновь буримых или углубляемых скважинах. Данная система принимает во внимание сейсмическую амплитуду, сейсмический фон, ожидаемое присутствие баундстоуна и случаи потери циркуляции в близлежащей скважине для того, чтобы установить числовой фактор риска поглощения. В результате оценки фактор риска для скважины Т-5547 будет 1-2, по 4-х бальной шкале от 1 до 4, где 4 – самый высокий риск. В скважине Т-5547 ожидается низкий риск поглощения (1-2) с учетом местоположения в платформенной части месторождения и данных по соседним скважинам.

Рисунок 1.3. Структура кровли коллектора



Платформенная /внеплатформенная граница – линия между «трещинными» и «не трещинными» участками месторождения Тенгиз.

Обозначения к карте:

IBN – Inboard north – **Регион Северной Платформы / РСП**

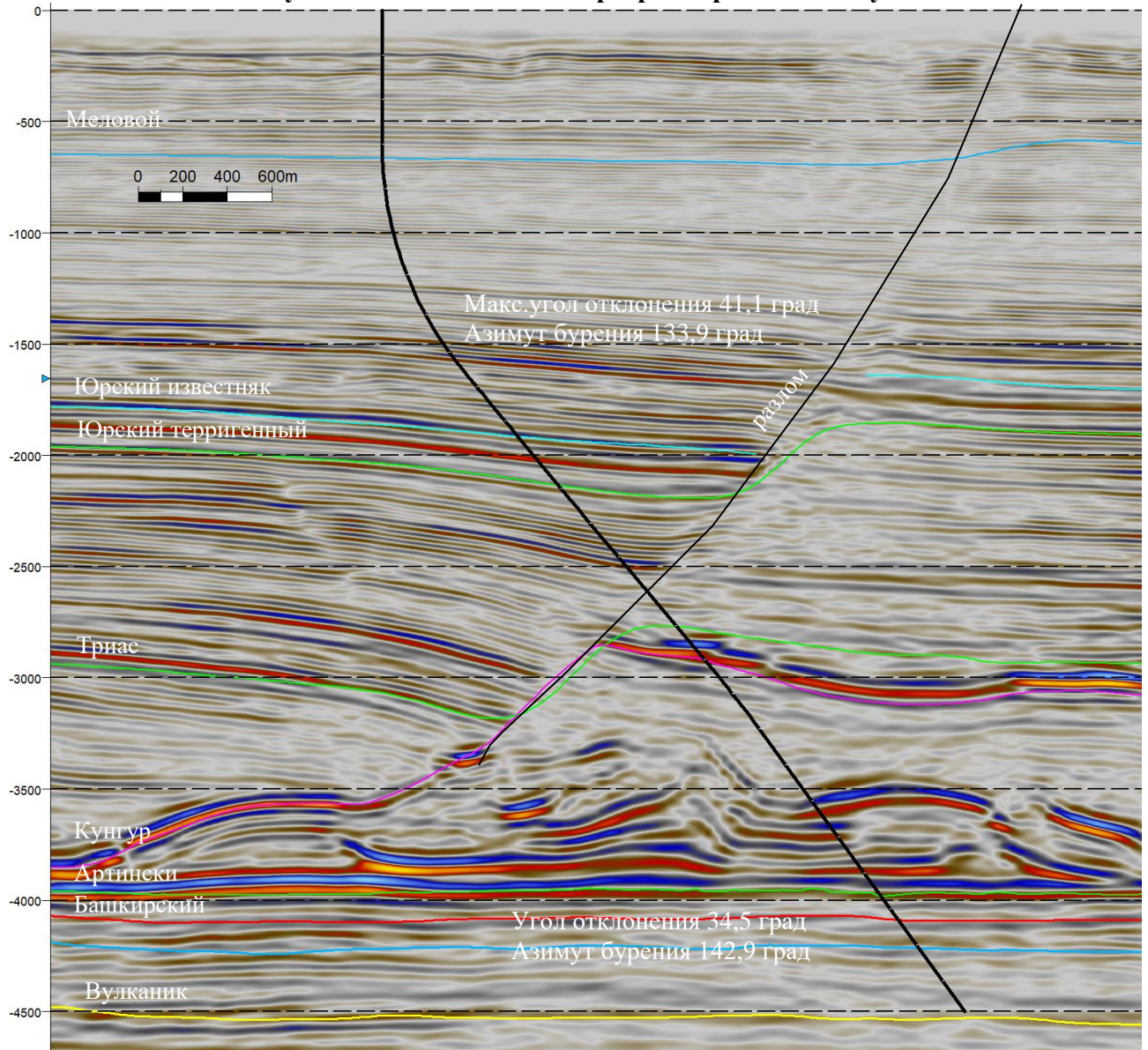
IBS – Inboard south – **Регион Южной Платформы / РЮП**

OBH – Outboard high fracture – **Заплатформенный Регион высоко-трещинный / ЗРВ**

OBHs – Outboard high fracture south – **Южный Заплатформенный высоко-трещинный / ЮЗВ**

OBL – Outboard low fracture – **Заплатформенный слабо-трещинный / ЗСТ**

Рисунок 1.4. Сейсмический разрез через скважину Т-5547



Технический проект на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547
Месторождение Тенгиз

РАЗДЕЛ 2

**СВОДНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ
ДАННЫЕ**

2. СВОДНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Введение

Скважина Т-5547 будет пробурена через Объект 1 в северной платформенной части Тенгизского месторождения.

Бурение скважины будет проходить в два этапа. На первом этапе будет проведено бурение и обсаживание скважины до проектной глубины. Второй этап включает спуск оборудования для заканчивания скважины. Испытание скважины будет выполнено после того, как скважина будет подсоединена к нефтесборной системе, что позволит вести добычу скважин на существующие нефтегазоперерабатывающие объекты.

Сводные технические и технологические данные «Технического проекта на бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины Т-5547 проектной глубиной 5370 ГС метров Тенгизского месторождения в Атырауской области Республики Казахстан» приведены в **Таблице 2.1**.

СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ Основные проектные данные

Таблица 2.1

№ п/п	Наименование	Данные по скважине
1	2	3
1	Номер нефтерайона бурения скважин	45-1
2	Номер скважины, строящейся по данному проекту	Т-5547
3	Площадь (месторождение)	Тенгиз
4	Цель бурения и назначение скважины	Эксплуатационная
5	Проектный горизонт	Объект 1
6	Проектная глубина, м: - по вертикали - по стволу	4530 5370
7	Число объектов испытания: - в колонне - в открытом стволе	0 0
8	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	наклонно-направленная
9	Тип профиля	“J”-образная
10	Азимут бурения, град	142,9
11	Макс. угол отклонения, грдс	41,1
12	Глубина кровли продуктивного (базисного) пласта ГС, метров	4820
13	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	2245
14	Категория скважины	1
15	Металлоемкость конструкции, кг/м	92,2
16	Способ бурения	Верхний привод
17	Вид привода	Дизель-электрический
18	Вид монтажа (первичный, повторный)	Повторный
19	Тип буровой установки	БУ №707
20	Тип вышки	Мачта
21	Наличие механизмов АСП (Да, Нет)	Нет
22	Максимальная масса колонны, т: - обсадной - бурильной - суммарная (при спуске секциями)	311,59 192,97
23	Тип установки для испытаний	-

№ п/п	Наименование	Данные по скважине
1	2	3
24	Продолжительность цикла бурения скважины / сут., в том числе: - Строительно-монтажные работы - Подготовительные работы к бурению - Бурение и крепление - Испытание, всего в том числе: - в открытом стволе - в эксплуатационной колонне	48 2 2 44 0 - 0
25	Проектная скорость бурения, м/ст.мес	3661

Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Таблица 2.2

Назначение участка	Размер	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Монтаж буровой установки для бурения скважины и размещение оборудования и техники	5,45 га	СН459-74

Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов

Таблица 2.3

Название вида снабжения: (водоснабжения: для бурения, питьевая вода для бытовых нужд, энергоснабжения, связь, местные стройматериалы и т.д.)	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Техническая вода	Магистральный водопровод	на месторождении	Грузовое авто
Пресная вода для питьевых целей	Промысел	5	Бутилированная
Энергоснабжение	Дизель-электростанция	в пределах буровой	ДВС
Связь	Радиостанция, радиотелефон	5	Связь с офисом и промыслом
Местные стройматериалы	Карьер	10	Автосамосвал

Технический проект на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547
Месторождение Тенгиз

РАЗДЕЛ 3

**ИСХОДНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И ТЕХНИКО-
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ**

3. ИСХОДНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Литолого-стратиграфическое описание разреза

Таблица 3.1

Стратиграфический горизонт	Интервал залегания ГС, м		Горная порода		Элементы залегания пласта		Коэффициент кавернзности ствола
	от	до	название	% в интервале	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7	8
Палеоген-Неогеновый	0	654	Алеврит/Песчаник/Мергель	60%/30%/10%	1	89	1,1
Меловой	654	2076	Известняк/Алеврит/Песчаник/Мергель	10%/45%/35%/10%	1	89	1,1
Юрский	2076	3207	Известняк/Аргиллит/Алеврит/Песчаник/Уголь	45%/45%/7%/3%	1	145	1,1
Триаский	3207	3321	Аргиллит/Ангидрит	99%/1%	2	157	1,1
Кунгурский	3321	4687	Галит/Ангидрит/Аргиллит	80%/13%/7%	5	117	1,2
Артинский	4687	4820	Известняк/Аргиллит	90%/10%	2	240	1,1
Объект 1	4820	5370	Известняк	100%	1	158	1,1

Физико-механические свойства горных пород

Таблица 3.2

Стратиграфический горизонт	Интервал залегания ГС, м		Горная порода	Плотность пород, г/см ³	Проницаемость коллектора, мкм ²	Глинистость коллектора, %	Карбонатность коллектора, %	Абразивность пород	Классификация пород по твердости
	от	до							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Палеоген-Неогеновый	0	654	Алеврит/Песчаник/ Мергель	2,1	-	40	5	-	Мягкая
Меловой	654	2076	Известняк/Алеврит/Песчаник/ Мергель	2,4	3	30	5	-	Мягкая
Юрский	2076	3207	Известняк/Аргиллит/ Алеврит/Песчаник/Уголь	2,5	0,006	45	45	-	Твердая
Триаский	3207	3321	Аргиллит/Ангидрит	2,6	0,0001	90	0,2	-	Твердая
Кунгурский	3321	4687	Галит/Ангидрит/Аргиллит	2,17	-	2	0,5	-	Твердая
Артинский	4687	4820	Известняк/Аргиллит	2,61	-	5	50	-	Мягкая
Объект 1	4820	5370	Известняк	2,59	0,0090	5	94,1	-	Твердая

Нефтеносность

Таблица 3.3

Стратиграфический горизонт	Интервал залегания ГС, м		Параметры нефти						Параметры растворенного газа				
	от	до	Плотность в пластовых условиях, г/см ³	Плотность после дегазации, г/см ³	Подвижность нефти, мкм ² /сп	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Максимальный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /м ³	Содержание сероводорода, %	Содержание углекислого газа, %	Относительная по воздуху плотность газа	Давл. насыщения в пластовых условиях, кгс/см ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Поверхность – Кровля Резервуара	0	4820	Наличие нефти не ожидается						Наличие растворенного газа не ожидается				
Объект 1	4820	5370	0,6206	0,785		0,95	3,92	3300	406,5	12,69	2,9	-	257,58

Газоносность

Таблица 3.4

Стратиграфический горизонт	Интервал залегания ГС, м		Параметры газа					Параметры конденсата	
	от	до	Содержание сероводорода, % объем	Содержание углекислого газа, % объем	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс. м ³ /сут	Плотность в пластовых условиях, г/см ³	Плотность на устье скважины, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Поверхность – Кровля Резервуара	0	4820	Наличие газа не ожидается					Наличие конденсата не ожидается	
Объект 1	4820	5370	16,12	3,93	0,869	0,86	0		

Водоносность

Таблица 3.5

Стратиграфический горизонт	Интервал залегания ГС, м		Параметры воды										
	от	до	Плотность, г/см ³	Максим. дебит, м ³ /сут	Анионы			Катионы			Степень минерализации, мг/л	Тип воды по Сулину	Относится к питьевой лечебной (да, нет)
					CL ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃	Na ⁺	Относится к питьевой лечебной (да, нет)	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

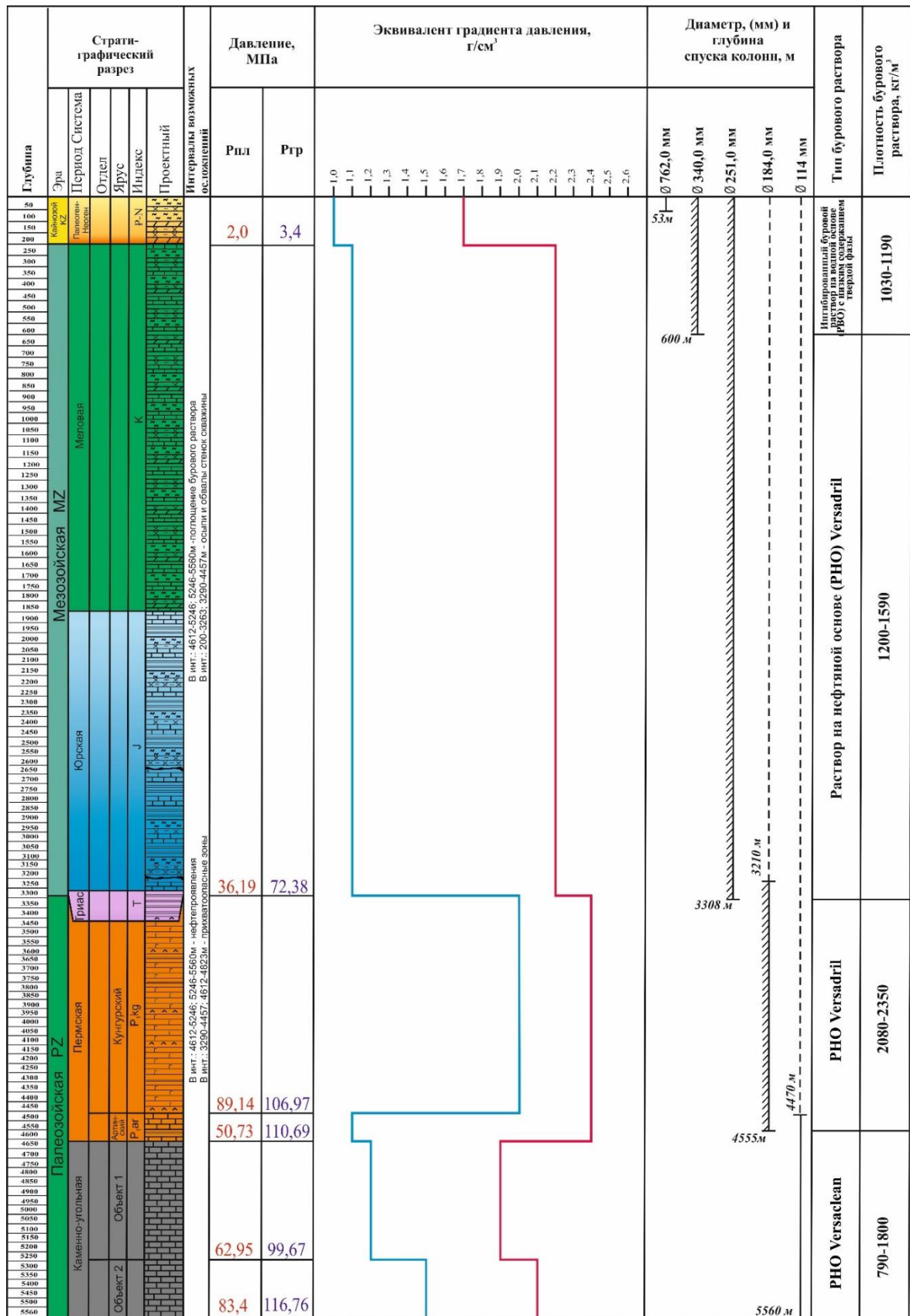
Примечание: Водоносность отсутствует.

Термобарические условия**Таблица 3.6**

Интервал глубин ГС, м	Пласт	Эквивалент градиента давлений (в конце интервала), г/см ³		Пластовая температура Градусы °С/ глубина м	Коэффициент увеличения объема скважины
		пластового	гидроразрыва		
1	2	3	4	5	6
0 – 654	Третичные отложения	1	1,4	20	1,3
654 – 3321	Меловой - Юрский - Триас	1,1	2,2	70	1,2
3321 – 4687	Кунгурский	2,1	2,4	100	1,2
4687 – 4820	Артинский	1,1	2,3	105	1,2
4820 – 5370	Объект 1	1,4	1,9	110	1,2

Прилагается предварительный прогноз по скважине Т-5547 (совмещенный график давлений по колоннам).

Рисунок 3.1. График совмещенных давлений по колоннам скважины Т-5547



Поглощение бурового раствора**Таблица 3.7**

Стратиграфический горизонт	Интервал поглощения ГС, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья до уровня раствора, м	Причины возникновения осложнений
	от	до			
1	2	3	4	5	6
Поверхность – Кровля Резервуара	0	4820	Поглощение бурового раствора не ожидается		
Башкирский – Проектная глубина	4820	5370	В пределах 4-12	-	При превышении градиента давления поглощения

Осыпи и обвалы стенок скважины, текучие породы**Таблица 3.8**

Стратиграфический горизонт	Интервал осложнений ГС, м		Буровые растворы применявшиеся ранее						Время до начала осложнений, сут	Мероприятия по ликвидации (проработка, промывка и т.д.)
			Тип раствора	Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ за 30 мин.	СНС, мгс/см ² через, мин.			
	1	10								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Меловой Юрский	200	3207	РНО	1,10-1,56	30-40	<8,0	10-15	25-30		Промывка и проработка интервалов сужений
Кунгурский	3321	4687	РНО	1,88-2,30	20-40	2,0-4,0	8-10	15-25	-	Промывка и проработка интервалов сужений, водяные ванны
Артинский – Проектная глубина	4687	5370	Наличие осыпей и обвалов стенок скважин, текучих пород не ожидается.							

Нефтегазоводопрооявления**Таблица 3.9**

Стратиграфический горизонт	Интервал осложнений ГС, м		Вид проявляемого флюида	Длина столба газа, м	Плотность пластового флюида для расчета избыточного давления, г/см ³		Причины возникновения и характер проявления	
					внутреннего	наружного		
	1	2	3	4	5	6	7	8
Поверхность – Кровля Резервуара	0	4820	Нефтегазоводопрооявления не ожидаются					
Башкирский – Проектная глубина	4820	5370	Нефть			0,636		Пластовое давление превышает гидростатическое давление бурового раствора

Прихватоопасные зоны, интервалы искривления ствола**Таблица 3.10**

Стратиграфический горизонт	Интервал осложнений ГС, м		Буровые растворы применявшиеся ранее						Причины возникновения осложнений
			Тип раствора	Плотность, г/см ³	Водоотдача, см ³ за 30 мин.	СНС, мгс/см ² через, мин.		Смазывающие добавки	
	1	10							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кунгурские соляные отложения	3321	4687	РНО	1,88-2,30	2-4	8-10	15-25		Прихват трубы
Башкирский Проектная глубина	4820	5370	РНО	1,21-1,75	2-4	6-11	15-24		Поглощение раствора

Отбор керн и шламов

Таблица 3.11

Стратиграфический горизонт	Условия отбора керн				Условия отбора шламов			Условия отбора грунтов		
	Минимальный диаметр, мм	Максимальная проходка за рейс, м	Интервал отбора керн, м		Интервал отбора шлама, м		Частота отбора через, м	Глубина отбора, м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов, шт.
			от	до	от	до				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
От Мелового до Кунгурского	-	-	-	-	200	3321	10	-	-	-
От Артинского до проектной глубины	-	-	-	-	4687	5370	3			

Геофизические исследования

Таблица 3.12

Наименование геофизических исследований	Масштаб записи	Исследования проводились			Примечание
		На глубине, м	В интервале		
			от	до	
1	2	3	4	5	6
Комплект 1 (Н2* набор инструментов):		5370	5370		Размер ствола 6 "
Н2 Широкополосное индукционное профилирование- Н2 кавернометрия- Н2 стандартный гамма каротаж	1:200/1:500	5370	5370	Обсадная колонна	Размер ствола 6 "
Н2 Дипольный акустический каротаж- кавернометрия- Н2 спектральный гамма каротаж	1:200/1:500	5370	5370	Обсадная колонна	Размер ствола 6 "
Н2 Импульсный нейтрон нейтронный каротаж - Н2 Гамма плотностной каротаж - Н2 стандартный гамма каротаж	1:200/1:500	5370	5370	Обсадная колонна (импульсный нейтрон нейтронный каротаж до кровли Кунгурского яруса)	Размер ствола 6 "
Н2 –Ядерно-магнитный каротаж - Н2 стандартный гаммокаротаж	1:200/1:500	5370	5370	Обсадная колонна	Размер ствола 6 "
Н2ЭДП - стандартный гаммокаротаж	Время	5370	5370	Обсадная колонна	Размер ствола 6 "
Комплект АКЦ					
АКЦ до поверхности	1:200/1:500		От начало 7 1/4 – 7 5/8 " хвостовик	До башмака 7 1/4 – 7 5/8 " хвостовик	Размер ствола 8 1/2 "
АКЦ до поверхности	1:200/1:500		От устья скважины	До башмака 9 7/8 " эксплуатационной колонны	Размер ствола 12 1/4 "

Примечание: *-Н2 (прибор предназначенный для работы в сероводородной среде).

Оценка свойств коллектора

В рамках непрерывных усилий по оптимизации эффективности использования продуктивного пласта и характеристики коллектора ТШО планирует использовать химические индикаторы с технической водой. Наблюдение за индикаторами будет проводиться во время отработок скважин и на соседних скважинах для определения характеристики системы трещин и насыщения раствором matrix.

Необходимые для использования индикаторы – это средне утяжеленный спиртовой раствор (например, гептанол или гексанол) и натриевые соли фторированных или хлорированных бензойных кислот, которые в течение свыше 60 лет используются в

экологической и нефтяной промышленности как безопасные флюидные индикаторы. Ожидается, что на каждой скважине будет проведено нагнетание общей массы индикатора в 150-300 кг при 5% весе, по всей вероятности, несколькими партиями. Полагается, что индикаторы будут закачиваться как утяжеленный раствор, за ними последует нетрассированная техническая вода. Полагается, что нагнетание индикатора будет проводиться при приближении или в начале процесса поглощения раствора, после обнаружения, как минимум, одной трещины.

Испытание пластов во время бурения

Таблица 3.13

Стратиграфический горизонт	Испытания пластоиспытателем на трубах			Испытания пластоиспытателем на кабеле		
	Интервал испытания, м		Кол-во циклов промывки после проработки	Интервал испытания, м		Количество проб, шт.
	от	до		от	до	
1	2	3	4	5	6	7

Примечание: Испытание пластов во время бурения не предусмотрено.

Сведения об осложнениях при бурении скважин на площадях-аналогах

Таблица 3.14

Номер скважины	Площадь (месторождение)	Интервал осложнения, м		Стратиграфический горизонт	Характеристика осложнений
		от	до		
1	2	3	4	5	6
T-5050	Тенгиз	5426	5438	Фаменский	Незначительное поглощение бурового раствора

Фактическое содержание сероводорода в отдельных скважинах

Таблица 3.155

Номер скважины	Номер пробы	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Содержание компонентов, % мольн.	
				водород	сероводород
1	2	3	4	5	6
T-0122	811489	-	16.09.09	0,00	13,25
	816972			0,00	13,28
T-0006	K-9115	-	19.09.09	0,00	13,26
	816567			0,00	13,25
T-1K	816984	-	19.09.09	0,00	13,4
	K-8508			0,00	13,25
T-4644	1.01	4042-4588	23.11.19	-	16,78
	1.02				16,87
	1.03		24.11.19		16,83
	1.04			-	16,88
T-0124	2.01	-	04.09.19		14,51
	2.02				14,45
Среднее значение по всем после начала закачки газа				0,00	14,02
T-0318	TS-232-07	-	22.09.09	0,00	13,36
	TS-118704			0,00	12,96
T-0111	1.01	-	20.10.11	0,00	13,46
	1.04			0,00	13,97
T-0116	1.01	4011,2-4020	11.09.13	-	14,77
T-0116	1.01	4007,59-4016,33	25.05.15	-	16,33
	1.02			-	16,35

Испытание продуктивного горизонта (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

Таблица 3.166

Стратиграфический горизонт	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания, м		Интервал установки цементного моста		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Кол-во режимов (штуцеров) испытания, шт.	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР-ВОДА), смена раствора на нефть (РАСТВОР-НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА-НЕФТЬ)	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верхний)	до (нижний)	от (верхний)	до (нижний)							максим. снижение уровня	плотность жидкости, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Башкирские отложения	1	4820	4937	-	-	колонна	-	да	-	-	Раствор – нефть	-	-
Серпуховские отложения	1	4937	4988	-	-	колонна	-	да	-	-	Раствор – нефть	-	-
Поздний Визей/Окск./ Проектная глубина	1	4988	5370	-	-	колонна	-	да	-	-	Раствор – нефть	-	-

Примечание: Опробование в колонне не предусмотрено.

Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)

Таблица 3.177

Номер объекта (см. табл. 3.16)	Интервал перфорации	Перфорационная среда		Мощность перфораций, м	ВИД ПЕРФОРАЦИИ: кумулятивная, пулевая, снарядная, гидропескоструйная, гидроструйная	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно-спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора	Предусмотрен ли спуск перфоратора на НКТ? (ДА, НЕТ)
		ВИД: Раствор на нефтяной основе	Плотность, г/см ³							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	4821-5370	раствор	0,8-1,4	19	Кумулятивная	2" Power Jet High Shot Density	18-20	360-400	1-15	да

Примечание: Точные интервалы перфорации будут определены после фактических каротажных данных.

Выбор буровой установки

Выбор буровой установки осуществляется в соответствии с горно-геологическими технико-технологическими условиями бурения.

Выбор типа буровой установки производим по основному параметру – грузоподъемности.

Максимальная масса обсадной колонны, необходимой для бурения скважины с проектной глубиной 5370 м (расчетные данные) – 311,59 тонн

С учетом коэффициента запаса грузоподъемности – грузоподъемность буровой установки должна быть не менее:

$$311,59 \times 1,4 = 436,23 \text{ тонн.}$$

Таким образом, класс буровой установки должен быть с допустимой нагрузкой на крюке - не менее 436,23 тонн. К этому классу относится буровые установки типа БУ №707 компании «КМГ-Нэйборс».

В соответствии с фактическими конструкциями и достигнутыми технико-экономическими показателями на месторождении бурение скважин рекомендуется вести установкой БУ №707 компании «КМГ-Нэйборс». Буровые установки данного типа укомплектованы механизмами для приготовления, обработки, утяжеления, очистки, дегазации и перемешивания бурового раствора и дополнительными емкостями для резервного объема раствора. В зимнее время предусматривается оснащение буровых котельной. Буровые насосы, входящие в комплект вышеуказанных буровых установок, должны обеспечивать качественную промывку скважины и оптимальный режим работы забойных двигателей. Для монтажа предусматривается буровые установки БУ №707 компании «КМГ-Нэйборс» с вышкой грузоподъемностью 725 тс.

Параметры вышеуказанных буровых установок, представленных выше, обеспечивают реализацию основных технологических операций.

Технологический процесс бурения скважин на месторождении Тенгиз выбирается исходя из геологических условий, проектной глубины, ожидаемых пластовых давлений, зон возможных осложнений, а также опыта бурения поисковых скважин на данной структуре.

Устье скважины будет оборудовано ПВО, согласно утвержденной схемы при производстве работ на месторождении Тенгиз (прилагается тип блока превенторов).

Паспорта БУ и разрешение на применение должны находиться на буровой перед началом забуривания скважины.

Обустройство участка работ

Обустройство участка бурения будет произведено с учетом требований правил техники безопасности и охраны окружающей среды, равно как с учетом задач эксплуатации и материально-технического снабжения, для полного обеспечения возможности выполнения работ в процессе бурения скважины. На буровой площадке расположены офисные помещения и островки безопасности. Две выкидные факельные линии сжигания расположены под углом 180 градусов друг к другу с учетом направлений преобладающих ветров. Подъездные дороги обеспечивают безопасные отдельные въезд и выезд с буровой.

Вокруг устья скважины располагается бетонная шахта глубиной около (2,4) метров. Опорная плита сделана вровень с верхом шахты. Она состоит из слоёв утрамбованного песка и гравия. Непосредственно под основанием буровой установки будет расположена железобетонная плита толщиной ~300 мм. Кроме того, используются подкладочные доски, поскольку утрамбованная почва одна не в состоянии выдержать вес буровой установки. Фундамент служит опорой для буровой установки, максимальные нагрузки имеют место при спуске тяжёлых обсадных колонн. Шахта также служит для сбора стоков с буровой, предохраняя от попадания их в почву. Все жидкости (такие как буровой раствор) собираются

в шахте откуда они откачиваются в ёмкости запасного бурового раствора на водной основе, в случае если это раствор на водной основе или обратно в систему циркуляции, в случае если это раствор на нефтяной основе.

Циркуляционное оборудование расположено либо на буровой, либо на прилегающих участках. Основными компонентами циркуляционной системы являются:

- Система хранения воды: Данная система необходима для обеспечения водой буровых работ. Вода из пресного источника подается через линию технической воды. Предпочтительно хранение воды в металлических емкостях, но также могут быть использованы земляные амбары, облицованные полиэтиленом. По окончании работ полиэтилен будет удален и территория будет рекультивирована.

- Система хранения сухих химреагентов: Различные добавки в буровые растворы будут храниться в целлофановой упаковке на специальных подставках и/или укрытыми на краю буровой площадки.

- Система приготовления раствора: Вода из зоны хранения вместе с добавками для приготовления раствора будет подаваться в систему приготовления раствора которая состоит из стальных емкостей общим объемом 300 куб.м и различных перемешивающих механизмов. Материалы для приготовления раствора смешиваются с соответствующей жидкостью (например с водой если раствор на водной основе) и готовый раствор подается на буровые насосы высокого давления.

- Система очистки от твердой фазы: Шлам удаляется из раствора с помощью комплекта совершенного оборудования для регулирования содержания твердой фазы. Оборудование для удаления твердой фазы механически удаляет выбуренную породу с помощью серии установок с сетками или установок для разделения твердой и жидкой фаз за счет центробежных сил. Система включает вибросита сушители Ni-G (для вторичного удаления жидкости после вибросит) устройства для очистки бурового раствора / пескоотделители и центрифуги.

- Система хранения резервного раствора на водной основе: По мере добавления воды в раствор его общий объем увеличивается и излишний раствор должен храниться в хранилище или в резервной емкости. Как только интервал бурения с раствором на водной основе будет пройден данный раствор будет вытеснен из скважины также в систему хранения. Поверхность амбаров выложена полиэтиленом, который предотвращает проникновение раствора в почву. После окончания бурения с раствором на водной основе необходимость в данной системе хранения отпадает, за исключением случаев связанных с катастрофическим поглощением раствора в скважину, когда данный раствор может применяться, как аварийный запас. По окончании работ амбар будет засыпан, а полиэтилен удален.

- Система сбора бурового шлама (т.е. забетонированный шламоприемник): Шламоприемник имеет три стороны и будет облицован бетоном с целью облегчения удаления твердой фазы и удержания жидкости. Выбуренный буровой шлам на водной основе после бурения соответствующего интервала скважин раствором на водной основе будет направляться на специально подготовленный участок рядом с буровой установкой. Участок, представляет собой временный амбар размерами 30х30х3м, стенки и дно которого утрамбованы и выстелены геомембраной, предотвращающей загрязнение почв. После окончания бурения с раствором на водной основе необходимость в данном участке отпадает. По окончании работ амбар будет рекультивирован. Буровой шлам на водной основе после полного высыхания вывозится и размещается на полигоне промышленных отходов ТЭЦ ТШО. Несоленасыщенный шлам, образующийся при бурении с раствором на неводной основе, перемещается из шламоприемника в передвижные металлические контейнеры, где он аккумулируется. По мере наполнения, содержимое контейнеров вывозится с площадки в специально отведенные места для последующей обработки.

- Насосный блок: Насосное отделение состоит из больших трехцилиндровых поршневых насосов, нескольких центробежных подпитывающих и перекачивающих насосов.

Технический проект на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547
Месторождение Тенгиз

РАЗДЕЛ 4

ПРОЕКТНАЯ КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

4. ПРОЕКТНАЯ КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Конструкция эксплуатационной скважины принята по данным Заказчика, согласно технического задания на проектирование и предусматривает:

1. Шахтовое направление полностью облицовывается цементом, а основание покрывается цементом после забивания трубы, для предотвращения размыва устья скважины в процессе бурения скважины.

2. Кондуктор перекрывает неустойчивые верхние отложения пески и глины в которых возможны обвалы стенок скважины или частичные поглощения бурового раствора. На кондуктор устанавливается ПВО.

3. Техническо-эксплуатационная колонна спускается для перекрытия триасовых отложений на глубину кровли соли. На колонну устанавливается ПВО.

4. Эксплуатационная колонна-хвостовик I спускается для разобщения кунгурских отложений на глубину кровли артинских отложений.

5. Подъем тампонажного раствора за обсадными колоннами предусматривается до устья, а хвостовика до ее верхней части.

6. Фактическая глубина спуска обсадных колонн будет зависеть от геологических особенностей геологического разреза, но будет в пределах допустимых Горным отводом.

7. Оптимальные диаметры обсадных колонн определяются исходя из степени надежности, стоимости бурения скважины и диаметра внутрискважинного оборудования.

С учетом горно-геологических условий и требований при дальнейшей эксплуатации скважины рекомендуется следующий тип конструкции скважины:

КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН Глубина спуска и диаметр обсадных колонн

Таблица 4.1

Наименование обсадных колонн	Интервал установки ГС, метров		Диаметр, мм		Ограничения на толщину стенки, мм	Расстояние от устья до уровня цемента, м	Причина спуска колонны
	верх	низ	долота	колонны			
1	2	3	4	5	6	7	8
Направление	0	53		762	19,05	Забивка	
Кондуктор	0	600	406,4	340	13,06	0	Изоляция песка и глин
Техническо-эксплуатационная	0	3334	311,1	251	15,88	0	Изоляция глин и глинистых песков
Эксплуатационный хвостовик I	3234	4693	215,9	184	14,68	3234	Изоляция кунгура
Эксплуатационный хвостовик II	4593 4693	4693 5370	152,4	114 89	7,37 6,45	Нецементируется	Дебитометрия / исследование коллектора

Примечания:

- 1) Число обсадных колонн запроектировано исходя из несовместимости условий бурения отдельных интервалов скважин.
- 2) Приоритетным является спуск 4,5" и 3,5" (114,3мм и 89мм) компоновки хвостовика с расширяющимися пакерами для заканчивания скважин.

Исходными данными к процессу бурения скважины являются:

- назначение и глубина скважины;
- геологический разрез и особенности бурения в данном районе;
- интервалы залегания продуктивных горизонтов;
- характеристика проницаемых горизонтов и продуктивной залежи;

- имеющаяся на момент бурения работ конструкция ранее пробуренных скважин.

Конструкция скважины запроектирована исходя из требований:

- успешного бурения скважины до проектной глубины;
- качественного вскрытия продуктивных горизонтов обеспечивающего сохранность естественной проницаемости пласта;
- эксплуатацию скважины эффективными методами в период разработки месторождения.

Запроектированная конструкция скважины должна обеспечить:

- долговечность скважины как технического сооружения и высокое качество скважины, как объекта последующей эксплуатации;
- надежную изоляцию всех проницаемых горизонтов с применением соответствующих технологических решений и технических средств высокого уровня;
- минимум затрат на единицу добываемой продукции;
- возможность бурения до проектной глубины без опасности возникновения серьезных осложнений.

Технико-технологические мероприятия, предусмотренные при бурении скважины по проектной конструкции

Таблица 4.2

№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	Проведение учебных тревог "Выброс", периодичность – 4 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка действий буровой бригады в случае возможных газонефтеводопроявлений
2	Периодические функциональные проверки ПВО во время бурения – 4 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка работоспособности ПВО
3	<p>Проведение мероприятий по предупреждению гидроразрыва пластов при выполнении технологических операций в скважине:</p> <ul style="list-style-type: none"> - запрещается продолжение углубления скважины при появлении поглощения раствора и без выхода циркуляции; - не допускать превышения скорости спуска бурильных (обсадных) труб более установленных значений - строго следить за правильным восстановлением циркуляции раствора после спуска инструмента, при соблюдении параметров бурового раствора; - с целью предупреждения заклинивания и прихвата инструмента в случае потери диаметра необходимо проработать интервал предыдущего долбления. <p>В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах.</p> <p>На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт).</p> <p>В интервалах возможных проявлений после окончания долбления, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла.</p> <p>В интервалах возможных осыпей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах.</p>	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
4	Применение оптимальных параметров бурового раствора, режимов бурения (промывки) и СПО, КНБК, обеспечивающих минимизацию репрессий на пласт, предупреждения поглощения, посадок, затяжек, прихвата инструмента.	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
5	<p>Соблюдение мероприятий при бурении в прихватоопасных зонах:</p> <ul style="list-style-type: none"> - обеспечение высококачественной очистки бурового раствора; - плотность бурового раствора не должна превышать установленную норму; - при вынужденном нахождении инструмента в прихватоопасной зоне запрещается оставлять его без движения более 10 мин (уточняется технологической службой). 	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

Технический проект на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547
Месторождение Тенгиз

РАЗДЕЛ 5

ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

5. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Скважина проектируется как наклонно-направленная. Необходимо предпринять все меры, чтобы следовать предлагаемой траектории скважины для достижения цели. При отклонении угла от траектории должны быть приняты меры для поддержания угла отклонения в допустимых пределах.

В процессе бурения периодически производить контроль за углом падения (через каждые 100 м). Профиль скважины – J – образный.

Таблица 5.1

Интервал по вертикали, м		Длина по стволу, м	Зенитный угол, град		Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м		Длина горизонтального участка, м
от (верх)	до (низ)		в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	700	700	0	0	0	0	700	700	0
700	998	1000	0	10,0	26,06	26,06	300	1000	0
998	1048	1050	10,0	10,0	8,67	34,73	50	1050	0
1048	1602	1672	10,0	41,1	264,48	299,21	622	1672	0
1602	2926	3429	41,1	41,1	1152,66	1451,87	1757	3429	0
2926	3061	3600	41,1	34,5	104,78	1556,65	171	3600	0
3061	4520	5370	34,5	34,5	998,05	2554,7	1770	5370	0

Выбранный тип профиля ствола скважины, компоновка низа буровой колонны, параметры режима бурения, темпы углубления ствола скважины и комплексы других мероприятий должны обеспечивать:

- доведение скважины до проектной глубины без каких либо осложнений при существующем состоянии техники и технологии буровых работ;
- высококачественное бурение скважины при минимальных затратах времени и средств;
- отклонение от вертикали на забое проектной глубины в допустимом диапазоне;
- возможность свободного прохождения компоновки низа буровой колонны и обсадной колонны, а также оснасток элементов подземного оборудования, спускаемого в процессе эксплуатации и подземного ремонта;
- предотвращения протирания эксплуатационной колонны (хвостовика), желобообразования, затяжки и заклинивания инструмента и геофизических приборов.

В процессе завершения бурения, скважина должна вскрыть продуктивный пласт в определенной геологическими целями точке.

В данном проекте определены допустимые значения искривления ствола вертикальной скважины, проектируемого на месторождении Тенгиз, исходя из условий безаварийного бурения, выполнения поставленной задачи и надежности скважины как горного сооружения.

При рассмотрении допустимых отклонений ствола скважины учитываются следующие ограничения:

- беспрепятственного прохождения до заданной глубины обсадных колонн и внутрискважинного технологического оборудования приборов;
- предотвращения разрушающих вертикальных и боковых нагрузок на стенки труб и резьбовые соединения;
- соблюдение требований «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года № 355.

При этом приняты следующие исходные условия:

- первый этап бурения скважины и крепление ее кондуктором осуществляется с соблюдением идеальной вертикальности ствола;
- во время бурения породы-коллектора, ствол скважины должен сохраняться в пределах интервала глубины бурения.

При оценке точности бурения ствола скважины всегда учитывается, что пространственные координаты ствола измеряются с неизбежными погрешностями, которые также имеют место при графическом построении плана и профиля скважины. Суммарная величина этих ошибок может быть соизмерима с допустимыми отклонениями, поэтому, как правило, при оценке точности бурения скважины, необходимо подсчитывать величины возможных ошибок.

При бурении ствола скважины важное значение имеют допустимые отклонения его от проектного профиля, так как увеличение отклонений сверх допустимых значений может привести к невыполнению задачи поставленной перед скважиной.

Попадание скважины в круг допуска свидетельствует о качественной проводке скважины.

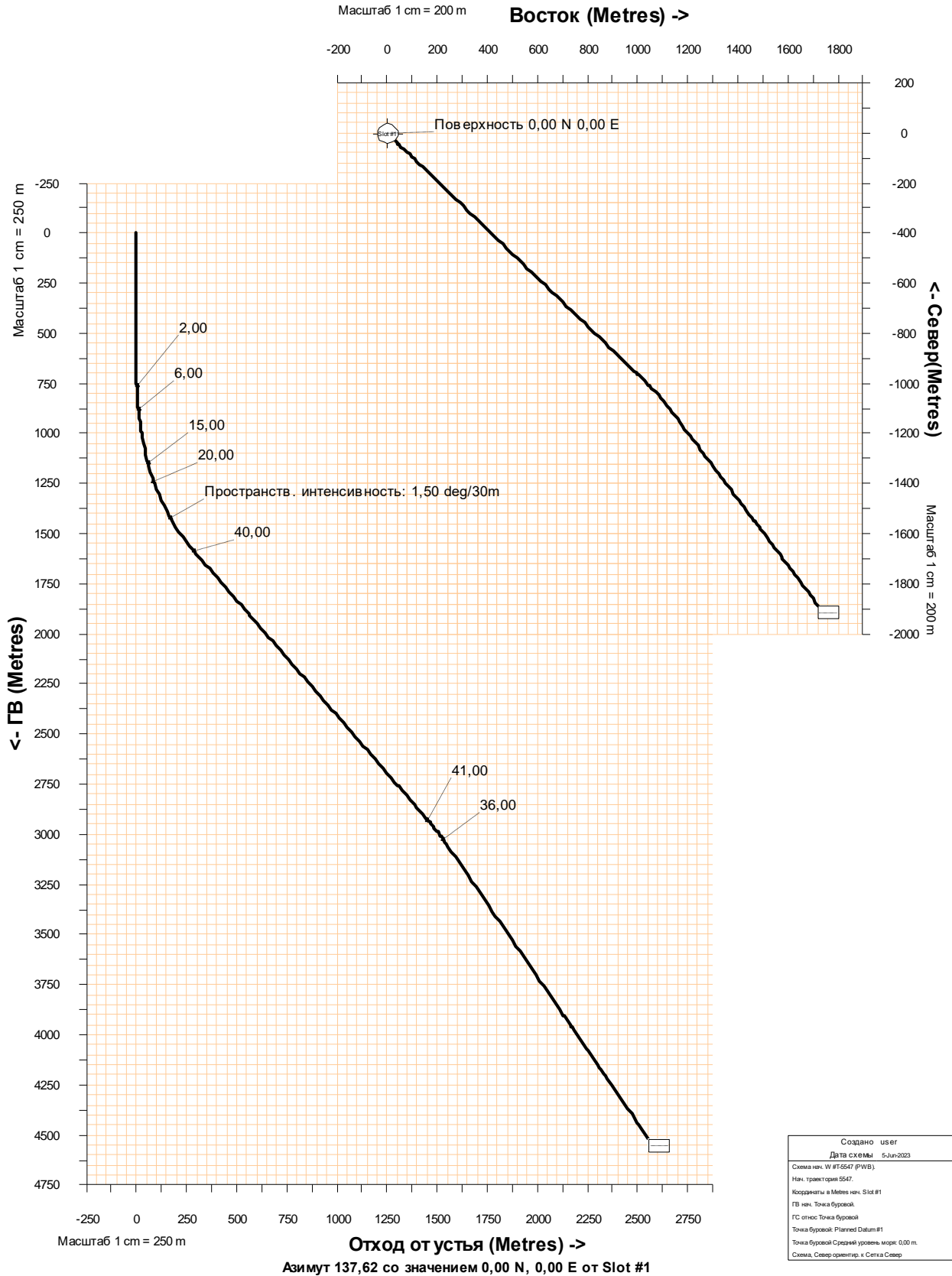
При бурении вертикальных скважин в породах относящихся к умеренно и сильно влияющим на искривление норма допустимого смещения забоя от проекта может быть увеличена до 10% (0,1) глубины скважины по согласованию с геологической службой.

Искривление скважин влияет незначительно на точность определения отметок продуктивных горизонтов, так как эти ошибки, в основном, обусловлены ошибками промеров глубины, а погрешности, возникающие вследствие искривления скважин, невелики. Следовательно основанием для выбора норм допустимых отклонений забоев разведочных скважин от проекта являются технико-экономические показатели бурения.

Установлено, что при отклонении забоев скважин от проекта на 0,1 сетки разработки, текущий дебит скважин изменяется весьма незначительно, поэтому такие отклонения при бурении скважин вполне допустимы.

При оценке точности положения ствола скважины, необходимо учитывать, что измерение пространственных координат любой точки ствола скважины проводится с неизбежными ошибками. При углублении ствола скважины и увеличением количества замеров, происходит накопление погрешностей и суммарная величина ошибки при определении местоположения ствола скважины, в отдельных случаях может оказаться сопоставимой с радиусом круга допуска по отходу от вертикали.

ТШО 2024г.			
Регион	Атырау	Слот	Slot #1
Месторождение	Тенгиз	Скважина	W #T-5547
Куст. площадка	WP 45-1	Ствол скважины	W #T-5547 (PWB)



Технический проект на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547
Месторождение Тенгиз

РАЗДЕЛ 6
БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

6. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Выбор типа промывочной жидкости обуславливается геологической характеристикой разреза, опытом проводки скважин в идентичных геологических условиях Тенгизского месторождения. Параметры раствора, рецептура его приготовления и обработки, нормы расхода химреагентов выбираются на основании результатов научно-исследовательских работ, технологических регламентов и требований безопасного ведения работ при бурении скважин на нефть и газ.

Программа буровых растворов

ИНТЕРВАЛ: устье скважины – ~600 м (+/- 20м); 406,4мм (16”) ствол скважины

Тип бурового раствора: Ингибирующий буровой раствор на водяной основе с низким содержанием твердой фазы

Плотность бурового раствора: ~1,03 – 1,19 г/см³ / 8,6 – 9,9 фунт/гал

ДНС: 15 – 25 фнт/100 фт²

Условная вязкость: ~35 – 50 сек/четв

Водоотдача, измеряемая по методике АНИ: Не контролируется

Компоненты: загуститель “Ханvis” (биополимер), “РАС” (Полианионная целлюлоза) для понижения водоотдачи, Барит – утяжелитель для бурового раствора (добавляется в буровой раствор по необходимости для поддержания плотности бурового раствора).

ИНТЕРВАЛ: ~600 м – кровля Кунгурского ангидрита; 311,1мм (12-1/4”) ствол скважины

Тип бурового раствора: Раствор на нефтяной основе

Водонефтяной фактор: 80/20 – 90/10

Электрическая стабильность: 600 – 1500 Вольт

Плотность бурового раствора: ~1,14 – 1,56 г/см³ / 9,5 – 13,0 фунт/гал

ДНС: ~10 – 25 фнт/100 фт²

Пластическая вязкость: 14 – 35 сПз

СНС: 10 секунд: 10 – 20 фнт/100 фт²

СНС: 10 минут: 14 – 24 фнт/100 фт²

Водоотдача при высокой температуре и высоком давлении 250°F: 2-4 мл/30 минут

Хлориды: 25 – 28 % по весу

ПОМ: 5.4 - 7.7 мл из 0.1 серной кислоты

Известь: 7,0 – 10,0 фнт/барр

Компоненты: VG-Supreme (органоглиняная глина), VersMul (эмульгатор), VersaMod (модификатор реологии), VersaTrol M (понижитель фильтрации), VersaThin HF (растворитель), VersaCoat HF (эмульгатор), хлорид кальция, известь, дизтопливо, раствор хлорида кальция, Versa HRP (загуститель), барит.

ИНТЕРВАЛ: кровля Кунгурского ангидрита – кровля Артинского яруса; 216 мм (8-1/2”) ствол скважины.

Тип бурового раствора: Раствор на нефтяной основе

Водонефтяной фактор: 90/10

Плотность бурового раствора: ~2,02 – 2,35 г/см³ / 16,8 – 19,5 фунт/гал

ДНС: 7 – 10 фнт/100 фт²

Пластическая вязкость 66 °С: 13 – 46 сПз

СНС: 10 секунд: 6 – 14 фнт/100 фт²

СНС: 10 минут: 7 – 25 фнт/100 фт²

Водоотдача при высокой температуре и высоком давлении: 2,0 – 4,0 мл/30 мин

Хлориды: >28 % по весу

Электрическая стабильность (VB): 1000 – 1500 Вольт

ПОМ (щелочность целого раствора): ~5.4 – 7.7

Избыточная известь: 7,0-10,0 фнт/барр

Компоненты: VG-Supreme (органофильная глина), VersMul (эмульгатор), VersaMod (модификатор реологии), VersaTrol M (понижитель фильтрации), VersaThin HF (растворитель), VersaCoat HF (эмульгатор), хлорид кальция, известь, дизтопливо, раствор хлорида кальция, Versa HRP (загуститель), барит, примеси для регулирования водоотдачи.

ИНТЕРВАЛ: кровля Артинского яруса – Кровля Объекта 2 (ПГ); 152,4 мм (6") ствол скважины.

Тип бурового раствора: Раствор на нефтяной основе

Водонефтяной фактор: 80/20 – 95/5

Плотность бурового раствора: ~0,77 – 1,93 г/см³ / 6,4 – 16,1 фунт/гал

ДНС: 10 – 15 фнт/100 фт²

Пластическая вязкость 66 °С: 4 – 16 сПз

СНС: 10 секунд: 11 – 22 фнт/100 фт²

СНС: 10 минут: 11 – 20 фнт/100 фт²

Водоотдача при высокой температуре и высоком давлении: 2,0 – 4,0 мл/30 мин

Электрическая стабильность (VB): 1000-1500 Вольт

ПОМ (щелочность целого раствора): ~6 – 8

Избыточная известь: 7,0-10,0 фнт/барр

Оксид цинка: 3 – 4 фнт/барр

Компоненты: VG-Supreme (органофильная глина), VersMul (эмульгатор), VersaMod (модификатор реологии), VersaTrol (понижитель фильтрации), VersaThin HF (растворитель), VersaCoat HF (эмульгатор), хлорид кальция, известь, дизтопливо, раствор хлорида кальция, Versa HRP (загуститель), барит, примеси для регулирования водоотдачи, оксид цинка (нейтрализатор H₂S).

Примечание: Вышеизложенная программа приведена в качестве методических рекомендаций. Фактические условия в скважине определяют заключительные свойства для бурового раствора.

В связи с естественным процессом снижения пластового давления в резервуаре месторождения Тенгиз, компания ТШО начала применение технологии бурения с азотной шапкой в целях поддержания гидравлического сообщения с продуктивным пластом для безопасного бурения скважин, при бурении методом без выхода циркуляции (ББВЦ) (см. Приложения 12-15).

Текущая стратегия для бурения Тенгизских скважин при условиях значительного поглощения бурового раствора заключается в использовании техники ББВЦ (бурение без выхода циркуляции). При ББВЦ затрубье наполняется столбом бурового раствора на нефтяной основе (РНО), который ведет к повышению пластового давления над гидростатическим давлением в скважине. Статическое состояние затрубья поддерживается устьевым давлением, подаваемым на вращающееся превенторное устройство (ВПУ). При СПО КНБК или хвостовика скважину переводят на постоянное контролируемое поглощение до повторной установки элемента ВПУ, а в стволе скважины поддерживается контролируемый гидродинамический столб жидкости.

Эта стратегия будет успешно продолжаться применяться до тех пор, пока давление продуктивного пласта не окажется ниже гидростатического давления столба самого легкого бурового раствора. В настоящее время самый легкий буровой раствор, доступный для работы на Тенгизе, – это AMODRILL 1500, плотность которого составляет 6.6 ррг. Как только давление продуктивного пласта упадет ниже 6.6 ррг, процесс ББВЦ необходимо будет

модифицировать для ликвидации рисков, возникающих из-за невозможности поддержания и наличия гидростатического столба жидкости от устья скважины до продуктивного горизонта. В частности, методы и операции по переводу скважины на контролируемое поглощение во время спуска КНБК и хвостовика станут невозможны и повлекут риски.

Предлагаемый модифицированный метод – это бурение созданием столба азота (азотной шапки) под давлением, который находится над столбом жидкости и позволяет поддерживать гидростатическое сообщение с продуктивным пластом. В условиях продолжения падения давления продуктивного пласта ниже 6.6 ррг, никаких изменений эта новая технология не требует. Единственное изменение касается объема закачиваемого азота. Соответственно в зависимости от ситуации, гидростатический столб жидкости или давление на азотной шапке можно отрегулировать для удержания забойного давления. Предлагаемое название этой технологии - бурение скважин с применением азота (БСПА). Технические данные, параметры оборудования для бурения с использованием азотной шапки приведены в Паспортах и технических документах на оборудование, которое находится на буровой (технический паспорт на азотную установку NPF-374, паспорт сосуда для хранения и транспортировки азота, паспорт насосной установки для преобразования жидкого азота и др.).

Контроль за исполнением технического проекта осуществляют заказчик и проектная организация, составившая технический проект. (Согласно пп. 9 п. 168 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018 года № 239 (с изменениями и дополнениями от 20.08.2021 г.);

Рецептура и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора контролируются специалистами авторского надзора за строительством скважин. (Согласно п.85-4 «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года № 355 (с изменениями и дополнениями от 15.01.2023 г.)).

Оборудование, используемое при БСПА

Буровые установки, работающие на Тенгизе в настоящее время, могут полностью вести ББВЦ. Далее в таблице 6.1 указан перечень дополнительного оборудования, необходимого для проведения предлагаемой модифицированной техники ББВЦ (БСПА).

Перечень дополнительного оборудования, необходимого для БСПА

Таблица 6.1

Наименование оборудования	Назначение оборудования
1	2
Криогенный/низкотемпературный насос или мембранный генератор жидкого азота	Источник азота
Бустер/гидроусилитель	Закачка азота
Азот (если используется криогенный насос для закачки жидкого азота)	Поставка жидкого азота
Эхолот (может не потребоваться)	Оценка уровня столба жидкости
2-дюймовые трубы	Линия для закачки азота (закачка азота ведется через задавочную линию глушения скважины, а выпуск азота через штуцерную линию)
Датчик измерения температуры	
Датчик газа	Обнаружение утечки на ВПУ
Внутрискважинный колонный клапан-отсекатель (необязательно)	Дополнительная изоляция ствола скважины во время СПО
Криогенная емкость / транспортер	Криогенная накопительная емкость специально сконструирована для хранения и транспортировки жидкого азота
Перекачивающие шланги	Шланги, используемые для перекачки жидкого азота, специально сконструированы для работы в низкотемпературном режиме

Общий порядок БСПА

Монтаж оборудования, используемого при БСПА

1. Установить эхолот на боковом отводе устьевого оборудования.
2. Провести монтаж насосной установки на раме и емкостей для хранения жидкого азота.
3. Провести монтаж линии, ведущей от азотной насосной установки на раме до манифольда.
4. Провести опрессовку системы аварийного отключения насоса для превращения жидкого азота в газ высокого давления и убедиться, что весь персонал был полностью проинструктирован и знает, как использовать данную систему.
5. Установить оборудование системы безопасности и оградительные ленты.
6. Провести опрессовку азотного оборудования согласно процедурам.
7. Подготовиться к бурению скважины.

Переход на БСПА

Как только интенсивность поглощения бурового раствора окажется достаточно высокой для перехода к БСПА, провести переход по следующему порядку:

1. Продолжать промывку вниз по бурильной колонне.
2. Провести испытание на приемистость вниз по затрубью для подтверждения перехода на БСПА.
3. Провести полное вытеснение жидкости, заполняющей затрубье, легким буровым раствором.
4. Выключить любые насосы, проводящие закачку жидкости вниз по затрубью для поддержания наполненности скважины.
5. Закачать 20 барр. высоковязкого легкого бурового раствора.
6. Начать закачку азота в затрубье до тех пор, пока межколонное давление не составит приблизительно 100 psi, а уровень жидкости в затрубном пространстве не стабилизируется. Стараться снимать показания уровня жидкости с помощью эхолота каждые 10 минут.
7. Как только уровень жидкости стабилизируется, зарегистрировать показания объема закаченного жидкого азота и давления азота. Зарегистрировать показание давления на стояке при скорости закачки тех. воды 250 галл/мин.
8. Продолжать закачку азота, пока межколонное давление не повысится от 100 psi до ~250 psi. Зарегистрировать объем закаченного азота, и время, необходимое для достижения ~250 psi. Попытаться зарегистрировать изменения уровня жидкости в затрубье с помощью эхолота.
9. Подготовиться к бурению при давлении 250 psi на ВПУ.

Продолжение бурения с БСПА

Основная цель при продолжении бурения заключается в поддержании давления на ВПУ. По сравнению с текущей практикой ББВЦ при БСПА буровой раствор, закаченный в затрубье, всегда будет иметь постоянную плотность.

1. Продолжить бурение согласно методу ББВЦ, закачивая тех. воду вниз по бурильной колонне.
2. Следить за давлением на стояке при скорости закачки 250 галл/мин и за показаниями изменений параметров забойного давления и наличия перетока до и после наращивания.
3. Попытаться вести наблюдение за уровнем жидкости в затрубье, используя эхолот, если давление на ВПУ изменится. Если уровень жидкости в затрубье увеличивается, межколонное давление также увеличится, поскольку происходит сжатие азотного пузыря.
 - Вероятно, колебания давления будут заметны на устье скважины. Если устьевое давление начинает быстро расти, по очевидным причинам потребуются предпринять меры по ликвидации последствий.

• Во время бурения возможно потребуется регулировка показания устьевого давления. Провести закачку легкого бурового раствора или азота, при необходимости, для регулировки устьевого давления на необходимом уровне.

4. По достижении проектной глубины или при необходимости СПО провести подъем инструмента из скважины.

Подъем инструмента при БСПА

Поскольку невозможно проведение СПО во время непрерывной циркуляции на доливочную емкость во время БСПА, скважина должна наполняться во время подъема каждой свечи (объем стали $\times 1,5$). Данная операция требует тщательного наблюдения за вытеснением жидкости из трубы.

Подъем инструмента в режиме БСПА проводится следующим образом:

1. Остановить бурение и выровнять состояние ствола скважины, при необходимости.
2. Закачать раствор на $1/2$ больше объема затрубного пространства для промывки затрубья.
3. Провести замещение технической жидкости в бурильной колонне на легкий буровой раствор.
4. Настроить линию на заполнение скважины с использованием бурового насоса.
5. Провести подъем инструмента из скважины. Закачать буровой раствор на 1,5 раза больше объема замещения трубы (объем с замкнутым концом) в затрубье. Записать прокаченный объем и показания межколонного давления до и после закачки.

Нижеуказанная процедура по подъему инструмента из скважины при БСПА выполняется в случае, если внутрискважинный колонный клапан-отсекатель не установлен в стволе скважины.

1. Продолжать подъем инструмента из скважины до ранее определенной глубины.
2. Перед стравливанием азотной шапки подогнать длину инструмента и закрыть скважину.
3. Постепенно снижать/стравливать затрубное межколонное давление при постоянном наблюдении за возвратной жидкостью. После каждого стравливания закачивать легкий буровой раствор, как минимум, 1,5-разового стравленного объема и дать жидкости заместиться.
4. Провести проверку на приток и ГНВП.
5. После полного стравливания межколонного давления провести подъем инструмента согласно текущей методике ББВЦ.
6. Продолжить подъем КНБК до УБТ.
7. Перевести скважину в режим поглощения путем закачки тяжелого бурового раствора и извлечь элемент ВПУ.
8. Провести подъем оставшейся части КНБК.
9. После полного подъема инструмента из скважины закрыть глухие плашки, закачать легкий затрубный раствор/легкий буровой раствор либо азот до получения устьевого давления в 100 psi и следить за скважиной.

Нижеуказанная процедура по подъему инструмента из скважины при БСПА выполняется в случае, если колонный клапан-отсекатель установлен в стволе скважины.

1. Поднять долото выше колонного клапана и закрыть его.
2. Поэтапно стравить межколонное давление. Если после стравливания имеет место рост межколонного давления, перейти к подъему, как если бы колонный клапан не был установлен.
3. Продолжить подъем труб из скважины. Не извлекать элемент ВПУ в случае, если необходимо провести закачки раствора в ствол скважины.

4. Продолжить подъем КНБК до появления УБТ.
5. Извлечь ВПУ.
6. Поднять оставшуюся часть КНБК.
7. Закрывать глухие плашки и продолжить наблюдение за скважиной.

Каротаж при БСПА

Нижеуказанная каротажная процедура выполняется в случае, если колонный клапан-отсекатель не установлен в стволе скважины.

1. Провести монтаж каротажного оборудования и лубризатора.
2. Собрать каротажные инструменты в соответствии с процедурами.
3. Провести опрессовку лубризатора согласно процедуре.
4. Установить межколонное давление в 100 psi.
5. Выровнять давление в лубризаторе.
6. Открыть глухие плашки.
7. Провести спуск каротажных инструментов и каротажные работы.
8. Поднять каротажные инструменты над глухими плашками.
9. Закрывать глухие плашки и наблюдать за скважиной.
10. Провести демонтаж лубризатора и каротажного оборудования согласно процедуре.

Нижеуказанная каротажная процедура выполняется в случае, если колонный клапан-отсекатель установлен в стволе скважины.

1. Провести монтаж каротажного оборудования и лубризатора.
2. При закрытых глухих плашках восстановить гидростатическое дифференциальное давление, которое было стравлено после закрытия забойного клапана и поднятия трубы без наполнения ствола скважины.
3. Провести опрессовку лубризатора согласно процедуре.
4. Установить межколонное давление в 100 psi с использованием азота.
5. Записать объем закаченного азота и фактическое давление азота. Закачать 50 барр. бурового раствора, дополнительное гидростатическое давление приведет к открытию заслонки клапана и будет использовано для промывки секции ниже клапана.
6. Собрать каротажные инструменты согласно процедурам.
7. Провести спуск компоновки каротажных инструментов до сбалансирования давления на клапане.
8. Выровнять давление в клапане и открыть его.
9. Провести спуск и каротаж на скважине.
10. Провести подъем каротажных инструментов выше колонного клапана и закрыть колонный клапан.
11. Постепенно стравить межколонное давление. Если после стравливания межколонное давление снова растет, продолжит подъем каротажных инструментов в режиме, когда колонный клапан-отсекатель не установлен.
12. Поднять каротажные инструменты над глухими плашками.
13. Закрывать глухие плашки и наблюдать за скважиной.
14. Провести демонтаж лубризатора и каротажного оборудования согласно процедуре.

Спуск инструмента при БСПА

Нижеуказанная процедура по спуску КНБК или хвостовика выполняется в случае, если колонный клапан-отсекатель не установлен в скважине.

1. Подготовиться к спуску КНБК/хвостовика.
2. Постепенно стравить межколонное давление, при этом постоянно наблюдать за возвратной жидкостью. После каждого стравливания закачивать легкий буровой раствор, как минимум, 1,5-разового стравленного объема и дать жидкости заместиться.

3. Провести проверку на приток и ГНВП.
4. После полного стравливания межколонного давления перевести скважину в режим контролируемых поглощений, используя текущую методику ББВЦ.
5. Открыть глухие плашки.
6. Провести спуск КНБК или хвостовика до заранее определенной глубины в режиме контролируемого поглощения на скважине.
7. Закрыть ПУГ.
8. Установить элемент ВПУ.
9. Провести закачку азота для поддержания устьевого давления в 100 psi.
10. Закачать 50 барр. бурового раствора для промывки обсадной колонны.
11. Выровнять давление между ПУГ и ВПУ.
12. Открыть ПУГ.
13. Продолжить спуск КНБК или хвостовика.
14. При спуске и достижении КНБК проектной глубины вытеснить жидкость, заполняющую бурильную трубу, тех. водой и продолжить бурение.
15. При спуске хвостовика проводить спуск до требуемой глубины согласно процедуре по спуску и установить подвеску хвостовика и пакер верха хвостовика.

Нижеуказанная процедура по спуску КНБК или хвостовика выполняется в случае, если колонный клапан-отсекатель установлен в скважине.

1. Открыть глухие плашки.
2. Провести спуск КНБК или хвостовика.
 - Не проводить долив до тех, пор пока башмак или долото не окажутся на том последнем уровне флюида, который был во время подъема. Проведение долива до этой точки может вызвать переток жидкости и заполнение ствола скважины.
3. Провести спуск до глубины установки межколонного клапана и установить элемент ВПУ.
4. Сбалансировать давление на межколонном клапане путем закачки азота для получения того же давления, которое было при закрытии клапана.
5. Закачать 50 барр. бурового раствора, чтобы промыть колонну.
6. Открыть межколонный клапан.
7. Продолжить спуск КНБК или хвостовика.
8. При спуске и достижении КНБК проектной глубины вытеснить жидкость, заполняющую бурильную трубу, тех. водой и продолжить бурение.
9. При спуске хвостовика проводить спуск до требуемой глубины согласно процедуре по спуску и установить подвеску хвостовика и пакер верха хвостовика.

6.1. Возможные проблемы при бурении скважин

• Проблемы, связанные с неустойчивостью ствола скважины, возникающие из-за дисперсии глины и известняка, содержание которых составляет более 70% в надсолевых отложениях;

- Сальникообразование;
- Текучесть Кунгурской соли в нижнем Пермском периоде;
- Потеря циркуляции и поглощение раствора в продуктивном горизонте;
- Содержание сероводорода в пластовом флюиде до 16%.

Пути решения:

• Для предотвращения проблем, связанных с целостностью ствола скважины необходимо использовать раствор на нефтяной основе (РНО);

- В случае возникновения поглощения раствора в продуктивном пласте, необходимо использовать наполнитель для ликвидации поглощения, предпочтительно различного происхождения (волокно, хлопьевидная частица, гранулы) и фракционный размер (мелкие, средние, крупные) в зависимости от глубины и уровня поглощения;

- Для того, чтобы предотвратить газонефтепроявления, необходимо вести мониторинг параметров бурового раствора и уровень бурового раствора на мерниках с помощью измерительных устройств;

- При присутствии H_2S в пластовых жидкостях, необходимо использовать стационарные либо переносные газоанализаторы и средства индивидуальной защиты (ВДА);

- Абсорбенты и поглотители H_2S необходимо добавлять в буровой раствор на постоянной основе;

- Для предотвращения текучести соли необходимо использовать раствор на нефтяной основе.

6.2. Процедура определения плотности или удельного веса бурового раствора

Вес бурового раствора на каждый интервал бурения определяется основываясь на геологических условия скважин в соответствии с требованиями промышленной безопасности в нефтегазовой промышленности (Правила ОПБОПОНГОП №355, статья 85-2), и опыте, извлеченном при бурении предыдущих скважин, расположенных вблизи:

$$\rho_{б.р.} = k_{п.д.} \times k_{пр.ср.}, \quad (1)$$

где:

$k_{п.д.}$ – основной градиент пластового давления в пределах интервала (Таблица 3.6, геологический раздел проекта);

$k_{пр.ср.}$ – коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением (зависит от глубины) (Правила ОПБОПОНГОП №355, статья 85-2, 1-3).

Интервал от 0 - 600 м:

$$\rho_{б.р.} = 1,03 \times (1,10 \div 1,15) = 1,13 \div 1,19 \text{ г/см}^3$$

Для бурения данного интервала, основываясь на опыте бурения предыдущих скважин, выбираем плотность 1,03-1,19 г/см³. Для расчетов мы берем 1,14 г/см³.

В случае возникновения проблем, связанных с устойчивостью стенок скважины, необходимо увеличить вес бурового раствора на водной основе, до такой величины, чтобы не повлечь поглощения раствора.

Интервал от 600 – 3334 м:

$$\begin{aligned} 600 - 3334 \text{ м } \rho_{б.р.} &= 1,10 \times (1,1 \div 1,15) = 1,21 \div 1,27 \text{ г/см}^3 \\ 600 - 3334 \text{ м } \rho_{б.р.} &= 1,10 \times (1,04 \div 1,07) = 1,14 \div 1,18 \text{ г/см}^3 \end{aligned}$$

Для бурения данного интервала, основываясь на опыте бурения предыдущих скважин, выбираем плотность 1,14-1,56 г/см³.

В случае возникновения проблем, связанных с устойчивостью стенок скважины, необходимо увеличить вес бурового раствора на водной основе с низким содержанием твердой фазы до такой величины, чтобы не повлечь поглощения раствора.

Примечание: Принимая во внимание опыт предыдущих скважин, пробуренных в данной секции на месторождении Тенгиз, вес бурового раствора до 1,56 г/см³ используется для

предотвращения проблем, связанных с устойчивостью стенок скважины, причем постепенно увеличивая его и при этом не вызвав поглощения раствора.

Интервал от 3334 - 4693 м:

$$3334 - 4693 \text{ м } \rho_{б.р} = 2,0 \times (1,04 \div 1,07) = 2,08 \div 2,14 \text{ г/см}^3$$

Данная секция может быть пробурена с использованием веса бурового раствора – 2,08 г/см³.

Примечание: Принимая во внимание опыт предыдущих скважин, пробуренных в данной секции на месторождении Тенгиз вес бурового раствора 2,02 - 2,35 г/см³ используется для предотвращения проблем, связанных с устойчивостью стенок скважины, причем постепенно увеличивая его и при этом не вызвав поглощения раствора.

В случае возникновения поглощения раствора, необходимо использовать материал для ликвидации поглощения.

Интервал от 4693 - 5370 м:

$$4693 - 5370 \text{ м } \rho_{б.р} = 1,69 \times (1,04 - 1,07) = 1,75 - 1,81 \text{ г/см}^3$$

Для бурения данной секции, основываясь на опыте бурения предыдущих скважин, можно использовать буровой раствор весом 0,77 - 1,93 г/см³.

В случае обвала породы либо столкновением с газонефтепритоком, необходимо увеличивать постепенно вес бурового раствора пока проблемы не будут устранены, при этом не вызвав поглощения раствора.

6.3. Выбор бурового раствора

Для предотвращения любых проблем при бурении скважины должны быть использованы следующие буровые растворы:

Бурение интервала от 0 – 600 м требует использования ингибированного бурового раствора на водной основе с низким содержанием твердой фазы состоящего из:

- Барит – утяжелитель (для бурового раствора по необходимости);
- Xanvis (биополимер) – загуститель /гелеобразователь;
- РАС (Полианионная целлюлоза) – для понижения водоотдачи;
- Техническая вода.

При бурении интервала от 600 – 3334 м использовать раствор на нефтяной основе.

Для того, чтобы подготовить и замешать раствор на нефтяной основе, необходимо использовать следующие химикаты:

- Дизель (на нефтяной основе) – на нефтяной основе;
- Известь (гидрат кальция) – щелочной регулятор и активатор эмульгирующей добавки;
- Хлорид кальция CaCl₂ – регулятор солености водной фазы;
- VG-Supreme (органофильная глина) – загуститель, вещество снижающее потери жидкости;
- Versamul (эмульгатор);
- Versacoat HF (вспомогательный эмульгатор);
- Versa HRP (загуститель) – для растворов на нефтяной основе;
- Versatrol-M (гильсонит) – вещество снижающее потерю жидкости;
- Барит – утяжеляющий материал;
- Техническая вода.

При бурении интервала от 3334 – 4693 м, необходимо использовать раствор на нефтяной основе.

Для приготовления и замешивания бурового раствора на нефтяной основе, необходимо использовать следующие химические реагенты:

- Дизель (на нефтяной основе) – на нефтяной основе;
- Известь (гидрат кальция) – щелочной регулятор и активатор эмульгирующей добавки;
- Хлорид кальция CaCl_2 – регулятор солености водной фазы;
- VG-Supreme (органофильная глина) – загуститель, вещество снижающее потери жидкости;
- Versamul (эмульгатор);
- Versacoat HF (вспомогательный эмульгатор);
- Versa HRP (загуститель) – для растворов на нефтяной основе;
- Versatrol-M (гильсонит) – вещество снижающее потерю жидкости;
- Барит – утяжеляющий материал;
- Техническая вода.

В случае возникновения проблем, связанных с целостностью ствола скважины при запланированном весе бурового раствора, (затяжки, посадки, прихват колонны), необходимо учитывать увеличение веса бурового раствора на нефтяной основе до такой величины, чтобы не повлечь поглощения раствора.

При бурении интервала от 4693 - 5370 м, принимая во внимание возможные осложнения при бурении продуктивного пласта и учитывая характеристики резервуара, бурение продуктивного пласта должно быть выполнено с использованием бурового раствора на нефтяной основе.

Для приготовления раствора на нефтяной основе, необходимо использовать следующие химикаты:

- Дизель (на нефтяной основе) – на нефтяной основе;
- Известь (гидрат кальция) – щелочной регулятор и активатор эмульгирующей добавки;
- Хлорид кальция CaCl_2 – регулятор солености водной фазы;
- VG-Supreme (органофильная глина) – загуститель, вещество снижающее потери жидкости;
- Versamul (эмульгатор);
- Versacoat HF (вспомогательный эмульгатор);
- Versamod (релогические модификаторы) – для растворов на нефтяной основе;
- Versatrol-M (гильсонит) – вещество снижающее потерю жидкости;
- Оксид цинка (поглотитель H_2S)
- Барит – утяжеляющий материал;
- Техническая вода.

При возникновении проблем, связанных с целостностью ствола скважины либо газонефтепроявлениями, необходимо учитывать увеличение веса бурового раствора на нефтяной основе до такой величины, чтобы не повлечь поглощения раствора.

В случае поглощения, необходимо использовать материал для ликвидации поглощений.

Перечень химических реагентов, содержащихся в буровом растворе и его количество обозначены в таблицах 6.3 - 6.7.

Примечания:

1. Журнал учета расхода химических реагентов и журнал регистрации свойств бурового раствора должны заполняться на буровой установке на постоянной основе согласно Правил ОПБОПОНГОП №355, статья 49;
2. Согласованные химические реагенты, предоставляемые Подрядчиком. Возможно использование других идентичных химических реагентов (не ухудшающие свойства бурового раствора), либо те которые изготовлены другими компаниями;
3. Рецептура смеси обработки бурового раствора может быть изменена в процессе бурения;
4. Все химические реагенты должны быть подвергнуты токсикологическому исследованию;
5. Температура самовозгорания раствора на нефтяной основе должна превышать максимальной температуры на устье на 50°C.

6.4. Контроль качества и подготовка бурового раствора

Учитывая возможные проблемы в процессе бурения и способы их предотвращения, необходимо обеспечить более тщательную проверку химических реагентов и реологических свойств бурового раствора, электрической стабильности РНО; все основные параметры (Таблица 6.2) должны измеряться каждые 6 часов, кроме, плотности которая должна измеряться каждые 30 минут (в случае возникновения газонефтепритока, плотность бурового раствора должна измеряться каждые 5 минут) и условная вязкость по Маршу (путем применения стандартного вискозиметра -5 – стандарта РК либо вискозиметр Марша – АРІ стандарта) должна измеряться каждые 10-15 минут (Правила ОПБОПОНГОП №355, статья 85-5).

При бурении пласта, содержащего H_2S , его присутствие и сульфиды в буровом растворе должны контролироваться. В случае возникновения этого, необходимо обработать буровой раствор с помощью нейтрализующего агента (Правила ОПБОПОНГОП №355, статья 75).

Для определения газа на ранней стадии, необходимо наблюдать за следующим:

- Уровень буровой жидкости, когда она не циркулирует;
- Уровень бурового раствора в емкостях;
- Содержание газа в буровом растворе, содержание сульфидов и вес бурового раствора (Правила ОПБОПОНГОП №355, статья 77).

Имеются особые требования для контроля твердых частиц, поэтому циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена передовым оборудованием для контроля за твердыми частицами в буровом растворе (вибросита должны быть предоставлены с сетками вибросита для предварительной очистки (40 - 80 отверстий) и для высокой степени очистки (110 – 275 отверстий), гидроциклонный пескоотделитель и илоотделитель), и при необходимости использовать центрифугу. Эффективное использование системы для очистки бурового раствора от шлама поможет удерживать запланированные параметры бурового раствора и позволит сократить затраты на обработку (минимальное разбавление, и использование раствора на водной основе с низким содержанием твердой фазы обеспечит необходимую электрическую стабильность).

Периодически, в процессе бурения либо подготовки ствола скважины перед спуском обсадной колонны, необходимо закачивать специально заготовленную пачку hi-vis такой же плотности, для обеспечения дополнительной очистки ствола, особенно в местах где имеется обвал породы.

6.5. Бурение скважин с применением азота (БСПА)

Информация об азоте

При комнатной температуре и атмосферном давлении азот представляет собой бесцветный, не обладающий запахом, нетоксичный, негорючий газ. Жидкий азот – это азот в жидком состоянии, находящийся при экстремально низкой температуре. Это бесцветная чистая жидкость с удельной плотностью 0,8 г/см³. Жидкий азот – это криогенная жидкость, которая может вызвать скорое замораживание при контакте с живыми материями или растрескивание при контакте с некоторыми стальными материалами.

Азот транспортируется как жидкий азот (ЖН2), а закачивается как газообразный азот (ГН2). В течение процесса закачки азот подвергается огромным изменениям от - 196°С при давлении 1,02 атм. до +40°С и вплоть до 680,5 атм. (максимальное давление на выходе насоса для закачки азота).

Жидкий азот (ЖН2)	Вес (фунты)	Ст. куб. футов газа	Галлонов жидкости
1 фунт	1,0	13,8	0,148
1 галлон	6,735	93,12	1,0
1 куб. фут	50,46	696	7,48

Совместимые с жидким азотом материалы

В связи с крайне низкой температурой жидкого азота необходимо принять меры предосторожности, обеспечивающие отсутствие контакта между жидким азотом и углеродистой сталью, которая обычно применяется в качестве конструкционного материала для насосного оборудования. Контакт со стальными пластинами из мягких малоуглеродистых сталей типа А-36 или других распространенных марок вызывает их коробление и образование трещин. Силовые элементы конструкции грузовых автомобилей и прицепов под воздействием жидкого азота растрескиваются и полностью выходят из строя. Единственные материалы, которые могут сохранять свои механические свойства под воздействием жидкого азота, применяются в составе компонентов и узлов, работающих в контакте с криогенными жидкостями. Компоненты и узлы низкого давления криогенной системы (н-р, центробежный насос и установки) выполнены из алюминия или бронзы. Алюминий и бронза не выдерживают напряжения, возникающего под высоким давлением. Следовательно, все трубопроводы высокого давления и холодные концы (рабочий узел нагнетательной части криогенного жидкостного насоса), которые подвержены воздействию жидкого азота, должны изготавливаться из нержавеющей стали.

Требования обеспечения безопасности

Энергия, содержащаяся в сжатом газообразном азоте, и воздействие жидкого азота на кожу и глаза создают потенциальную опасность для работающего персонала. Стандарт по ТБ №11 компании «Шлюмберже Well Services» «Закачка азота» был разработан для того, чтобы выделить эти потенциальные опасности и риски. Очень важно, чтобы при работе и закачке жидкого азота бригада понимала и внедряла все соответствующие части этого стандарта. См. нижеприведенный перечень основных требований по ТБ.

1) Провести обзор Оценки рисков до начала каждой работы с применением азота и провести собрание по ТБ со всеми вовлеченными работниками до начала монтажа оборудования И перед работами.

2) Азотное оборудование должно быть расположено на расстоянии не менее 20 м от скважины. Азотный агрегат должен быть расположен таким образом, чтобы насос не смотрел в сторону персонала. Зона наблюдения и контроля должна быть расположена за линией

угрозы. Расстояние между криогенными емкостями должно быть не менее одного метра.

3) В связи с очень низкой температурой жидкий или холодный газообразный азот может вызвать эффект, аналогичный термическому ожогу. Избегать контакта с жидкостью и не дотрагиваться до замороженных труб или задвижек без соответствующей защиты.

Примечания:

- Если произошел контакт жидкого азота с кожей или глазами, сразу же последует заморозка тканей и сильный ожог. В этом случае необходимо незамедлительно оказать медицинскую помощь. Промывать пораженную зону теплой водой в течение, как максимум, 5 минут, но не дотрагиваться до кожи. После промывки пораженного участка, как можно быстро, обратиться за профессиональной медицинской помощью. В зоне замороженной ткани боль не чувствуется, и участок похож на воск и имеет желтый цвет. После размораживания участок опухает, ощущается боль, и он становится подверженным инфекциям. Если замороженная пораженная зона была отогрета до приезда врачей, накрыть поврежденный участок сухой стерильной салфеткой и забинтовать толстым защитным слоем.

- Помимо стандартных СИЗ персонал, задействованный в работе с азотом, должен надевать кожаные защитные перчатки и щитки для защиты лица.

4) Обязательное требование – наличие хорошей вентиляции. Холодный газообразный азот тяжелее, чем воздух и будет оседать в закрытых пространствах, вызывая серьезный риск получения удушья.

Примечания:

- По мере испарения жидкий азот уменьшает концентрацию кислорода в воздухе и может вызвать удушье, особенно в закрытых пространствах. Азот не имеет запаха, цвета и вкуса и может вызвать удушье без наличия каких-либо признаков или предупреждения. Отсутствие кислорода (<19,5%) может вызвать головокружение, дремоту, тошноту, рвоту, чрезмерное слюноотделение, помутнение рассудка, потерю сознания и смерть. Присутствие от 8% до 10% или менее кислорода в воздухе может привести к резкому обмороку, и это происходит так быстро, что люди не могут себе ничем помочь или защитить себя. Отсутствие достаточного количества кислорода может вызвать серьезную травму или привести к смертельному исходу.

5) Жидкий азот, оседающий между двумя точками, имеет склонность к созданию чрезмерного давления. Должна быть возможность проводить стравливание линий с жидкостями, и они должны иметь возможность снова расширяться при разгрузке в транспортировочную емкость в случае неиспользования.

6) Газообразный азот и азотные жидкости под давлением представляют собой огромный источник накопленной энергии. Любая случайная поломка или прорыв линии может привести к значительному выбросу этой энергии.

7) Работающий при транспортировке предохранительный обратный клапан должен всегда быть в отрытом положении при транспортировке емкости, чтобы гарантировать, что давление емкости ограничено до 1,02 атм.

8) Во время работ по БСПА следует поддерживать связь по рации. Ведущий руководитель бурового объекта ТШО должен всегда быть на связи с Супервайзером-Руководителем работ с азотом и операторами, ведущими перекачку азота.

9) В зоне расположения емкости с азотом всегда должен находиться источник воды для того, чтобы реагировать на любые незначительные разливы. Азот приведет к заморозке воды и не причинит повреждение металлическим поверхностям.

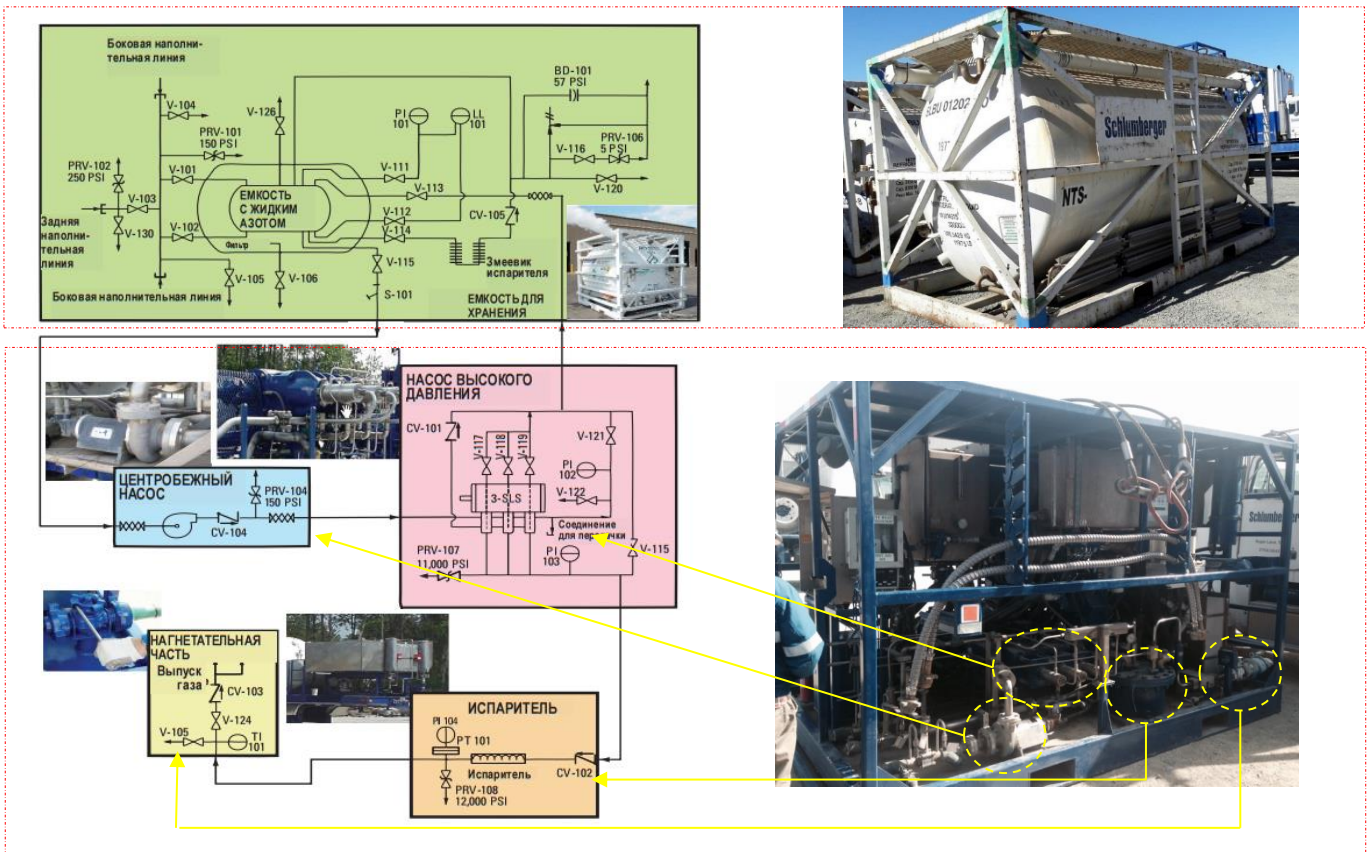
Большие разливы следует оставить, чтобы азот испарился. Разливы большого объема не следует обрабатывать водой, поскольку это приведет к распространению азота на большей территории. Освободите участок. Неспециализированный и незащищенный персонал не должен иметь доступа на участок, при необходимости использовать опознавательные предупредительные знаки. Не трогать и не проходить мимо участка с разливом. Избегать

вдыхания газа. Обеспечить соответствующую вентиляцию и проветривание. По возможности, попытаться остановить утечку, например, если это безопасно, закрыть задвижки, при этом всегда использовать СИЗ. Препятствовать попаданию жидкого азота в дренажную систему, подвалы, амбары или любые замкнутые пространства, где оседание азота может стать опасным.

ОПИСАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ

Азотная установка

Общая Схема Трубопроводов



Криогенное насосное оборудование используется для работы с азотом. Основные подсистемы азотной насосной установки включают емкости для хранения, бустерный центробежный насос жидкого азота, насос высокого давления и испаритель также именуемый теплообменник.

Важно понимать, что движущиеся, ходовые и вращающиеся части и детали системы, которые вступают в контакт с жидким азотом, не подвергаются традиционной смазке, т.е. масло отсутствует. Тепло, выделяемое движущимися частями, снимается холодной температурой жидкости. Допуски между деталями и уплотнениями очень жесткие, и они должны полностью и тщательно охладиться до начала закачки. Любые сокращения процедур во время захлаживания и заливки могут вызвать повреждение насоса.

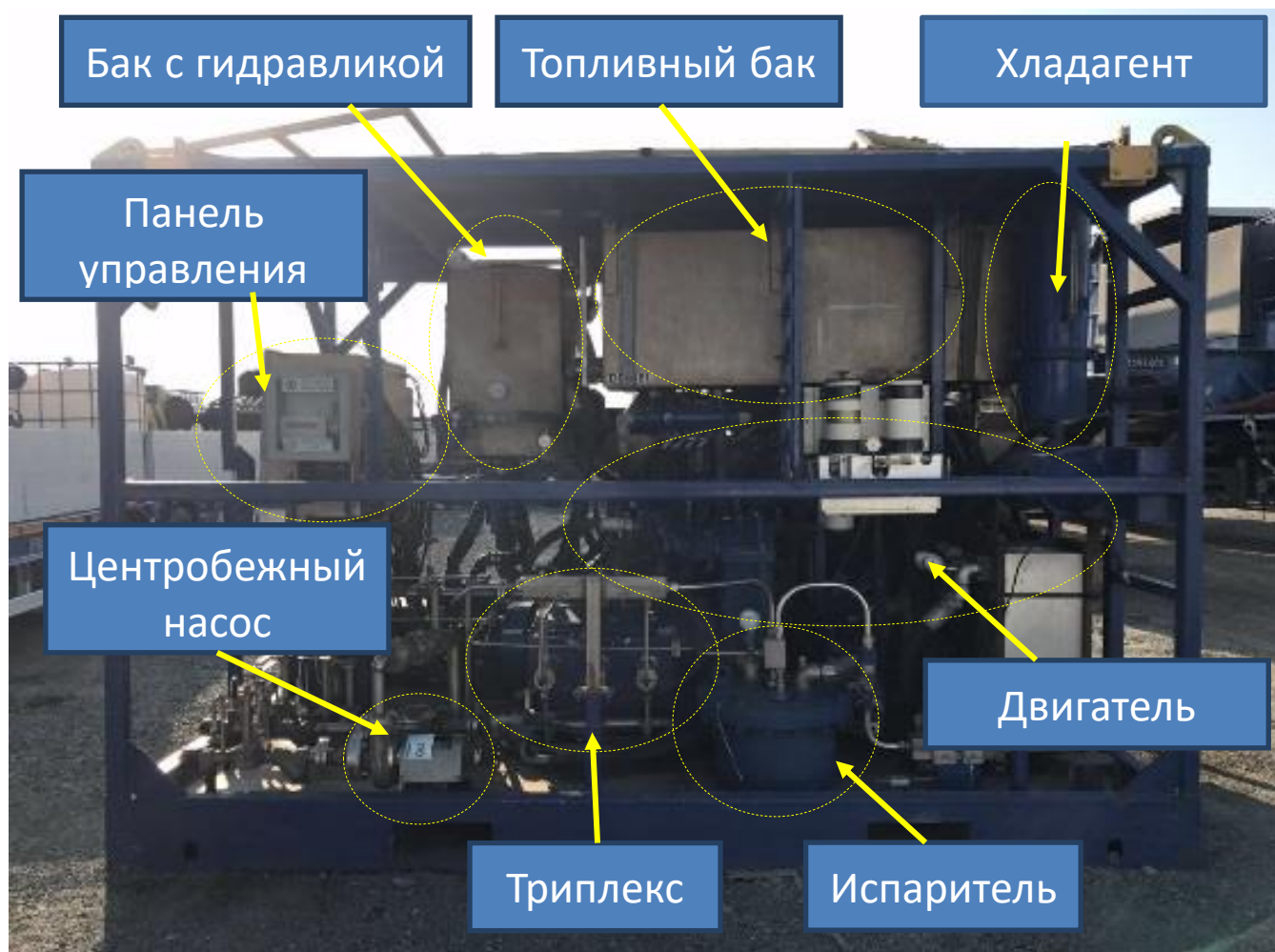
Криогенная емкость для NTS-133



1. Производитель		CRYOGENIC VESSEL ALTERNATIVES
2. Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)		0,31(3,1)
3. Расчетное давление, МПа (кгс/см ²)		0,40(4,1)
4. Пробное давление испытания, МПа (кгс/см ²)	пневматического	0,57 (5,72)
5. Рабочая температура среды не более, °С		минус 196
6. Расчетная температура стенки, °С		от минус 196 до плюс 38
7. Минимально допустимая отрицательная температура стенки, °С		минус 196
8. Наименование рабочей среды		жидкий азот
9. Характеристика рабочей среды	Класс опасности	2
	Взрывоопасность	нет
	Пожароопасность	нет
10. Прибавка для компенсации коррозии (эрозии), мм		0
11. Вместимость, л		12041
12. Расчетный срок службы сосуда, лет		25

Криогенная емкость NTS-133 специально сконструированы для содержания и транспортировки ЖН2. Криогенная емкость конструируется из внутренней емкости, выполненной из нержавеющей стали, и наружного корпуса, выполненного из малоуглеродистой стали. Зазор между двумя оболочками заполнен вакуумом и изоляцией. Этот тип емкости – емкость низкого давления, и они эксплуатируются при максимальном давлении 2,92 атм. Емкость конструируется так, чтобы внутренняя емкость-резервуар могла свободно двигаться, опираясь на ребра и втулки. Эта свобода передвижения позволяет расширяться и сжиматься по мере изменения температуры резервуара из-за присутствия жидкого азота. Трубопровод, соединяющий две оболочки, также разработан таким образом, что он не создает напряжений между двумя резервуарами при их расширении и сжатии.

Из-за того, что жидкий азот имеет крайне низкую температуру, он вскипает и испаряется при комнатной температуре. Таким образом, необходимо иметь соответствующую теплоизоляцию емкостей. Изоляция спроектирована таким же образом, как и термос, который используется для сохранения горячей или холодной температуры жидкости. Главное различие будет заключаться в степени вакуумирования зазора между наружной и внутренней оболочками. Степень вакуумирования криогенной емкости считается высокой/глубокой.

Насосный агрегат NPS-343

1. Производитель	HYDRA RIG, INC FT. WORTH, TEXAS USA
2. Двигатель	Detroit Series 60, 550 Н.Р.
2.1 Объем двигателя в л, мощность л.с.	14 л. 550 л.с
3. Криогенной триплекс насос	HYDRA RIG, модель NP-200
3.1 Гидравлическая мощность	200 л.с. (149 кВт)
3.2 Максимальное давление	10.000 фунт/кв. дюйм (68.9 МПа)
3.3 Максимальная производительность	180.000 ст. куб. фут/час
4. Теплообменник	Maxey 30T
5. Емкость топливного бака	100 галлонов США (379 л.)

Насосный агрегат NPS-343 – это криогенная установка, которая позволяет закачивать жидкий азот со сверхнизкой температурой (-196 градусов цельсия) и преобразовывать его в применимый газ, используя теплообменник. Агрегат включает в себя следующие основные компоненты:

Дизельный двигатель

Насосный агрегат NPS-343 укомплектован собственным дизельным двигателем и не нуждается во внешнем источнике питания. Дизельный двигатель напрямую соединен с приводом. Привод в свою очередь соединен с поршневым насосом и тройным шестеренчатым насосом, которые используются для подачи гидравлики на моторы, приводящие в движение триплекс, центробежный насос (бустер см. ниже) и шестеренчатый насос (циркулирующий

охлаждающую жидкость). Питание электронного оборудования, установленного на агрегате осуществляется за счет генератора соединенного с двигателем, по такому же принципу как и на двигателе в автомобиле.

Тепловые насосы

Функцию тепловых насосов выполняют два насоса соединенные с приводом: поршневой насос и одна секция шестеренчатого насоса. Каждый насос генерирует тепло через перепад давления, создаваемый клапаном ограничивающим поток гидравлической жидкости для поршневого насоса и предохранительным клапаном для шестеренчатого насоса. Тепловые насосы активируются в случае необходимости дополнительного подогрева системы хладагента и контролируются на панели приборов. Поршневой насос также подает гидравлику на мотор, приводящий в движении триплекс.

Бустерный центробежный насос для закачки жидкого азота



Этот насос, приводимый в действие гидравлическим двигателем, питает триплексный насос жидким азотом, для обеспечения положительного давления ЖН2 для закачки и испарения. Центробежный насос используется для поддержания давления 40-100 фунтов на кв. дюйм на стороне всасывания триплексного насоса. Центробежный насос имеет следующие размеры: 1,5 дюйма x 2,5 дюйма x 6 дюймов, что соответствует Размер патрубка нагнетания x Размер патрубка всасывания x Размер крыльчатки.

Бустерный центробежный насос жидкого азота является жизненно важной составной частью системы подачи азота. Без него насосно-компрессорный агрегат будет ограничен в плане возможного количества подаваемой жидкости. Жидкий азот подается из рабочей питающей емкости в бустерный центробежный насос, который подает и поддерживает давление жидкого азота. С точки зрения обеспечения подачи жидкости на всасывающую сторону насоса прямого вытеснения криогенная система мало чем отличается от обычной трехплунжерной насосной установки подачи воды. Для того, чтобы насос работал с номинальной производительностью, необходимо заправить всасывающую ветвь жидкостью с требуемым положительным напором на всасывании. Если всасывающая сторона насоса неверно заправлена, трехплунжерный насос запустится с недостатком рабочей жидкости, и в нем начнется кавитация. Это осуществляется с помощью центробежного насоса. При подаче в насос жидкого азота вероятность возникновения кавитации выше, поскольку в жидкости содержится увлеченный ею газ. Из-за температуры ЖН2, его летучестью и наличием

увлеченного газа правильная заливка и применение центробежного насоса подачи жидкого азота является определяющими факторами успешной насосной подачи жидкого азота.

Криогенное уплотнение, используемое в центробежном насосе, состоит из двух совершенно плоских поверхностей, которые, контактируя друг с другом, останавливают поток жидкого азота в атмосферу. Чистота обработки и плоскостность обеих поверхностей очень важны в работе уплотнений. Один из компонентов – вращающееся уплотнение. Это плоское металлическое кольцо с высокой чистотой полированной поверхности. Которое осуществляет уплотнение относительно другого компонента узла уплотнения в сборке. Другой компонент – углеродистое/графитовое уплотнение – это кольцо с высокой чистотой полированной поверхности, посаженное в несущий корпус, который снабжен пружинным сильфоном. Эта пружина удерживает в контакте графитовое уплотнение и вращающееся кольцо. Тепло, выделяющееся за счет трения между вращающимся уплотнением и графитовым уплотнением, выводится за счет присутствия ЖН2. Отсутствие жидкого азота приводит к саморазрушению уплотнения. Поэтому крайне важным требованием является правильное захолаживание и заливка перед пуском.

Насос высокого давления



Насос высокого давления выполняет те же функции, что и трехплунжерный насос в установке для цементирования или насос для интенсификации притока. Основное различие заключается в том, что рабочей жидкостью является жидкий азот. Следовательно, компоненты, контактирующие с азотом, должны быть изготовлены из соответствующего материала.

Приводная часть преобразовывает входную мощность из источника питания в возвратно-поступательное движение. Это действие приводит каждый из поршней холодных концов посредством цикла всасывания и нагнетания.

Уплотнения и прокладки, применяемые в составе холодного кольца, изготавливаются из тефлонов и других материалов, выдерживающих холодный жидкий азот.

Этот плунжерный насос имеет гидравлический привод и способен подавать азот до максимального рабочего давления в 10,000 фунтов на кв. дюйм.

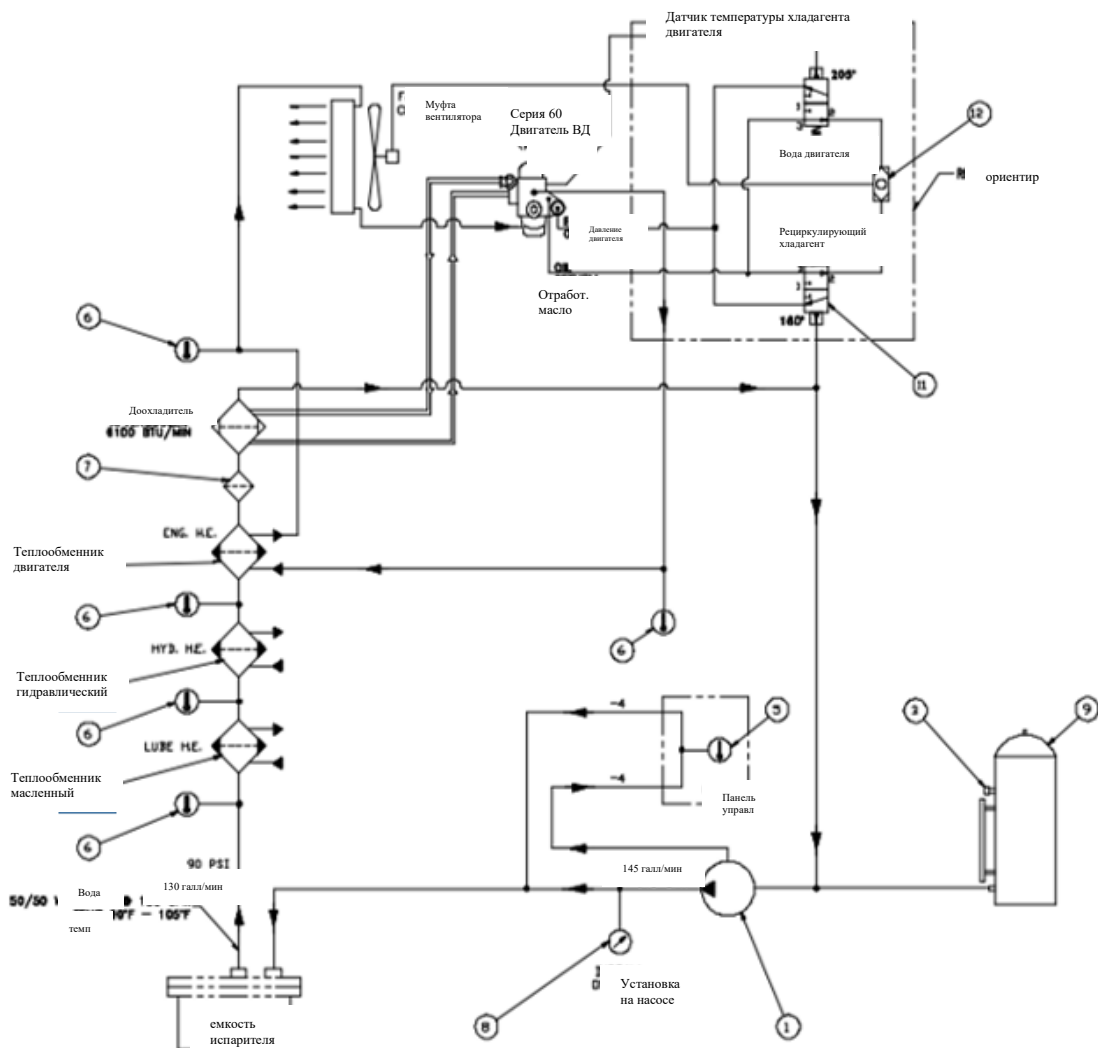
Скорость работы насоса контролируется вручную и регулируется дросселем. Минимальная скорость закачки азота составляет 250-300 стандартных кубических футов в минуту (SCFM).

Цепь контура циркуляции охлаждающей жидкости

Контур циркуляции хладагента представляет собой систему рециркуляции водно/гликолевой смеси в соотношении 50/50. Хладагент циркулируется шестеренчатым насосом, приводимым в движение гидравлической цепью. Цепь соединяет несколько

теплообменников, каждый из которых восстанавливает тепло отработанной системы от своей конкретной функции системы. Последним этапом этой схемы является испаритель жидкого азота. См. «Испаритель ЖН2» ниже.

Испаритель (теплообменник)



Это сердце системы испарения. Испаритель представляет собой специально разработанный теплообменник, состоящий из камеры, заполненной змеевиком, через который проходит ЖН2. Жидкость контура циркуляции охлаждающей жидкости (вода/гликоль 50/50)

заполняет камеру и обтекает змеевик под давлением 80-150 psig. Когда ЖN2 (-196°C) проходит по змеевику, ЖN2 испаряется и переходит в газообразное (ГN2) состояние. Температура (ГN2) зависит от скорости потока ЖN2, а также от температуры воды с гликолем на входе и расхода системы циркуляции хладагента. Температура ГN2 составляет от 16 до 20°C. Поток газа измеряется в стандартных кубических футах в минуту (SCFM) или стандартных кубических метрах в минуту (SCMM). Температуру контура хладагента контролируют вручную на панели управления, чтобы поддерживать постоянный вход в испаритель между 38° до 49°C. Тепло, в контуре циркуляции хладагента, берется из отдельных источников, перечисленных ниже:

- Тепло, выделяемое за счет нагрева гидравлической жидкости путем ограничения потока жидкости (тепловые насосы);

- Отработанное тепло передается от гидравлического теплообменника;
- Отработанное тепло передается от теплообменника охлаждения двигателя;
- Отработанное тепло из системы смазки триплекса.

После завершения этого этапа азот покидает насосную установку в газообразном виде и готов к смешиванию с другими флюидами или к тому, чтобы быть направленным в скважину. Пропускная способность теплообменника 180,000 ст. куб. фут/час. Максимальное рабочее давление азота 10,000 фунтов на кв. дюйм. Максимальное рабочее давление в системе охлаждающей жидкости 175 фунтов на кв. дюйм.

Система охлаждения двигателя

Система охлаждения двигателя также протекает через один из теплообменников. Значительный процент тепла, необходимого для нагрева контура испарительного теплоносителя, обеспечивается от этого теплообменника. Сумма варьируется в зависимости от мощности двигателя или нагрузки двигателя.

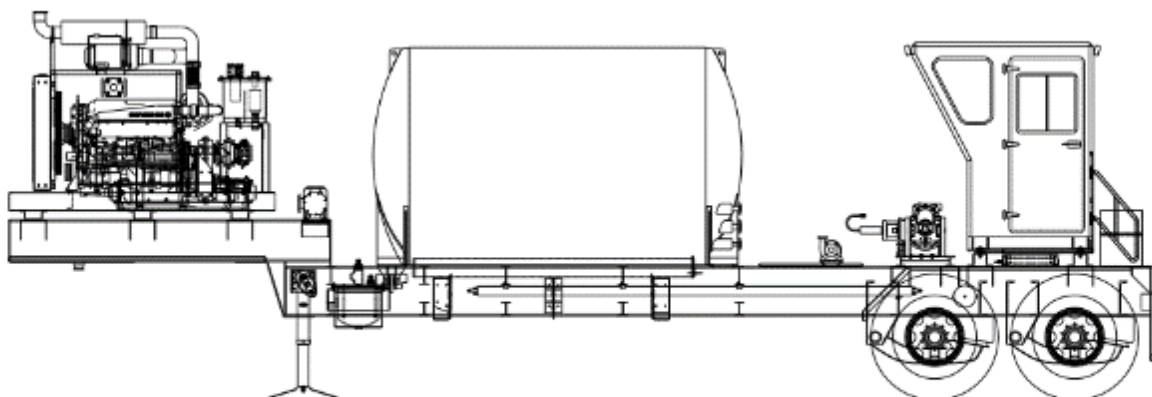
Система гидравлического охлаждения

После того как охлаждающая жидкость покидает испаритель, она проходит через гидравлический теплообменник. Охлаждающая жидкость будет поглощать дополнительное тепло от гидравлического масла.

В холодную погоду возможен обратный теплообмен. Контур хладагента (нагретый при помощи теплового насоса) будет прогревать гидравлическое масло.

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Насосный агрегат NPF-374



1. Производитель	HYDRA RIG. DUNCAN, ОКЛАХОМА,
2. Шасси	Полуприцеп - "Atoka
3. Двигатель	Detroit Series 60 (550H P 2100 RPM)
3.1 Объем двигателя в л, мощность л.с.	14 л. 550 л.с.
4. Криогенной триплекс – насос	HYDRA RIG, модель NP-200
4.1 Гидравлическая мощность, л.с.	200 л.с. (149 кВт)
4.2 Максимальное давление	10.000 фунт/кв. дюйм (68.9 МПа)
4.3 Максимальная производительность	180.000 ст. куб. фут/час
5. Теплообменник	Махей 30Т
6. Емкость топливного бака, л	200 галлонов США 757 л
7. Производитель криогенной емкости	CRYOGENIC VESSEL ALTERNATIVES

7.1	Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	0,31 (3,1)
7.2	Расчетное давление, МПа (кгс/см ²)	0,40(4,1)
7.3	Пробное давление испытания, МПа (кгс/см ²)	пневматического 0,45(4,5)
7.4	Рабочая температура среды не более, °С	минус 196
7.5	Расчетная температура стенки, °С	от минус 196 до плюс 38
7.6	Минимально допустимая отрицательная температура стенки, °С	минус 196
7.7	Наименование рабочей среды	жидкий азот
7.8	Вместимость, л	12108
7.9	Расчетный срок службы сосуда, лет	30

Основным агрегатом для закачки азота во время проведения работ по БСПА является насосный агрегат NPS-343, но в случае поломки или занятости азотного агрегата на других работах может также использоваться азотная установка NPF-374. NPF-374 может также быть использован для перевозки дополнительного объема азота. Азотная установка NPF-374 - это криогенная установка, состоящая из насосного агрегата и емкости, смонтированных на полуприцепе. Установка позволяет хранить, перевозить и закачивать жидкий азот со сверхнизкой температурой (-196 градусов цельсия) и преобразовывать его в применимый газ, используя теплообменник. **Принцип работы насосного агрегата NPF-374 идентичен насосному агрегату модели NPS-343.**

ЭКСПЛУАТАЦИЯ АЗОТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Впускная обвязка

- 1) Впускные приемные линии должны быть, по возможности, короткими.
- 2) Крайне важно, чтобы все шланги и запасные линии (если применяются) прошли продувку парами азота до подключения к установке; это делается для удаления любых водяных паров.
- 3) Дополнительные емкости могут быть подключены или через манифольд, или линии наполнения.
- 4) При перекачке азота можно использовать только апробированные отплетенные шланги из нержавеющей стали с медными или алюминиевыми соединениями. Следует использовать только медные молотки.

Спускная обвязка

- 1) Все азотные насосные установки должны иметь апробированные закрепленные/стационарные обратные клапаны на разгрузочной стороне установки.
- 2) Всегда использовать 6,35 (1/4) штуцер, расположенный после двух 25,4 мм x 50,8 мм пробковых клапанов на выпускной линии.

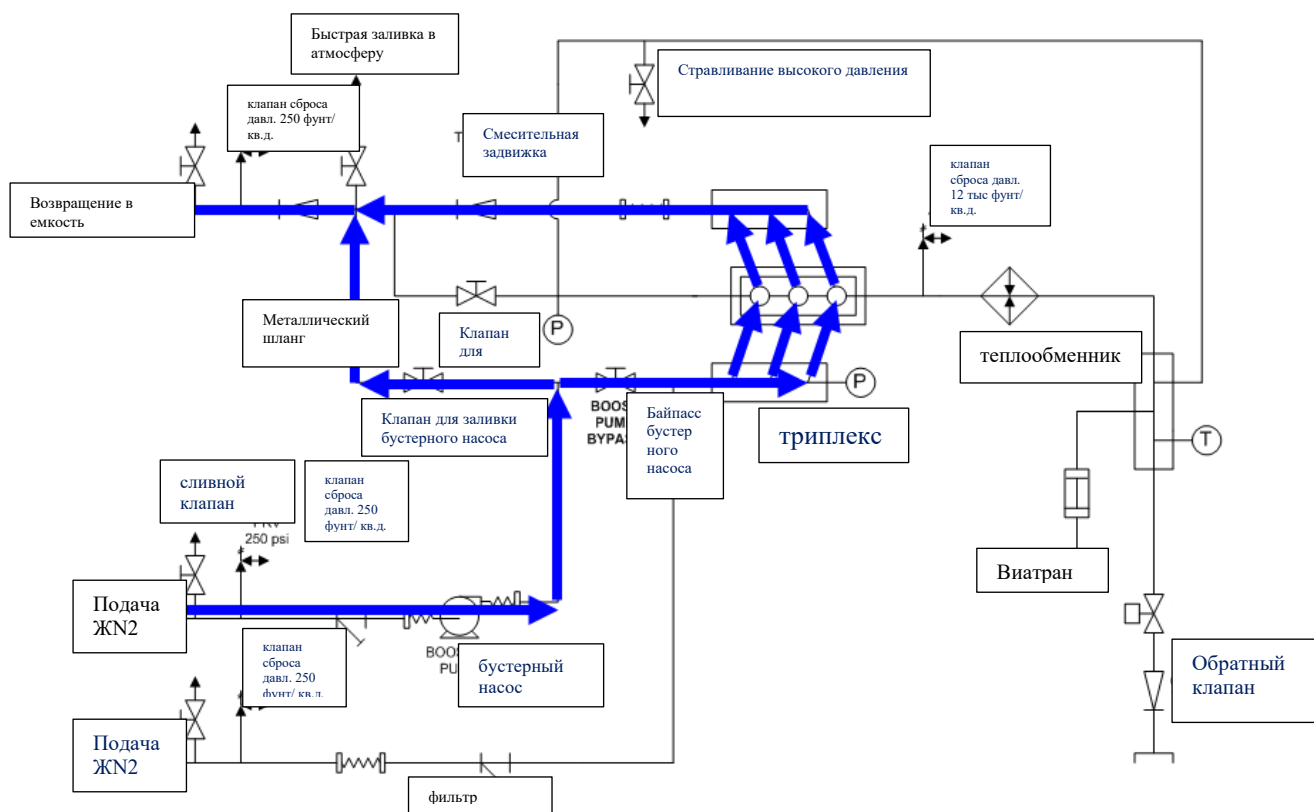
Примечания:

- Если ведется закачка жидкости до закачки азота, рекомендуется оставить сливные клапаны линии азота открытыми, чтобы иметь визуальную возможность раннего выявления и предупреждения разгерметизации изоляционного клапана азотной линии. Попадание воды в азотную установку может быть вредным, и потребует много времени для ремонтно-восстановительных работ.

Порядок захолаживания

Как только емкости для хранения жидкого азота придут на скважинную площадку, давление в них следует стравливать до отметки 0 каждый день и, по возможности, оставлять с открытой вентиляцией перед использованием.

Метод продолжительного захолаживания (предпочтительный)



- 1) Полностью открыть выпускной клапан на емкости для ЖН2.
- 2) Полностью открыть обратный клапан на емкости для ЖН2.
- 3) Открыть нижнюю наполнительную линию (подача бустерного центробежного насоса) на емкости для ЖН2. Проверить на герметичность и отсутствие утечек на клапане задней наполнительной линии.
- 4) Открыть впускной клапан низкого давления.
- 5) Открыть отводной клапан ЖН2.
- 6) Открыть выпускной клапан низкого давления.
- 7) Оставить клапан быстрого охлаждения/захолаживания в закрытом положении.
- 8) Полностью закрыть рециркуляционный/перепускной клапан холодных концов. Открыть на 40-50%.
- 9) Оставить установку охлаждаться/захолаживаться в течение приблизительно 30 минут.
- 10) Периодически вручную крутить бустерный насос в течение 1-2 секунд каждые 5 минут (чтобы гарантировать, что шпиндель вращается и не застревает) или с помощью гидравлических механизмов. Начать в самом начале охладительного процесса, как только начнет появляться лед на корпусе бустерного насоса. После формирования ледовой корки на корпусе бустерного насоса (приблизительно 1/8-дюйм. лед) поворачивать бустерный насос больше не потребуется.
- 11) Вышеуказанная процедура требуется для того, чтобы предотвратить бустерный насос от внутреннего обледенения и блокировки. Спустя 30 минут должна образоваться однообразная корка льда на линии, ведущей до бустерного насоса и от бустерного насоса до емкости, бустерный насос следует промыть жидким азотом.
- 12) Убедиться, что перепускной клапан на емкости для ЖН2, используемый при транспортировке, находится в закрытом положении.
- 13) Полностью закрыть выпускной клапан на емкости для ЖН2, чтобы создать в емкости давление в 1,36 атм.

14) Поддерживать давление в 1,36 атм. в емкости для N2.

15) Проверить манометр на линии нагнетания бустерного насоса на превышение давления в емкости на 0,34-0,68 атм. и/или проверить стрелку гидравлического манометра на скачок давления. Если это происходит, бустерный насос залит. Если нет, не поворачивать бустерный насос более 5 секунд. Ознакомиться с процедурами быстрого захолаживания. Пока идет заливка бустерного насоса, обратить внимание на давление в емкости для ЖN2. Сначала оно поднимется. Не дать ему пройти отметку в 2,45 атм. Предохранительные клапаны емкости установлены на давление 3,0 атм., и если они сработают, то потребуется много времени для повторной настройки. Продуть емкость, при необходимости. После заливки давление в емкости уменьшится до 1,02 атм. или меньше, в зависимости от того, насколько холодным был ЖN2 до начала захолаживания.

16) Как только бустерный насос будет залит, примерно наполовину закрыть клапан отвода ЖN2.

17) После равномерного образования ледовой корки на линиях, ведущих до тройных всасывающих портов холодных концов и от выпускных портов холодных концов триплекса до линии емкости для ЖN2, клапан отвода азота может быть закрыт.

18) Перед началом закачки убедиться, что стрелка указателя насыщения находится на зеленой стороне, и что на холодных концах образовалась равномерная корка льда, ведущая от соединения высокого давления до точек соединения холодных концов на триплексе.

19) Как только бустерный насос будет залит, установить отводной клапан в полузакрытом положении и дать давлению азота подняться с 4,08 до 6,8 атм.

20) Полностью закрыть рециркуляционный клапан холодных концов, а затем открыть, сделав полный оборот. Повторно проверить давление бустерного насоса и отрегулировать его на 3,4–4,08 атм.

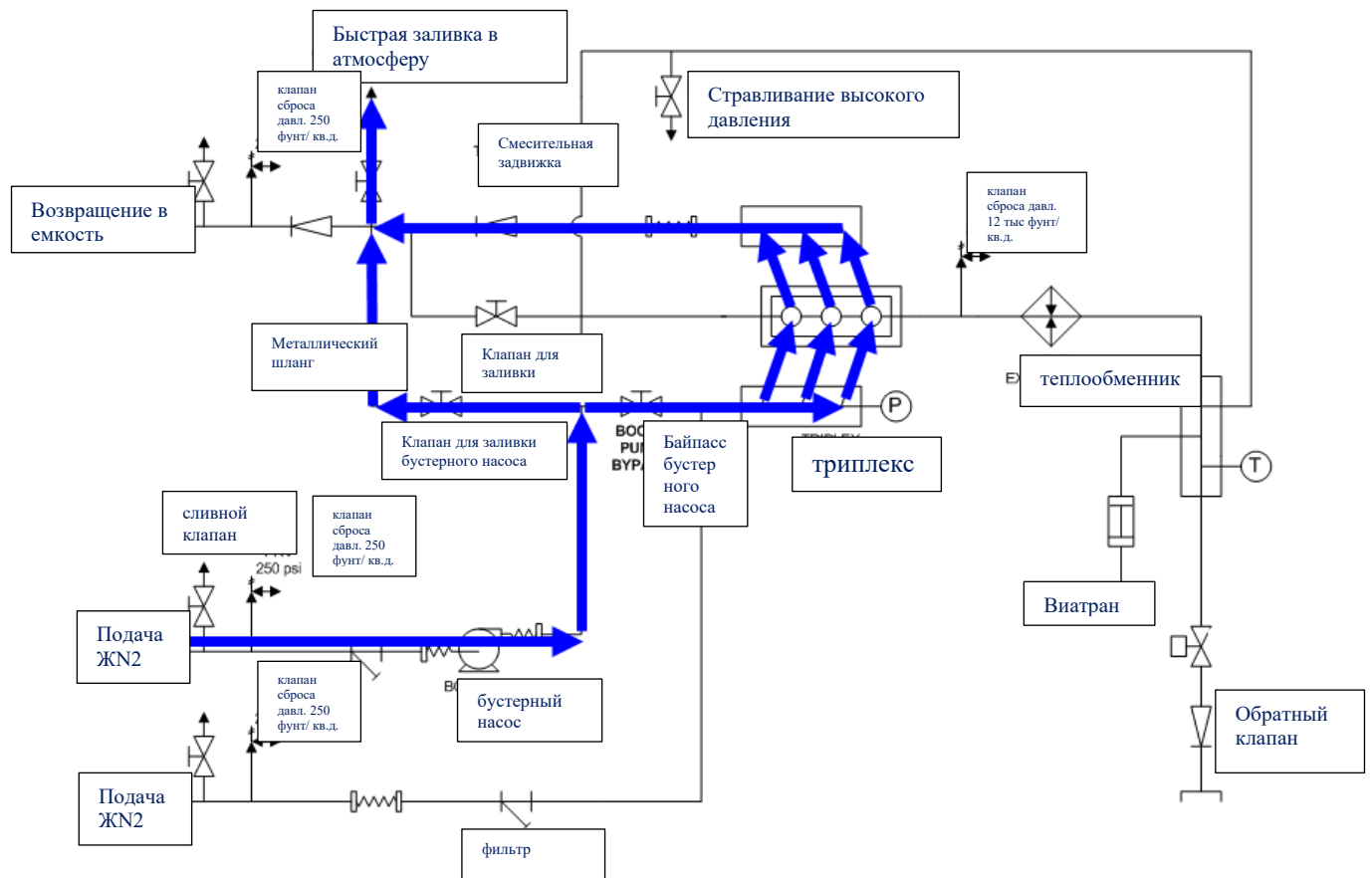
21) Продолжать захолаживание до образования ровной корки льда на обвязках трёхплунжерного насоса вокруг корпуса холодных концов вплоть до циркуляционных портов. Это произойдет, когда установка достаточно охладится.

22) Открыть рециркуляционный клапан высокого давления и покутить триплекс три-четыре раза, чтобы убедиться в равномерном захолаживании.

23) Закрыть рециркуляционный клапан высокого давления.

24) Таким образом, процедура захолаживания завершена.

Метод быстрого захлаживания



- 1) Полностью открыть выпускной клапан на емкости для ЖН2.
- 2) Полностью открыть обратный клапан на емкости для ЖН2.
- 3) Открыть нижнюю наполнительную линию (подача бустерного центробежного насоса) на емкости для ЖН2.
- 4) Открыть впускной клапан низкого давления.
- 5) Открыть отводной клапан ЖН2.
- 6) Открыть выпускной клапан низкого давления.
- 7) Полностью закрыть рециркуляционный/перепускной клапан холодных концов.
Открыть на 40-50%.
- 8) Открыть клапан быстрого охлаждения/захлаживания.
- 9) Убедиться, что перепускной клапан, используемый при транспортировке емкости, находится в закрытом положении.
- 10) Закрыть выпускной клапан на емкости для ЖН2, чтобы создать давление в емкости в 1,36 атм.
- 11) После того, как корпус бустерного насоса будет покрыт равномерным слоем льда на 1/8 дюйма, а клапан быстрого охлаждения/захлаживания будет выпускать жидкий азот, гидравлически вращать бустерный насос, пока не будет достигнута заливка. Вращать не более 5 секунд без заливки.
- 12) Поддерживать постоянное давление в 1,36 атм. на емкости путем частичного открытия вытяжной линии.
- 13) Как только бустерный насос будет залит, примерно наполовину закрыть клапан отвода ЖН2.
- 14) После равномерного образования ледяной корки на линиях, ведущих до тройных всасывающих портов холодных концов и от выпускных портов холодных концов триплекса до линии емкости для ЖН2, клапан отвода азота может быть закрыт.

15) Открыть рециркуляционный клапан высокого давления и прокрутить триплекс три-четыре раза, чтобы убедиться в равномерном охлаждении-захолаживании.

16) Перед началом закачки убедиться, что на холодных концах образовалась равномерная корка льда, ведущая от соединения высокого давления до точек соединения холодных концов на триплексе.

17) Таким образом, процедура захолаживания завершена.

Опрессовка трубопроводных линии подачи азота

Перед началом опрессовки нужно обязательно проверить систему отключения насоса при превышении заданного предела давления.

1) Открыть клапан на разгрузочной стороне испарителя.

Примечания:

- *Линии, опрессовываемые около азотной установки, - это линии, которые соединяют изотермическую ёмкость с насосом для преобразования жидкого азота в газ высокого давления и манифольд для глушения скважины.*

- *Манифольд и линия глушения скважины должны опрессовываться отдельно водой/буровым раствором.*

2) Медленно закрыть рециркуляционный клапан холодных концов для перенаправления ЖN2 на и через испаритель.

Примечания:

- *Из-за быстрого расширения газообразного азота через испаритель имеется газовая подушка для GN2 между азотной насосной установкой и пробковый клапан ШЛБ в закрытом положении до манифольда для глушения скважины.*

- *Эта газовая подушка приведет к ровному и устойчивому подъему давления.*

3) Продолжать закрывать клапан возврата в емкость до достижения желаемого давления.

Примечания:

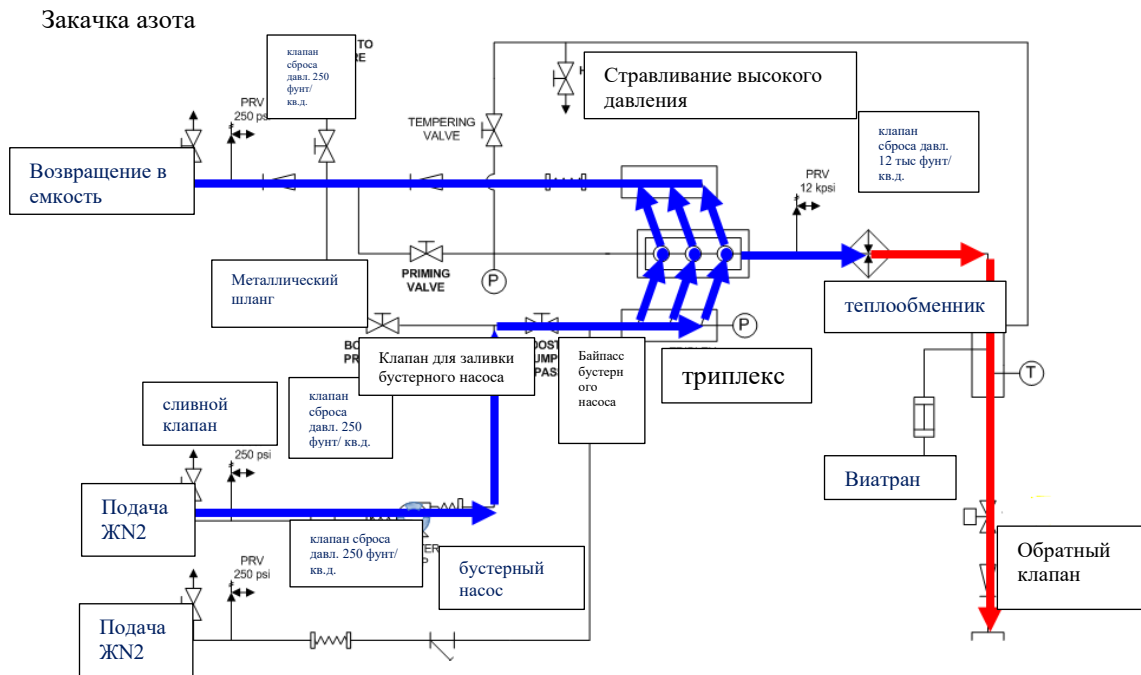
- *Обратный клапан в системе поддерживает и удерживает давление, с помощью которого Супервайзер-Руководитель работ может проверять герметичность и наличие утечек в трубопроводной линии.*

- *Если обнаружены утечки, стравить/снять давление и провести необходимые ремонтно-восстановительные работы.*

- *Азотная установка оснащена клапанами сброса давления для защиты от чрезмерного превышения давления, на случай выхода из строя системы ERAD аварийного отключения при перегрузке и превышению давления.*

- *Во время опрессовки скорость насоса, возможно, будет увеличиваться для достижения желаемого давления. После того, как жидкость начнет возвращаться назад в емкость, обороты насоса следует уменьшить, чтобы в емкость не вернулось больше, чем требуется тепла.*

4) Как только опрессовка будет проведена, стравить давление через линию спуска азота.



- 1) В ходе всех операций поддерживать температуру азота в пределах 90°F/32°C - 110°F/43°C.
- 2) Установить клапан разгрузки азота в открытом положении, медленно отрегулировать регулятор скорости насоса для запуска трехплунжерного насоса. Следить за давлением нагнетания азота. Отключить насос, если замечен быстрый подъем давления. Проверить клапан разгрузки, чтобы убедиться в наличии пути для открытого потока.
- 3) Установить давление насоса для нагнетания азота в пределах 2,72 – 5,44 атм.
- 4) Закрыть отвод на спускной линии (если открыт), приложить давление на установку в 13,6 – 20,41 атм., открыть спускной клапан и выровнять давление в линии для жидкости, открыть клапан линии изоляции азота.

Замена емкостей

Во время закачки жидкий азот постоянно возвращается в рабочий резервуар (емкость 1), что ведет к подогреву жидкого азота в емкости. Это ведет к образованию пузырьков газообразного азота в жидкости. Некоторый газ вырывается из жидкости и увеличивает давление в емкости. Если давление будет стравливаться, пузырьки будут продолжать расширяться, и заливка уйдет. Можно только замедлить процесс увеличения давления, но его нельзя остановить. Как только давление рабочей емкости (емкость 1) достигнет максимум 2,51 атм., забор должен исходить из другой емкости, а рабочая емкость должна быть стравлена.

Для эффективного проведения операции необходимо выполнять нижеприведенные инструкции.

- 1) Задолго до того, как смена емкостей станет необходимой, следует охладить линию, ведущую к манифольду, или заднюю наполнительную линию. Это можно выполнить, открыв сливной клапан на манифольде или задней наполнительной линии и открыв разгрузочный клапан на емкости, с которой мы ведем перекачку (емкость 2). Идея заключается в полном наполнении задней наполнительной линии жидким азотом.

Примечания:

- ЖН2 не должен оставаться между двумя закрытыми задвижками.
- 2) Когда линия охладится и наступит время замены емкостей, закрыть выпускной клапан на емкости 2 и начать поднимать давление.
 - 3) Когда давление в обеих емкостях станет почти одинаковым, остановить закачку и

открыть клапан распределения жидкого азота. Закрыть смесительную задвижку.

4) Полностью открыть задний наполнительный клапан, закрыть разгрузочный клапан рабочей емкости (емкость 1) одновременно, насколько это возможно, но открыть перед закрытием. Продуть рабочую емкость.

5) Следует сохранить или восстановить заливку почти сразу же, иначе см. процедуры для быстрого захлаживания.

6) Медленно закрыть отводной клапан ЖN2.

7) Снова начать закачку и повторно выровнять систему.

Примечания:

- *Выходящий промывочный раствор с насосной установки идет назад в рабочую емкость (емкость 1)*

8) Закрыть разгрузочный клапан после остановки закачки, провести слив установки при высоком давлении через сливной клапан; при повторной закачке поднять давление в установке, затем открыть разгрузочный клапан.

9) При переходе назад на рабочую емкость (емкость 1) порядок остается прежним, за исключением того, что отсутствует линия для захлаживания до подъема давления в рабочей емкости.

10) После перехода назад на рабочую емкость все другие клапаны на второй емкости следует оставить в открытом положении, при этом выпускной клапан открыт. Это даст жидкому азоту возможность расширяться и вытолкнуть всю жидкость обратно в емкость без каких-либо разливов при разъединении шланга.

Порядок перекачки азота из одной емкости в другую

Примечание: *В случае необходимости дополнительного объема жидкого азота, на буровую будет привезена дополнительная емкость, с которой будет перекачан.*

1) Слить емкость, с которой ведется перекачка, пока давление на этой емкости не будет равняться 0.

2) Используя испаритель, увеличить давление на этой емкости (емкость 2) вплоть до показания, приблизительно на 0.34 атм. выше, чем давление главной емкости (1).

3) Открыть всасывающий клапан (V1) на емкости 2 и спускной клапан для переднего и заднего наполнения (в зависимости от случая) на емкости 1. Дать линии остыть в течение около 15-20 минут, пока жидкость не начнет выходить из спускного клапана.

4) Закрыть стравливающий клапан и медленно открыть наполнительный клапан (V2 для переднего наполнения, V3 для заднего наполнения) на емкости 1. Очень важно начинать перекачку небольшим потоком, чтобы не дать давлению в емкости 1 быстро увеличиться; иначе увеличится риск потери заливки.

5) Для контроля давления на емкости 1 следует осторожно управлять продувочной линией.

6) Как только перекачка завершится, следует закрыть наполнительный клапан (V2/V3) на емкости 1. Затем открыть спускной клапан наполнительной линии И после этого закрыть всасывающий клапан (V1) на емкости 2.

Примечания:

- *ЖN2 не должен оставаться между двумя закрытыми задвижками.*

7) Как только линии будут стравлены, а все давление выпущено, закрыть предохранительные сбрасывающие клапаны на обеих емкостях.

Порядок останова

- 1) Прекратить закачку.
- 2) Отключить бустерный насос.
- 3) Закрыть стопорный клапан на азотной линии (последний 2х2 пробковый кран на азотной линии высокого давления).
- 4) Стравить азотную линию через линию для спуска азота.
- 5) Стравить азотную установку через спускной клапан высокого давления, пока не выпарится весь остаточный жидкий N₂.
- 6) Закрыть нагнетательный клапан емкости для содержания жидкого азота.
- 7) Открыть отводной клапан жидкого азота, открыть вентиляционный клапан на емкости, но не трогать все другие клапаны, чтобы дать жидкому азоту расшириться и оттеснить жидкий азот в емкость.
- 8) По истечении 10-15 минут открыть клапан быстрого охлаждения/захолаживания и стравить любое оставшееся давление.
- 9) Закрыть клапан быстрого охлаждения/захолаживания, впускной клапан низкого давления, выпускные клапаны и возвратный клапан.
- 10) Отключить двигатель.

Примечания:

- *ЖN₂ не должен оставаться между двумя закрытыми задвижками.*

Примечание: совместно с методом бурения с применением азота (БСПА) возможно использование системы внутрискважинного колонного клапана-отсекателя. Цель системы - обеспечить механический барьер над продуктивным горизонтом для контроля и наблюдения за скважиной во время бурения продуктивного горизонта в условиях, когда невозможно поддерживать противодействие на пласт только одним столбом легкого раствора. Перед бурением секции под эксплуатационный хвостовик II (продуктивного горизонта), в скважину спускается клапанная система на 7"/178 мм временной колонне-надставке и состыковывается с седлом-уплотнителем верха эксплуатационного хвостовика I - 7" x 7 1/4". 7"/178 мм колонная надставка устанавливается временно. Ее установка ведется только для бурения продуктивного пласта-коллектора. Непосредственно после установки система проходит испытание опрессовкой, и, при необходимости, она может быть заменена. После спуска и установки эксплуатационного хвостовика II 3,5"/89 мм x 4,5"/114,3 мм производится полный подъем временно установленной 7" колонны-надставки вместе с забойным клапаном, и это никак не будет влиять на усовершенствованную конструкцию скважин, применяемую на месторождении Тенгиз.

Типы и свойства бурового раствора

Таблица 6.2

Наименование (тип) бурового раствора	Интервал (по стволу), м		Свойства бурового раствора										
			Плотность, г/см ³	Предел текучести, фунт/100фут ²	НТНР FL, сс/30 мин	Статическое напряжение сдвига, фунт/ 100фут ²		Содерж. твердых частиц, % (объем)	Избыточная известь, кг/м ³	Электр. стабильность, V	Соленость водяной фазы (СВФ), мг/л	O/W Ratio	Первоначальный вес бур. раствора, кг/м ³
	10 сек	10 мин											
1	2 (верх)	3 (вниз)	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Ингибирующий буровой раствор на водной основе (РВО) с низким содержанием твердой фазы	0	600	1,03-1,19	15-25	-	6-10	8-16	<7	-	-	-		1140
Раствор на нефтяной основе (РНО) Versadril	600	3334	1,14-1,56	10-25	2-4	10-20	14-24	<5	7-10	800-1500	200000-250000	80/20-90/10	1270
РНО Versadril	3334	4693	2,02-2,35	7-10	2-4	6-14	7-25	<5	7-10	1000-1500	>350000	90/10	2080
РНО Versadril	4693	5370	0,77-1,93	10-15	2-4	11-22	11-22	<5	7-10	1000-1500	>150000	80/20-95/5	1800

Примечание: Плотность бурового раствора выбирается, чтобы предотвратить осложнения ствола, такие как сужение ствола, обваливание и обрушение ствола скважины.

Состав и характеристика бурового раствора

Таблица 6.3

Номер интервала с равным фракционным составом бур. раствора	Интервал (по стволу), м		Наименование (тип) бурового раствора	Плотность бур. р-ра, г/см ³	Замещение бур. р-ра (да, нет)	Наименование компонента	Плотность, г/см ³	Содержание вещества в торговом продукте (жидкость), %	Влажность, %	Марка	Содержание компонента в растворе, кг(л)/м ³
	С (верх)	До (вниз)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	600	Ингибирующий РВО с низким содержанием твердой фазы	1,03-1,19	Да	Ханвис (биополимер)	1,5	–	–	–	2,85
						РАС(Полианионная целлюлоза)	1,6	–	–	–	5,7
						Барит	4,2	–	–	–	179,24
						Техническая вода	1,0	–	–	–	1116
2	600	3334	PHO Versadril	1,14-1,56	Да	Дизель	0,82	–	–	–	551,2
						Известь	2	–	–	–	22,8
						Хлорид кальция	2,2	–	–	–	41,95
						VG-Supreme (органофильная глина)	1,7	–	–	–	19,95
						Versamul (эмульгатор)	0,9	–	–	–	22,8
						Versacoat (всп. эмульгатор.)	0,97	–	–	–	11,4
						Versatrol-M (гильсонит)	1,77	–	–	–	19,95
						Барит	4,2	–	–	–	494,2
						Техническая вода	1,0	–	–	–	117,51
3	3334	4693	PHO Versadril	2,02-2,35	Да	Дизель	0,82	–	–	–	409,69
						Известь	2	–	–	–	22,8
						Хлорид кальция	2,2	–	–	–	24,45
						VG-Supreme (органофильная глина)	1,7	–	–	–	11,4
						Versamul (эмульгатор)	0,9	–	–	–	22,8
						Versacoat (всп. эмульгатор)	0,97	–	–	–	11,4
						Versatrol-M (гильсонит)	1,77	–	–	–	19,95
						Барит	4,2	–	–	–	1492,6
Техническая вода	1,0	–	–	–	55,69						
4	4693	5370	PHO Versadril	0,77-1,93	Да	Дизель	0,84	–	–	–	432,43
						Известь	2	–	–	–	28,5
						Хлорид кальция	2,2	–	–	–	29,98
						VG-Supreme (органофильная глина)	1,7	–	–	–	8,55
						Versamul (эмульгатор)	0,9	–	–	–	22,8
Versacoat (всп. эмульгатор)	0,97	–	–	–	11,4						

Номер интервала с равным фракционным составом бур. раствора	Интервал (по стволу), м		Наименование (тип) бурового раствора	Плотность бур. р-ра, г/см ³	Замещение бур. р-ра (да, нет)	Наименование компонента	Плотность, г/см ³	Содержание вещества в торговом продукте (жидкость), %	Влажность, %	Марка	Содержание компонента в растворе, кг(л)/м ³
	С (верх)	До (вниз)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
						Versatrol-M (гильсонит)	1.8	–	–	–	19.95
						Оксид цинка (поглотитель H ₂ S)	5,6				11.4
						Барит	4.2	–	–	–	1196.43
						Техническая вода	1.0	–	–	–	93.88
5	0	5370	Жидкость на нефтяной основе для заканчивания Micromax – пакерная жидкость	1,20-1,44	Да	Дизель	0.82	–	–	–	562.476
						Известь	2	–	–	–	28.5
						Хлорид кальция	2.2	–	–	–	33.03
						VG-Supreme (органофильная глина)	1.8	–	–	–	22.8
						Versamul (эмульгатор)	0.9	–	–	–	14.3
						Versacoat (всп. эмульгатор)	0.97	–	–	–	28.5
						Оксид цинка (поглотитель H ₂ S)	5.6	–	–	–	14.3
						Micromax (Mn ₃ O ₄)	4.8	–	–	–	509.49
						Техническая вода	1.0	–	–	–	103.4

Примечания:

- * – добавочные компоненты.
- Потребность химических реагентов на каждый интервал рассчитывается на основе максимального ожидаемого веса бурового раствора.
- Для нейтрализации сероводорода применяется Оксид цинка (поглотитель H₂S). Для контроля содержания сероводорода циркуляционная система оборудована стационарными газоанализаторами, круглосуточно проводится газокаротаж станцией ГТИ.

Потребное количество бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для обработки, приготовления и взвешивания

Таблица 6.4

Интервал, м		Коэффициент безопасности бурового раствора на поверхности	Наименование (тип) бурового раствора и его компонентов	Расход бур. раствора (м ³ /м) и химикатов (кг/м ³)			Требование бур. раствора (м ³) и его компонентов (кг)				
С (верх)	До (низ)			Объем	Коэффициент резервов	Пересчетный коэффициент	Объем скважины, м ³	Для запаса на поверхности	Для первоначального объема	Для секции бурения	На интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	600	-	Ингибирующий РВО с низким содержанием твердой фазы	0.64	-	-	175,2	-	135.14	310.34	381.56
			Ханвис (биополимер)	2.85	-	-	-	-	385.15	885	1,087
			РАС (Полианионная целлюлоза)	5.7	-	-	-	-	770.3	1,769	2,174
			Техническая вода	1,116	-	-	-	-	150,816	346,340	425,821
600	3334	1,5	PHO Versadrill	0.78	-	-	427.36	641.04	413.37	1,142.36	1,983
			Дизель	551.2	-	-	-	-	227,850	629,669	1,093,030
			Известь	22.8	-	-	-	-	9,425	26,046	45,212
			Хлорид кальция	41.95	-	-	-	-	17,341	47,922	83,187
			VG-Supreme (органофильная глина)	19.95	-	-	-	-	8,247	22,790	39,561
			Versamul (эмульгатор)	22.8	-	-	-	-	9,425	26,046	45,212
			Versacoat (всп. эмульгатор)	11.4	-	-	-	-	4,712	13,023	22,606
			Versatrol-M (гильсонит)	19.95	-	-	-	-	8,247	22,790	39,561
			Барит	494.2	-	-	-	-	204,288	564,554	979,999
			Техническая вода	117.51	-	-	-	-	48,575	134,239	233,022
			3334	4693	1,5	PHO Versadrill	0.66	-	-	316.23	474.35
Дизель	409.69	-				-	-	-	91,189	158,235	256,056
Известь	22.8	-				-	-	-	5,075	8,806	14,250
Хлорид кальция	24.45	-				-	-	-	5,442	9,443	15,281
VG-Supreme (органофильная глина)	11.4	-				-	-	-	2,537	4,403	7,125
Versamul (эмульгатор)	22.8	-				-	-	-	5,075	8,806	14,250
Versacoat (всп. эмульгатор)	11.4	-				-	-	-	2,537	4,403	7,125
Versatrol-M (гильсонит)	19.95	-				-	-	-	4,440	7,705	12,469
Барит	1492.6	-				-	-	-	332,223	576,487	932,875
Техническая вода	55.69	-				-	-	-	12,395	21,509	34,806
4693	5370	2	PHO Versadrill	0.4	-	-	200.8	401.6	254.38	547	801.38
			Дизель	432.43	-	-	-	-	110,002	236,539	346,541
			Известь	28.5	-	-	-	-	7,250	15,590	22,839
			Хлорид кальция	29.98	-	-	-	-	7,626	16,399	24,025
			VG-Supreme (органофильная глина)	8.55	-	-	-	-	2,175	4,677	6,852
			Versamul (эмульгатор)	22.8	-	-	-	-	5,800	12,472	18,271
			Versacoat (всп. эмульгатор)	11.4	-	-	-	-	2,900	6,236	9,136
			Versatrol-M (гильсонит)	19.95	-	-	-	-	5,075	10,913	15,988

Интервал, м		Коэффициент безопасности бурового раствора на поверхности	Наименование (тип) бурового раствора и его компонентов	Расход бур. раствора (м ³ /м) и химикатов (кг/м ³)			Требование бур. раствора (м ³) и его компонентов (кг)				
С (верх)	До (низ)			Объем	Коэффициент резервов	Пересчетный коэффициент	Объем скважины, м ³	Для запаса на поверхности	Для первоначального объема	Для секции бурения	На интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
			Оксид цинка (поглотитель H ₂ S)	11.4	–	–	–	–	2,900	6,236	9,136
			Барит	1196.43	–	–	–	–	304,348	654,447	958,795
			Техническая вода	93.88	–	–	–	–	23,881	51,352	75,234

Требуемое количество воды и компонентов для приготовления бурового раствора для разбуривании цемента

Таблица 6.5

Нумерация обсадной колонны для проведения спуска	Наименование обсадной колонны	Кол-во секций обсадных колонн спущенных поочередно отдельно	Номер ступени цементирования	Наименование компонентов для подготовки бурового раствора	Характеристики компонентов				Норма расхода для подготовки 1 м ³ раствора, кг/м ³	Кол-во
					Плотность, кг/м ³	Влажность, %	Содержание вещества в товарном продукте, %	Марка		
1	2	3	4	5	7	8	9	10	11	12
1	Кондуктор									
2	Техническая колонна									
3	Техническо-эксплуатационная колонна									
4	Эксплуатационный хвостовик I									
5	Эксплуатационный хвостовик II									

Примечание: РНО не требует дополнительной обработки во время разбуривания цемента, так как не подвергается загрязнению цементом.

Потребное количество компонентов для подготовки раствора перед спуском обсадной колонны

Таблица 6.6

Нумерация обсадной колонны для проведения спуска	Наименование обсадной колонны	Наименование компонентов для подготовки бурового раствора	Плотность, кг/м ³	Влажность, %	Содержание вещества в товарном продукте, %	Марка	Норма расхода для подготовки 1 м ³ раствора, кг/м ³	Кол-во, МТ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кондуктор	–	–	–	–	–	–	–
2	Техническая колонна	Versathin HF	0,92	–	–	–	5,7	3,5
3	Техническо-эксплуатационная колонна	–	–	–	–	–	–	–
4	Эксплуатационный хвостовик I	–	–	–	–	–	–	–
5	Эксплуатационный хвостовик II	–	–	–	–	–	–	–

Примечание: Versathin – Разжижитель РНО.

Общая потребность компонентов раствора на скважину

Таблица 6.7

Наименование компонентов раствора	ГОСТ и производитель	Степень опасности отравления	Размер ед-цы	Расход химикатов бурового раствора на интервал, МТ						Общее, МТ
				1	2	3	4	5	10	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Полианионная Целлюлоза (РАС)	Импорт	4	25 кг/мешок	2.2	-	-	-			2.2
Биополимер (XanVis)	Импорт	3	25 кг/мешок	1.1	-	-	-			1.1
Известь	Импорт	3	25 кг/мешок	-	45.2	14.3	21.3	22.8		103.6
Дизель	305-82	4	м ³	-	1,093.0	256.1	405.2	346.5		2100.8
Хлорид кальция	Импорт	3	25 кг/мешок	-	83.2	15.3	28.1	24		150.6
VG-Supreme (organoph. clay)	Импорт	4	50 фунт/мешок	-	39.6	7.1	6.4	6.9		60
Versamul (эмульгатор)	Импорт	4	55 гал/бочку	-	45.2	14.3	17.1	18.3		94.9
Versacoat HF (всп. эмульгатор)	Импорт	3	55 гал/бочку	-	22.6	7.1	8.5	9.1		47.3
Versatrol-M (гильсонит)	Импорт	4	50 фунт/мешок	-	39.6	12.5	14.9	16		83
Оксид цинка (поглотитель H ₂ S)	Импорт	2	25 кг/мешок	-	-	-	8.5	9.1		17.6
Барит	4682-84	4	1500 кг/мешок	-	980	932.9	387.9	959		3,259.8

Примечания:

1. Общий расход химических реагентов для бурового раствора на скважину содержит данные, взятые с Таблиц 6.4 и 6.6;
2. Резерв на покрытие непредвиденных потерь (химические реагенты для ликвидации поглощений и добавки к буровому раствору), достаточный для подготовки 500-600 м³ бурового раствора необходим помимо расходных данных, представленных в Таблице 6.7.
3. Раствор на водной основе с низким содержанием твердой фазы приготавливается на заводе по приготовлению буровых растворов компании «MI Drilling fluids» и доставляется на буровую согласно заявке.
4. Иметь запас нейтрализатора сероводорода достаточное для обработки бур.раствора в количестве двух объемов скважины (п.53 пп.5 приказа № 355).

Оборудование для приготовления и очистки бурового раствора и контроля содержания твердых частиц на БУ №707 или №708
Таблица 6.8

Наименование	Тип, размер и марка	Количество, штук	ГОСТ и производитель	Для контроля содержания твердых частиц			
				Типы контроля содержания твердых частиц:		Интервал, м	
				1 – Вибросито; 2 - 1 + Пескоотделитель; 3 - 2 + Илоотделитель 4 - 3 + Устройство для очистки бур. раствора	5	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	
Емкости для бурового раствора		24	Импорт				
Электрические мешалки бурового раствора		24	Импорт				
Гидравлический миксер РНО							
Гидравлическая воронка Voretex		3	Импорт				
Вибросита Derrick	ЭМ АЙ СВАКО	5	Импорт				
Центробежный сепаратор				4		0	5370
Устройство для очистки бур. раствора с: - осушитель - пескоотделитель 4х6 - илоотделитель 12х2							
Установка TOGA ЭМ АЙ СВАКО	ЭМ АЙ СВАКО	1	Импорт				
Конвейер для бурового шлама							

Технический проект на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547
Месторождение Тенгиз

РАЗДЕЛ 7
БУРЕНИЕ СКВАЖИНЫ

7. БУРЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Бурение скважины на месторождении Тенгиз будет проводиться с использованием новейшей техники и технологии проводки скважин.

7.1. Обзор программы бурения

Бурение скважины будет проводиться в два этапа: этап 1 (стандартное бурение и крепление) этап 2 (заканчивание).

До начала выполнения работ первого этапа, место заложения скважины будет обустроено бригадой по обустройству в соответствии с техническими требованиями компании (см. Приложение: БУ и план расположения буровой площадки) и в соответствии с разделом 3.

Этап 1 (стандартное бурение и крепление) будет производиться с помощью буровых установок БУ №707. В разделе 7.2 представлен план основных работ по 1 этапу (стандартное бурение скважины). Фактические глубины спуска обсадных колонн будут определены в ходе бурения скважины и будут привязаны к конкретным геологическим условиям, длине обсадных колонн, и состоянию скважины в процессе бурения. Бурение и заканчивание данной скважины будет выполнено с использованием БУ №707 «КМГ- Нэйборс».

По завершении 1 Этапа буровая установка продолжит работы по выполнению, 2 Этапа (заканчивание). Программа заканчивания предусматривает спуск внутрискважинного оборудования 5½” x 4½” (140 x 114 мм) в зависимости от результатов промыслово-геофизических исследований. Предполагаемая схема скважины, по состоянию на конец 2 этапа, прилагается (см. Предполагаемая схема скважины при бурении и заканчивании).

Глубины спуска обсадных колонн указаны в Программе ориентировочно. Фактические глубины спуска будут уточняться на основе геологической и технической информации, полученной в процессе бурения и газового каротажа.

7.2. Программа бурения

Этап 1: Стандартное бурение и крепление скважины

1. Вся документация на бурение скважины должна быть подготовлена для инспекции до завоза на площадку буровой установки. Провести пусковую конференцию с уведомлением всех заинтересованных сторон (Территориальный уполномоченный орган в области промышленной безопасности).

2. Переезд, монтаж и опрессовка всего оборудования.

3. Направление диаметром 30” (762 мм), с толщиной стенки 0,75” (19,05 мм), марка стали X-56, с фасками под сварку BFW будет забито до глубины ~53 м от уровня земли до прибытия буровой установки. Установить направляющее основание устьевого оборудования до прибытия буровой установки.

4. Собрать КНБК диаметром 16”/406,4 мм и пробурить до глубины 600 м (± 20 м). Средний угол отклонения ствола от вертикали будет поддерживаться в пределах ≤ 5 градусов. Для контроля искривления ствола планируется проводить инклинометрию каждые 100 м. Промыть скважину. Поднять инструмент.

5. Спуск 13-3/8”/340 мм 72.0# L-80 ER кондуктор. Зацементировать в соответствии с программой (высота подъема цемента за колонной будет решаться на основании фактических геологических условий).

6. Установить 13-5/8”/346 мм 10М корпус устьевого оборудования типа SSMC с 13-5/8”/346 мм 10М стыковочной втулкой быстрой фиксации Cameron и провести опрессовку соединения на давление 5,000 фунт/кв.дюйм. Провести монтаж и опрессовку 13-5/8”/346 мм 10М ПВО класса VI. Опрессовка 13-3/8”/340 мм обсадной колонны согласно программе.

7. Собрать КНБК диаметром 12-1/4"/311,15 мм с роторной управляемой системой. Разбурить башмак обсадной колонны и 3 метра породы ниже башмака колонны. Провести опрессовку цементного камня. Продолжить бурение 12-1/4" ствола вертикально до глубины 700 м. С глубины 700 м набрать угол отклонения в пределах 10 градусов (по Азимуту 134 градусов) бурить до 1000м. Продолжить бурение 12-1/4" ствола со стабилизацией угла до глубины 1050м. С глубины 1050 м набор угла отклонения в пределах 41,1 градусов (по Азимуту 133,94 градусов) бурить до 1672м. Продолжить бурение 12-1/4" ствола со стабилизацией угла до кровли верхнего Кунгурского ангидрита до глубины 3334 метров (± 60) с использованием РНО. Промыть скважину. Поднять инструмент.

8. Спуск 9-7/8"/251мм 62.8# TN95HS Tenaris Blue техничеко-эксплуатационной обсадной колонны. Зацементировать согласно программе, высота подъема цемента за колонной будет решаться на основании фактических геологических условий. (Второй вариант: при необходимости для достижения хорошего результата разобщения пластов в Кунгурском горизонте и для улучшения качества цементирования межколонного пространства, спуск и цементирование эксплуатационной колонны может планироваться в два этапа, что поможет снизить высокую эквивалентную плотность циркуляции во время цементирования. Планируется спустить секцию эксплуатационной колонны марки 9-7/8"/251мм 62.8# TN95HS Tenaris Blue и зацементироваться в соответствии с процедурой до поверхности). Установить 9-7/8"/251 мм комплект уплотнителей «SSMC» и произвести опрессовку обвязки устьевого оборудования согласно программе. Провести опрессовку оборудования ПВО опрессовку обсадной колонны согласно программе.

9. Собрать КНБК диаметром 8-1/2"/215,9мм с роторной управляемой системой. Разбурить башмак техничеко-эксплуатационной обсадной колонны и 3 метра породы ниже башмака, и провести опрессовку цементного камня. Продолжить бурение со стабилизацией угла до глубины 3429 м. С глубины 3429 м подение угла отклонения в пределах 34,5 градусов (по Азимуту 142,9 градусов) бурить до 3600м. Продолжить бурение со стабилизацией угла до глубины 4693 м. Провести циркуляцию. Поднять инструмент. Провести каротажные работы согласно процедуре.

10. Спустить эксплуатационный хвостовик-I диаметром 7-1/4"/184 мм марки 41,2# TN95HS. Подвесить хвостовик 100 метров выше башмака предыдущей колонны. Зацементировать до верха хвостовика, согласно программе. Спустить в скважину долото диаметром 6"/152 мм прочистить внутри хвостовика. Опрессовать эксплуатационный хвостовик-I и пакер верха хвостовика.

11. Перед началом бурения 6"/152,4 мм ствола, произвести контроль качества цементирования (АКЦ) техничеко-эксплуатационной обсадной колонны диаметром 9-7/8" / 251 мм марки 62,8# TN95HS и эксплуатационного хвостовика-I диаметром 7-1/4"/184 мм 41.2# TN 95HS с использованием электрокаротажной станции.

12. Собрать КНБК диаметром 6"/152,4 мм. Разбурить башмак эксплуатационного хвостовика-I и 3 метра породы ниже башмака. Провести опрессовку цементного камня. Продолжить бурить со стабилизацией угла до предлагаемой ПГ 5370 м (+/-100) пока диктуют условия в скважине. Провести циркуляцию. Полный подъем инструмента. Провести каротаж в соответствии с программой.

13. Спуск и установка нижнего ВСО для заканчивания скважины. Имеется 4 варианта для заканчивания скважины в продуктивном горизонте. Исходя из запланированного типа нижнего ВСО для заканчивания скважины.

- Первичная опция по спуску и установке нижнего ВСО для заканчивания скважин - Нецементируемый 4,5" x 3,5" (114,3мм x 89мм) хвостовик для контроля профиля притока. Этот вариант может использоваться, если скважина пробурена методом ББВЦ/БСПА или традиционным образом.

- Вторичная опция по спуску и установке нижнего ВСО для заканчивания скважин – Заканчивание скважины открытым стволом согласно условиям на скважине.

14. Согласно первичной опции будет спускаться на бурильных трубах компоновку с 7-1/4" / 184 мм подвески и 3,5"/89 мм, 9.2#, SM2535-110, Vam Top x 4-1/2"/114 мм, 13.5#, SM2535-110, Vam Top с системой расширяющихся пакеров. Данный хвостовик будет спускаться до планируемой глубины. Место и количество пакеров будет определяться на основании каротажных данных. Общее число расширяющихся пакеров не будет превышать 10. Подвесить хвостовик на (\pm) 100 метров выше башмака предыдущей колонны. Провести посадку пакера верха хвостовика. Опрессовать хвостовик и пакер верха хвостовика согласно программе. Данный хвостовик будет служить для селективного отбора пластового флюида а также для изоляции пропластков с большим содержанием газа или воды. Продолжить Этап 2.

Этап 2: Заканчивание

1. Собрать КНБК с 6" долотом и 7-1/4"/184 мм скребком хвостовика. Произвести спуск компоновки до глубины посадки пакера и поднять инструмент.

2. Смонтировать каротажный кабель. Собрать и спустить шаблон и шламоуловитель. Собрать 7-1/4"/184 мм пакер с компоновкой низа пакера и спустить на каротажном кабеле. Установить пакер. (Спуск и установка пакера может производиться на бурильных трубах, а также посадка пакера может производиться с верхним ВСО и НКТ).

3. Спустить 4-1/2" 13,5# SM2535-110 Vam Top x 5-1/2" 20.0# SM2535-110 Vam Top НКТ. Заменить раствор в скважине на пакер-флюид. Произвести подгонку и посадку НКТ в подвеске. Посадка и опрессовка пакера согласно программе.

4. Демонтировать блок ПВО. Смонтировать и опрессовать ФА. Опрессовать колонну НКТ.

5. Демонтировать и вывезти буровой станок со скважины.

Примечание:

Как было вышесказано, после бурения резервуара спускается нецементируемый 3,5" x 4,5" хвостовик с компоновкой расширяющихся пакеров.

Также в зависимости от давления резервуара заканчивание скважины может быть выполнена открытым стволом со спуском короткого хвостовика.

Устьевая обвязка и оборудование ПВО

Устьевая система SSMC — это система, разработанная для размещения различных конструкций обсадных колонн и работы при различных рабочих давлениях с использованием максимального количества взаимозаменяемых компонентов. Устьевая система SSMC имеет множество технических преимуществ по сравнению с обычной устьевой системой, в том числе: меньшая высота, повышенная безопасность, снижение времени бурения, работа с устьевым пакером и меньшая стоимость системы. Кроме того, не используются многие компоненты, которые имеются в обычной устьевой системе, благодаря применению единого компактного корпуса для нескольких подвесок обсадных и лифтовых колонн. Такая модульная конструкция со всеми внутренними взаимозаменяемыми компонентами требует на 30% меньше деталей и меньше запасных элементов.

Многокорпусная система устьевого оборудования имеет высоту всего 1 м. Она монтируется под ПВО. Требуется меньшее количество монтажей и демонтажей ПВО, что ведет к сокращению рисков и улучшению эффективности при эксплуатации. Используются быстроразъемные соединения типа «фастлок» и усовершенствованные уплотнения «снэпинг». Данная система имеет модульную конструкцию и взаимозаменяемые элементы. Также преимуществами данной системы является её надежность и простота. Данная система используется в мире с 1999 года. Отсутствуют стопорные винты и фланцы; таким образом, исключается риск появления утечек. Небольшая высота позволяет экономить время на монтаж. Нет особой необходимости в шахте. Использование данной системы устьевого оборудования уменьшает риск возникновения газодонефтепроявлений во время ОЗЦ колонн, так как ПВО постоянно соединено с колонной головкой по сравнению с традиционной где блок ПВО отсоединяется для подвешивания обсадной колонны на клинья. Данная система имеет мандрельные подвески. Линии управления данной системы без соединений, что позволяет упростить схему и ускорить процесс монтажа. Данная система совместима как с традиционной, так и с усовершенствованной системами конструкции скважин.

Таблица 7.1.1

№	Наименование	Производитель	Номинальное давление, psi	Номинальный диапазон температур, °C	Температурный класс	Класс материала	Уровень технического обслуживания изделия (согласно API 6A)	Описание рабочей среды	Масса, кг
1	В СБОРЕ КОРПУС SSMC 13-5/8" 10К включая 20"x13-5/8" ПОДВЕСНАЯ ГОЛОВКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ, КОМПАКТНЫЙ КОРПУС 13-5/8", ПОДВЕСНАЯ ГОЛОВКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ 13-5/8"x9-7/8", ПОДВЕСНАЯ ГОЛОВКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ УПЛОТНИТЕЛЬНЫЙ УЗЕЛ 13-5/8" и В СБОРЕ ЛИФТОВОЙ КОЛОННЫ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ НОМ 13-5/8".	Камерон Румыния	10000	-46 + 121	L+U	DD-NL	PSL 3	Жидкость, Технологические углеводороды	3440

Таблица 7.1.2

Колонна обсадных труб		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевой обвязки и ПВО кг/см ²		Размер и исходящий номер установленного устьевого оборудования и ПВО	ГОСТ, межреспубликанские технические характеристики, стандарты на изготовление	Кол- во	Допустимое рабочее давление кг/см ²	Вес	
Номер и порядок спуска	Назначе-ние		После установки	До вскрытия артезианского коллектора					Еди- ницы	Общая
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	Н/П	Н/П	Н/П	Н/П	Н/П	Н/П	Н/П	Н/П	Н/П
2	Кондуктор	1	5000 psi уплотнения 2,000 psi ПВО	5000 psi уплотнения 2000 psi ПВО	13 5/8" SSMC моноблочное устьевое оборудование 13 5/8" ПВО класса V	АНИ 6А АНИ Стандарт 53	1	10,000 psi устьевая обвязка 10,000 psi ПВО	кг	3440 28667
3	Техническо/ эксплуатацио- нная	2	10,000 psi уплотнения 10,000 psi ПВО	10,000 psi уплотнения 10,000 psi ПВО	13 5/8" SSMC моноблочное устьевое оборудование/ 13 5/8" ПВО класса V	АНИ 6А АНИ Стандарт 53	1	10,000 psi устьевая обвязка 10,000 psi ПВО	кг	3440 28667
4	Экспл. Хвостов. I	3	10,000 psi уплотнения 10,000 psi ПВО	10,000 psi уплотнения 10,000 psi ПВО	13 5/8" SSMC моноблочное устьевое оборудование 13 5/8" ПВО класса V/вращающийся превентор (RCD) (опционально)	АНИ 6А АНИ Стандарт 53	1	10,000 psi устьевая обвязка 10,000 psi ПВО / 3000psi вращающийся превентор	кг	3440 28667 / 3175
5	Экспл. Хвостов. II	4	10,000 psi уплотнения 10,000 psi ПВО 10,000 psi	10,000 psi уплотнения 10,000 psi ПВО 10,000 psi	13 5/8"SSMC моноблочное устьевое оборудование 13 5/8" ПВО класса V /вращающийся превентор (RCD) 5 1/8" 10К фонтанная арматура с задвижками в общих корпусах	АНИ 6А АНИ Стандарт 53 АНИ 6А	1	10,000 psi устьевая обвязка/ 10,000 psi ПВО/3000psi вращающийся превентор 10000psi ФА	кг	3440 28667 / 3175 7016

7.3. Буровые работы

Нижеприведенные режимы бурения, КНБК, породоразрушающий инструмент, компоновки бурильных труб могут быть уточнены по фактическим условиям бурения, сложившимся при проводке ранее законченных бурением скважин (с проведением в необходимых случаях расчетов на прочность) и с учётом поставок из дальнего зарубежья.

Контроль параметров в процессе бурения производится в соответствии с п.51 «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года № 355. Во избежание сальникообразования в интервале 0-600 м, скорость проходки ограничить до 8-12 м/час. Необходимо производить контроль параметров бурового раствора не отступая от принятых проектом значений (табл.7.3 и ГТН).

Шаблонирование (или при необходимости проработка) должны производиться по мере необходимости в зависимости от состояния ствола скважины и в обязательном порядке перед:

- проведением каротажа;
- спуском каждой из обсадных колонн.

УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ Способы режимы бурения расширка (проработка) ствола скважины и применяемые КНБК

Таблица 7.2

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК (см табл. 7.2.)	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (низ)	до (верх)				Нагрузка на долото, тн	Скорость вращения С-1, тип забойного двигателя	Расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	600	Бурение	Верхний привод	1	20	100-180	45-75	8-25
600	3334	Бурение	Верхний привод	2	15	110-160	30-50	15-25
3334	4693	Бурение	Верхний привод	3	15	130-180	30-40	10-20
4693	5370	Бурение	Верхний привод	4	10	110-160	15-20	3-10

Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Таблица 7.3

Услов- ный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)						
	№	Типоразмер, шифр	Техническая характеристика				Приме- чание
			Расстояние от забоя до места установки, м	Наружный диаметр, мм	Дли- на, м	Масса единицы, кг	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	16" Долото	0	406,4	0,57	364	
	2	Роторная- управляемая система с обратным клапаном	0,57	403,2	4,28	1227	
	3	Короткая УБТ ShortHop Slick	4,85	254,0	1,87	545	
	4	Нижний предохранительный переводник	6,72	241,3	0,36	91	
	5	Система телеметрии	7,08	232,7	7,54	1818	
	6	Верхний переводник	14,62	241,3	0,49	181	
	7	Короткая УБТ	15,11	228,6	4,0	1136	
	8	Переводник с обратным клапаном типа стопора со створчатым уплотнением	19,11	228,6	0,7	182	
	9	Забойный фильтр- переводник	19,81	228,6	2,5	727	
	10	Стабилизатор бурильной колонны	22,31	400,1	2,6	636	
	11	Немагнитная УБТ	24,91	228,6	9,22	2591	
	12	Переводник	34,13	241,3	1,12	409	
	13	8-1/4" УБТ (5 шт)	35,25	209,55	47,26	11273	
	14	Переводник	82,51	209,55	1,18	273	
	15	5" ТБТ (11 шт)	83,69	127,0	102,74	7833	
	16	Бурильный яс	186,43	171,45	6,86	1045	
	17	5" ТБТ (3 шт)	193,29	127,0	28,02	2136	
	18	Усилитель яса	221,31	165,1	4,80	500	
	19	5" ТБТ (3 шт)	226,11	127,0	28,02	2136	
			254,13			35103	
2	1	12 ¼" Долото	0	311,15	0,33	136	
	2	Роторная- управляемая система с обратным клапаном и наддолотный ГК	0,33	307,98	4,21	1136	
	3	Короткая УБТ ShortHop Slick	4,54	250,83	1,87	409	
	4	Нижний переводник	6,41	239,7	0,32	91	
	5	Система телеметрии	6,73	231,8	7,75	1864	
	6	Верхний переводник	14,47	228,6	0,54	182	
	7	8-1/4" Короткая Немагнитная УБТ	15,01	209,55	4,00	955	
	8	Забойный фильтр- переводник	19,01	209,55	2,43	500	
	9	12-1/8" Стабилизатор бурильной колонны	21,44	308,0	2,48	636	
	10	8-1/4" Немагнитная УБТ	23,92	209,55	9,00	2136	
	11	Расширитель ствола 13 1/2" (спуск выборочный)	32,92	307,8	5,91	1995	
	12	1-ый переводник с обратным клапаном створчатого типа	38,83	209,55	0,67	1590	
	13	2-ой переводник с обратным клапаном створчатого типа	39,5	209,55	0,67	1590	
	14	8-1/4" УБТ (1 шт)	40,17	209,55	9,40	2255	

Услов- ный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)						
	№	Типоразмер, шифр	Техническая характеристика				Приме- чание
			Расстояние от забоя до места установки, м	Наружный диаметр, мм	Дли- на, м	Масса единицы, кг	
1	2	3	4	5	6	7	8
	15	12-1/8" Стабилизатор бурильной колонны	49,57	308,0	2,48	636	
	16	8-1/4" УБТ (4 шт)	52,05	209,55	37,61	9018	
	17	Переводник	89,66	209,55	1,10	273	
	18	5" ТБТ (11 шт)	90,76	127,0	102,74	7833	
	19	Бурильный яс	193,5	171,45	6,86	1045	
	20	5" ТБТ (3 шт)	200,36	127,0	28,02	2136	
	21	Усилитель яса	228,38	165,1	4,80	500	
	22	5" ТБТ (3 шт)	233,18	127,0	28,02	2136	
			261,2			39052	
	1	8 1/2" Долото	0	215,9	0,3	45	
	2	Роторная- управляемая система с обратным клапаном и наддолотный ГК	0,3	212,73	4,11	590	
	3	Короткая УБТ ShortHop Slick	4,41	193,68	1,64	272	
	4	Нижний переводник	6,05	174,63	0,33	45	
	5	Система телеметрии	6,38	175,0	7,67	955	
	6	Верхний переводник	14,05	171,45	0,74	91	
	7	6 3/4" Короткая немагнитная УБТ	14,79	171,45	4	591	
	8	Обратный клапан плунжерного типа	18,79	171,45	0,9	136	
	9	Обратный клапан	19,69	171,45	0,9	136	
	10	Забойный фильтр- переводник	20,59	171,45	1,08	182	
	11	8-3/8" Стабилизатор бурильной колонны	21,67	212,73	2,30	318	
	12	6 3/4" Немагнитная УБТ	23,97	171,45	9,12	1318	
	13	6 3/4" УБТ (3 шт)	33,09	171,45	27,5	4136	
	14	5" ТБТ (20 шт)	60,59	127,0	211,3	14242	
	15	Бурильный яс	271,89	171,45	6,86	1045	
	16	5" ТБТ (3 шт)	278,75	127,0	31,7	2136	
	17	Усилитель яса	310,44	171,45	5,0	500	
	18	5" ТБТ (3 шт)	315,44	127,0	31,7	2136	
			347,14			28874	
	1	6" Долото	0	152,4	0,19	32	
	2	Роторная- управляемая система	0,19	149,23	4,12	318	
	3	Переводник	4,31	127,0	0,4	45	
	4	Приемник с обратным клапаном	4,71	139,7	1,5	91	
	5	Предохранительный переводник	6,21	127,0	0,7	45	
	6	Система телеметрии	6,91	133,35	9,86	682	
	7	Предохранительный переводник (2 шт)	16,77	120,65	0,92	91	
	8	5-7/8" Стабилизатор бурильной колонны	17,69	149,23	8,58	636	
	9	Предохранительный переводник (2 шт)	26,27	120,65	1,62	136	
	10	4" ТБТ (3 шт)	27,89	101,6	28,5	1273	

Услов- ный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)						
	№	Типоразмер, шифр	Техническая характеристика				Приме- чание
			Расстояние от забоя до места установки, м	Наружный диаметр, мм	Дли- на, м	Масса единицы, кг	
1	2	3	4	5	6	7	8
	11	Переводник	56,39	120,65	1,16	45	
	12	Бурильный яс	57,55	122,68	9,1	500	
	13	Переводник	66,65	120,65	0,92	45	
	14	4" ТБТ (6 шт)	67,57	101,6	57,0	2546	
			124,57			6485	

Необходимое количество и масса элементов КНБК

Таблица 7.4

Название обсадной колонны	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка/проработка)	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, МУ и т.п. на изготовление	Пачки буримости	Интервал работ по стволу, м		Норма проходки		Суммарная величина			
					от (верх)	до (низ)	Величина, м	Источник нормы	Кол-во элементов КНБК, шт.			Масса по типу-размеру или шифру, кгс
									Для проработки	Для бурения расширки и отбора керна	По типу-размеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
13-3/8" Кондуктор	Бурение	406,4 мм (16") долото, 228,6 мм УБТ, 209,55 мм УБТ, 127 мм ТБТ	АНИ	600	0	600		Местные нормы		1		35103
9-7/8" Техническо-эксплуатационная обсадная колонна	Бурение	311,15 мм (12,25") долото, 209,55 мм УБТ, 127 мм ТБТ	АНИ	2734	600	3334		Местные нормы		1		39052
7-1/4" Эксплуатационный хвостовик I	Бурение	215,9 мм (8,5") долото, 171,45 мм УБТ, 127 мм ТБТ	АНИ	1359	3334	4693		Местные нормы		1		28874
4-1/2" - 3-1/2" Эксплуатационный хвостовик II	Бурение	152,4 мм (6") долото, 120,7 мм УБТ, 101,6 мм ТБТ	АНИ	677	4693	5370		Местные нормы		1		6485

Бурильные трубы, конструкция, характеристика и масса по интервалам бурения

Таблица 7.5

Название обсадной колонны	Вид технологической операции (бурение скважины, разбуривание цемента, спуск частей обсадной колонны)	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Длина секции, м	Масса труб, т		Коэффициент запаса прочности на			Ос-наст-ка тале-вой систе-мы
		от (верх)	до (низ)	Тип (шифр)	Наруж-ный диаметр, мм	Марка (груп-па проч-ности) мате-риала	Внутр. диаметр мм	Тип замко-вого соеди-нения		теоре-тич.	с плюю-совым допус-ком	с нор-ма-тив-ным запа-сом	стати-ческая проч-ность	вынос-ливно-сть	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
13-5/8" Кондуктор	Бурение	0	600	228,6 мм УБТ (9" УБТ)	228,6	AISI 4142H	76,2	7 5/8 API Reg	9,22	2,59					
				209,55 мм УБТ (8 1/4" УБТ)	209,55	AISI 4142H	71,44	6 5/8 API Reg	47,26	11,27					
				127 мм (5" ТБТ)	127	XD 90	76,2	NC50	158,7	12,1					
				127 мм (5" БТ)	127	XD 105	108,6	NC50	345,8	11,87					
9-7/8" Техническо-эксплуатационная обсадная колонна	Бурение	600	3334	209,55 мм УБТ (8 1/4" УБТ)	209,55	AISI 4142H	69,85	6 5/8 API Reg	40,1	13,25					
				209,55 мм УБТ (8 1/4" УБТ)	209,55	AISI 4142H	71,44	6 5/8 API Reg	50,6	12,1					
				127 мм (5" ТБТ)	127	XD 90	76,2	NC50	170,5	13,7					
				127 мм (5" БТ)	127	XD 105	108,6	NC50	3073	105,5					
7-1/4" Эксплуатационный хвостовик I	Бурение	3334	4693	171,45 мм УБТ (6 3/4" УБТ)	171,45	AISI 4142H	71,44	NC50	60,6	8,8					
				127 мм (5" ТБТ)	127	XD 90	76,2	NC50	286,5	20,06					
				127 мм (5" БТ)	127	XD 105	108,6	NC50	2846	97,7					
				127 мм (5" БТ)	127	XD 105	101,6	XT50	1500	66,4					
4-1/2" x 3-1/2" Эксплуатационный хвостовик II	Бурение	4693	5370	120,65 мм УБТ (4 3/4" УБТ)	120,65	AISI 4142H	57,2	3 1/2 IF	27,9	2,1					
				101,6 мм (4" ТБТ)	101,6	XD 90	65,08	ТТ390	96,7	4,4					
				101,6 мм	101,6	XD 105	82,3	ТТ390	1500	40,62					

Название обсадной колонны	Вид технологической операции (бурение скважины, разбуривание цемента, спуск частей обсадной колонны)	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Длина секции, м	Масса труб, т		Коэффициент запаса прочности на			Оснастка талевой системы
		от (верх)	до (низ)	Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Внутр. диаметр мм	Тип замкового соединения		теоретич.	с плюсовым допуском	с нормативным запасом	статическая прочность	выносливость	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
				(4" БТ)											
				127 мм (5" БТ)	127	XD 105	108,6	NC50	2546	87,4					
				127 мм (5" БТ)	127	XD 105	101,6	XT50	1200	53,13					

Потери давления в системе скважина-пласт

Таблица 7.6

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Расход бурового раствора, м ³ /с	Потери давлений (МПа) для конца интервала в					Суммарные потери давления в конце интервала, МПа
от (верх)	до (низ)			долоте (насадках)	забойном двигателе	бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	600	Бурение	0.0662	6.98	-	6.56	0.1	0,44	14.35
600	3334	Бурение	0.0599	6.32	-	19.75	0,41	0.39	27.52
3334	4693	Бурение	0.0391	3.37	-	19.35	0,68	0.36	24.72
4693	5370	Бурение	0.0132	0.37	-	9.03	4.49	0.05	15.59

Гидравлические показатели промывки

Таблица 7.7

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка)	Расход бурового раствора, м ³ /с	Наименьшая скорость восхо- дящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/см ²	Схема промывки долота (центральная периферийная комбинированная)	Диаметр сопла на цен- тральном отверстии	Гидромониторные насадки		Скоро-сть истече- ния, м/с	Мощность срабаты- ваемая на долоте, лош.сил
от (верх)	до (низ)							Количество, шт.	Диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	600	Бурение	0.0599	0.51		Периферийная	-	10	9,53	78.35	316
600	3334	Бурение	0.0391	0.49		Периферийная	-	9	10,32	51.97	195
3334	4693	Бурение	0.0315	1.30		Периферийная	-	6	12,7	41.51	173
4693	5370	Бурение	0.0132	1.27		Периферийная	-	6	10,32	26.40	12

Технический проект на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547
Месторождение Тенгиз

РАЗДЕЛ 8
КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

8. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Условия расчета колонн на прочность

Проектная конструкция скважины должна обеспечить:

- доведение скважины до проектной глубины без каких либо осложнений при существующем состоянии техники и технологии буровых работ;
- достижения проектного смещения забоя от вертикали в заданном направлении в пределах допустимых норм отклонения;
- минимальное количество перегибов ствола с радиусом искривления не превышающего допустимые величины;
- предотвращения протирания эксплуатационной колонны, желобообразования, затяжки и заклинивания инструмента и геофизических приборов;
- долговечность скважины, как технического сооружения, и высокое качество скважины, как объекта последующей эксплуатации;
- надежную изоляцию всех проницаемых горизонтов с применением соответствующих технологических решений и технических средств высокого уровня.

С увеличением диаметров и глубин спуска обсадных колонн, а также с расширением пределов изменений газонасыщенности и плотности заполняющих их жидкостей, снижается достоверность результатов испытания колонны на герметичность способом опрессовки. Согласно этому способу колонна считается выдержавшей испытания, в том случае, если давление остается постоянным в течение 30 мин или снижается не более чем на 0,5 МПа при давлении испытания выше 7 МПа и не более чем на 0,3 МПа при давлении испытания ниже 7 МПа.

Таким образом, заключение о герметичности дается на основании регистрируемого снижения давления в течение 30 мин при опрессовке, являющегося следствием истечения части жидкости из замкнутого внутреннего объема обсадной колонны, которую можно представить как:

$$\Delta V = \beta \Delta \rho LS + \Delta W \approx \beta \Delta \rho LS$$

где β – коэффициент сжимаемости жидкости находящейся в колонне МПа^{-1} ; $\Delta \rho$ – снижение давления при котором колонна еще считается герметичной, МПа; L – длина обсадной колонны, м; S – площадь внутреннего сечения колонны, м^2 ; ΔW – объем жидкости, вытесняемой колонной при ее деформации, м^3 , обычно, не превышающий 5% значения.

Как показал анализ, определить расчетным путем среднее значение коэффициента сжимаемости жидкости, заполняющей обсадную колонну, практически невозможно, так как коэффициент в большей степени зависит от газонасыщенности жидкости, давления и температуры, которые изменяются в широких пределах по стволу скважины. Поэтому для определения объема жидкости, истекшей из обсадной колонны за время опрессовки, предлагается использовать способ ее подкачивания, заключающийся в следующем:

- опрессовывается обсадная колонна
- замеряется значения снижения давления за указанное время и повышая давление восстанавливается его первоначальное значение с замером закачанного объема жидкости, либо в процессе закачивания, либо путем последующего быстрого стравливания ее в мерную емкость через вентиль опрессовочной головки до падения давления в колонне на значение равное зарегистрированному при опрессовке. Закачанный объем жидкости (или стравленный в мерную емкость) будет равен объему жидкости истекшей из колонны при опрессовке. Разделив значение этого объема на время опрессовки можно определить расход жидкости через место негерметичности.

Использование данного способа позволяет более дифференцированно и обоснованно судить о степени герметичности обсадных колонн, что в дальнейшем может служить основой

для создания конкретных требований их герметичности с учетом назначения колонн и выработки более совершенных критериев ее оценки.

Надсолевые поровые давления принимались равными значению на $0,06 \text{ г/см}^3$ меньше максимальной плотности бурового раствора, применявшегося для бурения до кровли солевых отложений кунгура. Поровые давления в солях принимались равными $2,30 \text{ г/см}^3$ основываясь на опыте проводки скважины Т-5059.

Для разбуривания подсолевых отложений используется текущее пластовое давление 562 бар на глубине 4052 м ИГВ в Объекте 1. При дальнейших расчётах предполагается распределение этого давления с градиентом $0,062 \text{ бар/м}$. Начальное давление в карбоне составляет 832 бар на глубине 4488 м. Данное давление основано на самом высоком зарегистрированном начальном пластовом давлении на месторождениях Тенгиз/Королев.

Градиент гидроразрыва в карбоне принят равным $0,18 \text{ бар/м}$ и основан на фактических данных полученных при кислотных гидроразрывах, проведённых компанией «Тенгизшевройл». Градиент гидроразрыва в кровле соленосного горизонта в эквивалентной плотности бурового раствора принят равным $2,35 \text{ г/см}^3$. Градиент гидроразрыва в артинских сланцах в эквивалентной плотности бурового раствора принимается равным $2,18\text{-}2,28 \text{ г/см}^3$. Эти градиенты основаны на фактических результатах испытаний на гидроразрыв (LOT) или гидравлических испытаний пород на целостность (FIT), произведенных на соседних скважинах.

Предполагается, что нагрузка смятия через соленосные отложения равна градиенту горного давления. Для расчета нагрузки смятия принимается высокое значение плотности бурового раствора в эквивалентной плотности бурового раствора $2,30 \text{ г/см}^3$.

Условия нагружения колонн

- I Расчёт на растяжение основывается на весе колонны в жидкости.
- II Внутреннее избыточное давление.

Таблица 8.1

Интервал	Внутреннее давление	Наружное давление
Эксплуатационный хвостовик	колонна полностью заполнена нефтью + колонна полностью заполнена пакерным флюидом плотностью $11,0 \text{ фунт/г}$	Поровое давление
Техническо-эксплуатационная обсадная колонна	колонна полностью заполнена нефтью + колонна полностью заполнена пакерным флюидом плотностью $11,0 \text{ фунт/г}$	Поровое давление
Кондуктор	полное опорожнение на газ	Поровое давление

III Смятие

Таблица 8.2

Интервал	Внутреннее давление	Наружное давление
Эксплуатационный хвостовик	Опорожнение колонны на нефть равное пластовому давлению в 2032 году	Горное давление через соль или Плотность бурового раствора при спуске колонны
Техническо-эксплуатационная колонна	Полное опорожнение колонны	Плотность бурового раствора при спуске колонны
Кондуктор	Опорожнение колонны 3/4 с воздухом	Плотность бурового раствора при спуске колонны

Результаты расчётов и выбранные обсадные трубы, основанные на выше перечисленных условиях, сведены в сводную таблицу расчёта колонн и показаны на схеме предлагаемой конструкции скважины. При расчёте учитываются значения растягивающего усилия.

Сводная таблица расчёта обсадных колонн

Таблица 8.3

Тип колонны	Кондуктор	Техническо-эксплуатационная	Эксплуатационный хвостовик I	Эксплуатационный хвостовик II*
Расчёт на внутреннее давление				
Диаметр обсадной колонны (мм)	340	251	184	114 x 89
Глубина спуска колонны по вертикали (м)	600	2855	3962	4520
Глубина спуска последующей колонны, по вертикали (м)	2855	3962	4520	
Максимальная плотность раствора при бурении под следующую колонну (г/см ³)	1,27	2,08	1,69	1,57
Максимальная плотность раствора при бурении под следующую колонну (фунт/гал)	10,6	17,3	14,1	13,1
Поровое давление при бурении под следующую колонну (г/см ³)	1,10	2,04	1,10	1,51
Поровое давление при бурении под следующую колонну (фунт/гал)	9,2	17,0	13,6	12,6
Эквивалент давления разрыва у башмака (г/см ³)	1,75	2,35	2,18	1,90
Эквивалент давления разрыва у башмака (фунт/гал)	14,6	19,6	18,2	15,8
Максимальное ожидаемое давление на устье при условиях нагружения (бар)	88,1	438,7	438,7	438,7
Максимальное ожидаемое давление на устье при условиях нагружения (фунт/дюйм ²)	1278	6361	6361	6361
Расчёт на смятие				
Наружное давление: (г/см ³)	1,15	1,32	2,08	1,32
Наружное давление: (фунт/гал)	9,6	11,0	17,3	11,0
Выбор обсадных труб				
Наружный диаметр долота (мм)	406,4	311,2	215,9	152,4
Наружный диаметр долота (дюйм)	16,0	12,25	8,5	6,0
Толщина стенки (мм)/вес (фнт/фт) верхней секции обсадной колонны	13,06/72	15,88/62,8	14,68/41,2	7,37/13,5
Толщина стенки (мм)/вес (фнт/фт) нижней секции обсадной колонны	13,06/72	15,88/62,8	14,68/41,2	6,45/9,2
Наружный диаметр муфты (мм)				
	365,10	270,61	203,2	126,18 / 99,23
Проходной диаметр (мм)				
	313,61	219,07	152,4	75,9
Марка стали для верхней секции обсадной колонны				
	L-80	TN95HS	TN95HS	SM2535-110
Марка стали для нижней секции обсадной колонны				
	L-80	TN95HS	TN95HS	SM2535-110

Тип колонны	Кондуктор	Техническо-эксплуатационная	Эксплуатационный хвостовик I	Эксплуатационный хвостовик II*
Давление смятия нижней секции обсадной колонны (бар)	184	742,07	1162,07	963,45
Давление смятия нижней секции обсадной колонны (фунт/дюйм ²)	2668	10760	16850	13970
Коэффициенты запаса прочности на смятие (минимум: 1,0 для однорядной колонны через солевые отложения)	6,59	1,71	1,41	2,72
Давление разрыва верхней секции обсадной колонны (бар)	371	725,52	913,79	880,00
Давление разрыва верхней секции обсадной колонны (фунт/дюйм ²)	5380	10520	13250	12760
Коэффициент запаса прочности на разрыв (минимум: 1.2)	3,17	2,07	1,42	1,42
Тип резьбы	ER Dopeless	TN Blue	TN Blue	VAM TOP
Предел прочности на растяжение по телу трубы (*1000 кг)	753	782	522	191
Предел прочности на растяжение в соединениях (*1000 кг)	753	665	444	191
Растягивающая нагрузка (*1000 кг)	64,26	347,54	35,89	14,69
Коэффициент запаса прочности на растяжение по корпусу трубы	11,72	2,25	14,54	13,0
Коэффициент запаса прочности на растяжение по соединит. резьбам	11,72	1,91	12,37	13,0

Примечания:

*Спуск 4-1/2" (114 мм) x 3-1/2" (89 мм) хвостовика с компоновкой которая включает в себя расширяющиеся пакера со скользящими муфтами. Данный хвостовик будет служить для селективного отбора пластового флюида, а также для изоляции пропластков с большим содержанием газа или воды. Данная опция является основной для освоения скважины.

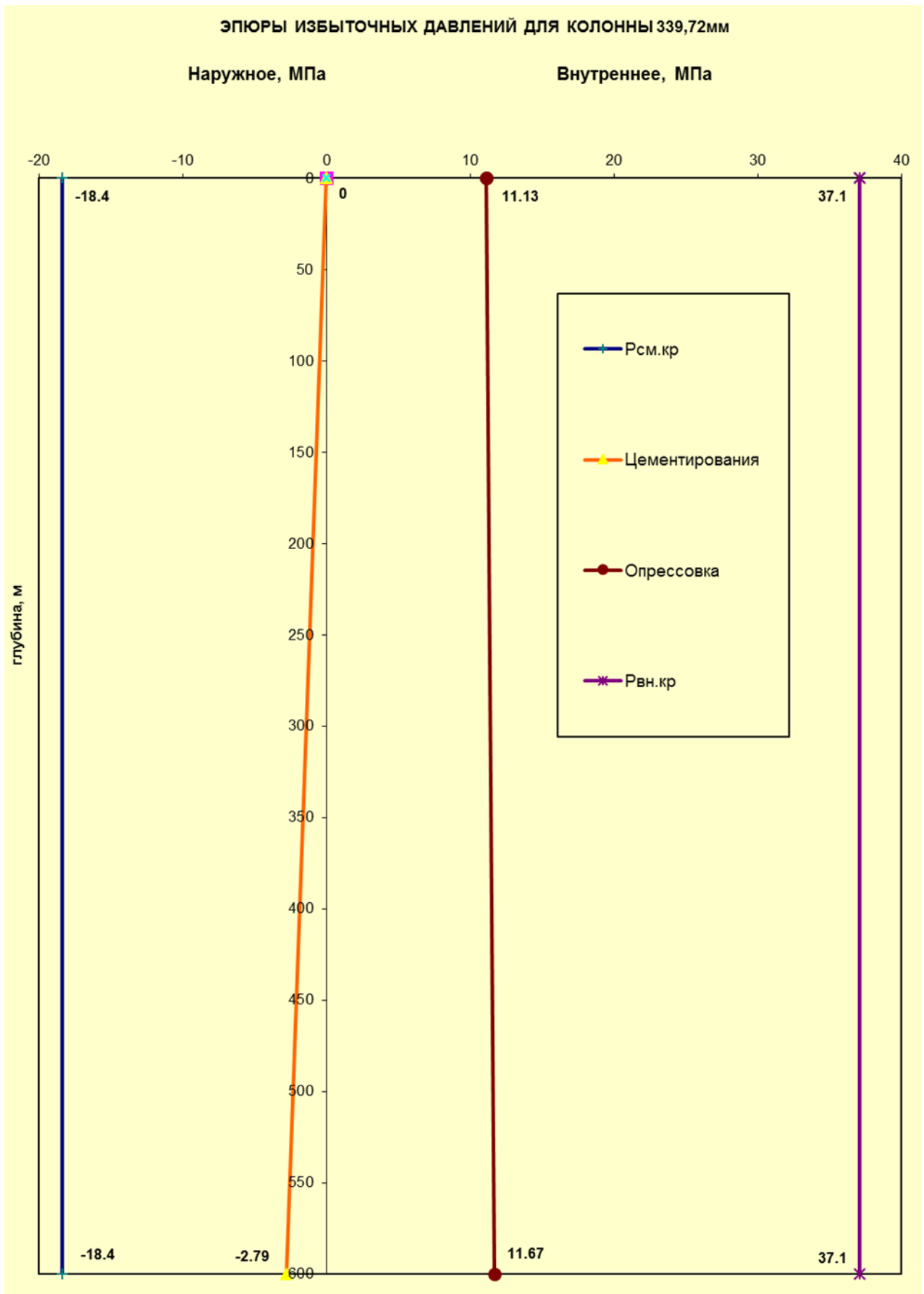


Рисунок 1.7 Эпюра избыточных давлений для колонны Ø339,7мм

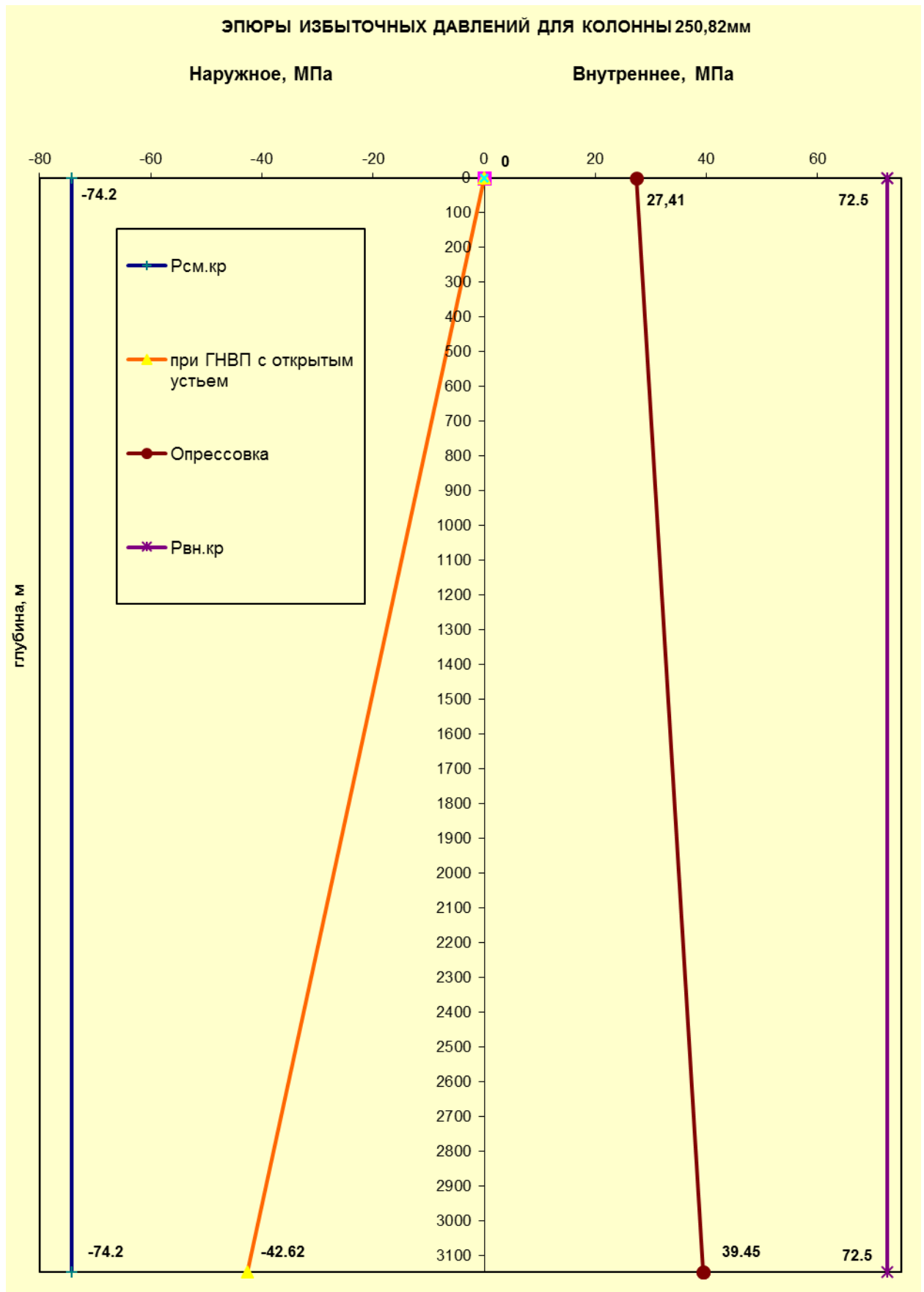


Рисунок 1.8 Эпюра избыточных давлений для колоонны Ø250,8мм

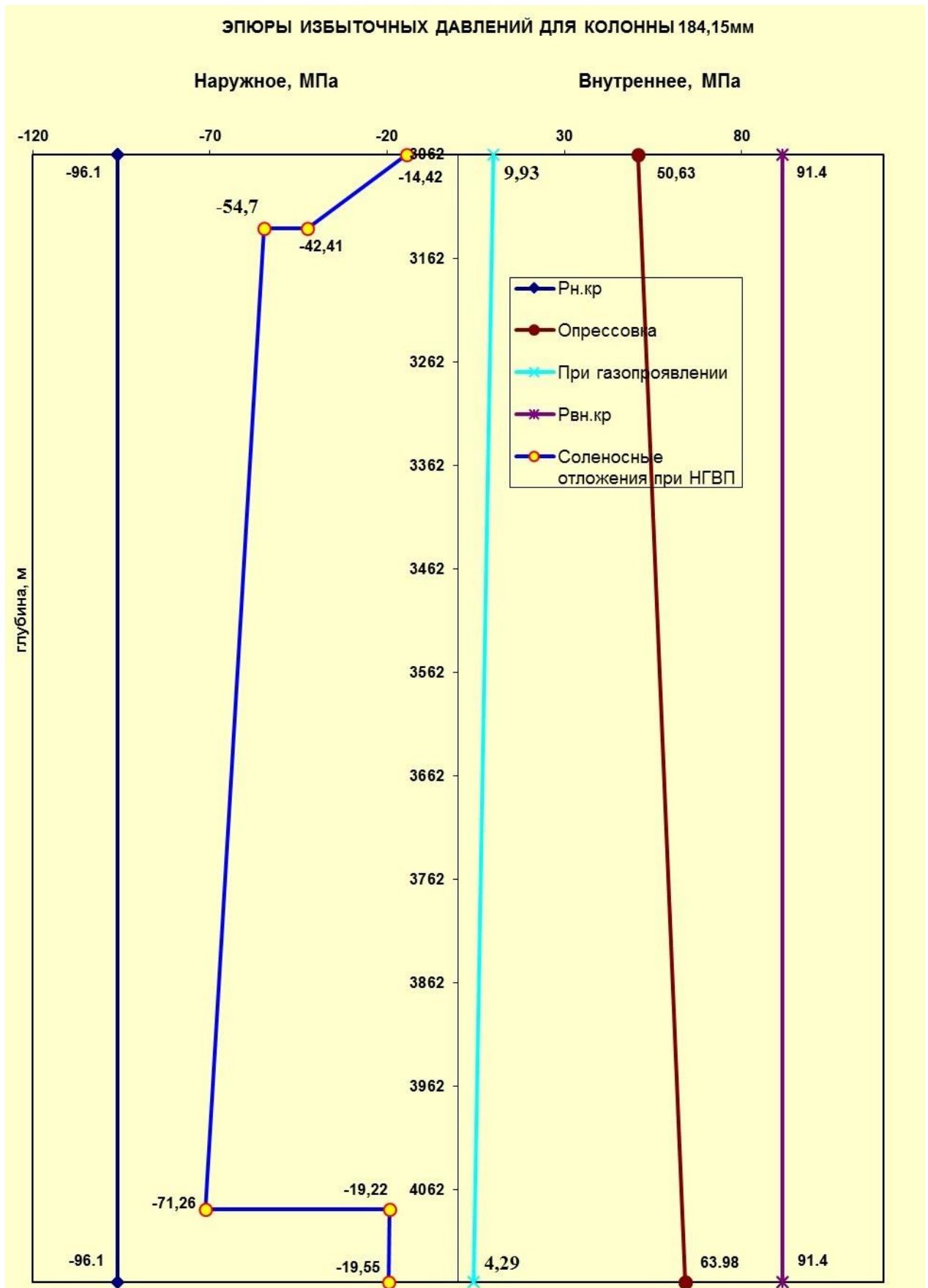


Рисунок 1.9 Эпюра избыточных давлений для колонны Ø184,15мм

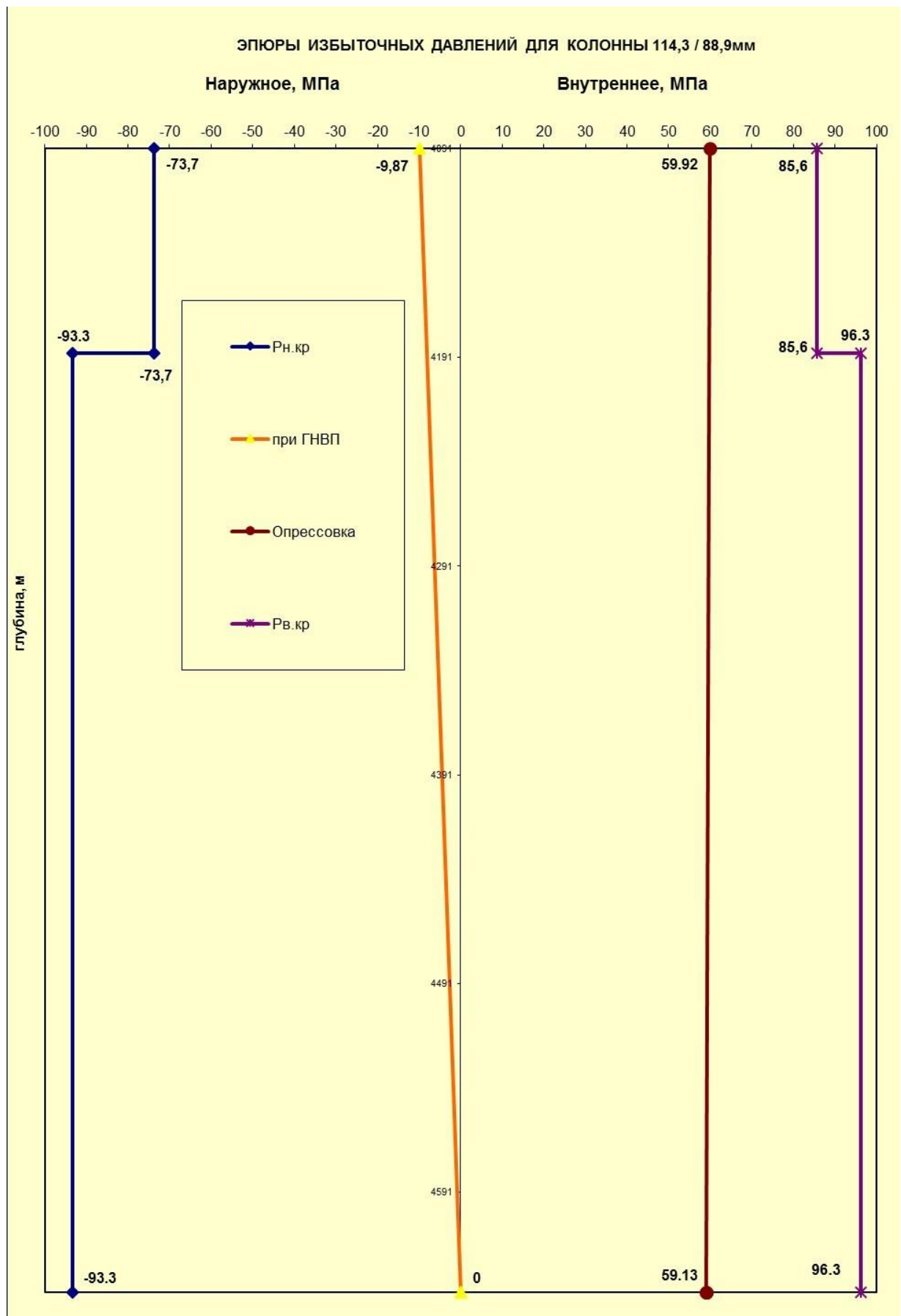


Рисунок 1.10 Эпюра избыточных давлений для колоонны Ø114,3мм и Ø88,9мм

Рисунок 8.1. Скв. Т-5547 Схема ствола скважины

Кустовая площадка №45-1

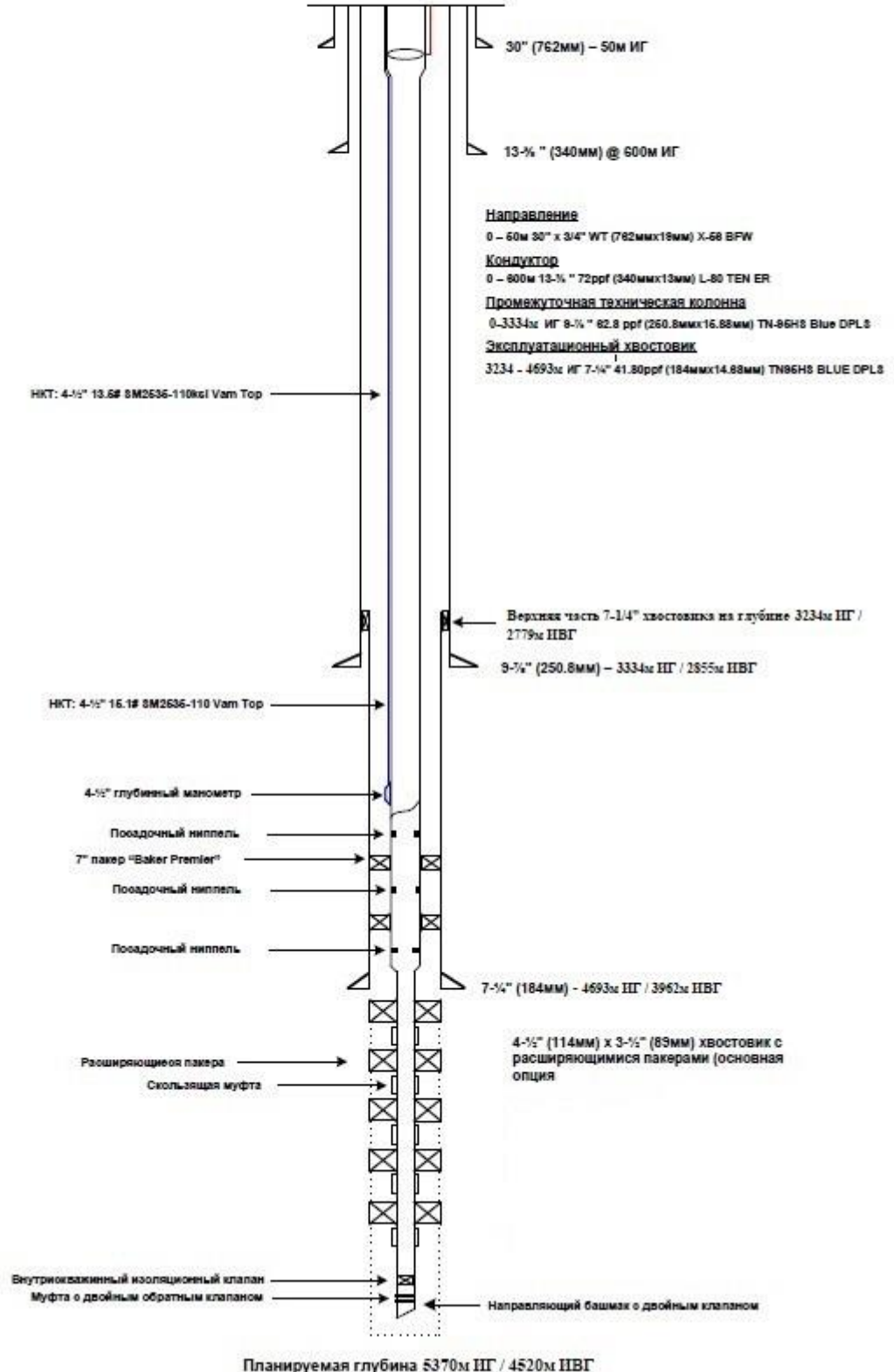
Тенгиз №5547
Предлагаемая конструкция – Скважина с усовершенствованной конструкцией

Устьевое оборудование и ФА:
5-1/8" 10М блочная ФА
13-3/4" 10М многоуровневая система устьевого оборудования

Все глубины указаны приблизительно

Пакерная жидкость:
7.4 / 9.0 / 10.3фнт/галл HSPF

БУ 707 Расстояние от остола ротора до уровня земли = 12.86 м



Крепление скважины каждой колонной производится по индивидуальному плану работ, учитывающему фактические условия в стволе скважины. К плану работ прилагается расчет обсадных труб на прочность, исходя из фактического их наличия и расчет цементажа.

Технология цементирования и состав тампонажной смеси, приведенных в таблицах данного раздела, обеспечивают контактирование цементного раствора с породами и обсадной колонной при наиболее полном вытеснении бурового раствора цементным с заданными свойствами при наименьших затратах средств и времени.

Распределение давлений по длине колонны

Таблица 8.4

Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны	Распределение избыточных давлений по длине колонны					
		глубина, м		наружное, кгс/см ²		внутреннее, кгс/см ²	
		от	до	от	до	от	до
1	2	3	4	5	6	7	8
Данные приведены в сводной таблице расчета обсадных колонн							

Параметры обсадных труб

Таблица 8.5

Наименование колонны	Номер секции	Номер равнопрочного участка труб	Интервал установки равнопрочного участка труб, м		Длина участка, м	Вес п.м. об. трубы, кг	Нарастающая масса, 1000 кг	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при		
			верх	низ				Номинальный наружный диаметр, мм	Код типа соединения	Марка (группа прочности) материала труб	Толщина стенки, мм	Избыточном давлении		Растяжении
												Наружном	Внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Направление	1	1	0	53	53	348,2	18,45	762	сварной	X 56	19,05			
Кондуктор	1	1	0	600	600	107,1	64,26	340	Ten HS ER	L 80	13,06	6,59	3,17	11,71
Техническо-эксплуатационная колонна	1	1	0	3334	3334	93,46	311,59	251	Ten Blue	TN95HS	15,88	1,52	2,64	2,7
Экспл. хвостовик I	1	1	3234	4693	1459	61,32	89,46	184	Ten Blue SC	TN95HS	14,68	1,99	2,84	18,75
Экспл. хвостовик II*	1	1	4593 4693	4693 5370	100/ 677	20,1/ 13,8	2,01/ 9,34	114 x 89	VAM TOP	SM2535-110	7,37/ 6,45	7,46	1,42	15,01

Примечания:

*Спуск 4-1/2” (114,3 мм) хвостовика с компоновкой которая включает в себя расширяющиеся пакера со скользящими муфтами. Данный хвостовик будет служить для селективного отбора пластового флюида, а также для изоляции пропластков с большим содержанием газа или воды. Данная опция является основной для освоения скважины.

Суммарная масса труб

Таблица 8.6

Характеристика труб		Масса труб с западной характеристикой, т		
Код типа соединения	Условное обозначение трубы по стандарту или ТУ	теоретическая	с плюсовым допуском	с запасом по длине
1	2	3	4	5
Данные по обсадным трубам приведены в таблице 8.5				

Технологическая оснастка обсадных колонн

Таблица 8.4

Наименование колонны	Номер секции колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки					Суммарное на колонну	
		Наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	Интервал установки, м		Количество на интервале, шт.	количество, шт.	масса, кг
				от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кондуктор	1	13-5/8 башмак с обратным клапаном	Основы проектирования ТШО		600	1	1	
		13-5/8 муфта обсадной трубы с обратным клапаном	Основы проектирования ТШО		577	1	1	
		13-5/8 центраторы	Основы проектирования ТШО		595	15	15	
Техническо-эксплуатационная колонна	1	9-7/8 башмак с обратным клапаном	Основы проектирования ТШО		3334	1	1	
		9-7/8 муфта обсадной трубы с обратным клапаном	Основы проектирования ТШО		3310	1	1	
		9-7/8 центраторы	Основы проектирования ТШО	600	3298	25	25	
Экспл. хвостовик I	1	7-1/4" башмак с обратным клапаном	Основы проектирования ТШО		4693	1	1	
		7-1/4" муфта обсадной трубы с обратным клапаном	Основы проектирования ТШО		4681	1	1	
		Посадочная муфта «Baker»	Основы проектирования ТШО		4669	1	1	
		Компоновка подвески хвостовика модель "Flexlock" и пакера ZXP компании «Baker»	Основы проектирования ТШО	3234	3244	1	1	
		7-1/4 центраторы	Основы проектирования ТШО	3244	4669	77	77	
Экспл. хвостовик II	1	4-1/2" / 3-1/2" башмак с обратным клапаном	Основы проектирования ТШО		5370	1	1	
		Посадочная муфта «Baker» (спуск выборочный)	Основы проектирования ТШО		5346	1	1	
		4-1/2" / 3-1/2" муфта с внутрискважинным изоляционным клапаном (спуск выборочный)	Основы проектирования ТШО		5334	1	1	
		Компоновка подвески хвостовика модель "Flexlock" и пакера ZXP компании «Baker»	Основы проектирования ТШО	4593	4603	1	1	
		4-1/2" / 3-1/2" центраторы	Основы проектирования ТШО	4603	5334	21	21	

Примечание: совместно с методом бурения с применением азота (БСПА) возможно использование системы внутрискважинного колонного клапана-отсекателя. Цель системы - обеспечить механический барьер над продуктивным горизонтом для контроля и наблюдения за скважиной во время бурения продуктивного горизонта в условиях, когда невозможно поддерживать противодавление на пласт только одним столбом легкого раствора. Перед бурением секции под эксплуатационный хвостовик II (продуктивного горизонта), в скважину спускается клапанная система на 7"/178 мм временной колонне-надставке и состыковывается с седлом-уплотнителем верха эксплуатационного хвостовика I - 7" x 7 1/4". 7"/178 мм колонная надставка устанавливается временно. Ее установка ведется только для бурения продуктивного пласта-коллектора. Непосредственно после установки система проходит испытание опрессовкой, и, при необходимости, она может быть заменена. После спуска и установки эксплуатационного хвостовика II 3,5"/89 мм x 4,5"/114,3 мм производится полный подъем временно установленной 7" колонны-надставки вместе с забойным клапаном, и это никак не будет влиять на усовершенствованную конструкцию скважин, применяемую на месторождении Тенгиз.

Скорость спуска обсадных колонн

Таблица 8.8

Обсадная колонна		Интервал глубин, м		Допустимая скорость спуска колонны, м/с	Допустимая глубина спуска на клиньях, м
Название колонны	Номер секции	верх	низ		
1	2	3	4	5	6
Допустимые скорости спуска обсадных колонн будут определяться исходя из условий проводки скважины и рекомендаций после проведения специальных программ компании «MI Swaco Swab Pro Surge Pro» перед спуском обсадных колонн					

Режимы промывки при спуске обсадных колонн

Таблица 8.5

Обсадная колонна		Интервал глубин, м		Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
Название колонны	Номер секции	верх	низ		Глубина, м	Продолжительность, мин	Расход промывочной жидкости, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8
Кондуктор	1	0	600	Каждую трубу при спуске			
Техническо-эксплуатационная колонна	1	0	3334	Через каждые 5 труб (50 м)			
Эксплуатационный хвостовик I	1	3334	4693	Через каждые 5 труб (50 м)			
Эксплуатационный хвостовик II	1	4693	5370	Через каждые 5 труб (50 м)			

Примечание: Для долива обсадных колонн при спуске используется оборудование «La Fleur» компании «Weatherford» для заполнения обсадной колонны.

Смазки для обсадных колонн

Таблица 8.10

Обсадная колонна			Интервал глубин, м		Смазка		
Название колонны	Номер секции		верх	низ	Шифр или название	Стандарт, тех. условия	Количество, кгс
1	2	3	4	5	6	7	8
Примечание: Смазка не производится.							

Испытание обсадных колонн на герметичность и натяжение эксплуатационной колонны

Таблица 8.11

Наименование	Ед. изм.	Кондуктор	Техническо-эксплуатационная колонна	Эксплуатационные хвостовики (I и II)	
				5	6
1	2	3	4	5	6
Плотность жидкости при опрессовке:					
а) колонны	фнт/гал / г/см ³	9,93 / 1,19	13,2 / 1,59	19,6 / 2,35	15,0 / 1,8
б) цементного кольца		9,93 / 1,19	17,3 / 2,08	8,0 / 0,96	15,0 / 1,8
Давление на устье при опрессовке верхней части колонны	фнт/дм ² / МПа	1614 / 11,13	3975 / 27,41	1897/13,08	4616 / 31,83
Глубина установки пакера (МСЦ моста)	м				
Давление на устье при опрессовке ниже пакера (МСЦ моста)	фнт/дм ² / МПа				
Давление на устье при опрессовке цементного кольца	фнт/дм ² / МПа	390 / 2,7	520 / 3,6	2000 / 13,79	2000 / 13,79
Работа цементировочных агрегатов (количество вызовов агр/ операции)		1	1	1	1
Давление опрессовки труб	фнт/дм ² / МПа	1614 / 11,13	3975 / 27,41	1897/13,08	4616 / 31,83
Работа цементировочных агрегатов по опрессовке труб на поверхности (количество вызовов агр/ операции)		1	1	1	1

Давление опрессовки обсадной колонны составляет 70% значения давления разрыва колонны, предусматривающее различные резервные условия нагрузки. Давление опрессовки кондуктора составит 1614 фнт/дм² (11,13 МПа). Обсадная колонна, устанавливаемая в кунгурском интервале, будет опрессована как минимум на давление 3975 фнт/дм² (27,41 МПа). Данное значение намного ниже 70% значения давления разрыва колонны, но позволяет обеспечить целостность цементирования. Эксплуатационная обсадная колонна и хвостовики будут опрессованы на 1897 фнт/дм² (13,08 МПа) или на максимальное давление, наблюдаемое во время вытеснения пакер-флюида, но не превышающее 4616 фнт/дм² (31,83 МПа).

8.1. Цементирование обсадных колонн

Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Таблица 8.6

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по раздельно спускаемой части колонны				Данные о каждой ступени цементирования					
			номер в порядке спуска (см. табл. 4.1 гр. 1)	интервал установки, м		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступени цементирования	высота цементного стакана, м	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования, м		
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	Кондуктор	Прямой	1	0	600	-	-	12	Тампонажный-1	0	533	
							-			Тампонажный-2	533	600
2	Техническо-эксплуатационная	Прямой	1	0	3334	-	-	24	Тампонажный-1	0	3000	
							-			Тампонажный-2	3000	3334
3	Эксплуатационная I (хвостовик)	Прямой	1	3234	4693	-	-	22	Тампонажный-2	3234	4693	
4	Эксплуатационная II (хвостовик)	Прямой	1	4593	5370	-	-	22	Тампонажный-2	4593	5370	

Характеристика жидкостей для цементирования

Таблица 8.7

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)							Контроль качества цементирования
				тип или название	объем порции, м ³	плотность, г/см ³	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, мгс/см ²	время начала схватывания, мин	Время ОЗЦ, ч	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Кондуктор	1	-	Буферная	7.9	1.00	1.000	-	-	-	Опрессовка цем кольца
				Тампонажный-1	138	1.51	8.787	46.12	642	24	
				Тампонажный-2	18.3	1.89	37.489	212.96	364	24	
				Продавочная	4.8	1.14	26.270	83.79	-	-	
2	Техническо-эксплуатационная колонна	1	-	Буферная	15.9	2.04	35.34	60.46	-	-	Опрессовка цем кольца, АКЦ
				Тампонажный-1	109.7	2.05	110.58	59.98	604	24	
				Тампонажный-2	37.2	2.07	210.45	86.86	482	24	
				Продавочная	76.3	2.01	37.762	42.21	-	-	
3	Эксплуатационная I (хвостовик)	1	-	Буферная	15.9	1.32	14.2	29.3	-	-	Опрессовка цем кольца, АКЦ
				Тампонажный-2	14.3	1.62	41.1	44.43	603	24	
				Продавочная	42.5	1.89	207.9	78.12	-	-	
4	Эксплуатационная II (хвостовик)	1	-	Буферная	7,95	1,62	14,579	49,34	-	-	-
				Тампонажный-2	6,04	1,89	76,218	40,31	527	24	
				Продавочная	25,28	1,11	16,260	19,91	-	-	

Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Таблица 8.8

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³	Влажность, %	Сорт	Норма расхода компонента, кг/м ³				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
1	Кондуктор	1	-	Буферная	Вода	1.00	-	-	-				
				Тампонажный-1	Цемент (Class G)	3.20	-	-	714.7				
					Антивспенивающий агент (D047)	1.00	-	-	3.6				
					Бентонит (MI Gel)	2.65	-	-	32.8				
					Диспергирующий агент (D065)	1.43	-	-	8.2				
					Понизитель водоотдачи (D167)	1.32	-	-	3.3				
				Тампонажный-2	Вода	1.00	-	-	867.3				
					Цемент (Class G)	3.20	-	-	1297.4				
					Антивспенивающий агент (D047)	1.00	-	-	4				
					Диспергирующий агент (D065)	1.43	-	-	8.9				
					Понизитель водоотдачи (D167)	1.32	-	-	4.5				
				Продавочная	Вода	1.00	-	-	668.2				
				2	Техническо-эксплуатационная колонна	1	1	Буферная	Буровой раствор	1.14	-	-	-
									Антивспенивающий агент (D047)	1.00	-	-	2.5
									Антиосаждающий агент (D182)	1.00	-	-	13
ПАВ (D607)	0.99	-	-						62.7				
Утяжелитель (барит)	4.33	-	-						609.5				
Тампонажный-1	Вода	1.00	-					-	828.8				
	Цемент (Class G)	3.20	-					-	736.8				
	Антивспенивающий агент (D047)	1.00	-					-	3.7				
	Бентонит (MI Gel)	2.65	-					-	29.5				
	Диспергирующий агент (D065)	1.43	-					-	7.6				
	Понизитель водоотдачи (D167)	1.32	-					-	4.2				
	Вода	1.00	-					-	838.1				
	Замедлитель (D177)	1.10	-					-	4.5				
	Тампонажный-2	Цемент (Class G)	3.20					-	-	1294.2			
		Антивспенивающий агент (D047)	1.00					-	-	4.2			
Диспергирующий агент (D065)		1.43	-					-	9.5				
Понизитель водоотдачи (D167)		1.32	-					-	6.3				
Замедлитель (D177)		1.10	-					-	12.7				
Продавочная	Вода	1.00	-					-	702.7				
2	Техническо-эксплуатационная колонна	1	1					Продавочная	Буровой раствор	1.14	-	-	-

3	Эксплуатационная I (хвостовик)	1	-	Буферная	Антивспенивающий агент (D175A)	0.99	-	-	4.6
					Антиосаждающий агент (D182)	1.00	-	-	13.1
					ПАВ (D607)	0.99	-	-	114.5
					Растворитель (U066)	0.90	-	-	22.9
					Утяжелитель (барит)	4.33	-	-	2617.6
					Вода	1.00	-	-	1151.2
				Тампонажный- 2	Цемент (Class G)	3.20	-	-	1637.6
					Антивспенивающий агент (D175A)	0.99	-	-	4.1
					Антиосаждающий агент (D153)	2.53	-	-	3.3
					Понижитель водоотдачи (D167)	1.32	-	-	3.3
					Диспергирующий агент (D065)	1.43	-	-	4.1
					Замедлитель (D110)	1.13	-	-	4.8
					Соль (NaCl)	2.16	-	-	12.1
				Продавочная	Вода	1.00	-	-	403.1
Буровой раствор	2.30	-	-		-				
4	Эксплуатационная II (хвостовик)	2	2	Буферная	Антивспенивающий агент (D175A)	0.99	-	-	2.4
					Антиосаждающий агент (D182)	1.00	-	-	12.2
					ПАВ (D607)	0.99	-	-	59.5
					Растворитель (U066)	0.90	-	-	23.8
					Утяжелитель (барит)	4.33	-	-	811.6
					Вода	1.00	-	-	715
				Тампонажный- 2	Цемент (Class G)	3.20	-	-	981.5
					Антивспенивающий агент (D175A)	0.99	-	-	4.4
					Антиосаждающий агент (D153)	2.53	-	-	2
					Понижитель водоотдачи (D167)	1.32	-	-	4.9
					Диспергирующий агент (D065)	1.43	-	-	1
					Замедлитель (D110)	1.13	-	-	7.8
					Кремнезем (D066)	2.65	-	-	343.5
				Продавочная	Блокатор газа (D600G)	1.02	-	-	130.7
Вода	1.00	-	-		416.2				
Буровой раствор	2.07	-	-	-					

Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)

Таблица 8.9

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска (снизу-вверх)	Номер ступени цементирования части колонны (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение агрегата или бурового насоса	Количество агрегатов (буровых насосов), работающих на одном режиме	Режим работы агрегатов (буровых насосов)						Время выполнения технологической операции, мин	
								диаметр цилиндровых втулок, мм	скорость агрегата или число двойных ходов бурового насоса	суммарная производительность агрегатов (буровых насосов), л/с	Давление, кгс/см ²		объем порции на данном режиме, м ³	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента «стоп»
											допустимое для агрегатов (буровых насосов)	на устье скважины в конце операции			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	-	Циркуляция	Буровой раствор	National 12-P-160	Закачка жидкости	1	152,4	76	21,2	703	40	120	94	-
			Закачка	Цементный раствор	CPF-577	Закачка жидкости	1	88,9	220	10,6	730	35	84	132	132
			Продавка	Буровой раствор	National 12-P-160	Закачка жидкости	1	152,4	38	10,6	703	70	45	71	203
2	1	-	Циркуляция	Буровой раствор	National 12-P-160	Закачка жидкости	1	152,4	76	21,2	703	40	150	118	-
			Закачка	Цементный раствор	CPF-577	Закачка жидкости	1	88,9	220	10,6	730	35	124	195	195
			Продавка	Буровой раствор	National 12-P-160	Закачка жидкости	1	152,4	38	10,6	703	176	130	204	399
3	1	-	Циркуляция	Буровой раствор	CPF-577	Закачка жидкости	1	88,9	160	8,0	730	70	175	367	-
			Закачка	Цементный раствор	CPF-577	Закачка жидкости	1	88,9	220	10,6	730	85	26	41	41
			Продавка	Буровой раствор	CPF-577	Закачка жидкости	1	88,9	160	8,0	730	140	42	88	129
4	1	-	Циркуляция	Буровой раствор	CPF-577	Закачка жидкости	1	88,9	160	8,0	730	80	57	120	-
			Закачка	Цементный раствор	CPF-577	Закачка жидкости	1	88,9	160	8,0	730	70	14	29	29
			Продавка	Буровой раствор	CPF-577	Закачка жидкости	1	88,9	160	8,0	730	176	25	52	81

Схема обвязки и потребность в цементируемых агрегатах

Таблица 8.10

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Номер схемы обвязки цементируемой техники	Потребное количество ЦА										
			от (верх)	до (низ)		основных						дополнительных				
						тип	всего	в том числе для				тип	всего	в том числе резерв		
								затворения	перемешивания	закачки	продавки				амбара	резерва
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1	-	0	600	Приложение 9	CPF-577	1	1	1	1	1	1	1	CPF-577	1	2
2	1	-	0	3334	Приложение 9	CPF-577	1	1	1	1	1	1	1	CPF-577	1	2
3	1	-	3234	4693	Приложение 9	CPF-577	1	1	1	1	1	1	1	CPF-577	1	2
4	1	-	4593	5370	Приложение 9	CPF-577	1	1	1	1	1	1	1	CPF-577	1	2

Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Таблица 8.11

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Потребное количество												
			от (верх)	до (низ)	смесительных машин			цементовозов			автоцистерн						
					тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для доставки жидкости		
							тампо нажа	тампонажа			тампонажа	тампо нажа			буферной	затворения	продавочной
							1	2			1	2					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	1	-	0	600	CBS-954	1	1	-	CTF-215	2	2	-	Ledwell	4	-	1	3
2	1	-	0	3334	CBS-954	1	1	-	CTF-215	2	2	-	Ledwell	4	-	1	3
3	1	-	3234	4693	CBS-954	4	4	-	CTF-215	2	2	-	Ledwell	4	-	1	3
4	1	-	4593	5370	CBS-954	2	2	-	CTF-215	2	2	-	Ledwell	4	-	1	3

Потребное для цементированния обсадных колонн количество цементировочной техники

Таблица 8.12

№ п/п	Название или шифр	Потребное количество										суммарное на скважину
		номера колонн (см. табл. 4.1, гр. 1)										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Цементный агрегат CPF-577	2	2	2	2	-	-	-	-	-	-	2
2	Смеситель CBS-954	1	1	4	2	-	-	-	-	-	-	4
3	Цементовоз CTF-215	2	2	2	2	-	-	-	-	-	-	2
4	Силосное хранилище CSS-428	4	4	4	4	-	-	-	-	-	-	4
5	Цементировочная головка IRI 308-0000	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	2
6	Цементировочная головка Weatherford	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	2
7	Центробежный насос SUS-235	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	1
8	Компрессор CUS-812	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	1
9	Водяная емкость SSF-511	2	2	2	2	-	-	-	-	-	-	2

Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

Таблица 8.13

№ п/п	Название или (шифр)	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество										суммарное на скважину	
				номера колонн (см. табл. 4.1, гр. 1)											
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
2	Цемент (Class G)	API 10A ГОСТ 1581-96 ТУ производителя	кг	122371	127348	197956	14035	-	-	-	-	-	-	-	461710
3	Антивспенивающий агент (D047)		л	570	639	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1209
4	Антивспенивающий агент (D175A)		л	-	-	643	101	-	-	-	-	-	-	-	744
5	Диспергирующий агент (D065)		кг	1295	1246	569	14	-	-	-	-	-	-	-	3124
6	Понизитель водоотдачи (D167)		кг	538	707	452	70	-	-	-	-	-	-	-	1767
7	Замедлитель (D177)		л	-	862	-	-	-	-	-	-	-	-	-	862
8	Замедлитель (D110)		л	-	-	453	112	-	-	-	-	-	-	-	565
9	Антиосаждающий агент (D153)		кг	-	-	452	29	-	-	-	-	-	-	-	481
10	Антиосаждающий агент (D182)		кг	-	207	208	194	-	-	-	-	-	-	-	609
11	ПАВ (D607)		л	-	997	1821	946	-	-	-	-	-	-	-	3764
12	Растворитель (U066)		л	-	-	364	378	-	-	-	-	-	-	-	742
13	Утяжелитель (барит)		кг	-	9691	41620	12904	-	-	-	-	-	-	-	64215
14	Утяжелитель (D076)		кг	-	-	29817	-	-	-	-	-	-	-	-	29817
15	Бентонит (MI Gel)		кг	4526	4192	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8718
16	Кремнезем (D066)		кг	-	-	-	4912	-	-	-	-	-	-	-	4912
17	Блокирователь газа (D600G)		л	-	-	-	1869	-	-	-	-	-	-	-	1869
18	Соль (NaCl)		кг	-	-	2611	-	-	-	-	-	-	-	-	2611

8.2. Информация о контроле качества цементирования

Цель работы: Цементирование обсадной колонны диаметром 13-5/8 дюймов до поверхности с использованием легкого цементного раствора плотностью 12,6 фунт/галл и тяжелого цементного раствора плотностью 15,8 фунт/галл

Кол-во ступеней: Одна

Процедура работы для цементирования технической колонны:

- Закачать требуемый объем буферной жидкости с расходом ~5 барр/мин.
- Сброс нижней пробки. Удостовериться, что пробка ушла по механическому индикатору на цементировочной головке.
- Замешать и закачать требуемый объем легкого цементного раствора (ЛЦР 12,6 фунт/галлон) с расходом ~6 барр/мин.
- Замешать и закачать требуемый объем тяжелого цементного раствора (ТЦР 15,8 фунт/галлон) с расходом ~4,5 барр/мин.
- Сброс верхней пробки. Удостовериться, что пробка ушла по механическому индикатору на цементировочной головке.
- Закачать требуемый объем буферной жидкости с расходом ~3-8 барр/мин для недопущения смешивания цементного и бурового растворов, а также для промывки линии высокого давления Шлюмберже.
- Продавить цементный раствор буровым раствором до посадки верхней пробки. Давление при посадке верхней пробки должно быть выше циркуляционного давления на 1000 фунтов/кв. дюйм (1500 фунтов/кв. дюйм + 1000 фунтов/кв. дюйм).

Лабораторный отчет тестирования цементного раствора (ЛЩР) для обсадной колонны диаметром 13-5/8 дюймов

Состав

Плотность раствора	12.60 фунтов/гал	Выход	2.11 ф3/мешок	Флюид для смешивания	12.283 гал/мешок
Объемн. содерж. твердых фракций	24,0 %	Пористость	76,0 %	Тип раствора	Стандартный
Код	Концентрация	Номер мешка	Компонент	Плотность смеси	Номер партии
G		94 футов смеси		3.20 SG	1600825
Пресная вода	11.951 гал/мешок		Базовый флюид		T-4640
D020	4.500 % содержание по весу цемента		Расширитель		Supreme
D047	0.050 гал/мешок		Антивспениватель		F361FC5000
D167	0.200 % содержание по весу цемента		Водоотдача		ESD0900673
D065	0.800 % содержание по весу цемента		Дисперсант		150709/11
D177	0.010 гал/мешок		Замедлитель		BA 13/3036

Реологические свойства

Температура	27 градС			75 град.С и 7800 ф/д2 (170 мин в условиях Высок.давл./высок.темпер.)		
(об./мин)	Верх (град)	Вниз (град)	Сред. (град.)	Верх (град)	Вниз (град)	Сред. (град)
600	35,0	35,0	35,0	92,0	92,0	92,0
300	20,0	20,0	20,0	57,0	57,0	57,0
200	14,0	14,0	14,0	45,0	44,0	44,5
100	9,0	9,0	9,0	32,0	30,0	31,0
60	7,0	7,0	7,0	22,0	21,0	21,5
30	6,0	6,0	6,0	15,0	14,0	14,5
20	5,0	5,0	5,0	12,0	12,0	12,0
10	4,0	4,0	4,0	10,0	10,0	10,0
6	4,0	4,0	4,0	9,0	9,0	9,0
3	4,0	4,0	4,0	6,0	6,0	6,0
10 сек гель	4 град - 4.27 фунт-сила/100фунт2			7 град - 7.47 фунт-сила/100фунт2		
10 мин гель	12 град - 12.81 фунт-сила/100фунт2			9 град - 9.61 фунт-сила/100фунт2		
1 мин смешивания	5 град - 5.34 фунт-сила/100фунт2			6 град - 6.40 фунт-сила/100фунт2		
Расчитанные реол. свойства	Вязкость : 15.895 сР Предел текучести : 3.89 фунт-сила/100фунт2			Вязкость: 46.870 сР Предел текучести : 12.22 фунт-сила/100фунт2		

Время загустевания тампонажного раствора

Последовательность	Время
POD :	8:10 ч:мин
40 Вс	08:32 ч:мин
70 Вс	8:46 ч:мин
100 Вс	08:53 ч:мин

Сопrotивление на сжатие по ультразвуковому цементному анализатору (170 мин в условиях Высок.давл./высок.темпер.)

94градС 6700 ф/д2

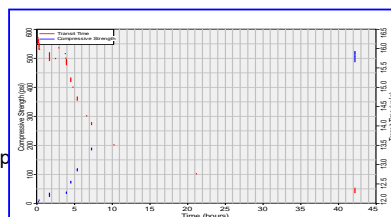
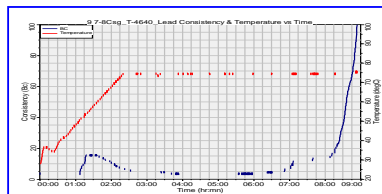
Время	CS
6:16 ч:мин	50 ф/д2
41:02 ч:мин	500 ф/д2
24:00 ч:мин	420 ф/д2
48:00 ч:мин	1169 ф/д2
Alg.A	Ac.lmp - 3.67MRayl(48 часов)

Свободный флюид (170 мин в условиях Высок.давл./высок.темпер)

1.5 мл/250мл через 2 часа
При 75 градС и 45 град включ.
Выпадение осадка: Нет

Поглощение флюида (170 мин в условиях Высок.давл./высок.темпер.)

Поглощение флюида по АНИ 96 мл
Через 30 мин при 75 градС и 1000 ф/д2
Комментарии: Фильтрованные осадки 24мм (твердые)



Schlumberger Private

Лабораторный отчет тестирования цементного раствора (ТЦР) для обсадной колонны диаметром 13-5/8 дюймов

Состав

Плотность раствора	15.80 ф/гал	Выход	1.16 ф3/мешок	Флюид для смешивания	5.150 гал/мешок
Объемн. содерж. твердых фракций	41,0 %	Пористость	59,0 %	Тип раствора	Стандартный

Код	Концентрация	Номер мешка	Компонент	Плотность смеси	Номер партии
G		94 фунта СМЕСИ	Смесь	3.20 уд.вес	1600825
Пресная вода	5.052 гал/мешок		Базовый флюид		T-4640

D047	0.030 гал/мешок		Антивспениватель		F361FC5000
D167	0.350 % содержание по весу цемента		Водоотдача		ESD0900673
D065	0.100 % содержание по весу цемента		Дисперсант		9.301
D177	0.030 гал/мешок		Замедлитель схватывания цементного раствора		BA 13/3036

Реологические свойства

Температура	27 градС			75 градС и 7800 ф/д2 (120 мин в услов. высок. темп. и высок. давл)		
	(об./мин)	Верх (град)	Вниз (град)	Сред (град)	Верх (град)	Вниз (град)
600	212,0	212,0	212,0	180,0	180,0	180,0
300	109,0	109,0	109,0	104,0	104,0	104,0
200	80,0	80,0	80,0	76,0	76,0	76,0
100	50,0	50,0	50,0	56,0	56,0	56,0
60	36,0	36,0	36,0	32,0	30,0	31,0
30	24,0	24,0	24,0	18,0	16,0	17,0
20	20,0	20,0	20,0	15,0	14,0	13,0
10	14,0	14,0	14,0	12,0	10,0	11,0
6	13,0	14,0	13,5	7,0	7,0	7,0
3	10,0	12,0	11,0	6,0	6,0	6,0
10 сек гель	14 град - 14.94 фунт-сила/100фунт2			6 град - 6.40 фунт-сила/100фунт2		
10 мин Гель	36 град - 38.42 фунт-сила/100фунт2			8 град - 8.54 фунт-сила/100фунт2		
1 мин перемешивание	16 град - 17.08 фунт-сила/100фунт2			7 град - 7.47 фунт-сила/100фунт2		
Рассчитанные реол. свойства	Вязкость : 93.733 сП предел текучести : 16.64 фунт-сила/100фунт2			Вязкость : 95.765 сП предел текучести : 12.89 фунт-сила/100фунт2		

Время загустевания тампонажного раствора

Последовательность	Время
POD :	4:39 ч:мин
40 Вс	4:46 ч:мин
70 Вс	4:49 ч:мин
100 Вс	4:52 ч:мин

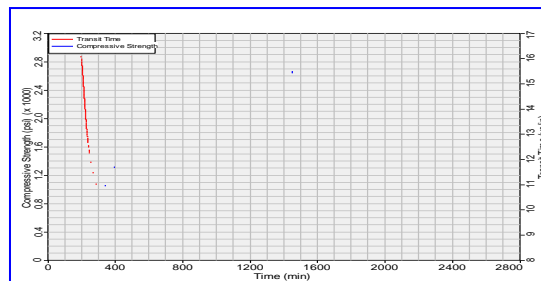
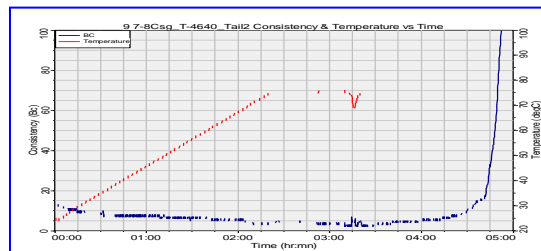
Сопrotивление на сжатие по ультразвуковому цементному анализатору (170 мин. в условиях высокой тем. высок. давл).

95градС 7800ф/д

Время	CS
3:30 ч:мин	50 ф/д2
4:20 ч:мин	500 ф/д2
24:00 ч:мин	2635 ф/д2
45:09 ч:мин	3016 ф/д2
Alg.B	Ac.Imp - 5.80MRayl (45 часов)

Свободный флюид (170 мин в услов. высоких темп. и давления)

0.0 мл/250мл через 2 часа
При 75 градС и 45 град включ.
Выпадение осадка: Нет



Цель работы: Цементирование технико-эксплуатационной обсадной колонны диаметром 9-7/8 дюймов до поверхности (либо на 100м выше башмака предыдущей колонны) с использованием легкого цементного раствора плотностью 17,2 фунт/галл и тяжелого цементного раствора плотностью 17,3 фунт/галл

Кол-во ступеней: Одна

Процедура работы для цементирования эксплуатационной колонны:

- Закачать требуемый объем буферной жидкости с расходом ~5 барр/мин.
- Сброс нижней пробки. Удостовериться, что пробка ушла по механическому индикатору на цементировочной головке.
- Замешать и закачать требуемый объем легкого цементного раствора (ЛЦР 17,2 фунт/галлон) с расходом ~6 барр/мин.
- Замешать и закачать требуемый объем тяжелого цементного раствора (ТЦР 17,3 фунт/галлон) с расходом ~4,5 барр/мин.
- Сброс верхней пробки. Удостовериться, что пробка ушла по механическому индикатору на цементировочной головке.
- Закачать требуемый объем буферной жидкости с расходом ~3-8 барр/мин для недопущения смешивания цементного и бурового растворов, а также для промывки линии высокого давления Шлюмберже.
- Продавить цементный раствор буровым раствором до посадки верхней пробки. Давление при посадке верхней пробки должно быть выше циркуляционного давления на 1000 фунтов/кв. дюйм (2000 фунтов/кв. дюйм + 1000 фунтов/кв. дюйм).

Лабораторный отчет тестирования цементного раствора для обсадной колонны диаметром 9-7/8 дюймов

Состав

Плотность раствора	17.200 фунтов/гал	Выход	1.16 фт3/мешок	Флюид для смешивания	5.176 гал/мешок
Объемн. содержт. твердых фракций	45.7 %	Пористость	54.3 %	Тип раствора	Стандартный
Код	Концентрация	Номер мешка	Компонент	Плотность смеси	Номер партии
G		94 фунтов смеси	Смесь	3.200 удел.плотности	2742
Пресная вода	4.394 гал/мешок		Базовый флюид		T-4858
D 047	0.020 гал/мешок		Антиспениватель		2A02095101
D 175A	0.020 гал/мешок		Антиспениватель		FAB1201177
NaCl	3.000 % содержание по весу цемента		Соль		MI SWACO
D 167	0.350 % содержание по весу цемента		Водоотдача		96894/96893
D 065	0.900 % содержание по весу цемента		Дисперсант		21212/01
D 157	15.000 % содержание по весу цемента		Утяжелитель		060010
D 177	0.250 гал/мешок		Замедлитель схватывания		BA13/0515

Реологические свойства

Температура	29 градС			86 градС		
(об/мин)	верх (град)	ниж (град)	сред (град)	верх (град)	ниж (град)	сред (град)
600	174.0	174.0	174	158.0	158.0	158
300	82.0	82.0	82	102.0	102.0	102
200	58.0	58.0	58	78.0	76.0	77
100	33.0	33.0	33	48.0	42.0	45
60	22.0	22.0	22	33.0	28.0	31
30	14.0	14.0	14	21.0	16.0	19
20	11.0	11.0	11	15.0	12.0	14
10	9.0	8.0	9	10.0	8.0	9
6	7.0	6.0	7	6.0	6.0	6
3	6.0	6.0	6	5.0	4.0	5

10 сек гель	8 град - 8.54 фнт-сила/100фт2	5 град - 5.34 фнт-сила/100фт2
10 мин гель	14 град - 14.94 фнт-сила/100фт2	14 град - 14.94 фнт-сила/100фт2
Расчитанные реол. свойства	Вязкость: 75.43 сР Предел текучести: 7.15 фнт-сила/100фт2	Вязкость: 93.53 сР Предел текучести: 11.46 фнт-сила/100фт2

Время загустевания тампонажного раствора

Последовательность	Время
Время доставки:	07:36 ч:мин
40 В с	08:14 ч:мин
70 В с	08:21 ч:мин
100 В с	08:31 ч:мин

Сопrotивление на сжатие по ультразвуковому цементному анализатору

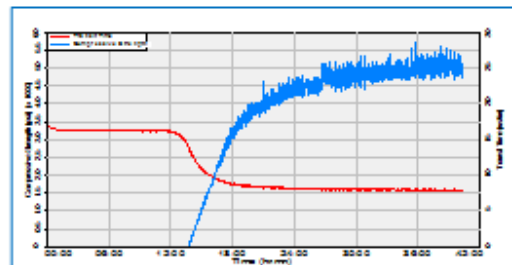
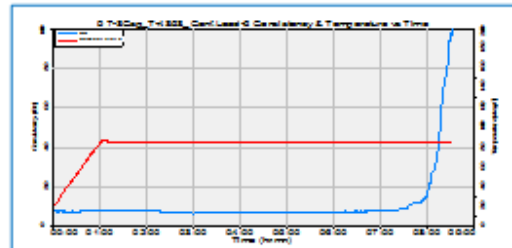
Время	CS
13:45 ч:мин	50 фнт/кв.дюйм
14:20 ч:мин	500 фнт/кв.дюйм
24:00 ч:мин	4646 фнт/кв.дюйм
40:23 ч:мин	5129 фнт/кв.дюйм
полное сопротивление	6.65 MRayl

Свободный флюид

0.0 мл/250мл через 2 часа
При 86 град С и 45 град вклоч.
Выпадение осадка: нет

Поглощение флюида

Поглощение флюида по АНИ 40 мл
Через 30 мин при 86 град. С и 1000 фнт/кв.дюйм



Состав

Плотность раст.	17.30 фунт/гал	Выход	0.984 ft ³ /sk	Жид. затвор.	3.196 гал/меш
Объем твер. част.	57.12 %	Пористость	42.88 %	Вид раствора	DensCRETE
Код	Концентрация	Мешок	Составляющие	Плотность смеси	Номер партии
DensCRETE		100 фунт	Смесь	2.8770 SG	Blend 34
Вода	3.065 гал/меш		Базовая жидкость		Rig 585
D175A	0.030 гал/меш		Antifoam		BA13/2483
D153	0.100 % от веса бленда		Antisettling		10172012-2
D167	0.200 % от веса бленда		Fluid loss		ESD0900284
NaCl	3.000 % от веса воды		Salt		MI swaco
D065	0.200 % от веса бленда		Dispersant		131127/01
D110	0.035 гал/меш		Retarder		TU3M0338A0

Реология

Температура	27 °C			68 °C и 6900psi			
	Скорость вращения	Вверх (градус)	Вниз (градус)	Среднее (градус)	Вверх (градус)	Вниз (градус)	Среднее (градус)
	300	182.0	182.0	182.0	156.0	156.0	156.0
	200	132.0	130.0	131.0	106.0	114.0	110.0
	100	80.0	75.0	77.5	64.0	62.0	63.0
	60	56.0	50.0	53.0	46.0	54.0	50.0
	30	32.0	27.0	29.5	28.0	30.0	29.0
	20	24.0	20.0	22.0	21.0	22.0	21.5
	10	13.0	12.0	12.5	12.0	12.0	12.0
	6	12.0	11.0	11.5	8.0	8.0	8.0
	3	8.0	7.0	7.5	6.0	6.0	6.0
10 сек Гель	8 градус - 8.54 фунт/100фут ²			10 градус - 10.67 фунт/100фут ²			
10 мин Гель	20 градус - 21.35 фунт/100фут ²			24 градус - 25.62 фунт/100фут ²			
Вычисленная реология	Вязкость : 168.733 cP Предел текучести: 17.34 фунт/100фут ²			Вязкость : 138.8 cP Предел текучести: 17.80 фунт/100фут ²			

Время загустевания

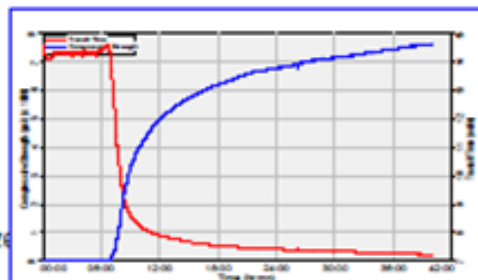
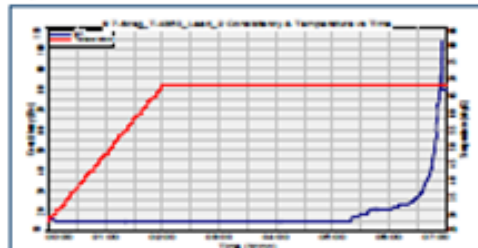
Консистенция	Время
Точка начала набора консистенции :	07:32 hr:mn
40 Bc	07:54 hr:mn
70 Bc	07:58 hr:mn
100 Bc	08:02 hr:mn

Прочность цементного камня

Time	CS
06:59 hr:mn	50 psi
07:28 hr:mn	500 psi
24:00 hr:mn	6783 psi
40:00 hr:mn	7624 psi
Alg.C	Ac.Imp - 7.13MRayl

Водоотдача

Водоотдача по стандарту АНИ 24 мл
В течении 30 мин при 68 °C и давлении 1000 psi



Confidential for authorize

Лабораторный отчет тестирования цементного раствора (ТЦР) для обсадной колонны диаметром 7-1/4 дюймов

Состав

Плотность раст.	15.80 фунт/гал	Выход	1.16 ft ³ /sk	Жид. затвор.	5.153 гал/меш
Объем твер. част.	41.1 %	Пористость	58.88 %	Вид раствора	Обычный
Код	Концентрация	Мешок	Составляющие	Плотность смеси	Номер партии
G		94 фунт	Смесь	3.20 SG	1600720
Вода	5.046 гал/меш		Базовая жидкость		04.06.2015
D047	0.030 гал/меш		Пеногаситель		F381EA1000
D167	0.450 % от веса цемента		Понизитель водоотдачи		ESD0900598
D065	0.100 % от веса цемента		Дисперсант		131127/01
D177	0.030 % от веса цемента		Замедлитель		MI Swaco

Реология

Температура	27 °C			68 °C и 6900psi			
	Скорость вращения	Вверх (градус)	Вниз (градус)	Среднее (градус)	Вверх (градус)	Вниз (градус)	Среднее (градус)
600		238.0	238.0	238.0	226.0	226.0	226.0
300		129.0	129.0	129.0	147.0	147.0	147.0
200		94.0	95.0	94.5	112.0	109.0	110.5
100		57.0	58.0	57.5	70.0	66.0	68.0
60		40.0	41.0	40.5	49.0	46.0	47.5
30		26.0	28.0	27.0	31.0	27.0	29.0
20		21.0	23.0	22.0	23.0	21.0	22.0
10		15.0	17.0	16.0	15.0	13.0	14.0
6		13.0	15.0	14.0	11.0	11.0	11.0
3		10.0	13.0	11.5	7.0	7.0	7.0
10 сек Гель	16 градус - 17.08 фунт/100фут ²			8 градус - 8.54 фунт/100фут ²			
10 мин Гель	30 градус - 32.02 фунт/100фут ²			30 градус - 32.02 фунт/100фут ²			
Выведенная реология	Вязкость : 112.943 cP Предел текучести: 17.69 фунт/100фут ²			Вязкость : 130.332 cP Предел текучести: 20.25 фунт/100фут ²			

Время застывания

Консистенция	Время
Точка начала набора консистенции :	04:49 hr:mn
40 Bc	05:03 hr:mn
70 Bc	05:07 hr:mn
100 Bc	05:10 hr:mn

Прочность цемент

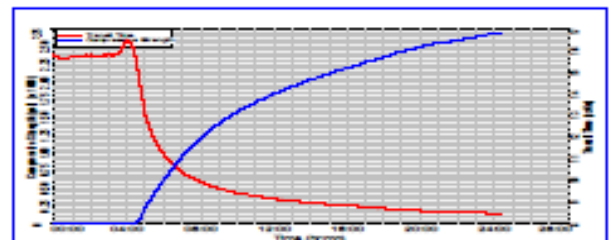
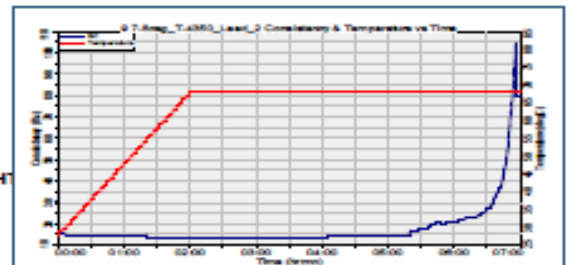
Время	CS
04:35 hr:mn	50 psi
05:40 hr:mn	500 psi
12:00 hr:mn	1836 psi
24:00 hr:mn	2695 psi
Alg B	Ac. Imp 5.67 Mgrayl

Свободная вода

0.0 мл/250мл за 2 часа
68 °C и 45 градусов уклон
Осадок: Нет

Водоотдача

Водоотдача по стандарту АНИ 40 мл
В течении 30 мин при 64 °C и давлении 1000 psi



Технический проект на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547
Месторождение Тенгиз

РАЗДЕЛ 9

ОТРАБОТКА И ТЕСТИРОВАНИЕ СКВАЖИНЫ

9. ОТРАБОТКА И ТЕСТИРОВАНИЕ СКВАЖИНЫ

По завершению работ, включающих спуск оборудования для заканчивания скважины и интенсификации притока и после вывода БУ и установок для заканчивания скважины с площадки, скважина пройдет стадию очистки и затем будет введена в эксплуатацию. Общепринятая методика очистки скважин проводится путем отработки скважин напрямую через нефтесборную систему промысла на заводы без сжигания на факел. Будет получен приток из скважины и протестирован в соответствии с Обобщенными Процедурами, приведенными ниже:

1. Смонтировать фонтанную арматуру и выкидную линию.
2. Проверить работу системы логики и провести прочие необходимые подготовительные мероприятия до начала фонтанирования скважины, в том числе меры безопасности.
3. Связаться с производственным персоналом Эксплуатации Завода и убедиться, что завод готов принять сырье со скважины.
4. Открыть регулируемый штуцер для подачи добычи со скважины в нефтесборную систему промысла и далее на завод:
 - Начать с низкой установки штуцера – приблизительно 20-30% и низкого дебита приблизительно 200-400 т/сут.
 - Контролировать дебит (нефти, воды, газа) по МФР (многофазному расходомеру), через который проходит добытый продукт.
 - Контролировать отработку флюидов с содержанием остатков бурового раствора и других жидкостей, закачанных в скважину при заканчивании.
 - По мере отработки скважины постепенно повышать установку штуцера в течение нескольких часов/дней до тех пор, пока скважина не будет считаться полностью очищенной.
 - Как только скважина полностью очистится, удерживать установку штуцера на одном уровне и добиться стабилизации гидродинамического давления в НКТ в течение 24 часов и стабилизации темпа добычи контролируемого с помощью многофазного расходомера.
 - Закрыть скважину и добиться стабилизации давления в НКТ в течение 24 часов.
5. Возобновить добычу и ввести скважину в нормальный режим работы. Провести замеры дебитов скважины с использованием многофазного расходомера или тестового сепаратора согласно обычному графику.
6. Если дебит достаточный (выше 200 т/сут) можно провести ПГИ, внутрискважинные исследования методом установившихся отборов.

Примечание: Помимо этого был разработан другой процесс «очистки». В последние годы ТШО проводила ряд отработок скважин прямо на заводы ТШО. Во время фазы очистки в скважинной жидкости присутствуют вода, эмульсия, буровой шлам и обломки выбуренной породы. Эти остаточные внутрискважинные флюиды приводили к многочисленным частичным отключениям заводских установок из-за сбоя заводских технологических процессов, что ведет к производственным потерям. Принимая во внимание значение для ТШО и всего Казахстана стабильности и надежности работы заводов ТШО, ТШО изучили и рассмотрели различные возможности для проведения «очистки и отработки скважин» с целью снижения внештатных ситуаций и условий сбоя на заводе. Было определено, что самой экологически чистой и безопасной технологией на рынке является использование технологии горелок «EverGreen». В конце 2016 года ТШО начали использование технологии горелок «EverGreen» для всех будущих очисток/отработок скважин на факельные зоны до проведения отработок скважин на завод ТШО. Анализ остаточных скважинных материалов показал, что горелки «EverGreen» эффективно выпаривают остаточные продукты до газообразного

состояния во время факельного сжигания. Очень высокая интенсивность подачи воздуха в форсунки приводит к полному высокоэффективному сгоранию и обеспечивает сгорание без образования шлейфа черного дыма. Данная технология была разработана компанией «Шлюмберже» и является наиболее эффективным и экологически безопасным методом управления остаточными скважинными продуктами. Она уже нашла успешное применение у ряда Казахстанских недропользователей. Применение горелок «EverGreen» обеспечит ряд преимуществ, таких как максимальная защита оборудования существующих заводов ТШО, сокращение времени на ввод скважин в эксплуатацию, обеспечение ТШО достаточной резервной мощностью для загрузки, что позволит поддерживать запланированные уровни добычи и доходов. Недавно инженеры ТШО разработали и предложили метод для использования действующих выкидных линий и манифольдов, который позволит проводить полную очистку нескольких скважин с одной централизованной точки. Централизованный метод приведет к значительной экономии времени и усилий, затрачиваемых на демонтаж и монтаж оборудования, позволит провести отработку большего количества скважин, чем было запланировано.

Соблюдая законодательства РК, разработаны следующие документы:

- «Обоснование отработки скважин при помощи горелки «EverGreen» на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл», выполненный ТОО «NewTEC», был рассмотрен и принят Министерством Энергетики и Министерством по инвестициям и развитию РК (См. Приложение б).

- «Проект по управлению остаточными материалами в ходе отработки скважин на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл» с Разделом охраны окружающей среды, выполненным ТОО НПЦ «Батыс-Эконсалтинг», был рассмотрен и согласован Департаментом КИРПБ МИР РК по Атырауской области, Департаментом экологии по Атырауской области и Департаментом по защите прав потребителей Атырауской области.

Имеется Разрешение на применение оборудования-горелки «EverGreen». По мере готовности скважин к началу работ будут разработаны технические регламенты на безопасное проведение работ и детальные типовые и индивидуальные планы проведения работ/производственные процедуры по безопасному проведению работ по отработке скважин на факельные зоны с применением горелок «EverGreen».

Заключительное решение по отработке на завод либо на факельные горелки «EverGreen» будет принято ТШО в определенное время перед началом отработки.

ТШО постоянно ведет поиски новых методов усовершенствования проведения освоения и отработок скважин, поэтому возможны изменения в выборе технологий и подрядчиков.

Общий порядок работ по очистке скважин с использованием горелки «EverGreen»:

1. Провести установку комплекса оборудования по управлению остаточными материалами и опрессовку, при необходимости.
2. Провести монтаж фонтанной арматуры и выкидной линии.
3. Провести логический контроль и другую необходимую подготовительную работу, включая меры предосторожности, до начала отработки скважины через комплекс по управлению остаточными материалами.
4. Открыть скважину/открыть регулируемый штуцер и направить скважинные флюиды через систему управления остаточными материалами к горелкам.
 - a. Начать с низкой установки штуцера – приблизительно 20-30% и низкого дебита приблизительно 200-400 т/сут.
 - b. Контролировать отработку скважинных флюидов с содержанием остатков бурового раствора, используемого во время бурения и заканчивания скважины, бурового шлама и других жидкостей, закачанных в скважину при заканчивании.
 - c. По мере отработки скважины постепенно повышать уставку штуцера в течение нескольких часов/дней до тех пор, пока скважина не будет считаться полностью очищенной.

5. Подготовить скважину к вводу в эксплуатацию через завод согласно вышеописанной процедуре.

Обзор комплекса оборудования по отработке скважины с горелкой «Evergreen» (см. Приложение 21):

- Встроенный штуцер;
- Встроенный обогреватель;
- Многофазный расходомер (для анализа флюидов);
- Сепаратор высокого давления/скорости с расходомером Кориолиса;
- Мерные емкости;
- Линии высокого давления, ведущие к горелкам EverGreen;
- Высокоскоростные воздушные компрессоры для эффективного горения;
- Система продувки топливного газа (остаточного газа нефтехимического процесса).

Параметры насосно-компрессорных труб (НКТ)

Таблица 9.1

Номер лифтовой колонны НКТ	Номер секции труб в лифтовой колонне (снизу-вверх)	Интервал установки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т		Коэффициент запаса прочности		
		от (верх)	до (низ)	номинальный наружный диаметр, мм	тип	марка (группа прочности стали)	толщина стенки, мм	теоретическая масса, 1 м, кг		теоретическая	плюсового допуска	на растяжение	на избыточное давление:	
													наружное	внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	0	3100	139,7	VAM TOP	SM2535-110	10,54	29,76	3100	92,26	-	1,65	1,72	1,52
	2	3100	4693	114,3	VAM TOP	SM2535-110	7,37	20,09	1593	32,0	-	1,86	1,51	1,31

Примечания:

1. Испытание скважины осуществляется с применением комплекта ВСО.
2. Компоновка ВСО при испытании скважины включает в себя гидравлический пакер, забойный многоциклового запорный клапан, циркуляционный и обратный клапаны.

Технический проект на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547
Месторождение Тенгиз

РАЗДЕЛ 10

ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

10. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

10.1. Дефектоскопия

Бурение скважины начинают прошедшим дефектоскопию инструментом и спуско-подъемным оборудованием. Дефектоскопия производится по единому графику, составленному Подрядчиком по бурению.

После аварии с буровым инструментом или спуско-подъемным оборудованием и перед проведением ответственных работ производится внеочередной контроль. Дефектоскопия бурильных труб проводится также перед ответственными операциями.

Установлена периодичность проведения дефектоскопии которая составляет каждые 250 часов эксплуатации для бурильных труб и УБТ и 1 раз в год для бурового оборудования.

10.2. Опрессовка

Опрессовка обсадных колонн совместно с ПВО и цементного кольца указана в таблице 10.2. Дополнительная опрессовка ПВО производится каждые 14 дней.

Виды операций контроля износа и коррозионного состояния, объёмы работ по дефектоскопии бурильных инструментов

Таблица 10.1

Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, ч	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ
1	2	3	4	5
	250	УБТ	36	Размерный и визуальный контроль резьб ультразвуковая дефектоскопия сварных участков и магнитопорошковая дефектоскопия замков. Трубные резьбы СБТ и УБТ и переводники
	250	Стабилизаторы	9	Размерный и визуальный контроль резьб ультразвуковая дефектоскопия сварных участков и магнитопорошковая дефектоскопия замков
	250	Переводники	6	Размерный и визуальный контроль резьб ультразвуковая дефектоскопия сварных участков и магнитопорошковая дефектоскопия замков
	250	Ясы	3	Размерный и визуальный контроль резьб ультразвуковая дефектоскопия сварных участков и магнитопорошковая дефектоскопия замков
	Один раз на скважине	Квадратная штанга и клапаны-отсекатели	3	Размерный и визуальный контроль резьб ультразвуковая дефектоскопия сварных участков и магнитопорошковая дефектоскопия замков
	Один раз на скважине	Бурильные трубы	815	Размерный и визуальный контроль резьб, ультразвуковая дефектоскопия участков где сварка выполнена трением и участков колонны БТ зажимаемых роторными клиньями электромагнитная дефектоскопия тела трубы и магнитопорошковая дефектоскопия замков

Опрессовка оборудования и используемая техника**Таблица 10.2**

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление создаваемое агрегатом при опрессовке, МПа
			Тип (шифр)	Кол-во, шт.	
1	2	3	4	5	6
Кондуктор	ПВО и колонная головка	600	CPF 573 CAT	1	13,8
	Соединение колонны с ПВО				11,13
	Цементное кольцо				2,7
Техническо-эксплуатац.	ПВО и колонная катушка	3334	CPF 573 CAT	1	68,95
	Соединение колонны с ПВО				27,41
	Цементное кольцо				3,6
Эксплуатац. хвостовик	ПВО и колонная головка НКТ	4693	CPF 573 CAT	1	68,95
	Соединение колонны с ПВО				31,83
	Цементное кольцо				13,79

Технический проект на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547
Месторождение Тенгиз

РАЗДЕЛ 11

СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

11. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Объемы подготовительных работ к бурению скважины (скважин)

Таблица 11.1

№	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Номер варианта подготовительных работ	Количество
1	2	3	4	5
1	Планировка площади механическим способом под буровое оборудование грунт 2 категории: <ul style="list-style-type: none"> • При монтаже; • При демонтаже. 	1000 м ³ 1000 м ³	2	11,50
2	Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ.	100 м ³	2	4,5
3	Обваловка площадки ГСМ с перемещением грунта до 10 м	100 м ³	2	1,25
4	Сборка топливопровода маслопровода из электросварных труб 50 – 80 мм в траншее	100 м ³	2	0,6
5	Пожарные стойки (гидранты)	шт.	2	2
6	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов глубиной до 1 м	шт.	2	4
7	Низковольтная осветительная линия (кабель на металлических стойках)	100 м ³	2	4
8	Устройство насыпи под земляное полотно дороги (подъездной путь): <ul style="list-style-type: none"> • До утрамбовки - 200*8*1,4 м; • После утрамбовки - 200*8*1 м; • Гравийно-песчаное покрытие - 200*8*0,2; • Размер подготовленной дороги - 200*8*1,2 м. 	100м ³ 100м ³ 100м ³ 100м ³	2 2 2 2	23 16 3,5 19

Перечень топографо-геодезических работ

Таблица 11.2

№	Количество скважин	Наименование работ (перенесение в натуру местоположения скважины определение планово-высотного положения устья скважины определение азимута)
1	2	3
1	1	Рекогносцировка участка работ
2		Определение координат устья скважины методом теодолитного хода
3		Определение высоты устья скважины методом технического нивелирования
4		Определение азимута
5		Ведение полевой документации
6		Камеральная обработка материалов
7		Переезды на участки работ

Объемы работ по монтажу бурового и силового оборудования

Таблица 11.3

№	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Вид монтажа	Единицы измерения	Номер варианта	Кол -во	Примеч.
1	2	3	4	5	6	7
БУ №707 компании «КМГ- Нэйборс»						
	БУ №707, максимальная грузоподъемность – 725 тонн-сил (тс).	Повтор-ный	Комплект	1		
	МАЧТА и ПОДВЫШЕЧНОЕ ОСНОВАНИЕ					
1	Мачта: Мачта высотой 157 фут и шириной 35 фут со статической нагрузкой на крюке 1,600,000 фунт, с двенадцатью тросами диаметром 1-3/8”, натянутые на талевый блок. Подвышечное основание оснащено краном для проведения замены плашек ПВО, установки устьевого оборудования, монтажа и демонтажа воронки.		Комплект	1	1	

№	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Вид монтажа	Единицы измерения	Номер варианта	Кол-во	Примеч.
1	2	3	4	5	6	7
2	<p><u>ПЕРЕДВИЖНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ</u> 750-тонный блок с 7-ью шкифами, каждый из которых диаметром 60 дюймов, имеющие паз для талевого каната диаметром 1-3/8 дюйма. 350-тонные подъемные штропы, диаметром 2-3/4дюйма, длиной 132 дюйма для проведения обычных буровых работ. 500-тонные подъемные штропы диаметром 3-1/2 дюйма, длиной 264 дюйма для проведения СПО обсадной колонны и цементажных работ с применением двух головок. 750- тонные подъемные штропы диаметром 3-1/2 дюйма, длиной 264 дюйма для проведения СПО обсадной колонны и цементажных работ с применением двух головок.</p>		Комплект	1	2	
3	<p><u>УСТАНОВКА СИСТЕМЫ ВЕРХНЕГО ПРИВОДА</u> 750-тонная система верхнего привода (Canrig 1275 переменный ток), длительной мощностью 1,150 л.с., периодической мощностью 1,400 л.с., рабочим давлением 7500 psi, длительной мощностью крутящего момента 51,400 фут-фунт, периодической мощностью крутящего момента 71,500 фут-фунт, с встроенным вертлюгом на 5000 psi, длительным сроком службы мундштука и стального троса, диаметром 3 дюйма на горловине вертлюга.</p>		Комплект	1	1	
4	<p><u>МАЧТА</u> Мачта высотой 157 фут и шириной 35 фут со статической нагрузкой на крюке 1,600,000 фунт с четырнадцатью тросами диаметром 1-5/8", натянутые на талевый блок: • один (1) 72" x 1-3/8" шкиф для ходового конца талевого каната. • шесть (6) 60" x 1-3/8" шкифов кронблока • два (2) шкифа для пневматических лебедок (IR FA5A-MXK1 x 10килофунт). • два (2) шкифа для пассажирской лебедки (IR FA15 150кг x 330фунт). • Платформа для центрирования обсадной колонны. • Площадка вышки для установки труб малого диаметра либо НКТ. • Один (1) подсвечник для свечей, регулируемый под 5" и 4" бурильные трубы. • Вместимость подсвечника = 200 свечей 5" бурильной трубы + 8 свечей 9-1/2" УБТ.</p>		Комплект	1	1	
5	<p><u>ЛЕБЕДКА</u> Электрическая лебедка, мощностью 3000 л.с. рассчитанная для натяжения ходового конца талевого каната весом 60,000 фунт, имеющая пазы для талевого каната, диаметром 1-5/8", с износоустойчивым ленточным тормозом, охлаждаемый водой, текущий тормоз марки Eddy 7838, управляемая бурильщиком муфта барабана, автоматический предохранитель кронблока, независимые катушки для свинчивания и</p>		Комплект	1	1	

№	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Вид монтажа	Единицы измерения	Номер варианта	Кол-во	Примеч.
1	2	3	4	5	6	7
	развинчивания бурильных труб, а также устройство автоматического буровой станка. Рассчитанная на 750 тонн.					
6	<u>РОТОРНЫЙ СТОЛ</u> 37-1/2" гидроприводный роторный стол, со статической нагрузкой 750 тонн, отдельные роторные вкладыши. Оборудован системой слива дренажа конденсата Katch Kap (либо эквивалентная) установленной ниже роторных балок. Роторные вкладыши Varco типа MPCN (либо эквивалентные) с # 1, # 2, и # 3 переходной муфтой с 13-3/8" НД на 2-3/8" НД НКТ. Роторные вкладыши Varco типа СВ для обсадной колонны (либо эквивалентные) для 27-1/2" роторного стола, переходной муфтой с 18-5/8" на 20" обсадную колонну.		Комплект	1	1	
7	<u>ПРОЧЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ</u> Автоматизированный подъемный мостик /трубный манипулятор (Pragma) рассчитанный на подвешечное основание 21x35 фут, нагрузкой 10,000 фунт, диапазон размещения НКТ диаметром от 2-7/8" до 20", оснащен пультом управления в целях управления мостиком в автоматическом режиме. Все металлические поверхности соприкосновения покрыты неметаллическим материалом для использования коррозионноустойчивых НКТ (тефлоновый комплект).		Комплект	1	1	
8	Стационарный трубной ключ Canrig TM-80 либо TM-120, от 2-3/8" до 8-1/2", крутящий момент при свинчивании до 60,000 фут-фунт, крутящий момент при развинчивании до 80,000фут-фунт.		Комплект	1	1	
9	Трубные стеллажи Pragma (4 комплекта). Высота такая же как и у приемного мостика Pragma x 30'.		Комплект	1	1	
10	Один блок для отбора пробы бурового раствора находится рядом с виброситами, а другой в блоке приготовления бурового раствора. Оснащены рабочей раковиной и набором для анализа, содержащие запасные части и нижеследующее: вискозиметр Марша, мерную колбу 1000 см ³ , прибор для определения содержания песка, и 4 штуки весов с корпусом для определения плотности бурового раствора (6,5 - 23 фунтов на галлон).		Комплект	1	1	
11	60-тонная гидравлическая подъемная система ПВО.		Комплект	1	1	
12	10,000 psi опрессовочный стенд ПВО со встроенным наружным соединением NC50 (внутри подвешечного основания) и каркас для опрессовки ПВО должны быть опрессованы до компоновки ПВО блока. Желательно также опрессовать линии глушения, дроссельные линии и штуцерный манифольд. Опрессовочный стенд должен быть в соответствии с 13-5/8" 10М фланцем x «втулка» Cameron поставляемые Заказчиком.		Комплект	1	1	

№	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Вид монтажа	Единицы измерения	Номер варианта	Кол-во	Примеч.
1	2	3	4	5	6	7
13	Транспортировочная салазка/опрессовочный стенд для транспортировки всего блока ПВО класса VI. Транспортировочный /опрессовочный стенд должны быть в соответствии с 13-5/8" 10М фланцем х «втулка» Camecon поставляемые Заказчиком.		Комплект	1	1	
14	15,000 psi насос для гидравлического испытания ПВО с диаграммным самописцем.		Комплект	1	2	
15	Гидравлические лебедки, грузоподъемностью до 10,000 фунт каждая.		Комплект	1	1	
16	Пассажирская лебедка с защитой от избыточного давления разрешена для применения персоналом.		Комплект	1	2	
17	Защитные маты для всех рабочих зон на роторной площадке, вспомогательные системы и комплект запасных частей, по мере надобности.		Комплект	1	4	
18	Ручные трубные ключи типа Super DD либо HT-100 с челюстями для труб, диаметром 4" до 8-1/2", от 8" до 12", от 8 1/2" до 17", от 13 3/8" до 20", и шарнирная челюсть для 8 1/2" до 17".		Комплект	1	1	
19	Ручные трубные ключи типа С либо HT-35 с челюстями для труб, диаметром 2 3/8" до 10-3/4" с противовесом вышки.		Комплект	1	4	
20	<u>БУРОВЫЕ НАСОСЫ</u> Триплексные буровые насосы марки NOV, мощностью 1,600 л.с. х 5,000 psi с индивидуальным приводом, работающими при помощи электродвигателей вентиляторов обдува, мощностью 15 л.с.; каждый насос имеет компенсатор пульсаций давления на линии всаса и выкида, 3" клапан для сброса давления, отрегулированный на 5,000 psi рабочего давления. Один манометр давления, диапазон которого от 0–10,000 psi, счетчик ходов насоса, 10-3/4" линия всаса с фильтрами, центробежный насос 8" х 6" х 100 л.с. марки Mission Magnum. Подрядчик должен эксплуатировать буровые насосы с коэффициентом производительности 90%, и рубашками диаметром 5-1/2", 6", и 6-1/2" согласно заводским требованиям.		Комплект	1	1	
21	Гидравлический съемник седел (насоса), оснащенный ручным насосом, укрепляющей накладкой и головками.		Комплект	1	1	
22	<u>БУРОВОЙ ШЛАНГ, ГИБКИЙ МАНИФОЛЬД И ПРОМЫВОЧНАЯ ЛИНИЯ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ</u> Буровые шланги, внутренний диаметр 3", длина 75 фут, давление испытания - 7,500 psi, рабочее давление - 5,000 psi.		Комплект	1	1	
23	Манифольд системы бурового раствора, линии высокого давления идущие с роторной площадки к насосам, номинальный диаметр 5 дюйм, рабочее давление - 5,000 psi. Стояк спроектирован для применения с системой верхнего привода.		Комплект	1	2	
24	Стояк с рабочим давлением 5,000 psi. Сток связан с манифольдом цементной линии/линии глушения с рабочим давлением 10,000 psi. Клапаны двустороннего действия обеспечивают изоляцию между стояком и манифольдом цементной		Комплект	1	3	

№	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Вид монтажа	Единицы измерения	Номер варианта	Кол-во	Примеч.
1	2	3	4	5	6	7
	линии/линии глушения. Отводные линии от манифольда включая линию глушения, линию стравливания, трубопровод промывки, и обратные линии.					
25	Система стояка цементной линии и линии высокого давления идущие с роторной площадки к цементным агрегатам, номинальным диаметром 3", рабочим давлением 10,000 psi с задвижками, манифольд оснащен буровым шлангом диаметром 3" x 65' длиной, рабочим давлением 10,000 psi.		Комплект	1	4	
26	Гибкий манифольд, минимальным внутренним диаметром 3-1/2", длиной 8', рабочим давлением 5,000 psi идущий с буровых насосов к 5" линиям высокого давления с клапаном отключения насоса.		Комплект	1	1	
27	<u>ВОДЯНЫЕ ЛИНИИ И ЛИНИИ БУРОВОГО РАСТВОРА (НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ)</u> Отдельная 4" линия низкого давления, поддерживаемая насосом марки Mission Magnum, 8" x 6", мощностью 75 л.с. Должна быть подсоединена с мерников бурового раствора до соединений цементного агрегата к системе бурового раствора. Примечание: данный насос также должен иметь прием, смонтированный для того, чтобы спускать весь раствор с активной системы раствора в емкости хранения, расположенные на буровой площадке.		Комплект	1	5	
28	3" линия очистки низкого давления всех мерников, идущая ко всем резервным, рабочим мерникам с подсоединенной к ним и стоящей рядом вакуумной машиной. На всех мерниках имеется сливной клапан, установленный снизу с глухими пробками, устанавливаемыми во время переезда буровой установки с объекта на объект.		Комплект	1	1	
29	<u>ПРИГОТОВЛЕНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА</u> Склад материалов для бурового раствора в качестве вспомогательного контейнера для блока приготовления раствора, подсоединенного к рабочей и резервной системе, с системой для перемещения габаритных мешков с рассыпным материалом.					
30	Воронка Vortex Ventures Lobestar (обычно применяемая) с ножами. Воронки направлены на емкость с заготовками, емкость для приготовления раствора и приемный резервуар.		Комплект	1	2	
31	Воронка Vortex Ventures Lobestar (обычно применяемая) с ножами. Воронка идет на все емкости резервной системы.		Комплект	1	1	
32	50 галонная стальная емкость для каустической соды Vortex Ventures Mixmate (либо эквивалентная), оснащенная грязевым щитом, трубчатым уровнем, термометром и воздухосмесителем, мощностью 1/4 л.с.		Комплект	1	1	
33	Мембранный насос, установленный в мерниках с приемным и сливным рукавом, используемый для жидких добавок к буровому раствору.		Комплект	1	1	

№	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Вид монтажа	Единицы измерения	Номер варианта	Кол-во	Примеч.
1	2	3	4	5	6	7
34	<u>СИСТЕМА МЕРНИКОВ БУРОВОГО РАСТВОРА</u> Мерники для бурового раствора с мешалками, общей вместимостью 1500 барелей: 320 барелей – резервуар вибросит, 430 барелей – емкость циркулирующего бурового раствора, 420 барелей - промежуточная емкость и 328 барелей - приемная емкость.		Комплект	1	1	
35	Следующие объекты, входящие в стандартный набор бурового оборудования, установленные над рабочими мерниками: вибросита с конвейером шлама (шнек) и спускного желоба для шлама, газосепаратор Swaco TOGA с центрофугой дегазатора в качестве вспомогательного оборудования.. В шнеке на обоих концах должны быть размещены моторы во избежании переполнения. Шнек должен быть оснащен системой аварийного отключения. Спускной желоб для шлама должен быть закрытого типа, во избежании разлива в ветренную погоду.		Комплект	1	1	
36	Система запасных емкостей для бурового раствора, вместимостью 600 баррелей: с мешалками.		Комплект	1	1	
	Система емкостей для заготовок, вместимостью 95 барелей: с мешалками.					
37	Система доливочных емкостей, вместимостью 100 барелей: • Два (2) 50 барелевых доливочных емкостей с одной мешалкой (1) Chemineer 21 GTD, мощностью 3 л.с. (либо эквивалентная) • Цетробежные насосы для доливочных емкостей, способные производить долив в скважину с минимальной скоростью 4 б/м.		Комплект	1	1	
38	Шламособорник для раствора на водяной основе с уклоном в форме V, приемом для шлама и сопловой системой.		Комплект			
39	<u>ВИБРОСИТА</u> DP 618 сита оснащенные фиксатором уклона, каждый мощностью 500 галлон в минуту, четырехсторонний делитель потока Degrick и плюс обводной клапан сбрасывающий в шламособорники. Подрядчик ответственен за техническое обслуживание сеток на виброситах.		Комплект	1	5	
40	<u>ЦЕТРАФУГИ</u> Swaco 518 HV, объемные, электрические, 6” соединение и 50фут шланга на коллектор и приемный амбар для бурового насоса.		Комплект	1	2	
41	Многофункциональный мембранный насос 2” и 3”		Комплект			
42	Самозаполняющийся топливный насос для шлама Gorman-Rupp 16A2F3L, 6” x 6”, оснащенный 25 футовым шлангом с всасывающей трубой и 50 футами спускного шланга.		Комплект	1	1	
43	<u>ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ</u> Дизельные двигатели Caterpillar модели 3516C-DITA (либо эквивалентные) мощностью 1476 л.с. @ 1200 оборотов в минуту, соединенные с двухрядным подшипником 1500 киловатт 600 вольт переменного тока генератора. Оснащен					

№	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Вид монтажа	Единицы измерения	Номер варианта	Кол-во	Примеч.
1	2	3	4	5	6	7
	теплообменником, регулятором на панели управления бурильщика для отключения основного генератора.					
44	Должна быть достаточная мощность л.с. двигателя для обеспечения одновременной работы лебедки, верхнего привода, роторного стола, буровых насосов, оборудования для ББВЦ и всех требований. Под каждым соединением имеется маслосборник.		Комплект	1	2	
45	Двигатель Caterpillar 3516 с генератором 1500 вилловатт оснащенный панелью управления при холодном запуске и аварийного освещения.		Комплект	1	3	
46	Тринисторный выпрямитель тока (Ross Hill 1400) с функцией "Soft-torque", который способен постоянно поддерживать обороты вращения, повышая производительность долота типа PDC. Шкаф управления, блок трансформатора для управления двигателями переменного тока, 4 панели каждая из них снабжена кондиционером. Панель управления роторной площадкой, система распределения постоянного тока на входе 600 вольт переменного тока, на выходе 0-750 вольт постоянного тока @ 1600 амперах на панель и соответствующая системе распределения переменного тока.		Комплект	1	1	
47	<u>ВОЗДУШНЫЕ КОМПРЕССОРЫ</u> Электроприводные воздушные компрессоры Quincy QSI-245.		Комплект	1	1	
48	Пневматический воздухоосушитель PH-500 WP ASME.		Комплект	1	1	
49	2 @ 240 галон, + 2 @ 200 галон, + 1 @ 120 галон SCFM приемные емкости.		Комплект	1	1	
50	<u>КАНАТНАЯ УСТАНОВКА</u> 1 канатная установка Mathey Model Surveyor (либо эквивалентная), 20,000', толщиной каната 0.092, электрический мотор мощностью 15 л.с.		Комплект	1	1	
51	<u>ПВО</u> ПВО класса VI 13-5/8" 10М с активатором задвижки закрывающейся при отказе системы управления на обеих линиях, на линии глушения и дроссельной линии. Все линии и отводы должны быть следующего диаметра - 4-1/16". Линия глушения, манифольд глушения, дроссельная линия и штуцерный манифольд должны быть в соответствии с требованиями РК. На конце всех соединений линии глушения и дроссельной линии должны быть фланцы. Быстроразъемные соединения запрещены. Разрешается только надлежащего размера гибкая трубка.		Комплект	1	2	
52	Составляющие нижней части ПВО: однопласечный превентор, катушка с двумя отводами, сдвоенный превентор с трубными плашками, глухие/срезные плашки сверху, сдвоенный превентор с трубными плашками, глухая плашка сверху, универсальный превентор		Комплект	1	1	
53	13-5/8" 10М ПВО должен быть в соответствии с 13 5/8" стопорным адаптером Cameron, поставляемый Заказчиком.		Комплект	1	1	

№	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Вид монтажа	Единицы измерения	Номер варианта	Кол-во	Примеч.
1	2	3	4	5	6	7
	УНИВЕРСАЛЬНЫЙ ПРЕВЕНТОР Универсальный превентор 13-5/8" x 5,000 psi Hydril GK (либо эквивалентный) с 13-5/8" 5M psi (BX-160 кольцевой паз) шпильками сверху и 13-5/8" 10M psi (BX-159 кольцевой паз) фланцем снизу. <u>Примечание:</u> Данное оборудование должно быть протестировано, так как оно предназначено для работ с сероводородосодержащими средами		Комплект	1	1	
54	ПЛАЩЕЧНЫЙ ПРЕВЕНТОР Одноплащечный превентор 13-5/8" x 10,000 psi Cameron, типа "U" с 13-5/8" 10M psi (BX-159 кольцевой прокладка) фланцем сверху и снизу, 4-1/16" 10M psi (кольцевой паз BX-155) заглушенными отводами с фланцем расположенные ниже комплекта плашек. <u>Примечание:</u> Данное оборудование должно быть протестировано, так как оно предназначено для работ с сероводородосодержащими средами		Комплект	1	1	
55	Сдвоенный плащечный превентор 13-5/8" x 10,000 psi Cameron, типа "U" с фланцем сверху и снизу 13-5/8" 10M psi (BX-159 кольцевая прокладка), 4-1/16" 10M psi (кольцевой паз BX-155) заглушенными отводами с фланцем, расположенные ниже комплекта плашек. Верхняя плашка предназначены для использования глухих/срезных плашек и способная срезать все используемые бурильные трубы. <u>Примечание:</u> Данное оборудование должно быть протестировано, так как оно предназначено для работ с сероводородосодержащими средами		Комплект	1	1	
56	Сдвоенный плащечный превентор 13-5/8" x 10,000 psi Cameron, типа "U" с 13-5/8" 10M psi (BX-159 кольцевая прокладка) фланцем сверху и снизу, 4-1/16" 10M psi (кольцевой паз BX-155) заглушенными отводами с фланцем, расположенные ниже комплекта плашек. Верхняя плашка предназначены для использования Глухих плашек. <u>Примечание:</u> Данное оборудование должно быть протестировано, так как оно предназначено для работ с сероводородосодержащими средами.		Комплект	1	1	
57	КАТУШКИ, АДАПТЕРЫ, ФЛАНЦЫ Бурильная катушка - 13-5/8" 10M psi (BX-159 кольцевой паз) штифтовым соединением 13-5/8" 10M psi сверху (BX-159 кольцевой паз) и штифтовым соединением снизу с двумя (2) отводами, каждый 4-1/16" 10M psi (BX-155 кольцевой паз).		Комплект	1	1	
58	36" Фланцевая катушка - 13-5/8" 10M psi (BX-159 кольцевой паз) с фланцем сверху 13-5/8" 10M psi (BX-159 кольцевой паз) фланцем снизу.		Комплект	1	1	
59	Нагнетательный фланец - 13-5/8" 10M psi (BX-159 кольцевой паз) x 11" 10M psi (BX-158 кольцевой паз).					
60	РАЙЗЕР/РАЗЪЕМНЫЕ ВОРОНКИ 16" разъемная воронка для стенда ПВО 13-5/8" с функцией фиксирования лубриката.				3	

№	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Вид монтажа	Единицы измерения	Номер варианта	Кол-во	Примеч.
1	2	3	4	5	6	7
61	Райзер состоящий из 2 частей для бурения кондукторной части ствола скважины. Верхняя секция райзера с внутренним диаметром 24 ½", который может быть снят через роторный стол диаметром 27 ½". Нижняя секция с наружным диаметром 30" для размещения адаптера райзера со скользящим замком Cameron либо безрезьбовой муфты диаметром 30".				2	
62	<u>БЛОК АККУМУЛЯТОРОВ И РЕГУЛИРОВАНИЯ ДАВЛЕНИЯ</u> 3000 psi аккумулятор с 12ью стационарными манифольдами, рабочим давлением 3000 psi. С электрическими и насосами пополнения воздуха, разработанные с достаточным обеспечением азота, согласно техническим спецификациям компании ТШО, указанным ниже. Комплектуется с закрытым, обогреваемым блоком. Силовые установки независимы друг от друга.				1	
63	Пульт управления для управления регулятор давления универсального превентора, регулятор давления манифольда и регулятор давления перепуска манифольда, позволяющий использовать давление манифольда для срезных плашек.				1	
64	Электрический пульт панели управления ПВО, установленный на панели бурильщика и офисе начальника буровой.				1	
65	Линии управления ПВО идущие с аккумуляторной к ПВО.		Комплект	1	1	
66	<u>ШТУЦЕРНЫЙ МАНИФОЛЬД</u> 4" штуцерный манифольд с номинальным давлением 10,000 psi с двумя (2) 4 - 1/16" X 10,000 psi гидравлическими штуцерами, одним (1) передающим блоком, буферной камерой с одной (1) 4" линией идущей на выбросита, одной (1) 4" сбросной линией идущей на амбар для сжигания нефтяных отходов, и одной (1) 4" линией идущей на газосепаратор. Два (2) запорных клапана на входе штуцера с рабочим давлением 10,000 psi, один (1) запорный клапан на входе штуцера с рабочим давлением 10,000 psi.		Комплект			
67	Дисанционный пульт управления штуцерами для регулирования двух гидравлических штуцеров.		Комплект	1	1	
68	<u>ЛИНИЯ И МАНИФОЛЬД ГЛУШЕНИЯ</u> 4-1/16" X 10,000 psi задвижка с высоким отношением закрытия с активатором закрывающемся при отказе (Активатор разработан таким образом, чтобы закрываться при полном рабочем давлении).		Комплект	1	3	
69	10М манифольд глушения согласно технической спецификации РК, с ручными задвижки 4 X 4-1/6" на 5-ходовом 10М блоке. 10М обратный клапан типа R на линии глушения манифольда стояка. Фланцевое соединение на 10М манометр. Быстроразъемных соединений не имеется.		Комплект	1	1	
70	4-1/16" X 10,000 psi ручная задвижка.					

№	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Вид монтажа	Единицы измерения	Номер варианта	Кол-во	Примеч.
1	2	3	4	5	6	7
71	армированный шланг линии глушения с 4" номинальным внутренним диаметром, рабочим давлением 10,000 psi.		Комплект	1	1	
72	<u>ДРОССЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ</u> 4-1/16" X 10,000 psi задвижка с высоким отношением закрытия с активатором закрывающемся при отказе (Активатор разработан таким образом, чтобы закрываться при полном рабочем давлении).		Комплект	1	1	
73	4-1/16" X 10,000 psi ручная задвижка.					
74	армированный шланг линии глушения с 4" номинальным внутренним диаметром, рабочим давлением 10,000 psi.		Комплект	1	1	
75	<u>СИСТЕМА СЖИГАНИЯ/ БОНОВОЕ ЗАГРЯЖДЕНИЕ</u> Передвижная, гидравлическая система сжигания на общей раме, 8" x 55', укомплектованная с факельным наконечником длиной 8" x 5', с камерой сгорания спутной струи Mactronic, разработанной для управления 5900 м³/ч, факельным коллектором диаметром 230' x 6", гидравлической системой двойного действия с быстросменными муфтами, полностью съемная запальная свеча Мас контрольной линии ARC, отводное устройство пламени, 250' силовой кабель и кабель сигнализации.		Комплект	1	1	
76	<u>ВАКУУМНЫЙ ДЕГАЗАТОР</u> Дегазатор вакуумного типа поставляемый с центробежным насосом марки Mission Magnum, мощностью 8" x 6" x 75 л.с.		Комплект	1	1	
77	Swaco TOGA установка для исполнения для работы с сероводородсодержащими средами, состоящие из Газосепаратора/центрифуги и одного дегазатора с двумя вакуумными насосами либо с газосепаратора штуцерного манифольда либо желоба, (вакуумный тип) обслуживаемый центробежным насосом 8" x 6" x 75 hp Mission Magnum. ПОДРЯДЧИК обеспечивает проведение технического обслуживания и замену запчастей установки TOGA.		Комплект	1	1	
78	<u>ДОЛИВНАЯ ЛИНИЯ ДЛЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ</u> Одна (1) 4" линия низкого давления идущая с системы заполнения колонн (Примечание: через манифольд тоже можно производить заполнение обсадной колонны с доливочной емкости) на роторную площадку с 4" шлангом с установленным на нем противовесом и быстроразъемным клапаном для быстрого заполнения колонны.				30	
79	<u>КАБИНА БУРИЛЬЩИКА / ПУЛЬТ УПРАВЛЕНИЯ ПРИБОРАМИ</u> Индикатор веса типа E марки Martin Decker		Комплект	1	6	
80	• 0 – 10,000 psi манометр на стояке		Комплект	1	1	
81	• три (3) 0 – 10,000 psi манометры буровых насосов		Комплект	1	2	

№	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Вид монтажа	Единицы измерения	Номер варианта	Кол-во	Примеч.
1	2	3	4	5	6	7
82	• три (3) счетчика числа ходов бурового насоса с общим счетчиком числа ходов поршня в минуту.		Комплект	1	2	
83	0 – 15,000 psi манометр универсального превентора		Комплект			
84	Амперметр		Комплект	1	1	
85	Манометр крутящего момента ключа		Комплект	1	2	
	Пульт управления верхнего привода с вращающим моментом на столе ротора		Комплект	1	1	
86	Манометр оборотов в минуту		Комплект	1	1	
87	Система мониторинга объема бурового раствора в емкостях с интерактивными мониторами в кабине бурильщика и на мерниках, уровнемер на каждом мернике.		Комплект			
88	Электронное записывающее устройство показателей параметров режима бурения и объема бурового раствора в емкостях с визуальным индикатором, принтером и звуковым сигналом.		Комплект	1	2	
89	Монитор бурового оборудования отображает показатели генераторов, воздушной системы, сигнализатор утечки газа и сероводорода, гидравлическое давление.		Комплект	1	1	
90	<u>РЕГИСТРАТОР ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ</u> СИСТЕМА RIGWATCH K-BOX, предназначения для мониторинга и записи объемов бурового раствора в мерниках, включая каждую долившую емкость, уровень притока, все параметры бурения, давления на стойке и в обсадной колонне.		Комплект	1	1	
91	Система видеонаблюдения для наблюдения и записи на жесткий диск, 8 отдельных станций. Включая, но не ограничиваясь 2 камерами на мачте, виброситах, мерниках, роторной площадке, емкостей Lavelin, подвышечного основания. Панель управления и мониторы находятся в кабине бурильщика и офисе начальника буровой.		Комплект	1	20	
92	<u>ИНКЛИНОМЕТРИЯ</u> Обычный TOTCO прибор для замера отклонения с 0- 8° и 0-16° часовым механизмом.			1	3	
93	TOTCO прибор для замера отклонения для скважин малого диаметра с 0- 8° и 0-16° часовым механизмом.					
94	<u>ВНУТРЕННЯЯ СИСТЕМА СВЯЗИ НА БУРОВОЙ ПЛОЩАДКЕ</u> Многоканальная внутренняя система связи Gaitronics, минимум 20 станций, установленных на различных местах включая, но не ограничиваясь: офисы Заказчика, офисы подрядчиков, площадка верхового, будка бурильщика, панель управления бурильщика, штуцерных манифольд, блок системы закрытия ПВО, место взятия образцов бурового раствора (вибросита), место замешивания химикатов, насосная, модуль тиристорных преобразователей, вагончик ТБ, вагончик инженеров буровых растворов, панель управления штуцерами.		Комплект	1	1	

№	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Вид монтажа	Единицы измерения	Номер варианта	Кол-во	Примеч.
1	2	3	4	5	6	7
95	<u>ОСВЕЩЕНИЕ</u> Переносные светильники бесперебойного питания (генератор и тиристорный преобразователь) для освещения всех рабочих площадок в комплекте с пультом управления. Подрядчик должен обеспечить соответствующее освещение на резервные емкости и емкости хранения бурового раствора.		Комплект	1	2	
96	<u>ДИЗЕЛЬНАЯ ЕМКОСТЬ</u> 500 баррель, железные дизельные емкости на общей раме, с перекачивающими насосами и системой фильтрации. Под всеми местами соединений с одним сливом имеются маслосборники.		Комплект	1	1	
97	<u>ВОДЯНЫЕ ЕМКОСТИ</u> 500 баррель, железные водяные емкости, с водяными линиями проложенными к необходимому оборудованию подрядчика с двумя (2) центробежными насосами (приспособленная к использованию в зимний период и с паровым обогревом).		Комплект	1	1	
98	<u>ПОДГОТОВКА ОБОРУДОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ В ЗИМНИХ УСЛОВИЯХ</u> Железные ветрозащитные стены для укрытия верхней части мерников, подвышечного основания, балкона верхового, роторной площадки, приемного мостика, места приготовления раствора.		Комплект	1	1	
99	Брезент для укрытия мерников.					
100	Паровые обогреватели, размещенные на рабочих площадках, необходимые для проведения операций в условиях сурового мороза.		Комплект	1	1	
101	Электрические обогреватели, размещенные на рабочих площадках, необходимые для проведения операций в условиях сурового мороза.		Комплект	1		
102	Паровые котлы мощностью 125 л.с., оснащенные клапанами останова при высоком давлении, а также стопорными и спускными клапанами двойного действия.		Комплект	1	8	
103	<u>СИСТЕМА ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ГАБАРИТНОГО ГРУЗА</u> Система подачи огромных мешков рассыпного глинопорошка производится с (подкрановый путь) одной такелажной установкой с электрическим приводом для поднятия огромных мешков рассыпного материала, и подвешивания над воронкой. Приспособлена к использования в зимний период.					
104	<u>ГОРОДОК НА БУРОВОЙ ПЛОЩАДКЕ</u> 50Герц генератор, обеспечивающий питание всего городка, а также способен работать сверх нормы. Городок рассчитан на 50 Герц, чтобы быть в соответствии с другими городками используемыми на других буровых площадках и поддерживать вспомогательное оборудование поставляемое другими сервисными поставщиками.		Комплект	1	1	

№	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Вид монтажа	Единицы измерения	Номер варианта	Кол-во	Примеч.
1	2	3	4	5	6	7
105	Офис ЗАКАЗЧИКА, размером 48-52' с душевой кабиной и обеденной зоной.		Комплект	1	1	
106	Офис ПОДРЯДЧИКА с душевой кабиной, и обеденной зоной.		Комплект	1	1	
107	Офис координаторов по ТБ компании Нейборс и Ратледж.					
108	Комната для буровой бригады.		Комплект	1	1	
109	Вагончик для сбора и регистрации при прибытии/отбытии персонала бригады, с душевой кабиной и шкафчиками.		Комплект	1	1	
110	Обеденная комната совместно с прачечной.		Комплект	1	1	
111	Одна (1) водоочистная установка с древесноугольным фильтром и опреснителем морской воды и водоснабжение городка, установленная емкость хранения питьевой воды, объемом 150 барель.		Узел	1	6	
112	Переносные установки хранения не питьевой воды для буровой площадки.		Комплект	1	1	
113	Канализационная система на все объекты городка.		Комплект	1	1	
114	<p><u>СРЕДСТВА ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ</u></p> <p>а. Стандартный комплект средств индивидуальной защиты, а также информация для персонала находящегося на буровой площадке.</p> <p>б. Защитные перчатки</p> <p>в. Пластиковые защитные каски</p> <p>г. Защитные очки с боковыми защитными щитами</p> <p>д. Химические защитные очки, устанавливаемые в необходимых местах, к примеру, блок приготовления бурового раствора, применение шлифовального станка</p> <p>е. Частичная пылезащитная маска и респираторы, устанавливаемые в необходимых местах, к примеру, блок приготовления бурового раствора</p> <p>ж. защитные фартуки от химических реагентов</p> <p>з. химические защитные длинные резиновые перчатки и резиновые сапоги</p> <p>и. станция для промывки глаз на месте отбора пробы раствора, на месте приготовления бурового раствора и на роторной площадке, приспособленная к использованию при различной внешней температуре.</p> <p>к. Душевые станции, установленные на месте отбора пробы раствора, на месте приготовления бурового раствора и на роторной площадке, приспособленные к использованию при различной внешней температуре.</p> <p>л. Страховочные пояса для взбирания на площадку верхового, а также защитное устройство против падения с лестницы буровой вышки</p> <p>м. Средства защиты органов слуха в местах, где необходимо.</p>					
115	<p><u>ПРЕДУПРЕЖДАЮЩИЕ ЗНАКИ</u></p> <p>Предупреждающие знаки размещают на видимых местах буровой площадки и рабочих площадках, требующие использование средства защиты органов слуха, защиты глаз, опасность, курение запрещено, горючие, и т.п., а также знаки, необходимые требованиями ТБ местных органов и</p>		Комплект	1	1	

№	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Вид монтажа	Единицы измерения	Номер варианта	Кол-во	Примеч.
1	2	3	4	5	6	7
	инженеров по ТБ со стороны подрядчиков (Английский/Русский/Казахский).					
116	<u>ПРОТИВОПОЖАРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ</u> 30 фунтовый порошковый огнетушитель типа ABC , установленный в надлежащих местах на буровой площадке.		Комплект	1	1	
117	20 фунтовый СО ₂ огнетушитель, установленных в надлежащих местах на буровой площадке.		Комплект	1	1	
118	150 фунтовый порошковый колесный огнетушитель, установленный в надлежащих местах на буровой площадке.		Комплект	1	1	
119	<u>СИСТЕМА ОБЩЕЙ АВАРИЙНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ</u> Система аварийной сигнализация со звуковым и видимым сигналом тревоги, установленная на роторной площадке, мерниках, блоке генераторов, и блоке буровых насосов.		Комплект	1	1	
120	<u>ЗАЩИТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ</u> Аптечки первой помощи с двумя (2) предусмотренными носилками-корзинами. 2 Носилки-корзины. 1 Оборудование для аварийной эвакуации верхового, установленное на балконе для верхового. 2 Универсальные предохранительные пояса верхового. 4 Страховочный канат и ремонтный набор для Sala блоков. 1 Lot Вспомогательное защитное оборудование против падения, необходимое для аварийного персонала компании.		Операц.	1	1	
121	<u>МОБИЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПОДРЯДЧИКА</u> Погрузчик Caterpillar модель-966G либо эквивалентный с 8' вилами и ковшом (предоставляемый подрядчиком, но постоянно закрепленный за буровым станком).		Комплект	1	1	
122	Автобус с 48-ью посадочными местами, постоянно находящийся на буровой площадке .		Комплект	1	3	
123	60 тонный кран Grove либо эквивалентный		Агр.-оп.	1	1	
124	Пассажирский подъемник Genie Z45 и корзина для работы на высоте.		Кол-во	1	3	
125	Транспортное средство Toyota Hilux (либо эквивалентный) Pick Up		Комплект	1	1	
126	Центрирование мачты во время буровых операций		Комплект	1	1	
127	<u>Демонтаж:</u>		Комплект	1	1	
128	Подготовительные работы к транспортировке бурового оборудования.					
129	Транспортировка бурового оборудования с одной скважины на другую.					

Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений**Таблица 11.4**

№	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1	Обшивка балкона верхового рабочего синтетической тканью	комплект	2	1
2	Обшивка рабочей площадки синтетической тканью	комплект	2	1
3	Монтаж помещения блок/офис представителя компании	комплект	2	2
4	Монтаж помещения блок/офис бурового мастера подрядчика	комплект	2	1
5	Монтаж помещения для инженера по растворам	комплект	2	1
6	Монтаж помещения для персонала сервисной компании	комплект	2	1
7	Монтаж офисного блока по ТБ и для оказания первой помощи	комплект	2	1
8	Монтаж офисного блока для механика/электрика	комплект	2	1
9	Электромонтаж помещения (вагончиков)	комплект	2	9
10	Лестницы на буровой установке согласно схеме: - для прохода на рабочую площадку со стороны приемного моста - для прохода с рабочей площадки на прицеп-платформу - для прохода с прицеп-платформы на поверхность земли - для прохода с рабочей площадки на поверхность земли - для прохода с циркуляцион. системы на поверхность земли - для прохода в бытовку	шт. шт. шт. шт. шт. шт.	2 2 2 2 2 2	1 2 2 1 5 1
11	Устройство шахты 2х2х15 м без установки направления с облицовкой дна и стенок пластиком или бетоном	шт.	2	1
12	Бетонные блоки или металлические столбы забетонированные в земле (через 10м) для крепления манифольда насосов линий глушения дросселирования ПВО (20+100+100 м):10	шт.	2	12
13	Металлический контейнер (склад) для химреагентов	шт.	2	1
14	Сарай для бурового насоса с приводом: каркас металлический обтянут синтетической тканью	комплект	2	1
15	Обшивка низа буровой синтетической тканью	комплект	2	1

Примечание. Обшивка полатей верхового буровой насосного блока и мерников на летний период необязательна.

Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование**Таблица 11.5**

№	Наименование	Единицы измерения	4	Количество
1	2	3	4	5
	Фундамент из плит многократного использования размером 15х3х0,14 м:			
	- вышечное основание	шт.	2	46
	- приемный мост и трубные стеллажи	шт.	2	107
	- блоки циркуляционной системы	шт.	2	203
	- блоки буровых насосов	шт.	2	19
	- блок приготовления бурового раствора	шт.	2	40
	- емкости для бурового раствора и воды	шт.	2	84
	- терристорный и компрессорный блоки	шт.	2	58
	- силовой блок	шт.	2	61
	- емкости под дизтопливо и масло	шт.	2	37
	- территория в пределах буровой	шт.	2	570
	ИТОГО:	шт.		1228

Технический проект на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547
Месторождение Тенгиз

РАЗДЕЛ 12

ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

12. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ**Продолжительность бурения скважины****Таблица 12.1**

Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы	Бурение и крепление	В том числе		
			Всего	Испытание	
				В открытом стволе	В эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6
2	2	44	48	0	0

Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин**Таблица 12.2**

Номер обсадной колонны №	Название колонны	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут			Продолжительность крепления, сут
		от	до	Забойным двигателем	Роторным способом	Совмещенным способом	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор	0	600	--		2	1
2	Техническо-эксплуатационная колонна	600	3334	--		16	5
3	Эксплуатационный хвостовик I	3334	4693	--		6	2
4	Эксплуатационный хвостовик II	4693	5370	--		7	5

Технический проект на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547
Месторождение Тенгиз

РАЗДЕЛ 13

**МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И
ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ**

13. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

Средства механизации и автоматизации (Нормативы Республики Казахстан)

Таблица 13.1

№	Наименование приспособлений и устройств	Наименование объектов	Количество на объекте
1	2	3	4
1	Лебедка вспомогательная или безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом	БУ	1 шт
2	Грузоподъёмное устройства (кран тельфер) с комплектом тарированных грузозахватных приспособлений	Приёмный мост	1 комплект
3	Тали ручные для ремонта гидравлической части буровых насосов и замены дизелей	БУ	1 шт
4	Противозатаскиватель талевого блока (ограничитель переподъема) и ограничитель нагрузки талевого блока типа ОБЛ и др	БУ	По одному комплекту
5	Якорь или крюк для вспомогательных работ	БУ	1 шт.
6	Механизм для крепления и перепуска неподвижной ветви талевого каната	БУ	1 к-т
7	Приспособление для правильной навивки талевого каната на барабан лебедки (успокоитель типа УТК-1 и др)	БУ	1 шт.
8	Приспособление для безопасной рубки стальных канатов	БУ	1 шт.
9	Люлька передвижная типа ПЛУ-3М для второго помощника (верхового рабочего)	ВБ	1 к-т
10	Ролик предохранительный для якорного каната на втором поясе вышки	ВБ	1 шт.
11	Приспособление для установки ведущей трубы в шурф	БУ	1 к-т
12	Инструмент для замера износа замковых соединений буровых труб	БУ	1 к-т
13	Устройства для безопасного выброса буровых труб (желоб и т.п)	БУ	1 к-т (при отсутствии в комплекте приёмного моста)
14	Приспособление для очистки от глинистого раствора труб при подъеме их из скважины	БУ	1 к-т
15	Предохранительной устройства против падения буровых свечей в направлении привышечного сарая	ВА	2 к-та
16	Система обогрева в зимнее время (паровой котел, э/калорифер и т.п.) подсвечника подставки для буровика ПВО	БУ	1 к-т
17	Крючок для подвески штропов	БУ	1 шт.
18	Механизированный ключ буровой с приспособлением для регулировки его высоты подвески	БУ	1 к-т
19	Пневматический раскрепитель буровых труб	БУ	1 к-т
20	Автоматический ключ буровой (АКБ) или пневматический ключ (ПБК) в комплект с ПКР	БУ	1 к-т
21	Приспособление для завинчивания и отвинчивания долот	БУ	1 шт.
22	Блокирующие устройства, исключают вращение ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание дверей кожуха лебедки с ее приводом	БУ	1 шт.
23	Сигнальное или переговорное устройства между постом буровика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением	БУ	1 шт.
24	Патрубки подъёмные по диаметрам УБТ	БУ	2 к-та
25	Два обратных клапана и три шаровых крана для буровых труб с ключом и комплектом переводников по размеру труб	БУ	1 к-т (по 2 переводника на типоразмер труб)

№	Наименование приспособлений и устройств	Наименование объектов	Количество на объекте
26	3-х фазная розетка для подключения промышленно-геофизической аппаратуры	БУ	1 шт. на всех типах буровых
27	Вилка для захвата вкладышей ротора	БУ	1 шт.
28	Устройства против разбрызгивания бурового раствора при СПО	БУ	1 шт.
29	Устройства для долива скважины при подъёме бурильных свечей (доливочная ёмкость с уровнем и др.)	БУ	1 к-т
30	Струбцины («стяжки») и зажимы («невольки») для разжек вышек и мачт	БУ	По 1 стяжке и по 3 зажима на канатную растяжку
31	Колпачок для безопасного перемещения долот	БУ	1 к-т
32	Устройства для перемешивания бурового раствора в резервуарах	БУ	1 к-т
33	Комплект механизмов для очистки бурового раствора от твердых частиц и газонасыщения (вибросито пескоотделители дегазаторы и др.)	БУ	1 к-т
34	Страховочный канат для подвески и защиты нагнетательного шланга	БУ	1 шт.
35	Устьевое противовыбросовое оборудование	БУ	1 шт.
36	Запас сжатого азота для заправки гидроаккумуляторов превенторных установок	БУ	Не менее чем на 2 заправки
37	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки	БУ	1 к-т
38	Указатель «Открыто» - «Закрыто» к задвижке высокого давления	БУ	1 к-т
39	Депфер (предохранитель) к манометру бурового насоса	БУ	По 1 шт на манометр
40	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 к-т
41	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок	БУ	1 к-т
42	Устройство для безопасной замены резинового разделителя для блока воздушных колпаков бурового насоса	БУ	1 шт.
43	Гидравлический съёмник для выпрессовки сёдел клапанов буровых насосов	БУ	1 шт.
44	Автоматический сигнализатор уровня прмывочной жидкости в ёмкости	Ёмкость	1 шт. на насос
45	Устройства по предупреждению перегрузки бурового насоса	Насос	1 шт.
46	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
47	Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
48	Отводные ключи	БУ	4-5 шт.
49	Устройства предупреждающее падение посторонних предметов в скважину	Устье скважины	1 шт.
50	Комплект аварийного ловильного инструмента	БУ	1 к-т
51	Спасательное устройства для верховых рабочих в аварийных ситуациях	БУ	1 к-т (для буровых со спас.уст.)
52	Аварийная кнопка «стоп»	БУЭ	1 шт.
53	Влагоотделитель для пневмосистемы	БУ	1 к-т
54	Автоматическое устройства по отключению компрессоров	Компрессор	1 к-т
55	Стеллажи для хранения баллонов с газом высокого давления	БУ	1 к-т
56	Пояс предохранительный для верхового рабочего	БУ	2-3 шт.
57	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съёмные упоры и др.)	БУ	1 к-т
58	Верстак слесарный с тисками и набором слесарных инструментов	БУ	1 к-т

№	Наименование приспособлений и устройств	Наименование объектов	Количество на объекте
59	Ограничитель напряжения холостого хода эл/сварочного трансформатора	Эл.свароч. трансф	1 шт.
60	Универсальный газоанализатор для контроля ПДК вредных веществ (сероводород окись углерода окись азота и др.) переносной или его аналог	БУ	1 шт. применение обязательно на период вскрытия продукт гор. с прогноз.содерж. сероводор
61	Противогазы фильтрующие с запасными коробками или дыхательные аппараты фирмы «Дрэггер»	БУ	1 к-т на раб
62	Аппарат искусственного дыхания переносной	БУ	1 шт.
63	Реагент-нейтрализатор	БУ	Согласно инструкции
64	Аварийное освещение	БУ	2 к-т
65	Светильник переносной во взрывозащищённом исполнении напряжением 12 В	БУ	3 шт.

Примечания:

1. «Нормативы» предусматривают обязательный минимум для буровой.
2. Допускается работа буровой или отдельного оборудования при замене перечисленных средств защиты их зарубежными или отечественными аналогами не снижающими уровня безопасности труда.

Средства контроля

Таблица 13.2

№	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Гидравлический индикатор веса ГИВ-б		2
2	* Индикатор силы для машинных ключей		1
3	* Измеритель крутящего момента ротора ИМР-2		1
4	* Пульт контроля за процессом бурения ПКБ -7		1
5	Манометр буровой геликсный БИГ -7		1
6	Комплект приборов для измерения параметров бурового раствора		1

Примечания:

1. * - устанавливается по мере поступления и наличия
2. допускается замена средств контроля зарубежными аналогами

Средства диспетчеризации

Таблица 13.3

№	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Система связи 8-ю станциями расположенными: в офисах представителя Компании, бурового мастера инженера по буровым растворам, у пульта бурильщик, а у пульта ПВО, на выброситах, на буровых насосах и на объекте перемешивания бурового раствора	Ст.АНИ	Один стационарный блок Gaitronics 8
2	Система оповещения по трансляционной сети (переносные мегафоны с питанием от аккумуляторных батарей)	Ст.АНИ	2
3	Взрывостойкие переносные радиоаппараты для ношения на голове (стандартные портативные радиоустройства)	Ст.АНИ	6
4	Средства двухсторонней связи с лагерем (радиоустройства SEA модели 322 2-23 МГц 150 Вт SSB. С антенной и блоком питания)	Ст.АНИ	1
5	Средства двухсторонней связи с базами (радиоустройства SEA модели 322 2-23 МГц 150 Вт SSB. С антенной и блоком питания)	Ст.АНИ	1

Технический проект на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547
Месторождение Тенгиз

РАЗДЕЛ 14

**ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРОМЫШЛЕННАЯ
САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА**

14. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА

План мероприятий по охране труда на участке буровых работ

Основной задачей охраны труда и производственной санитарии при бурении скважины, 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, путём оборудования и усовершенствования средств отопления, снижение шума и вибрации обеспечение оптимального освещения.

В настоящее время в Республики Казахстан такая документация существует в виде «Санитарно-эпидемиологических требований к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11.02.2022 года № ҚР ДСМ-13.

Настоящие правила распространяются на бурение разведочных и эксплуатационных нефтяных скважин, находящихся в бурении на территории Республики Казахстан.

При отводе земель под участки бурения скважины ТШО руководствуется нормами отвода земель для нефтяных и газовых скважин.

Размеры санитарно-защитных зон от территории объектов нефтяной промышленности в каждом отдельном случае будут устанавливаться по согласованию с Департаментом государственного санитарно-эпидемиологического надзора по Атырауской области.

При обосновании размеров санитарно-защитной зоны учитываются содержание в нефти и попутном газе сероводорода, объёмы добычи, особенности технологии и другие моменты, определяющие поступление вредных веществ в приземный слой атмосферного воздуха. Определение размеров санитарно-защитных зон выполнено на основе расчётов в соответствии с «Методиками расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий» (приложение № 12 к приказу МОС ВР РК от 12.06.2014г.).

Все работы по бурению скважины проводятся в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденные Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355 (с изменениями и дополнениями от 15.01.2023 г.) и с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденными Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 (с изменениями и дополнениями от 20.08.2021 г.).

Средства индивидуальной защиты и воздушно-дыхательные аппараты

Все сотрудники, задействованные в реализации этого проекта, будут выполнять инструкции ТШО по использованию индивидуальных средств защиты (ИТБ-113) и защиты органов дыхания (ИТБ-114). Индивидуальными средствами защиты будут обеспечены все сотрудники работающие на буровых установках и установках для КРС ТШО которые будут использовать их в тех случаях когда этого требует инструкция.

Все работники пройдут специальное обучение по использованию воздушно-дыхательных аппаратов и газовых детекторов.

Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике

Таблица 14.1

№.	Основные требования и мероприятия (со ссылкой на действующие документы)
1	2
	<p>Производство работ по бурению скважин, в строгом соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года №355.</p> <p>Перечень мероприятий по безопасности работ с учётом климатических, сезонных и территориальных особенностей данного района:</p> <p>а) методические указания по проведению обучения рабочих бригад по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов (по сигналу «Выброс»);</p> <p>б) план по безопасному ведению буровых работ</p> <p>в) борьба с загрязнением окружающей среды</p> <p>г) практическое обучение и тренировка специальным приёмам по безопасности работы, до начала и во время буровых работ, включая оказание первой медицинской помощи, тушения пожаров, спасение человеческой жизни:</p> <p>д) первая медицинская помощь транспорт и медицинское обслуживание;</p> <p>е) хранение легковоспламеняемых и взрывоопасных веществ и т.д.</p> <p>Буровая установка и вахтовый посёлок должен быть обеспечен противопожарным инвентарем, первичными средствами пожаротушения и размещаться таким образом, чтобы обеспечивался свободный доступ к ним в любое время.</p> <p>Все работники и руководители должны уметь пользоваться средствами пожаротушения. В каждой смене должен быть ответственный за пожарную безопасность. Этот человек несет ответственность за текущий инструктаж всех членов смены и за средствами пожаротушения.</p> <p>Для создания безопасных условий труда при бурении скважины, необходимо оснастить буровую установку техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранять опасные и трудоёмкие производственные факторы, а также обеспечить рабочих и инженерно-технический персонал необходимой документацией по безопасности труда, для обеспечения безопасности работающих, на случай пожара при бурении скважины. Строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, приспособлениями и устройствами, согласно «Нормативов...» и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности и технике безопасности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года №355; 2. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 (с изменениями и дополнениями от 20.08.2021 г); 3. Методические рекомендации при проводке скважин роторным и турбинным способом (согласованы приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Республики Казахстан от 22 октября 2010 года № 34); 4. Методические рекомендации по приготовлению, утяжелению и химической обработке бурового раствора (согласованы приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Республики Казахстан от 22 октября 2010 года № 34); 5. Методические рекомендации по спуску в скважину колонны обсадных труб (согласованы приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Республики Казахстан от 4 ноября 2010 года № 39); 6. Методические рекомендации по эксплуатации буровых насосов и их обвязок (согласованы приказом и.о. Председателя Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 22 октября 2010 года № 35); 7. РД – 08 – 22- 94 «Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад»; 8. РД – 08 – 47 – 94 «Отраслевая инструкция по безопасности труда при бурении с использованием газообразных агентов»; 9. РД – 08 – 41 – 94 «Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов»; 10. СТ РК 1746-2008 «Промышленность нефтяная и газовая. Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин»; 11. Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования;

№.	Основные требования и мероприятия (со ссылкой на действующие документы)
1	2
	<p>12. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно – монтажных работах в бурении;</p> <p>13. Инструкция по предупреждению открытых фонтанов;</p> <p>14. План ликвидации возможных аварий при ГНВП;</p> <p>15. Практические действия членов буровой вахты при ГНВП и выбросах;</p> <p>16. Обязанности должностных лиц предприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий труда (СУОТ) в нефтяной промышленности – ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Системы управления охраной труда. Общие требования ILO-OSH2001».</p>

Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

Таблица 14.2

№	Основные требования и мероприятия (со ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для обеспечения безопасных условий труда, при бурении и выполнении требований по промышленной санитарии и гигиене труда, рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.
2	Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профессиональных заболеваний, необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спецобувь, средствами защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты, предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты, регламентировано «Отраслевыми нормами выдачи за счет средств работодателя специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной и газовой промышленности», согласованного приказом Министра труда и социальной защиты населения Республики Казахстан от 11 июля 2008 года № 177-п (с изменениями от 30.06.2011 г.). Согласно указанным документам, весь рабочий персонал, участвующий в бурении скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 14.3 .
3	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов, альдегидов в воздухе рабочей зоны и в соответствии с ГОСТ 12.4.121-2015 «ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Противогазы фильтрующие. Общие технические условия» и ГОСТ 12.4.296-2015 «ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Респираторы фильтрующие. Общие технические условия», члены буровой бригады для защиты органов дыхания, должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты – противогазы марки А, коричневая крачка время защитного действия (коробка без фильтра) – 120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 24000-26000 мг/м ³ (по бензолу) (см. таблицу 14.3) или дыхательными аппаратами.
4	Учитывая, что в процессе бурения, работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации, и, в соответствии с требованиями ГОСТов, по ограничению действующих уровней шума и вибрации, буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 14.4 .
5	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах, с целью обеспечения безопасных условий труда, необходимо руководствоваться требованиями СН РК 2.04-01-2011 «Естественное и искусственное освещение», СП РК 2.04-104-2012 «Естественное и искусственное освещение», СН 357-77 «Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий», ВСН 332-74 «Инструкция по монтажу электрооборудования, силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон» и в соответствии с «Правилами устройства электроустановок», утвержденным Постановлением Правительства Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (с изменениями по состоянию на 25.12.2017 г.).
6	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещенных территориях, для обеспечения нормальной работы прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение, для продолжения работ, должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей нормы освещенности, которых представлены в таблице 14.5 . Для общего освещения помещений основного производственного назначения (вышечно-лебедочный блок, силовое и насосное помещения, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные

№	Основные требования и мероприятия (со ссылкой на действующие документы)
1	2
	источники света, для подсобных и административных помещений – лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок – не отапливаемых производственных помещений проходов – следует также применять газоразрядный источник света. Выбор типа светильников производится с учётом характера светораспределения окружающей среды высоты помещения. В помещениях на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво – пожароопасные смеси светильники должны иметь взрывонепроницаемое, взрывозащищённое исполнение, в зависимости от категории взрыво – и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).
7	Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости, световые приборы на буровых вышках, должны иметь жалюзийные насадки или козырьки, экранирующие источники света и отражатель от бурильщика и верхового рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления, источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отраженные от защитного стекла измерительных приборов блоки не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещённости не должен превышать 20%. Светильники производственных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раз в год.
8	В соответствии с СП РК 3.02-108-2013 «Административные и бытовые здания» и «Вспомогательные стандарты по уборке и содержанию рабочих мест для бригад, занятых в буровых работах и КРС», строящаяся буровая, при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда, должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями, представленными в таблице 14.7.

Примечание: Допускается замена приборов контроля воздушной среды и СИЗ зарубежными или отечественными аналогами, не снижающими уровня безопасности труда.

Мероприятия по защите людей и окружающей среды при вскрытии пластов, содержащих сероводород

Таблица 14.2.1

№ п/п	Наименование мероприятий	Действия персонала
1	2	3
1	Буровое оборудование, а также вспомогательные помещения на территории буровой должны располагаться с учетом рельефа местности и направления господствующих ветров.	
2	Буровая вышка должна устанавливаться на фундамент, обеспечивающий свободное размещение противовыбросового оборудования с подходом к нему с двух сторон и естественное вентилирование подвышечного пространства.	
3	При пуске буровой пусковая комиссия предприятия должна провести обследование буровой и составить акт о ее готовности. При обнаружении нарушений, которые могут повлечь за собой опасность для жизни людей или возникновение открытого фонтанирования, дальнейшие работы должны быть прекращены.	<p>Перед вскрытием пласта, содержащего сероводород (не менее 100 м до пласта), необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Вокруг территории буровой установить знаки безопасности. • Проверить исправность приборов контроля концентрации сероводорода, наличие и исправность средств индивидуальной защиты (СИЗ), систем отсоса и отвода газа. • Провести дополнительный инструктаж и тренировочное занятие по плану ликвидации возможных аварий со всеми рабочими и ИТР, осуществляющими бурение скважины. • Обработать промывочную жидкость реагентом для нейтрализации сероводорода из расчета

		ожидаемой концентрации его в промывочной жидкости. • Обеспечить буровую запасом химреагентов, нейтрализующих сероводород.
4	Для принудительного удаления газа из промывочной жидкости должны быть использованы вакуумные дегазаторы и устройства для отвода и нейтрализации газа.	
5	Перед спуском в скважину обсадные и насосно-компрессорные трубы, которые будут работать в сероводородной среде, должны быть подвергнуты 100% контролю (опрессовка, калибровка, шаблонирование).	
6	Не допускать применения нейтрализаторов, присадок, ингибиторов и т.п., если не известны их свойства (токсичность, взрывоопасность).	
7	Химреагенты для нейтрализации сероводорода в составе промывочной жидкости должны отвечать следующим требованиям: • Полностью нейтрализовать сероводород, не ухудшая качества промывочной жидкости. • Не быть токсичными.	
8	Параметры промывочной жидкости должны быть определены до, и после введения нейтрализатора. Не допускается отклонение параметров промывочной жидкости от указанных в ГТН.	
9	Если после обработки промывочной жидкости концентрация сероводорода продолжает повышаться, промывочную жидкость необходимо утяжелить. Изменение параметров промывочной жидкости в этих случаях должно проводиться по решению директора по производству.	
10	Перед проведением работ по установке цементных мостов, ванн, спуску колонн и т.п. при вскрытых пластах, содержащих сероводород, промывочная жидкость должна быть обработана нейтрализаторами.	
11	В процессе бурения необходимо систематически определять концентрацию водородных ионов в промывочной жидкости (рН), уменьшение которой может указывать на увеличение притока сероводорода из пласта.	
12	Вскрытие пласта и освоение скважины должны осуществляться под непосредственным руководством супервайзера или ответственного ИТР.	
13	Для обеспечения герметичности резьбовых соединений обсадных колонн необходимо применять специальные резьбы с уплотнительными элементами типа «металл-металл» и уплотнительные смазки.	
14	Прогнывовибросовое оборудование, бурильные трубы, трубопроводы, находящиеся в контакте с сероводородной средой, перед использованием их на другой скважине должны быть опрессованы.	
15	Отработанная промывочная жидкость, пластовые воды и шлам перед сбросом их в шламособорники должны быть нейтрализованы.	
16	Для своевременного определения появления сероводорода на буровой должна быть автоматическая система обнаружения.	При обнаружении сероводорода руководитель работ (мастер, бурильщик) должен подать сигнал тревоги.

		<p>При содержании сероводорода в воздухе выше ПДК для рабочих зон необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Надеть соответствующие противогазы. • Оповестить ответственного исполнителя, ответственного руководителя работ и находящихся в опасной зоне людей. • Принять меры по устранению (снижению) загазованности. • Организовать контроль воздушной среды до ликвидации опасной загазованности не реже, чем через каждый час.
16		<ul style="list-style-type: none"> • Обозначить загазованную зону знаками безопасности (с учетом направления ветра). <p>Принять меры по предупреждению захода (заезда) в загазованную зону посторонних лиц, транспортных средств и животных. При необходимости организовать посты.</p> <p>При повышении на рабочих местах (или вблизи них) концентрации сероводорода в воздухе, близкой к 0,5% объемных (7594 мг/м³), допустимой для фильтрующих противогазов, необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Выйти из опасной зоны. • Сообщить о создавшейся аварийной обстановке непосредственному руководителю и исполнителю работ. • Дальнейшие работы проводятся по плану ликвидации аварий в присутствии ИТР. <p>При выделении сероводорода в концентрациях, превышающих допустимую для фильтрующих противогазов, работы на объектах проводятся только силами специальных подразделений (военизированные части по предупреждению фонтанов и т.д.) под руководством созданного штаба. При отравлении сероводородом необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Немедленно вызвать скорую медицинскую помощь. • Быстро вывести (вынести) пострадавшего из загазованной зоны на свежий воздух или в проветриваемое помещение. • Удобно уложить, освободить от стесняющей одежды, согреть, очистить полость рта. • Если пострадавший в сознании, дать понюхать нашатырный спирт, напоить крепким чаем, кофе и принять меры, чтобы больной не уснул. <p>При остановке дыхания необходимо делать искусственное дыхание и непрямой массаж</p>
17	<p>К работам на объектах, где возможно выделение сероводорода, допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие специальное обучение, знающие признаки появления сероводорода, его вредное воздействие и умеющие оказать первую помощь при отравлениях. Они должны подвергаться медицинскому осмотру при приеме на работу, а в дальнейшем периодическому осмотру.</p>	

18	Для контроля за наличием сероводорода и углеводородов в воздушной среде должны быть смонтированы стационарные газоанализаторы с сигнализирующими устройствами. Запрещается пуск в работу и эксплуатацию объектов при отсутствии или неисправности системы контроля воздушной среды на токсичные и взрывоопасные концентрации газов.	
19	Должен быть определен перечень мест установки пробозаборных устройств стационарных газоанализаторов и замера переносными приборами, утвержденный руководителем предприятия.	
20	Бригады должны быть обеспечены приборами для определения концентрации сероводорода.	
21	Члены бригады должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты (СИЗ), знать их устройство и уметь пользоваться ими.	
22	Контроль воздушной среды должен проводиться по графику, утвержденному директором по производству. Результаты замеров (анализов) должны заноситься в «Журнал контроля воздушной среды».	
23	Отбор проб воздуха или замер концентрации сероводорода переносными приборами должен производиться специально обученным лицом в присутствии дублера. При этом они должны иметь при себе соответствующие СИЗ, в том числе противогазы.	
24	На газоопасных по сероводороду объектах должны быть установлены устройства для определения направления и скорости ветра (конус, флюгер и т.д.). В ночное время эти устройства необходимо освещать.	
25	Запрещается выпускать в атмосферу без сжигания газ, содержащий сероводород.	
26	Руководство ТШО должно разработать план мероприятий по защите населения и окружающей среды на территории ведения работ.	
27	При вскрытии пластов, содержащих сероводород, наличие его в промывочной жидкости должно контролироваться.	
28	Перед промыслово-геофизическими работами скважину необходимо подготовить для обеспечения безаварийного их проведения в условиях возможного выделения сероводорода.	
29	Освоение скважины воздухом запрещается .	
30	Длина продувочного (факельного) отвода должна быть не менее 100 м. Отвод монтируется с применением герметизирующих смазок и испытывается на герметичность в установленном порядке.	

Примечание: Мероприятия по защите людей и окружающей среды в процессе консервации и ликвидации скважины будут указаны в проекте по консервации и ликвидации скважины согласно «Правилам консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана».

Средства индивидуальной защиты спецодежда

Таблица 14.3

№	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Потребное количество для буровой бригады
1	2	3	4
1	Куртка брюки х/б от пониженных температур с пропиткой	ГОСТ 29335-92	б/мастер бурильщик пом. бурильщика.
2	Летний костюм, куртка, брюки, части которых выполнены из лавсано-вискозной ткани	ГОСТ 12.4.111-82	бурильщик пом. бурильщика.
3	Куртка утепленная	ГОСТ 29338-92	электромонтер слесарь по обл. буровой
4	Брюки утепленные	ГОСТ 29335-92	электромонтер слесарь по обл. буровой
5	Летний костюм, куртка, полукомбинезон и рубаша со съемным капюшоном	ТУ 17-08-179-83 или аналогичн.	б/мастер
6	Куртка брюки с пропиткой от пониженных температур (женские)	ГОСТ 29338-92	лаборант-коллектор
7	Куртка, брюки х/б с пропиткой (женские)	ГОСТ 12.4.112-82	лаборант-коллектор
8	Валенки	ГОСТ 18724-88 или аналогичн.	всем
9	Галоши нефтеморозостойкие	ТУ 38-106227-73 или аналогичн.	всем
10	Сапоги нефтемаслозащитные	ГОСТ 12.4.137-2001	всем
11	Каска защитная «Труд»	ОСТ 39-124-81 или аналогичн.	всем
12	Рукавицы брезентовые	ГОСТ 12.4.010-75	всем
13	Плащ непромокаемый	ГОСТ 12.4.134-83	б/мастерам
14	Противогазы фильтрующие с запасными коробками типа В КД БКФ и др.	ГОСТ 12.4.121-2015	всем
15	Шланговые противогазы марки ПШ-1 или ПШ-2		при работе в ёмкостях резервуарах и т.п. местах
16	Дыхательные аппараты АСВ 2М или фирмы «Дрэгер» типа РА 80/1800-1		2 шт. аварийный запас
17	Реагент нейтрализатор сероводорода		по нормам инструкции
18	Аппарат искусственного дыхания переносной		1 шт. на объект
19	Противогаз марки «А»	ГОСТ 12.4.121-2015	всем при освоении
20	Противопожарное одеяло	Типа MSA 241003	без асбестового наполнителя
21	Костюм пожарника		2 к-та с комбинезоном плащом резиновыми сапогами шлемом со зрительным отверстием перчатки и защитной каской «Normex».
22	Защитные очки		1 пара темных и 1 пара светлых для каждого работника
23	Защитные ремни	Модель 09597-3-3	Типа Sala со шнуром смягчающими удар
24	Огнеупорные перчатки противохимические перчатки противохимические защитные ботинки защитный шлем для лица		2 комплекта теплостойких перчаток сварщика защитное оборудование для работы с опасными химикатами резиновые перчатки резиновый фартук сплошная защитная лицевая маска дыхательные аппараты и противогазы
25	Каскадная система подачи воздуха на буровую	Типа GGA 346 по классу D	Включает установки с дыхательным воздухом из нержавеющей стали с 6 разъемными в каждой
26	Дыхательные аппараты	Типа Magnum Plus ISI	Аппараты рассчитаны на 30 минут работы. Могут подключаться к каскадной системе.
27	Пяти- и десятиминутные спасательные аппараты		Используются только для целей спасения или как рабочий аппарат с каскадной системой.

Примечание: Допускается замена приборов контроля воздушной среды и СИЗ зарубежными или отечественными аналогами, не снижающими уровня безопасности труда.

Противопожарная безопасность

Буровая площадка снабжена всем необходимым оборудованием пожарной безопасности и соответствует требованиям раздела 4 и раздела 5 «Правил пожарной безопасности», утвержденные постановлением Правительства РК от 9 октября 2014 года №1077 (с изменениями и дополнениями от 13.12.2019 г.). Весь персонал, работающий на буровой площадке, должен проходить специальный курс по использованию огнетушителей, проводимый отделом пожарной безопасности ТШО.

Уровни шума и вибрация оборудования

В системе мер по обеспечению защиты от шума и вибрации на производстве большое значение имеет нормативно-техническая документация устанавливающая требования к защите от шума и вибрации обслуживающего персонала.

При бурении скважины Т-5547 ТШО ориентируется на «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» № 236 от 20.03.15 г., где установлены требования к шумовым и вибрационным характеристикам мест пребывания людей и к методам их контроля к методам установления шумовых и вибрационных характеристик источников (машин механизмов оборудования инструмента и т.д.). А также на «Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах», утвержденные Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168.

В нормативно-технической и проектно-конструкторской документации используемой ТШО на оборудование установки и объекты включены:

- Шумовые и вибрационные характеристики оборудования определяемые согласно требованиям приказа Министра национальной экономики от 28 февраля 2015 года №169 «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека»;

- Расчётные уровни шума и вибрации на рабочих местах и рабочих зонах и данные о предусмотренных мероприятиях по защите от шума и вибрации выполненных в соответствии с требованиями;

- Уровни общей вибрации на буровых установках после монтажа не будут превышать допустимые.

Тип и компоновка оборудования имеющегося на буровых станках зависит от каждой конкретной буровой. Вследствие этого уровни шума на буровых станках также будут различаться. Ниже приводится таблица в которой показаны реальные данные по замерам уровня шума производимого оборудованием в различных участках буровой. (Действительные замеры уровня шума будут проводиться в разных местах на буровых установках с помощью шумомера после монтажа станка на месте или при составлении санитарно-технического паспорта на буровую).

Таблица 14.4

№	Местонахождение	Уровень шума, дБ
1	Перед охлаждающими радиаторами 10-15 фт на уровне земли	106,6
2	Позади двигателей 3 включённых двигателя	101,5
3	Между двигателями	106,6
4	Вплотную к двигателю	109,7
5	Внутри моторной будки у задней стены	104,0
6	Передняя стена раздевалки	98,5
7	Внутри контейнера с запчастями дверь закрыта	80,0
8	У ёмкостей для раствора – лицом к двигателям	93,8
9	Верх ёмкостей у вибросты	92,2

№	Местонахождение	Уровень шума, дБ
10	У дегазатора на ёмкостях	102,5
11	Насосная гидравлическая часть насос №1 работает	94,0
12	Насос №1 приводная часть работает вентилятор	98,2
13	Под подвышечным основанием тормоз ослабляется	99,8
14	Под подвышечным основанием бурение в нормальном режиме без тормоза	87,6
15	На лестнице	84,0
16	У лебедки тормоз ослабляется	110,6
17	Позади лебедки работает вентилятор	94,0
18	На подвышечном основании у трубных ключей работает лебедка	85,3
19	На подвышечном основании у трубных ключей тормоз ослабляется	96,4
20	Пневматический выключатель со стороны рабочего	96,4
21	Пневматический выключатель с другой стороны	96,8
22	На верхних ступенях дежурной рубки лицом к двигателям	90,7
23	Внутри бункера	93,4

Исторический опыт проверки персонала на буровых станках показывает что обычно средневзвешенный уровень шума составляющий 80 децибелл превышает. Вследствие этого будут использованы средства индивидуальной защиты от шума исходя из частотного спектра шума на рабочем месте согласно требованиям нормативов по ограничению шума а также с учётом удобства ношения защитных противошумных средств при данной рабочей операции и для соответствующих климатических условий а также все сотрудники пройдут обучение по вредному воздействию высоких уровней шума.

На площадках с повышенным уровнем шумов (больше 80 децибелл средневзвешенного уровня) должны устанавливаться специальные знаки указывающие требования по защите органов слуха. Инструкцией по ТБ будет предусмотрена обязательная защита органов слуха персонала работающего на таких участках.

В качестве примера оборудования способного представлять собой потенциальное неблагоприятное воздействие на организм вследствие его вибрации можно привести монтажные стрелы мачты и подвышечного основания. Как правило эти стрелы стопорятся шпильками для предотвращения их обратного движения. Все внешние болты и гайки также стопорятся проволокой во избежание разбалтывания и падения на головы персонала.

Другая мера предосторожности – обвязочное крепление таких деталей как арматура верхних прожекторов пальцы верхних полатей буровой и иного верхового оборудования которое может ослабнуть вследствие вибрации оборудования и выпасть.

Кроме того будет производиться постоянный контроль физической вибрации самого оборудования например инструмента которое вследствие продолжительной и непрерывной работы может оказывать неблагоприятное воздействие на организм.

Мерами профилактики вредного воздействия шума и вибрации в ТШО является проведение предварительных (при поступлении на работу) и периодических медицинских осмотров работающих осуществляемых медико-санитарной частью предприятия.

План предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций вследствие выбросов сероводорода

Планы предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций вследствие выбросов сероводорода являются составной частью Плана мероприятий по охране труда, который будет действовать постоянно во время бурения и других работ. Этот план представляет собой обзор должностных обязанностей каждого работника в нормальных условиях работы и действий в аварийной ситуации с использованием средств сообщения и извещения.

План составлен в соответствии с Общим планом по предотвращению и ликвидации аварий ТШО. После одобрения плана руководителями Отдела бурения он становится частью проектной документации.

Учебные занятия по отработке действий в аварийной ситуации

В Плане мероприятий по охране труда на буровой площадке и Плане предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций с выбросом сероводорода содержится информация о видах аварийных учений и периодичности их проведения. Эти учения проводятся для проверки подготовки и знания своих действий каждым работником на объекте при аварийной ситуации связанной с сероводородом (ИТБ-123), а также готовность необходимой техники. При проведении аварийных учений уровня 2 и 3 должна применяться система ликвидации аварий ТШО что будет способствовать усовершенствованию обеспечения всеми необходимыми ресурсами при настоящем аварийном происшествии.

План реагирования в чрезвычайной ситуации

В ТШО действует Система руководства ликвидацией аварий включающая в себя в том числе аварийную пожарную службу медицинскую службу быстрого реагирования системы безопасности и охраны труда и ТБ буровых работ и эксплуатации производства (Общий план ТШО по предотвращению и ликвидации возможных аварий).

Система нарядов-допусков и изоляция оборудования

Любые работы в ТШО проводятся в соответствии с планом и на основании внутренней системы нарядов – допусков и отключения оборудования. Все работы непосредственно до бурения и после бурения будут проводиться на основании этой системы. Также и некоторые буровые работы требуют соблюдения этих систем. В систему включены: ИТБ – 105, 106, 107, 109, 110, 111, 112 и 150. Весь персонал должен обучаться в соответствии с этой системой. Как было указано в ИТБ-127 весь персонал буровой площадки должен иметь доступ на месторождение.

Программа по промышленной гигиене

Требования к производственным зданиям и сооружениям

Производственные здания сооружения и площадки запроектированы с учётом соответствующих строительных норм и правил норм технологического проектирования и «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11.02.2022 года № ҚР ДСМ-13.

Производственные помещения и объекты на которых возможно поступление в воздух рабочей зоны сероводорода будут оборудованы автоматическими газоанализаторами с сигнализацией устанавливаемыми на основных рабочих местах. Выходы из зданий будут ориентированы на сторону где нет установок или объектов на которых возможно выделение сероводорода. Выхлопные трубы от дизельных двигателей на буровых установках выводятся с учётом господствующего направления ветров на подветренную по отношению к производственным помещениям сторону.

Требования к производственным процессам и оборудованию

Технологические процессы и оборудование должны соответствовать «Санитарным правилам организации технологических процессов и гигиеническим требованиям к производственному оборудованию» №1.01.002-94 от 22 августа 1994г., ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.041-79* «ССБТ. Оборудование буровое. Требования безопасности», ГОСТ 12.3.002-2014 «ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности» и отраслевым стандартам «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и

сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» № 236 от 20.03.15 г., Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения», приказ Министра Здравоохранения РК от 03.08.2021г. № ҚР ДСМ-72 (с изменениями от 18.10.2022 г.).

Размещаемое на открытых площадках оборудование оснащено средствами автоматизации дистанционного контроля и управления механизации ремонтных работ.

При обработке скважины кислотами будет осуществляться лабораторный контроль за содержанием в воздухе вредных веществ в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76* «Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности». Периодичность и объём исследований определяются с учётом производственных и геологических условий и согласованы с местными органами Государственного санитарного надзора.

Испытание скважины будут производиться после осуществления технологических мер по предупреждению выделения сероводорода.

Требования к отоплению вентиляции и кондиционированию воздуха

Эксплуатация систем вентиляции отопления и кондиционирования воздуха на буровой должны будут соответствовать требованиям «Санитарно-гигиенического контроля систем вентиляции производственных помещений» (методические указания) № 1.01.003/у-94 (утверждены Главным государственным санитарным врачом Республики Казахстан 22 августа 1994 года), «Санитарно-эпидемиологических требований к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» и Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения».

Требования к санитарно-бытовому обеспечению

На производственных объектах оборудуются для обслуживающего персонала вспомогательные помещения и санитарно-бытовые помещения и устройства, состав которых принимаются в соответствии с СП РК 3.02-108-2013 «Административные и бытовые здания», «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» и Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения».

Работники обеспечиваются питьевой водой, соответствующей инструкциям ТШО ИТБ-125 «Контроль качества питьевой воды» и санитарным требованиям.

В ТШО разработана программа производственного контроля, которая устанавливает порядок контроля производственных факторов на рабочих местах объектов ТОО «Тенгизшевройл» и включает: лабораторно-инструментальные исследования и испытания потенциально опасных факторов производственной среды. Мониторинг физических производственных факторов (кроме шума): вибрация, освещенность, ЭМП, ЭСП, микроклимат проводится по дополнительным заявкам от руководителей производственных объектов.

Эта работа проводится согласно Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к осуществлению производственного контроля» и «Гигиеническими нормативами к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах».

Эта программа также предусматривает обязательное прохождение предварительных при поступлении на работу и периодических медицинских осмотров работников.

Важной составляющей Программы по промышленной санитарии является принятие мер предосторожности при работе с различными веществами и химическими добавками используемыми для приготовления различных систем буровых растворов. На буровой будут иметься инструкции по безопасному обращению со всеми веществами и химикатами обладающими вредными свойствами, в соответствии с требованиями ПТБ-06.

Требования по освещенности

Искусственное освещение рабочих мест в помещениях бурового здания обеспечиваются стационарными источниками общего освещения закрытого типа.

Общее и комбинированное освещение будет осуществляться согласно СП РК 2.04-104-2012 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.08.2021 г.), «Естественное и искусственное освещение» и СН РК 2.04-01-2011 «Естественное и искусственное освещение». При проектировании и эксплуатации искусственного освещения учитываются условия среды (наличие пыли влаги агрессивность взрывоопасность и т.д.).

На объектах вводимых в эксплуатацию фактические уровни освещённости должны отвечать установленным нормам.

В таблице приведённой ниже представлены рекомендуемые уровни освещённости на различных участках буровой установки (фактический замер уровней освещённости на каждой буровой установке будет произведён люксметром и зарегистрирован после монтажа станка или при составлении санитарно-технического паспорта на буровую):

Таблица 14.5

Рекомендуемый уровень освещённости				
№	Участок	Люкс	Футсвеча	Виды работ
1	Верх вышки-мачты	50	4,6	Работа с трубами
2	Пульт бурильщика	150	13,9	Считывание показаний приборов
3	Пол буровой вышки	100	9,2	Перемещение персонала
4	Превенторы	75	6,9	Осмотр/Ремонт оборудования
5	Насосная	75	6,9	Осмотр/Ремонт оборудования
6	Эл. генераторы	75	6,9	Осмотр/Ремонт оборудования
7	Помещение электроцитов (система управления ПВО)	150	13,9	Осмотр/Ремонт оборудования
8	Помещение электроцитов (насосное оборудование)	75	6,9	Осмотр/Ремонт оборудования
9	Складские помещения	75	6,9	Хранение оборудования
10	Проходы	10	0,9	Перемещение персонала
11	Внутренние помещения	150	13,9	Личные занятия
12	Буровые ёмкости	30	2,7	Минимальные требования к работе
13	Бункеры сыпучих материалов (ёмкости)	30	2,7	Бункеровка
14	Периметр бурового участка	10	0,9	Перемещение персонала
15	Приёмные мостки и трубопроводы	10	0,9	Перемещение персонала

Моделирование рассеивания воздушного выброса

Были проведены работы по моделированию наиболее отрицательных условий рассеивания воздушных выбросов для Тенгизского и Королевского месторождений. Результаты моделирования будут использованы в работе наряду с Планом мероприятий по охране труда, Планом предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций с выбросом сероводорода, учебными занятиями и правилами общей безопасности.

Внутренний контроль

При реализации данного проекта будет регулярно проводиться внутренний контроль вышеуказанных систем. Все выявленные недостатки будут немедленно устраняться, а имеющиеся системы соответственно улучшаться в соответствии с нормами и правилами ТШО.

Средства контроля воздушной среды

Таблица 14.6

№	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.	Место установки датчиков стационарного газоанализаторов
1	2	3	4
1	Сигнализатор 812 AFB стационарный с 8-канальными платами с 3 лампочками и 3-мя сиренами. Включает 8 датчиков и электропроводку (система подает визуальный и звуковой сигнал на пост бурильщика)	комплект	Вибросита, буровые насосы, дегазатор, пол буровой вышки, шурф, отстойник, штуцерный манифольд
2	Газоопределитель переносной со сменными перезаряжаемыми батарейками и зарядным устройством батарей	3	
3	Газоанализатор-универсальный для контроля ПДК вредных веществ (сероводород угарный газ сернистый газ и др) переносной или его аналог	2	
4	Индикатор ФДП -2.1 переносной	1	
5	Автоматическая стационарная система обнаружения горючих и токсичных (H ₂ S) газов со световой и звуковой сигнализацией у поста бурильщика, в будке бурового мастера, в насосном отделении типа DHS фирмы «Геосервис» или аналог.	комплект	У ротора - 1, в начале желобной системы - 1, у вибросит - 1, в насосной - 2, у приемных емкостей - 2, в служебном помещении – 1, в шахте - 1

Примечание: Допускается замена приборов контроля воздушной среды зарубежными или отечественными аналогами не снижающими уровня безопасности труда.

Санитарно-бытовые помещения должны соответствовать всем требуемым условиям, в том числе входными тамбурами, раздевалками и другими помещениями, отвечающими Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11.02.2022 года № ҚР ДСМ-13. На объектах общественного питания должны быть предусмотрены бытовые помещения в соответствии с «Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания» от 23 апреля 2018 года № 186 (с изменениями и дополнениями от 05.07.2020 г.).

Санитарно-бытовые помещения

Таблица 14.7

№	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.
1	2	3
1	Вагон-домик буровых мастеров	1
2	Сушилка	1
3	Слесарка	1
4	Столовая для приема пищи	1
5	Душевая-раздевалка	1
6	Вагон-склад	1
7	Жилой вагон-домик вахты тампонажников геофизиков	6
8	Вагон-домик для женского персонала	1
9	Вагон-культбудка	1
	Итого	14

Примечание: Допускается замена типов и количество санитарно-бытовых помещений зарубежными аналогами на период вышкостроения бурения крепления освоения 1 объекта – одинаковое количество вагон-домиков.

Первичные средства пожаротушения

Таблица 14.8

№	Наименование	ГОСТ, ТУ и т.д.	Кол-во, шт.	Примечания
1	2	3	4	5
1	Огнетушители		6	Порошковый
2	Ящики с песком вместимостью 0,5 м ³		4	
3	Лопаты		4	
4	Ломы		2	
5	Топоры		2	
6	Багры		2	
7	Пожарные вёдра		4	
8	Кошма размером 2x2		4	Одна на кухне и одна на сварочной площадке
9	Огнетушители на двух колёсах		2	Порошковый ёмкостью 150л
10	Огнетушители		27	Порошковый
11	Ящики с песком вместимостью 1 м ³		1*	
12	Водяной насос на 250 гал/мин		1	
13	Противопожарные пункты включая пожарные гидранты		2	Ручные огнетушители порошковые ВС 30 фунт. Огнетушители углекислотные на площадке блока SCR и MCC. Порошковые огнетушители переносные – ABC в офисных помещениях и жилых блоках
14	Переносные огнетушители размещаемые на: а) площадке ГСМ б) площадке дизельного генератора в) главного блока управления S.C.R. г) емкостях д) буровых насосов е) пульте управления ПВО ж) на полу буровой вышки з) офисных и жилых модулях на территории буровой			Переносные порошковые по 30 фунт Огнетушители с диоксидом углерода Переносные углекислотные 30 фунт Переносные порошковые по 30 фунт Переносные порошковые по 30 фунт Переносные порошковые по 30 фунт Переносные порошковые по 30 фунт Переносные порошковые по 30 фунт

Примечание: * - на основном пожарном щите.

Технический проект на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547
Месторождение Тенгиз

РАЗДЕЛ 15

**ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО
ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ
БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ**

15. ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ

Данный подраздел разрабатывается в соответствии с Законом Республики Казахстан «О гражданской защите» от 11 апреля 2014 г. №188-V (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2023 г.).

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 крайне редко в районе работ приблизительно 1 раз в 10-12 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 учтена Заказчиком для предупреждения их последствий создается запас всего необходимого.

Чрезвычайные ситуации техногенного характера возможны следующее:

- открытые нефтяные фонтаны и связанные с ними разливы нефти, пожары.
- В настоящем проекте нефтеносные пласты ожидаются в подсолевых отложениях и породах глинистой покрышки поэтому в проекте предусмотрены все мероприятия по предупреждению нефтепроявлений и открытых фонтанов:
- соответствующие параметры бурового раствора;
 - режимы бурения и КНБК;
 - обсадные колонны рассчитанные с учетом возможных нефтепроявлений и цементируются до устья;
 - предусмотрено оборудование устья соответствующее ожидаемым пластовым давлениям на устье и с большим запасом;
 - в проекте обсадные колонны опрессовываются совместно с устьевым оборудованием согласно действующей инструкции;
 - приведены признаки нефтепроявлений которые должны знать буровые бригады они должны быть соответственно обучены;
 - на буровой должны быть планы предупреждения возможных ЧС.
 - от многодорожья должно предупредить запрещение движения транспорта кроме как по утвержденному маршруту.

Контроль за соблюдением мероприятий осуществляют службами Заказчика и бурового Подрядчика а также органы по предупреждению и ликвидации ЧС.

Основные требования и мероприятия по технической безопасности при бурении скважин на месторождении Тенгиз.

Предупреждение газонефтепроявлений (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 применять "Методику глушения скважин при газонефтепроявлении".

Технические решения по обеспечению безопасности при бурении скважин

Решения по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ на устьях скважин обязательны для месторождений с высоким содержанием сероводорода.

Основными техническими решениями по предотвращению выбросов и сбросов вредных веществ на землю и атмосферу являются:

- выбор соответствующего материала для труб и устьевого оборудования;
- надежная герметизация оборудования и трубопроводов;
- защита оборудования и трубопроводов от коррозии;
- защита оборудования и трубопроводов от превышения давления;
- выбор электрооборудования соответствующего исполнения для технологического оборудования буровых установок;
- контроль и диагностика состояния технологического оборудования буровых установок, устья скважины и ведения буровых работ;
- постоянный контроль (по утвержденному графику) за состоянием устьевого оборудования;
- проведение своевременных, согласно План-графиков профилактических и регламентных работ на технологическом оборудовании буровых установок и контроль за буровыми трубами;
- быстрое обнаружение и устранение возникших утечек флюидов из устьевого оборудования;
- обучение и тренинг обслуживающего персонала.

При проектировании буровых работ разрабатываются организационные и технические решения по предотвращению выбросов в атмосферу и сбросов вредных веществ на землю для сведения вероятности таких проявлений к минимуму.

Газонефтеводопроявление (ГНВП) - регулируемый при помощи промыслового и бурового оборудования выброс нефти, газа или воды из пласта в скважину через устье на поверхность.

ГНВП могут возникать при бурении, креплении и освоении скважин. Предотвращение и ликвидация возникших нефтегазопроявлений являются, по существу, нормальными технологическими процессами в практике разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Хотя ГНВП потенциально чреваты опасными последствиями, тем не менее нефтегазопроявления по своему происхождению не являются авариями, а осложнениями технологического цикла бурения скважин, последствия которых, при существующих методах бурения и применяемых технологиях, контролируемо предупреждаются и локализируются для успешного восстановления параметров процесса бурения.

Ключевым моментом управления ситуациями с ГНВП является их ранее обнаружение и использование применимых методом локализации последствий.

В ряде нефтегазовых районов в продуктивных горизонтах в составе нефти и газа содержится сероводород (H_2S). Тенгизское месторождения нефти и газа относится к одному из них.

Исходя из этого к скважинам, которые могут вскрыть пласты с H_2S , предъявляются очень жесткие требования к выполнению норм по технике безопасности. Важнейшая задача при бурении скважин в условиях сероводородной агрессии – создание нормальных условий для работающего на буровой установке персонала, которое заключается в недопущении превышения санитарной нормы (3 мг/м^3) его концентрации в воздухе над буровым раствором в циркуляционной системе и приемных емкостях, а при необходимости в проведении нейтрализации сероводорода.

Учитывая возможные проблемы в процессе бурения эксплуатационных скважин и методы их устранения, необходимо обеспечить постоянный контроль за химическими и реологическими свойствами используемого бурового раствора, электростатической стабильностью раствора на углеводородной основе, для чего все основные параметры должны измеряться каждые 4 часа,

кроме плотности которая проверяется через 10-15 минут (при нефтегазопроявлениях плотность раствора измеряется через 5 минут) и условная вязкость (по СПВ-5 - стандарт РК или по воронке Марша - стандарт АНИ) через 10-15 минут (статья 275, ISR OGPE). При отсутствии на буровой газокаротажной станции 2 раза в смену производится контроль бурового раствора на насыщенность его газом (статья 275, ISR OGPE). Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5%, то принимаются меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т.д.).

В случае выхода из скважины газированного раствора, содержащего сероводород, необходимо герметизировать скважину превентором и осуществлять циркуляцию через штуцерные линии с дегазацией бурового раствора в сепараторе и в вакуумном дегазаторе с отводом газа на сжигание.

В манифольдную (дроссельную) линию противовыбросового оборудования должна быть включена трапо-факельная установка.

Таким образом существует два способа нейтрализации сероводорода :

- использование закрытой системы циркуляции бурового раствора с последующей нейтрализацией сероводорода или его отделение с дальнейшим сжиганием в трапно-факельной установке;
- химическое связывание путем добавки в буровой раствор реагентов-нейтрализаторов.

Решение об использовании того или иного способа оперативного реагирования на ГНВП принимается обученным персоналом буровых согласно процедуре ликвидации ГНВП.

Таким образом технологически неизбежные объёмы сжигания газа при ГНВП во время бурения скважин необходимо относить к категории V7 – объёмы сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования, определяемое технической документацией по режиму эксплуатации, техническими характеристиками, паспортами и проектной документацией технологического оборудования (Методика расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию, утверждённая Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 164.).

15.1. Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкции по действию персонала

Основными видами аварий в процессе бурения скважин и осложнений создающих аварийные ситуации являются:

1. аварии с бурильной колонны – слом бурильной (или толстостенной) трубы прихват.
2. аварии с обсадными трубами – прихват.
3. аварии с долотами – оставление шарошек слом долота.
4. осложнения: ГНВП потери циркуляции в процессе буровых и цементировочных работ.

Таблица 15.1

№	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
1	Слом бурильной (или толстостенной) трубы в результате скручивания	1.1 Не допускать вибрации колонны при бурении. 1.2 При появлении вибрации необходимо изменить нагрузку на долото. 1.3 Во время спуско-подъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса более 10 т. 1.4 Нагрузка на долото не должна превышать 75% от веса УБТ. 1.5 Контролировать момент на роторе при роторном бурении. 1.6 При ведении аварийных работ не допускать приложения усилий превышающих прочность труб. 1.7 Проводить дефектоскопию бурильных толстостенных и утяжеленных труб.	1.1 Определить конфигурацию «головы» сломанной трубы. 1.2 При необходимости произвести зачистку (торцевания). 1.3 Собрать и спустить КНБК с ловильным инструментом: труболовкой метчиком или колоколом и соединиться с аварийной частью. 1.4 Произвести расхаживание и подъем аварийного инструмента 1.5 В случае прихвата аварийных труб установить нефтяную водяную или кислотную ванну.	1.1 Строго соблюдать проектные компоновки низа бурильной колонны. 1.2 При изменении КНБК ствол скважины тщательно проработать с принятием мер против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола. 1.3 При появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний уменьшив или увеличив нагрузку на долото. 1.4 Аварийные работы выполняются по плану утвержденному директором по производству под руководством бурового супервайзера.
2	Прихват инструмента	2.1 Выделить прихватопасные интервалы. 2.2 Спускоподъемные операции в интервалах сужений осыпей обвалов производить на пониженных скоростях. 2.3 Обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной породы. 2.4 Расхаживать колонну БТ и не оставлять инструмент без движения и промывки на длительный срок	2.1 Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине вытяжки свободной части колонны. 2.2 Рассчитать объём и установить ванну (нефтяную водяную кислотную или др.) в зависимости от пород залегающих в интервале прихвата. При расчёте ванны учесть снижение давления на пласт и	2.1. Знать зоны осложнений. 2.2 Поддерживать в работоспособном состоянии систему очистки раствора 2.3 При длительных перерывах в работе инструмент поднять в башмак колонны 2.4 Параметры раствора поддерживать согласно ГТН 2.5 Аварийные работы выполняются по плану утвержденному директором по

№	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
		2.6 Не допускать образования на стенках скважины толстой фильтрационной корки за счет соблюдения параметров промывочной жидкости. 2.8. В компоновку низа бурильной колонны включать ясы необходимого размера.	компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости). 2.3 Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента. 2.4 После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	производству под руководством бурового супервайзера.
3	Заклинка инструмента	3.1 Выделить зоны осыпей обвалов желобных выработок. 3.2 Исключить падение посторонних предметов в скважину. 3.3 Параметры раствора поддерживать на уровне обеспечивающем устойчивость стенок скважины. 3.4 Спуск долота к забюю производить осторожно с проработкой призабойной зоны. 3.5 Тщательно прорабатывать места посадки и натяжки.	3.1 Определить место заклинивания. 3.2 Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъёму вверх с одновременным проворотом. 3.3 Рассчитать объём и установить ванну (водную нефтяную кислотную и др.) в зависимости от пород залегающих в интервале прихвата. 3.4 В расчетах учесть падение пластового давления и компенсировать его увеличением веса бурового раствора (если необходимо). 3.5 Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента. 3.6 После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	3.1 Использовать устройства и приспособления препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 3.2 Систематически проверять состояние клиньев ротора фиксирующие устройства ключей АКБ УМК и др. 3.3 Не оставлять на стволе ротора различные инструменты. 3.4 При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье. 3.5 Аварийные работы выполняются по плану утвержденному директором по производству под руководством бурового супервайзера.
4	Прихват обсадных колонн	4.1 Прорабатывать интервалы сужений. 4.2 Не оставлять обсадную колонну в неподвижном состоянии на длительное время. 4.3 До спуска обсадной колонны добавлять лубриканты (нефть SMAD графит и т.д.).	4.1 Определить место прихвата. 4.2 Рассчитать объём и установить ванну (водную нефтяную кислотную и др.) в зависимости от пород залегающих в интервале прихвата. При расчёте ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости). 4.3 Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента. 4.4 После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	4.1 Строго выполнять план подготовки ствола к спуску колонны. 4.2 Расхаживать колонну. 4.3 Использовать устройства и приспособления препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 4.4 Систематически проверять состояние клиньев ротора фиксирующие устройства ключей АКБ УМК и др. 4.5 Не оставлять на стволе ротора различные инструменты.

№	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
			<p>4.5 Продолжить спуск колонны.</p> <p>4.6 В случае безрезультативности установки ванн или опасности разрушения колонны рассмотреть вопрос цементирования колонны на достигнутой глубине с последующим спуском «хвостовика».</p>	<p>4.6 Аварийные работы выполняются по утвержденному плану под руководством бурового супервайзера.</p>
5	Полет обсадных труб	<p>5.1 До спуска трубы проверить соосность вышки плашки ротора и элеватора.</p> <p>5.2 Контролировать усилия закрепления резьбовых соединений.</p> <p>5.3 Не допускать наворотов резьбы наперекос.</p>	<p>5.1 Спустить трубу метчик колокол.</p> <p>5.2 Спуск производить медленно для определения местоположения «головы» обсадных труб.</p> <p>5.3 Соединиться с аварийными трубами промыть скважину.</p> <p>5.4 Поднять аварийные трубы.</p> <p>5.5 Произвести переподготовку ствола скважины.</p>	<p>5.1 Поддерживать в исправном состоянии клинья ротора элеватора.</p> <p>5.2 При навороте труб первые 3-4 оборота выполнять медленно используя устройство для контроля вращающего момента.</p> <p>5.3 Аварийные работы выполняются по плану утвержденному менеджером под руководством бурового супервайзера.</p> <p>5.4 Проводить подготовку скважинного ствола для спуска обсадной колонны согласно проекта производственных работ.</p>
6	Оставление шарошек долота (слом долота)	<p>6.1 Спускать долота с вооружением соответствующим твердости разбуриваемых пород.</p> <p>6.2 Не допускать передержки долота на забое (момент подъема долота определяются по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения).</p> <p>6.3 Не допускать резких посадок и ударов долота о забой.</p> <p>6.4 Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин.</p>	<p>6.1 При наличии металлических обломков в скважине спустить магнитный фрезер или долото или «паук».</p> <p>6.2 При безрезультативности работ по п. 6.1 спустить торцовый фрезер и шламоуловитель.</p> <p>6.3 Произвести разбуривание шарошки или части долота при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 минут.</p>	<p>6.1 Не допускать несоответствия типа спускаемого долота твердости разбуриваемых пород.</p> <p>6.2 Анализировать показания контрольно-измерительных приборов (момент на роторе давление и др.) и изменение механической скорости бурения для определения момента подъема долота.</p> <p>6.3 Аварийные работы выполняются по плану утвержденному менеджером под руководством бурового супервайзера.</p>

№	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
7	Падение посторонних предметов в скважину	<p>7.1 Применять приспособления препятствующие падению посторонних предметов в скважину.</p> <p>7.2 Каждую смену тщательно проверять состояние и фиксирующие приспособления автоматических и машинных ключей клиньев ротора.</p> <p>7.3 Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы.</p> <p>7.4 При отсутствии инструмента в скважине не оставлять устье открытым</p>	<p>7.1 Спустить магнитный фрезер или КНБК с ловильным инструментом.</p> <p>7.2 При безрезультативности работ по п 7.1 спустить фрезер и шламоуловитель.</p> <p>7.3 Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 минут.</p>	<p>7.1 При спуско-подъёмных операциях применять обтиратели и приспособления препятствующих падению посторонних предметов.</p> <p>7.2 Аварийные работы выполняются по плану утвержденному менеджером под руководством бурового супервайзера.</p>
8	ГНВП	<p>8.1 Бурильщик должен знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями.</p> <p>8.2 Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН.</p> <p>8.3 При подъёме инструмента следить за соответствием объёма поднимаемых труб и доливаемой жидкости.</p> <p>8.4 Не допускать поршневания при подъёме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника.</p> <p>8.5 Обучить обслуживающий персонал действиям при ГНВП в условиях выделения сероводорода.</p> <p>8.6 Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование.</p> <p>8.7 При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения.</p>	<p>8.1 Расположить инструмент таким образом чтобы муфты колонны БТ находились не на уровне блока ПВО.</p> <p>8.2 Установить обратный клапан под квадратом.</p> <p>8.3 Восстановить герметичность на устье и возобновить циркуляцию.</p> <p>8.4 Начать промывку дегазированного бурового раствора с противодавлением и дегазацией.</p> <p>8.5 По величине давления в трубном и затрубном пространствах рассчитать необходимую плотность раствора для глушения скважины.</p> <p>8.6 Заглушить скважину заменить раствор в скважине на раствор для глушения.</p>	<p>8.1 При бурении в горизонтах с аномально- высокими пластовыми давлениями ограничивать скорость бурения целью обеспечить дегазации раствора.</p> <p>8.2 Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при ГНВП с применением средств индивидуальной защиты в условиях сероводородной агрессии.</p> <p>8.3 Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении.</p> <p>8.4 Навернуть обратный клапан и герметизировать устье.</p> <p>8.5 Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу «Выброс».</p>

№	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
8	ГНВП	<p>8.8 При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке что является косвенными признаками ГНВП сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления.</p> <p>8.9 Иметь запас раствора согласно пункту 43 «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденный Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355.</p> <p>8.10 Параметры раствора необходимо выравнивать по всему циклу</p> <p>8.11 Не допускать утяжеления раствора «пачками».</p> <p>8.12 Включать технические и технологические средства для раннего обнаружения ГНВП.</p> <p>8.13 поддерживать в работоспособном состоянии оборудование для дегазации раствора.</p> <p>8.14 проводить учебные тревоги по сигналу «Выброс» с применением средств индивидуальной защиты.</p> <p>8.15 Не проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек.</p> <p>8.16 Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.</p> <p>8.17 Длительные ремонтные работы не связанные с ремонтом устья необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана.</p>		

№	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
8	ГНВП	<p>8.18 При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать специальный пакер.</p> <p>8.19 К подъёму инструмента приступить только после выравнивания параметров раствора по всему объёму до установленной величины.</p> <p>8.20 Промежуточная промывка во время спуска инструмента должна охватывать время позволяющее проверить скважину на приток пластовых флюидов-жидкостей.</p> <p>8.21 При проведении длительных ремонтных работ не связанных с ремонтом оборудования устья скважины бурильная колонна с установленным шаровым клапаном должна находиться в башмаке обсадной колонны.</p> <p>8.22 При проведении длительных ремонтных работ оборудования устья скважины без возможности проведения промывки скважины необходимо установить специальный пакер.</p> <p>8.23 Буровой инструмент может быть поднят только в случае если параметры раствора были отрегулированы и выравнены для всего объема до требуемых величин.</p>		
9	Поглощения	<p>9.1 Определить и знать зоны дренирования тектонических нарушений карстовых образований горизонта с высокой пористостью и проницаемостью.</p> <p>9.2 Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин.</p> <p>9.3 Спуск инструмента производить со скоростью при которой сумма гидростатического давления должна быть больше пластового давления и меньше давления поглощения.</p>	<p>9.1 При начавшемся поглощении поднять инструмент в башмак колонны или прихватобезопасный интервал с постоянным доливом скважины.</p> <p>9.2 Добавить тампонажный материал (слюда кордное волокно целлофановая стружка опилки скорлупа резиновая крошка и т.д.).</p> <p>9.3 При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец бурительных труб с применением</p>	<p>9.1 Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины.</p> <p>9.2 Ввод наполнителей осуществлять при снятых сетках вибросит.</p> <p>9.3 Бурение с частичным поглощением или без вывода на циркуляцию допускается только по специальному плану утвержденному директором по производству.</p>

№	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
		<p>9.4 при опасности возникновения поглощений предусмотреть ввод наполнителей закачку вязко-упругих смесей установку цементных мостов стальных пластырей и т.д.</p> <p>9.5 В случае возможности возникновения поглощений предусмотреть уменьшение производительности насосов возможность уменьшения диаметров КНБК для увеличения кольцевого зазора с целью уменьшения гидродинамических сопротивлений с минимальными ущербом для технологического процесса.</p> <p>9.6 Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента.</p> <p>9.7 Поддерживать в исправном состоянии компенсирующие устройства насосов для исключения резких колебаний давления при циркуляции.</p>	<p>гидромеханического пакера или установить цементный мост.</p>	
10	<p>Межколонное давление</p>	<p>10.1 При цементировании обсадных колонн применять цемент образующий низкопроницаемый сульфидоустойчивый цементный камень в межкольцевом пространстве.</p> <p>10.2 Использовать обсадные колонны с герметичными резьбовыми соединениями металл-металл.</p> <p>10.3 Устьевые соединения строго соответствуют спецификациям изготовителей.</p> <p>10.4 Использовать колонные головки предотвращающие переток флюида из межкольцевого в межколонное пространство.</p>	<p>10.1 Определить источник утечки межколонного газового давления по пути перетока флюида в межколонное пространство.</p> <p>10.2 В зависимости от причины возникновения газового давления в обсадной колонне выполнить следующее:</p> <ul style="list-style-type: none"> - сравить давление. - заменить головку обсадной колонны. - ремонтные работы по восстановлению герметичности. 	<p>10.1 Уведомить руководителя о наличии газового давления в МК.</p> <p>10.2 Не допускать превышения давления в затрубном пространстве выше допустимого для устьевого оборудования которое определяется по утвержденным методикам данных давлений.</p> <p>10.3 Вести непрерывное наблюдение за межколонным газом согласно долгосрочного соглашения по контролю за межколонным газом.</p>

15.2. Надежность

Надежность характеризуется сочетанием следующих свойств: безотказности долговечности ремонтпригодности и сохраняемости.

На надежность влияют геологические условия принятые технические и технологические решения по бурению и эксплуатации скважины а также качество исполнения этих решений.

Надежность скважины может быть снижена из-за износа обсадных колонн их смятия наличия заколонных перетоков течения солей несоответствия ПВО или его отказа искривления ствола возникновения ГНВП и поглощений прихвата колонн.

В таблице приведены факторы влияющие на надежность скважины и мероприятия направленные на предупреждение причин снижающих надежность.

Таблица 15.2

№ п/п	Факторы влияющие на надежность скважины при бурении и эксплуатации	Мероприятия направленные на предупреждение причин снижающих надежность скважины
1	2	3
1	Износ обсадных колонн	1.1 Использование бурильных труб с замками без твердосплавного покрытия. 1.2 Использовать присадку Mesuco-Sorb во избежание химического воздействия на обсадную колонну. 1.3 Снабжение бурильной колонны протекторными кольцами во избежание протирания обсадной колонны при бурении и СПО.
2	Смятие обсадных колонн	2.1 Применение смесей препятствующих размягчению солевых отложений и предотвращающих обвал и помогают устранять воздействие натяжения колонны и способствуют качественному цементажу. 2.2 Установка в интервалах течения солей труб повышенной прочности.
3	Межколонное сообщение	3.1 Подготовку ствола скважины перед спуском и цементированием обсадной колонны производить компоновками позволяющими качественно очистить стенки скважины от рыхлой фильтрационной корки для создания плотного контакта между цементом и породой. 3.2 Изоляция склонных к поглощению горизонтов для обеспечения подъема цемента до проектной высоты. 3.3 Применение для цементирования колонн цементов образующих в затрубном пространстве плохо проницаемый цементный камень стойкий к H ₂ S. 3.4 Применение добавок в цементы способствующих увеличению седиментационной устойчивости и снижению водоотделения цементных растворов. 3.5 Использование для цементирования интервалов залегания солей солейстойких цементов. 3.6 Применение цемента с минимальным временем схватывания (особенно в интервалах горизонтов высокого давления). 3.7 Не разрешается перфорация обсадной колонны при капитальном ремонте газовых скважин в интервалах возможного разрушения породы под действием давления газа или в интервалах с хорошей проницаемостью 3.8 Применение технических средств улучшающих качество замещения промысловой жидкости цементным раствором способствующих центрированию колонны в скважине и улучшающих контакт цементного камня с колонной и породой. 3.9 Применение надежного и исправного пакера и НКТ для предотвращения попадания пластовых флюидов из трубного пространства в затрубное пространство НКТ. 3.10 Применение герметизирующих смазочных материалов для обсадных труб и НКТ. 3.11 Применение пакеров обсадных колонн.

№ п/п	Факторы влияющие на надежность скважины при бурении и эксплуатации	Мероприятия направленные на предупреждение причин снижающих надежность скважины
1	2	3
		<p>3.12 Предотвращение потерь цементного раствора при цементации обсадных колонн.</p> <p>3.13 Герметизация устья скважины в процессе ожидания затвердевания цемента с постоянным контролем изменения давления в НКТ и затрубном пространстве.</p> <p>3.14 Применение обсадных труб с высокогерметичными резьбовыми соединениями типа «металл-металл».</p> <p>3.15 Использование в обвязке устья колонных головок исключаящих переток флюида из затрубного пространства в межколонное.</p>
4	Противовыбросовое оборудование	<p>4.1 Применение оборудования из нержавеющей материалов .</p> <p>4.2 Импортное оборудование должно пройти сертификацию и экспертизу на безопасность.</p> <p>4.3 Проведение опрессовки головки обсадной колонны воздухом или газом и обеспечение технических средств для мониторинга газопроявлений в затрубном пространстве а также закачки флюидов в ходе эксплуатации скважины.</p>
5	Течение солей	<p>5.1 Определение интервалов солей склонных к течению.</p> <p>5.2 Интервалы течения солей необходимо перекрывать колонной технические характеристики которой не допускают ее смятия в данном интервале.</p>
6	Искривление ствола	<p>6.1 Выделение зон с крутым падением пластов и перемежающейся твердостью пород.</p> <p>6.2 Выбирать КНБК необходимой жесткости и центрирующей способности препятствующую искривлению.</p> <p>6.3 Ограничение нагрузки на долото при бурении крутопадающих пластов.</p> <p>6.4 Проведение периодического контроля за траекторией ствола.</p>
7	Газонефтеводопроявления	<p>7.1 Выделение пластов с аномально-высоким пластовым давлением.</p> <p>7.2 Обеспечение превышения давления раствора над пластовым согласно нормативным документам.</p> <p>7.3 Обучение обслуживающего персонала действиям при ГНВП в условиях выделения сероводорода.</p> <p>7.4 При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и объема доливаемой жидкости.</p> <p>7.5 Не допускать поршневания при подъеме инструмента.</p> <p>7.6 Поддержание в работоспособном состоянии противовыбросового оборудования и оборудования для дегазации раствора.</p> <p>7.7 Проводить обучение персонала по реагированию на сигнализацию о выбросах сероводорода и по применению СИЗ.</p> <p>7.8 При перерывах в бурении необходимо проверять другие параметры бурения (нагрузка на долото давление в насосе) и уровень бурового раствора в закрытой системе циркуляции с целью ранней диагностики возможности выброса.</p> <p>7.9 Поддерживать запасы бурового раствора на должном уровне согласно пункта 43 «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденный Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355.</p> <p>7.10 При вскрытии пласта и углублении скважин необходимо поддерживать значения вязкости и прочности на срез на допустимом минимуме чтобы удерживать эквивалентную плотность бурового раствора на низком уровне.</p> <p>7.11 Перед вскрытием углеводородсодержащих интервалов необходимо иметь запас материалов и реагентов достаточный для 5 дней непрерывной</p>

№ п/п	Факторы влияющие на надежность скважины при бурении и эксплуатации	Мероприятия направленные на предупреждение причин снижающих надежность скважины
1	2	3
		работы. Определенные интервалы нельзя вскрывать без наличия достаточного материала для изоляции обсадной колонны. 7.12 Бурение и промывка скважины с обработкой бурового раствора в интервалах возможного выброса должна производиться на максимальной мощности бурового насоса. 7.13 Возможное время остановки при ожидаемых выбросах должно быть минимальным. Во всех случаях остановка устьевого оборудования будет автоматически отсечено противовыбросовым превентером для установления контроля за скважиной.
8	Поглощения	8.1 Точный прогноз пластовых давлений и правильный выбор плотности промывочной жидкости. 8.2 Определение зон дренирования тектонических нарушений карстовых образований горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью. 8.3 Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин предусмотренных в ГТН. 8.4 Предусмотреть ввод наполнителей закачку вязкоупругих смесей или тампонажного материала. 8.5 При вскрытых интервалах склонных к поглощению ограничивать скорость спуска инструмента. 8.6 Уменьшение гидродинамических сопротивлений путем снижения производительности насосов увеличения кольцевых зазоров за счет уменьшения диаметра КНБК.
9	Прихват обсадных колонн	9.1 Выделение прихватоопасных зон. 9.2 Проработка интервалов сужений и прихватоопасных зон. 9.3 Добавка смазывающих реагентов (масло SMAD графит) перед спуском колонны. 9.4 Приведение параметров раствора перед спуском колонны в соответствие с ГТН. 9.5 Обеспечение качественной очистки бурового раствора от выбуренной породы. 9.6 Не оставлять колонну без движения на длительный промежуток времени. 9.7 Не допускать падения в скважину посторонних предметов.

15.3 Технология установки аварийного цементного моста

При установке цементных мостов в скважинах, где отсутствует поглощение бурового раствора, прежде всего их промывают в течении 1,5 - 2 циклов для выравнивания плотностей промывочной жидкости в НКТ и в затрубном пространстве. Приготовленный объем цементного раствора закачивают в НКТ и продавливают промывочным раствором до равновесия столбов жидкости в НКТ и затрубном пространстве. Объем продавочной жидкости определяется следующим образом: путем деления объема закачанного в НКТ цементного раствора (в литрах) на объем одного метра экс.колонны (в литрах) определяют высоту столба, которую займет цементный раствор в колонне. Затем эту величину вычитают из общей длины спущенной в скважину НКТ. Полученную величину умножают на объем 1 м НКТ и определяют объем продавочной жидкости.

Башмак НКТ поднимают до верхней границы устанавливаемого моста и излишки цементного раствора вымывают. Затем НКТ поднимают на 20 -30 м, скважину заполняют и ожидают затвердевание цемента. По истечении времени ОЗЦ проверяют глубину расположения моста и его прочность посадкой НКТ, а герметичность моста - опрессовкой.

Перед установкой цементных мостов в скважинах, где наблюдается поглощение бурового раствора (приемистость более 7 м³/(чМПа)) должны быть приняты меры по ограничению поглотительной способности пластов. Для этого используют измельченные,

закупоривающие материалы с размерами частиц 5 - 10 мм (древесные опилки, волокно и т.д.). В качестве жидкости-носителя применяют глинистый раствор, водоцементная суспензия и водоглинистая суспензия. Закачивание закупоривающего материала продолжают до восстановления полной циркуляции. После этого сразу устанавливают цементный мост.

При ликвидации скважины (с эксплуатационной колонной или без нее) продуктивный пласт должен перекрываться цементным мостом по всей его мощности и на 100 м выше кровли.

Если эксплуатационная колонна в ликвидированную скважину не спущена, то в башмаке последней промежуточной колонны дополнительно должен устанавливаться цементный мост высотой не менее 100 метров (на 50 метров (~168 футов) выше и на 50 метров (~168 футов) ниже «башмака» колонны. Перед каждой установкой цементного моста скважина должна быть заполнена обработанным нейтрализатором - буровым раствором плотностью, соответствующей плотности раствора при вскрытии сероводородосодержащего пласта. Тампонажный материал, используемый для установки мостов, должен быть коррозионностойким и соответствовать требованиям, предусмотренным рабочим проектом на бурение скважины для цементирования обсадных колонн в интервалах пласта, содержащего сероводород.

При консервации скважина заполняется раствором, обработанным нейтрализатором. Любые участки выполненных ранее перфорацией, не перекрытые в скважине, должны быть изолированы цементными мостами над интервалом перфорации высотой не менее 100м (~336 футов). При установке цементного моста при необходимости допускается применение цементировочного или «глухого» пакера.

Лифтовая колонна должна быть приподнята над цементным мостом не менее чем на 50 м или извлечена из скважины. После установки цементного моста трубное и затрубное пространства скважины должны быть заполнены раствором, обработанным нейтрализатором.

Технический проект на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547
Месторождение Тенгиз

РАЗДЕЛ 16

**ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИНЫ
ПОРЯДОК КОНСЕРВАЦИЙ И ВОЗМОЖНОЙ ЛИКВИДАЦИИ**

16. ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИНЫ

Действующая методология заканчивания скважин

Поскольку разработка месторождения продолжается, действующий вариант заканчивания скважин на Тенгизе представляет собой сложности.

А именно, в скважинах, заканчивание которых в настоящее время проводится открытым стволом, нет возможности ликвидировать притоки из зон, где могут иметь место прорыв воды или газа. Таким образом, эти скважины закрываются из-за имеющейся компоновки ВСО, неспособной остановить обводненность или при наличии газопритока в скважине.

Во избежание потери добычи вследствие обводнения и газопритока в скважинах был разработан альтернативный план заканчивания скважин.

Планируемая методология заканчивания скважин

Для стандартизации единого варианта заканчивания для всех видов скважин на Тенгизе был разработан альтернативный план по выравниванию профиля приемистости (контролю профиля притока). Конструкция выравнивания профиля приемистости включает в себя использование компоновки хвостовика включающий в себя систему муфт и разбухающих пакеров для изоляции зон, исходя из свойств и характеристик продуктивного пласта-коллектора и потенциального дебита.

Данная технология имеет несколько преимуществ:

- Выборочные добыча и изоляция зон в случае обводненности или газопритока. Скважины могут оставаться в эксплуатации во время работ по изоляции зон с нежелательными водо- и/или газопритоками.
- Выборочный доступ к зонам пласта дает возможность проводить оптимизированную интенсификацию на всех скважинах платформенного высокотрещинного региона (ЗВР) / платформенного слабо-трещинного региона (ЗСТ) м/р, бурение которых завершается открытым стволом, т.е. в скважинах, где интенсификация притока ранее не проводилась. Такая оптимизация способствует улучшению добычи и получению доступа к скважинам, которые ранее считались продуктивными эксплуатационными скважинами на Тенгизе и на которых добыча усложнена.
- Помимо этого, использование компоновки разбухающихся пакеров и муфт скольжения позволит избежать проведение цементировки и перфорации платформенных скважин/скважин с обсаженными стволами. Это приведет к сокращению объема работы с использованием БУ и также к меньшим повреждениям призабойной зоны продуктивного горизонта при бурении / заканчивании скважин.

Метод заканчивания

Заканчивание этой добывающей скважины будет произведено путём установки компоновки 7" пакера и хвостовика в 7 1/4" обсадной колонне. Компоновка пакера с хвостовиком, спускаемая на каротажном кабеле, будет укомплектована посадочным ниппелем. Лифтовая колонна включает расходные трубы клапан-отсекатель, расположенный на глубине 35 м от устья и посадочный ниппель над пакером. Все оборудование будет изготовлено из материалов устойчивых к воздействию сероводорода.

Порядок временной консервации или возможной ликвидации скважины по геолого-техническим причинам

При необходимости, временная консервация или возможная ликвидация скважины по геолого-техническим причинам будет проведена в соответствии с положениями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

После проведения испытания скважин ТШО принимается решение о её консервации до обустройства промысла или ликвидации при отсутствии признаков нефти.

При временной консервации и ликвидации скважин ТШО должен руководствоваться с «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», утвержденные Приказом МЭ РК от 22 мая 2018 года № 200 (с изменениями от 16.01.2019г.).

Во всех случаях, консервация и ликвидация скважин проводится по отдельному плану работ.

При ликвидации скважины ствол её заполняется буровым раствором удельного веса на котором велось вскрытие возможно продуктивной толщи.

Цементные мосты или пакеры устанавливаются против проницаемых горизонтов.

Технический проект на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547
Месторождение Тенгиз

РАЗДЕЛ 17

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

17. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС)

Для оценки воздействия на окружающую среду ТШО проводило обширные исследования. На первом этапе был разработан проект «Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) при освоении Тенгизского нефтяного месторождения. 1 этап. Оценка современного состояния природной среды» выполненного в 1997-1998 гг. специалистами ТОО «Экопроект» для этапа опытно-промышленной эксплуатации месторождения. Этап опытно-промышленной эксплуатации месторождения завершился в 2003 году после осуществления работ по модернизации существующего газоперерабатывающего завода (ГПЗ).

Перспективы развития Тенгизского нефтяного месторождения на этап промышленной эксплуатации рассмотрены институтом ОАО «Гипровостокнефть» совместно с ТОО «Каспиан Энерджи Ресеч» в «Проекте обустройства месторождения Тенгиз». В 2003-2004 гг. ТОО «Казэкопроект» выполнил «Оценку воздействия на окружающую среду (ОВОС) при освоении Тенгизского месторождения. Промышленная эксплуатация».

Произведена оценка воздействия технических решений «Проекта обустройства месторождения Тенгиз» по их воздействию на окружающую среду. Она выполнялась под методическим руководством института ОАО «Гипровостокнефть» и в соответствии с Приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 28 июня 2007 года № 204-п «Об утверждении Инструкции по проведению оценки воздействия на окружающую среду» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 17.06.2016 г.).

В действующем Проекте ОВОС рассматривались следующие вопросы:

- оценка состояния дикой природы на территории Тенгиза/Королева;
- оценку влияния объектов Тенгизского/Королевского месторождения на водный момент Каспийского моря;
- разработка комплексного анализа и оценки компонентов местной среды на данный момент (воздуха, воды, флоры и фауны);
- оценка растительности и земельных ресурсов и анализ загрязнения почвы в регионах находящихся под влиянием процесса разработки Тенгизского/Королевского месторождения;
- оценка возможного экологического риска в последующие 10-15 лет разработки Тенгизского/Королевского месторождения;
- рекомендации по ограничению воздействия на окружающую среду.

Обширные наблюдения за состоянием воздуха, грунтовых вод и почвы проводятся ТШО в рамках программы производственного экологического контроля, по согласованию с департаментом экологии по Атырауской области. Подрядные организации (ИЛ ХАЦ ТОО «Казахстанское Агентство Прикладной Экологии», ИЦ ДГП на ПХВ «Центр физико-химических методов исследования и анализа» РГП на ПХВ «Казахский национальный университет им. Аль-Фараби» МОН РК, Филиал РГП на ПХВ «Национальный центр экспертизы» по Атырауской области, ИЛ ТОО СП «Казаналит») обеспечивают в рамках программы ПЭК ТШО наблюдения за состоянием атмосферы, грунтовых вод и почвы по различным параметрам. Результаты наблюдений и анализы данных предоставляются в ежемесячных, ежеквартальных и годовых отчётах в контролирующие органы.

Наблюдения проводятся на производственных объектах, промысле и вахтовых поселках. Отбор и анализ проб грунтовой воды выполняются в соответствии с методическими нормами, действующими на территории Республики Казахстан, на наблюдательных скважинах, включая промысловые скважины, скважины, относящиеся к производственным объектам и фоновые скважины. Количество скважин не является фиксированным и зависит от их фактического состояния и планов по оптимизации сети наблюдательных скважин.

Удаление и обезвреживание отходов, образуемых в результате работ на скважине

Отходы, образующиеся в результате бурения, будут включать в себя, в основном, буровые растворы на водной и нефтяной основах и буровой шлам, отходы после цементировочных работ и жидкости, применяемые при заканчивании и интенсификации притока скважин. Другие отходы – это строительные материалы (деревянные поддоны древесина и т.д.), излишки химреагентов, применяемые при бурении ненужные контейнеры металлоломом, коммунальные отходы, пластиковые отходы, бумага и картон, пищевые отходы. Также присутствует вероятность разлива жидких химикатов или дизтоплива на землю, что приводит к загрязнению почвы. Ниже, вкратце рассматриваются планы ТШО по вывозу и обезвреживанию отходов, образующихся в результате бурения и снижению вредного воздействия на окружающую природную среду. Характеристика и объёмы всех отходов образованных в результате работы на каждой скважине описаны в программе Оценки Воздействия на Окружающую Среду (ОВОС) ТШО.

Буровые растворы на водной основе и шлам

Как только бурение соответствующего интервала раствором на водной основе будет закончено, данный буровой раствор будет вытеснен из скважины и сохранён на специальном участке. Данный участок построен в соответствии с правилами и защищён полиэтиленовым покрытием для предотвращения загрязнения почвы. После завершения бурения соответствующего интервала на водной основе специальный участок для временного хранения раствора уже не нужен, за исключением его использования в качестве аварийного источника, в случае, если произойдёт поглощение при бурении глубоководных горизонтов. Когда не представляющий опасности буровой раствор на водной основе будет уже не нужен, он будет утилизирован с использованием технологий не оказывающих вредного воздействия на окружающую среду. После завершения программы буровых работ специальный участок для хранения бурового раствора на водной основе будет восстановлен. Описание раствора на водной основе приводится в разделе 6 - Буровые растворы.

Буровые растворы на нефтяной основе и шлам

Не содержащий соли буровой раствор на нефтяной основе будет собираться и временно храниться на объекте в передвижных металлических контейнерах. После завершения буровых работ, шлам будет вывозиться грузовыми машинами на объект термодесорбции ТШО, расположенный на Королевской ВПП. Установка термодесорбции отделяет и получает углеводородные компоненты из выбуренного шлама для последующего повторного использования. Обработанная твёрдая фаза утилизируется в соответствии с нормативными требованиями РК и Плана управления отходами бурения. Оставшаяся часть раствора на нефтяной основе будет регенерирована и затем использована на следующей скважине. Захоронение растворов на нефтяной основе осуществляться не будет.

Расположение скважин и предохранительные зоны

Скважина данного технического проекта расположена на удалении более 5 км от береговой линии Каспийского моря и таким образом находится вне заповедной природной территории. Других заповедных природных зон на прилегающей территории нет.

Уровень Каспийского моря колеблется около –27 м, положение скважины указанной в этой программе выше этого уровня. Вдобавок в северо-западной и западной части Тенгизского месторождения находится дамба созданная для защиты скважин от наводнений и находящаяся в хорошем состоянии. Глубина подземных вод на территории Тенгиз/Королева –15 – 3 м.

Излишки цементного раствора

Излишки цементного раствора будут собираться и временно храниться непосредственно на участке проведения работ, обустроенном в соответствии с правилами и защищённым полиэтиленовым покрытием для предотвращения загрязнения почвы. После окончания буровых работ, оставшийся цемент будет направлен на ТЭЦ на площадку хранения отходов бетона для дальнейшего дробления и повторного использования в строительных целях.

Флюиды полученные в ходе заканчивания и испытания скважин

Во время испытания скважины флюиды полученные от отработки направляются на КТЛ как при работе в нормальном режиме. Сжигание флюидов на факеле не производится однако на случай аварийной ситуации каждый участок имеет 2 факельные установки подготовленные в соответствии с требованиями ТШО по ТБ и находящаяся не ближе 100 м от устья скважины и под углом 90 градусов друг к другу с учётом преобладающего направления ветров. Каждое факельное устройство оборудовано 2 факельными источниками для обеспечения продолжительного горения добытых флюидов.

Промывочная вода

Промывочная вода собирается на участке буровой установки в стальных цистернах и повторно используется в буровом растворе. Вся оставшаяся промывочная вода поступает в “Envirocenter” установки по производству бурового раствора где она очищается и повторно используется для производства нового бурового раствора.

Излишки химреагентов используемых в бурении

Все оставшиеся химреагенты как твёрдые так и жидкие будут поступать обратно на склад бурения для надлежащего хранения и дальнейшего повторного использования.

Строительные материалы, коммунальные отходы

Весь бытовой мусор и отходы офисного происхождения будут собираться в контейнеры для сбора таких отходов, установленных в местах их образования, затем будут размещены на полигоне ТБО на ТенгизЭкоЦентр (ТЭЦ).

Отходы строительства и демонтажа собираются в контейнерах и на отведенных площадках в местах образования. При этом, в местах образования проводится отдельный сбор ценных материалов, пригодных для переработки и вторичного использования - металлолома, древесины, пластика, бетона, стекла. Отсортированное вторичное сырьё (пластик, стекло, металлолом, древесные материалы, бетон) передается сторонним организациям для дальнейшей переработки. Отходы железобетона направляются на установку дробления. В процессе дробления из железобетонных конструкций выделяется металлолом. Дробление бетона позволяет получить вторичный щебень различной крупности, который используется для внутренних нужд компании или передается населению для использования в домашнем хозяйстве.

Водоотведение

Хозбытовые сточные воды. Для естественных нужд работников в период работ устанавливаются биотуалеты, в непосредственной близости от места проведения работ. Образующиеся бытовые сточные воды от биотуалетов будут вывозиться спецавтомобилями

на КОС Тенгиза. Вывоз сточных вод осуществляется согласно «EP-004 Процедура по управлению транспортируемыми сточными водам». Следует соблюдать меры по предотвращению попадания отходов и химикатов в биотуалеты.

В районе места бурения будут установлены металлические ёмкости для сбора канализационных бытовых стоков из офисных контейнеров. Ёмкости заполняются самотеком и будут опустошаться ассенизатором по мере заполнения, содержимое будет вывозиться на КОС на Тенгизе (WTF). Ёмкости должны использоваться только для сбора хозяйственной сточной воды.

Грунтовые воды. Перед началом производства земляных работ, при обнаружении грунтовой воды, вода будет выкачиваться и вывозиться в специально назначенное место, по согласованию с отделом ООС.

При водопонижении, грунтовая вода будет выкачиваться и храниться до утилизации в чистых, не ржавых емкостях, не имеющих остатков нефтепродуктов и химических веществ, предварительно прошедших пропарку. Управление дренажными грунтовыми водами должно осуществляться согласно процедуре ТШО EP-012 Процедура по управлению незагрязненными грунтовыми водами, образуемыми при водопонижении».

При водопонижении, хранении и транспортировке грунтовой воды будут приниматься меры по предотвращению загрязнения грунтовых вод. Перед утилизацией грунтовых вод должен быть произведен химический анализ с целью выяснения концентраций потенциальных загрязнителей. Грунтовая вода будет утилизирована согласно проекту Утилизация дренажных грунтовых вод ТОО «Тенгизшевройл» (Заключение ГЭЭ (№KZ05VCY00018521 от 23.01.2015)). Сброс вод в данном случае может производиться в соровые понижения на специально оборудованных площадках для сброса, по согласованию с группой ООС ТШО. В случае превышения установленных допустимых значений, грунтовая вода будет направлена на очистные сооружения завода (КЗ).

Производственная сточная вода. При накоплении дождевой и талой воды на участке, вода будет откачиваться вакуум машинами. Собранные сточные воды также будут вывозиться на очистные сооружения ГПЗ ТШО. Гидротестовая вода, вода для нужд спецтехники, после промывки бурового оборудования будут повторно использованы на “Envirocenter” Завода Буровых Растворов, База Бурения ТШО.

Удаление других видов отходов

ТШО осуществляет управление отходами на объектах Компании в соответствии с Программой управления отходами согласно требованиям экологического законодательства Республики Казахстан в части охраны окружающей среды. Наряду с этим, разработаны и внедрены Процедуры управления различными видами отходов производства и потребления на всех производственных технологических площадках предприятия, на объектах инфраструктуры, включая производственные площадки подрядчиков и субподрядчиков, выполняемых различные виды работ на объектах Компании.

Рекультивация земель

ТШО будет стремиться сводить к минимуму количество нарушенных земель и площадей. По завершении работ по бурению и заканчиванию скважины будут определены участки земли которые могут потребовать рекультивации или восстановления растительного покрова.

Непредвиденные обстоятельства и меры по устранению их последствий

В случае возникновения непредвиденных обстоятельства будет использоваться Локальный план ликвидации аварий отдела бурения и заканчивания скважин, который был разработан в целях согласования действий по ликвидации аварии, предпринимаемых персоналом, находящимся на буровой площадке для обеспечения своевременной эвакуации персонала/ликвидации аварии в случае возникновения аварийной ситуации на объекте или прилегающих объектах. А также на случай разлива или утечек из ёмкостей бурового раствора территория вокруг перекачивающих насосов обнесена предохранительными бермами.

Технический проект на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547
Месторождение Тенгиз

РАЗДЕЛ 18
ОХРАНА НЕДР

18. ОХРАНА НЕДР

Охрана недр при проведении нефтяных операций на производственных объектах предприятия будет осуществляться в строгом соответствии с Кодексом Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2023 г.).

Недропользователь в лице ТОО «Тенгизшевройл» согласно Контрактных обязательств несёт полную ответственность за состояние охраны недр на контрактной территории, как в процессе бурения скважин, так и в процессе эксплуатации. Ответственность за соблюдение требований законодательства в области охраны недр несёт непосредственно руководитель компании - недропользователя.

Общие положения о охране недр

Мероприятия по охране недр в процессе бурения скважины на месторождении Тенгиз предусматривают:

- обеспечение полноты геологического изучения для достоверной оценки месторождения предоставленного в недропользование;
- осуществление комплекса мероприятий по обеспечению полноты извлечения из недр нефти;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах 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 бурении скважин;
- предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти и воды в процессе проводки освоения и последующей эксплуатации скважин а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;
- достоверный учёт извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
- осуществление комплекса мероприятий направленных на предотвращение потерь нефти в недрах вследствие низкого качества проводки скважин нарушений технологии разработки нефтяных залежей и эксплуатации скважин приводящих к преждевременному обводнению или дегазации пластов перетокам жидкости между горизонтами;
- соблюдение установленного порядка приостановления прекращения нефтяных операций консервации и ликвидации объектов недропользования;
- предотвращение открытого фонтанирования поглощения промывочной жидкости грифонообразования обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти и воды в процессе проводки освоения и последующей пробной эксплуатации скважин;
- надёжную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- надёжную герметичность обсадных колонн спущенных в скважину их качественное цементирование;
- предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов сохранение их естественного состояния при вскрытии креплении и освоении.

Работы по освоению эксплуатационных скважины Т-5547 на месторождении Тенгиз будут проводится на высоком технико-экономическом уровне с использованием всех достижений науки и техники при достаточно высокой экологической культуре персонала.

Выбор конструкции скважин

Конструкция скважины Т-5547 в части надёжности технологичности и безопасности обеспечивает условия охраны недр в первую очередь за счёт прочности и долговечности крепи скважин герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга от проницаемых пород и дневной поверхности.

При проектировании скважины на месторождении Тенгиз проектировщики прежде всего исходили из требований «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденных Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355, горно-геологических условий и из опыта бурения скважин пробуренных ранее на месторождении Тенгиз.

Перед спуском эксплуатационных хвостовиков ствол скважины прорабатывается специальными компоновками бурильной колонны. Для равномерного расположения цемента в кольцевом пространстве на обсадной колонне устанавливаются специальные фонари центраторы. При цементации применяется режим закачки обеспечивающий максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства. Все эти мероприятия обеспечивают качественное разобщение пластов друг от друга что обеспечивает отсутствие перетоков из пласта в пласт т.е. надёжно гарантирует охрану недр.

Необходимо отметить что толщина стенки обсадных труб является расчётной что гарантирует длительную работу обсадных труб без нарушений а это в свою очередь гарантирует охрану недр.

С целью сохранения технологических показателей бурового раствора проектом предусматривается трёхступенчатая очистка бурового раствора от выбуренной породы что также уменьшает количество отходов подлежащих захоронению.

Охрана недр в процессе крепления

Цементирование предполагает выполнение следующего комплекса мероприятий:

- подбор тампонажных материалов и химических реагентов для цементирования скважины с учётом горно-геологических условий участка работ: пластовых давлений пластовой температуры градиента гидроразрыва пластов а также температуры обусловленной применением тепловых методов воздействия в процессе эксплуатации скважин;
- выбор в качестве базового цемента типа G (HSR) с повышенной сульфатостойкостью в связи с высокой минерализацией пластовых вод месторождения;
- температурный интервал применения цемента в чистом виде должен составлять от 20 до 95°C при добавлении кремнеземистой добавки (кварцевый песок и др.) он расширяется пропорционально количеству введённой добавки что даёт возможность использовать его в условиях меняющихся температур при эксплуатации скважин;
- плотности тампонажных растворов для цементирования обсадных колонн в проекте подобраны по гидравлическому расчёту цементирования: для кондуктора – 1,85 г/см³; для эксплуатационных хвостовиков – 1,81 г/см³;
- требования к тампонажному раствору по водоотдаче в проекте определяются следующими факторами:
 - наличием в разрезе скважин пород с различной проницаемостью (глины песчаники) при прохождении которых степень обезвоживания цементного раствора будет не одинакова;
 - набухание глин под действием фильтрата;

- снижение проницаемости пристволенной зоны скважины (загрязнением продуктивной части) в результате отфильтровывания жидкой фазы. Введение эффективных понизителей водоотдачи (типа Halad-9 и Halad-344) предотвращает вышеперечисленные осложнения позволяет создавать на фильтрующей поверхности плотную малопроницаемую цементную корку. Это способствует получению плотного контакта цемент – порода что особенно важно при наличии водоносных пластов с высокой минерализацией служит условием соблюдения охраны недр.
- к тампонажному раствору предназначенному для цементирования эксплуатационной колонны проектом предъявляются особые требования так как условия его эксплуатации значительно отличаются. Процессы схватывания и твердения набор прочности происходит при низкой температуре (32°C) в процессе эксплуатации тампонажный камень будет подвергаться циклически меняющейся температуре (до 230-270°C). Условия работы тампонажного камня осложняются воздействием минерализованных пластовых вод так как процесс термической усталости тампонажного камня происходит очень интенсивно в минерализованной среде в условиях пара. Для предотвращения нарушения целостности и герметичности тампонажного камня в результате циклического температурного воздействия для повышения термостойкости и коррозионности тампонажного камня предусматривается введение в цементный раствор тонкомолотых добавок
 - с целью лучшего замещения бурового раствора тампонажным образованием равномерного цементного кольца за обсадной колонной и обеспечения плотного контакта цементного камня как с поверхностью обсадной колонны так и с различными горными породами в стволе скважины проектом рекомендуется применение центраторов;
 - для предотвращения смешения и загрязнения цементного и бурового растворов обеспечения максимально возможной полноты вытеснения промывочной жидкости цементным раствором проектом рекомендуется использовать комбинированную жидкость. Первую порцию занимающую в затрубном пространстве 20-25 м рекомендуется закачать вязкоупругий разделитель в виде гелеобразной смеси. Вслед за первой порцией необходимо закачать порцию воды в объёме необходимом для заполнения 55-65 м кольцевого пространства с учётом величины пластового давления.

Данные мероприятия на стадии цементирования обеспечат реализацию требований регламента по охране недр.

Охрана недр в процессе испытания продуктивных пластов в колонне

Проектом на бурение эксплуатационной скважины Т-5547 на месторождении Тенгиз предусматривается максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов. Освоение скважины после, бурения будет, производиться при оборудовании устья скважины надёжным герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости, открытое фонтанирование.

Если в процессе испытания будут обнаружены признаки перетоков флюидов, которые могут привести к безвозвратным потерям нефти и газа в недрах, компания должна установить и устранить причины перетоков.

Если в процессе испытания, до обработки призабойной зоны, вынос породы и разрушение пласта не наблюдалось, а после обработки началось интенсивное поступление породы в скважину должен быть прекращён или ограничен отбор жидкости из скважины и осуществлены технические мероприятия по уменьшению количества выноса породы в скважину.

При проведении работ в скважине предусматривается обязательный комплекс гидродинамических и промыслово-геофизических исследований и измерений. В комплекс будут обязательно включены исследования по своевременному выявлению скважин с негерметичными колоннами. При обводнении скважин помимо контроля за обводнённостью

продукции будут проводиться специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину источника поступления и глубины залегания.

Для выполнения геофизических работ и ПВР в осложненных условиях и при наличии сероводорода предусматривается присутствие представителей АСС.

Прогноз возможных аварийных ситуаций мероприятия по их предотвращению и ликвидации

Основными видами аварий в процессе бурения скважины являются:

- авария с бурильной колонной: слом бурильной трубы УБТ прихват заклинивание инструмента при спуско-подъемных операциях;
- оставление шарошек на забое;
- падение посторонних предметов в скважину;
- осложнения: нефтегазопроявления поглощения бурового раствора.

В целях предупреждения аварий с бурильной колонной строго придерживаться проектных компоновок низа бурильной колонны в случае изменения (КНБК) ствол скважины тщательно проработать с принятием мер предосторожности против заклинивания колонны бурильных труб.

Для предупреждения слома инструмента не допускать вибрации колонны при разбуривании при появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний для чего надо уменьшить или увеличить нагрузку на долото. Во время спуско-подъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса на 10 т.

Для предупреждения оставления шарошек при разбуривании и очистке скважины не передерживать долото на забое для чего определять момент подъема долота по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения.

Для предупреждения падения посторонних предметов предусмотреть использование устройства предупреждающее падение посторонних предметов предусмотреть использование устройства предупреждающее падение посторонних предметов в скважину.

Ликвидация аварий связанных со сломом бурильной колонны прихватом инструмента извлечением посторонних предметов шарошек производится по отдельному плану утверждённому техническим руководителем ТОО «ТШО».

Наиболее сложными и трудоёмкими по затратам и средствам являются аварии связанные с нефтегазоводопроявлениями и поглощениями бурового раствора.

Буровой персонал работающий на буровой где ожидаются нефтегазоводопроявления должен быть обучен соответствующим правилам ведения работ и обязаны знать характер и глубину залегания горизонтов способных поглощать промывочную жидкость или при вскрытии которых возможны нефтегазоводопроявления.

Признаками проявлений являются и их обязаны знать все члены буровой бригады.

Основным средством предупреждающим газопроявление в бурящейся скважине является применение бурового раствора с соответствующими параметрами (плотность вязкость водоотдача СНС и другое).

Плотность бурового раствора и отклонение от установленной величины определять согласно ГТН.

Плотность бурового раствора должна быть повышена если поступление пластового флюида во время проявления приводит к увеличению уровня в приёмных ёмкостях и появлению избыточного давления в бурильных трубах при закрытой скважине.

Запас бурового раствора и его параметры определяются в соответствии с п. 43 «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденный Приказом Министра

по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355 (с изменениями и дополнениями от 15.01.2023 г.).

При этом необходимо:

- подъём инструмента для избежания проявления производить только после выравнивания показателей бурового раствора до установленной величины.
- в технологический цикл углубления скважины включать мероприятия предусматривающие предотвращение и раннее обнаружение нефтегазоводопроявлений с учётом конкретных геолого-технических условий.
- при начавшемся поглощении поднять бурильную колонну в башмак обсадной колонны или прихватобезопасный интервал и приступить к его ликвидации.
- бурить с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции можно только по специальному плану утверждённому вышестоящей организацией.
- появление в процессе разбуривания и промывке в буровом растворе газа не приводящее к увеличению уровня в приёмных ёмкостях требует немедленного установления интенсивности его поступления. Для этого углубление скважины прекратить и вести промывку в течение одного цикла циркуляции. Если при этом поступление газа прекратилось то это означает что газ поступает в раствор из выбуренной породы.
- при поступлении газа из разбуренной породы повышать плотность бурового раствора не требуется.
- долив скважины при подъёме бурильной колонны необходимо производить периодически после подъёма расчётного количества свечей.
- при появлении признаков начавшегося проявления при подъёме труб необходимо остановить подъём. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны.
- подъём и спуск бурильной колонны производить с такой скоростью при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород.
- не следует проводить кратковременных промежуточных промывок при наличие газированных забойных пачек. Промежуточные промывки во время спуска производить по длительности позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.
- длительные ремонтные или профилактические работы не связанные с ремонтом устья скважины необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен и нет возможности промыть скважину то нужно устанавливать отсекающий цементный мост.
- о замеченных признаках нефтегазоводопроявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу по ЧС предприятия. После закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявления согласно плана работ ТШО.

Мероприятия по предотвращению и ликвидации аварий

В целях предотвращения и ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений или при полном прекращении циркуляции промывочной жидкости предпринимаются следующие меры:

- уменьшение перепада давления в системе «скважина-пласт» путём изменения параметров промывочной жидкости;
- изоляция поглощающего пласта путём закупорки каналов пласта специальными цементными растворами и пастами;

- бурение без выхода циркуляции с последующим спуском обсадной колонны.

Основным средством предупреждающим газопроявления в бурящейся скважине является применение бурового раствора с соответствующими параметрами (плотность вязкость водоотдача СНС и др.). Плотность бурового раствора и отклонение от уставленной величины; его запас и параметры определяются согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденным Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355 (с изменениями и дополнениями от 15.01.2023 г.).

Технический проект на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547
Месторождение Тенгиз

РАЗДЕЛ 19

**СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И
ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ,
ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ
РЕШЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ**

19. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ

Проект разработан в соответствии с Законами Республики Казахстан, Постановлениями Правительства РК, правилами, ГОСТами, инструкциями и государственными стандартами Республики Казахстан, в частности:

Нормативная литература

1. «Экологический Кодекс РК» от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК (с изменениями и дополнениями от 12.01.2023 г.);
2. Кодекс Республики Казахстан от 7 июля 2020 года № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2023 г.);
3. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2023 г.);
4. «Земельный кодекс Республики Казахстан» от 20 июня 2003 года № 442-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 16.01.2023 г.);
5. «Водный кодекс Республики Казахстан» от 9 июля 2003 года № 481-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2023 г.);
6. Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2023 г.);
7. Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения» №219-I от 23.04.1998 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021г.)
8. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 (с изменениями и дополнениями от 20.08.2021 г.);
9. «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденный Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355 (с изменениями и дополнениями от 15.01.2023 г.);
10. «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», утвержденные Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200 (с изменениями от 16.01.2019 г.);
11. ТИПОВОЙ ПРОЕКТ по проведению изоляционно – ликвидационных и консервационных работ в скважинах различного назначения на контрактной территории ТШО, ОУРМ - 214-01, г. Атырау – 2012 г.;
12. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» приказ Министра Здравоохранения РК от 15.12.2020г. № ҚР ДСМ -275/2020;
13. Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом Министра Здравоохранения РК от 02.08.2022г. № ҚР ДСМ-71;
14. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» приказ Министра Здравоохранения РК от 03.08.2021г. № ҚР ДСМ – 72 (с изменениями от 18.10.2022 г.);
15. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» Приложение 4 «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции», утвержденные приказом Министра Здравоохранения РК от 11.02.2022 года №ҚР ДСМ -13;

16. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемостникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» утвержденные приказом МинНацЭкон РК 16 марта 2015 года № 209;

17. «Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденные приказом и.о.Министра здравоохранения от 25. 12. 2020 года № ҚР ДСМ - 331/2020;

18. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства» утвержденные приказом Министра Здравоохранения РК от 16.06.2022г. № ҚР ДСМ – 49;

19. Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека утвержденные приказом Министра Здравоохранения РК от 16.02.2022г. № ҚР ДСМ – 15;

20. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к административным и жилым зданиям» приказ Министра Здравоохранения РК от 16.06.2022г. № ҚР ДСМ-52.

21. О некоторых вопросах организации и проведения санитарно-противоэпидемических и санитарно-профилактических мероприятий приказ Министра Здравоохранения РК от 05.07.2020г. № ҚР ДСМ-78/2020 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 10.08.2022 г.).

22. ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88) «Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. Основные параметры»;

23. ГОСТ 17.1.3.05-82 (СТ СЭВ 3078-81) «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами»;

24. ГОСТ 17.4.3.02-85 (СТ СЭВ 4471-84) «Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ».

Технический проект на бурение эксплуатационной
наклонно-направленной скважины Т-5547
Месторождение Тенгиз

ПРИЛОЖЕНИЯ

**Приложение 1. Геолого-технический наряд на бурение скважины Т-5547
Тенгизского месторождения**

Приложение 2. Техническое задание на составление «Технического проекта на бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины Т-5547 на кустовой площадке №45-1 с проектной глубиной 5370 метров (по стволу) на месторождении Тенгиз» в Атырауской области Республики Казахстан

Приложение 3. Лицензия на Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводороды), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере углеводородов (1 из 3)

21033693

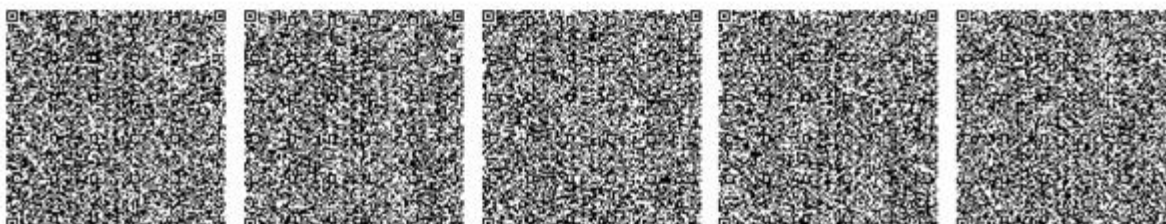


ЛИЦЕНЗИЯ

21.12.2021 года

21033693

Выдана	<p>Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг" Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Димухамед Қонаев, здание № 8 БИН: 140340010451</p> <p><small>(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)</small></p>
на занятии	<p>Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводороды), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере углеводородов <small>(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)</small></p>
Особые условия	<p><small>(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)</small></p>
Примечание	<p>Неотчуждаемая, класс I <small>(отчуждаемость, класс разрешения)</small></p>
Лицензиар	<p>Министерство энергетики Республики Казахстан <small>(полное наименование лицензиара)</small></p>
Руководитель (уполномоченное лицо)	<p>Арымбек Құдайберген Берікұлы <small>(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))</small></p>
Дата первичной выдачи	25.04.2013
Срок действия лицензии	
Место выдачи	г.Нур-Султан



Приложение 3. Лицензия на Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводороды), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере углеводородов (2 из 3)

21033693



Страница 1 из 2

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 21033693

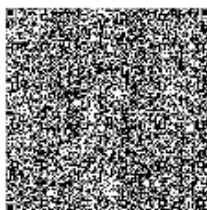
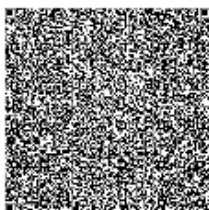
Дата выдачи лицензии 21.12.2021 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородов
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородов
- Составление проектных документов для месторождений углеводородов

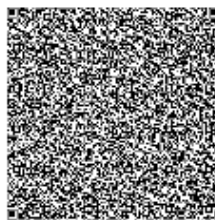
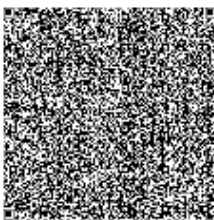
(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат	<p>Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг" Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Дінмұхамед Қонаев, здание № 8, БИН: 140340010451</p> <p><small>(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)</small></p>
Производственная база	<p>Атырауская обл., г. Атырау, мкр. Нурсая, пр. Елорда, строение 10.</p> <p align="center"><small>(местонахождение)</small></p>
Особые условия действия лицензии	<p><small>(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)</small></p>
Лицензиар	<p>Министерство энергетики Республики Казахстан</p> <p align="center"><small>(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)</small></p>
Руководитель (уполномоченное лицо)	<p>Арымбек Құдайберген Берікұлы</p> <p align="center"><small>(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))</small></p>
Номер приложения	003
Срок действия	
Дата выдачи приложения	21.12.2021
Место выдачи	г.Нур-Султан



Приложение 3. Лицензия на Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводороды), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере углеводородов (3 из 3)

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



**Приложение 4. Лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды
(1 из 3)**

21033550



ЛИЦЕНЗИЯ

15.12.2021 года

02354P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Димухамед Қонаев, здание № 8
БИН: 140340010451

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

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

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

Особые условия

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

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

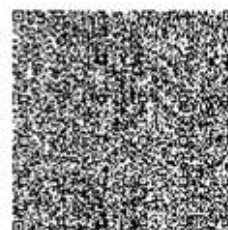
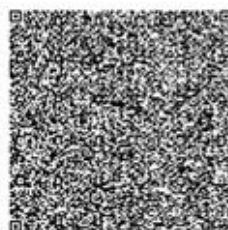
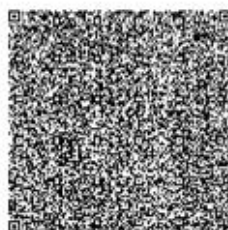
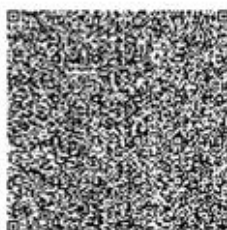
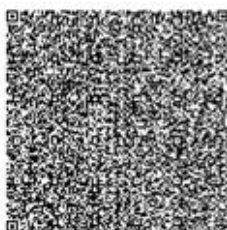
Руководитель
(уполномоченное лицо)

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

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

Дата первичной выдачи 16.01.2015Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Нур-Султан

**Приложение 4. Лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны
окружающей среды
(2 из 3)**

21033550

Страница 1 из 2



ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02354Р

Дата выдачи лицензии 15.12.2021 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

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

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"
Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Динмұхамед Конаев,
здание № 8, БИН: 140340010451

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

Производственная база

(местонахождение)

**Особые условия
действия лицензии**

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

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет
экологического регулирования и контроля Министерства экологии,
геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство
экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

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

Номер приложения

001

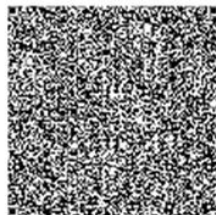
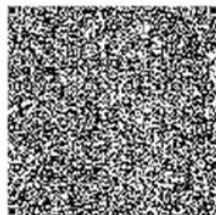
Срок действия

**Дата выдачи
приложения**

15.12.2021

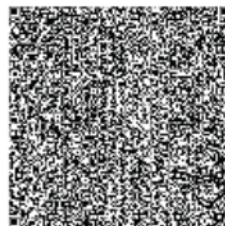
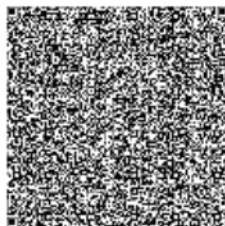
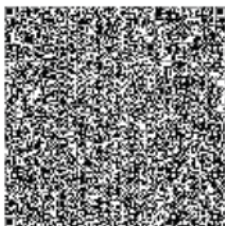
Место выдачи

г.Нур-Султан



**Приложение 4. Лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды
(3 из 3)**

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



Приложение 5. Разрешение на применение «Технологии бурения скважин с применением азота при использовании метода бурения без выхода циркуляции (ББВЦ)» на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл»

1 - 1

"Индустриялық даму және өнеркәсіптік қауіпсіздік комитеті" республикалық мемлекеттік мекемесі



Республиканское государственное учреждение "Комитет индустриального развития и промышленной безопасности"

Астана қ.

г.Астана.

Номер: KZ77VEN00004924

Товарищество с ограниченной ответственностью "Тенгизшевройл"

Входящий номер: KZ87RDR00005541

060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, УЛИЦА САТПАЕВА, дом № 3.

Дата выдачи: 05.07.2016

РАЗРЕШЕНИЕ на применение технологии

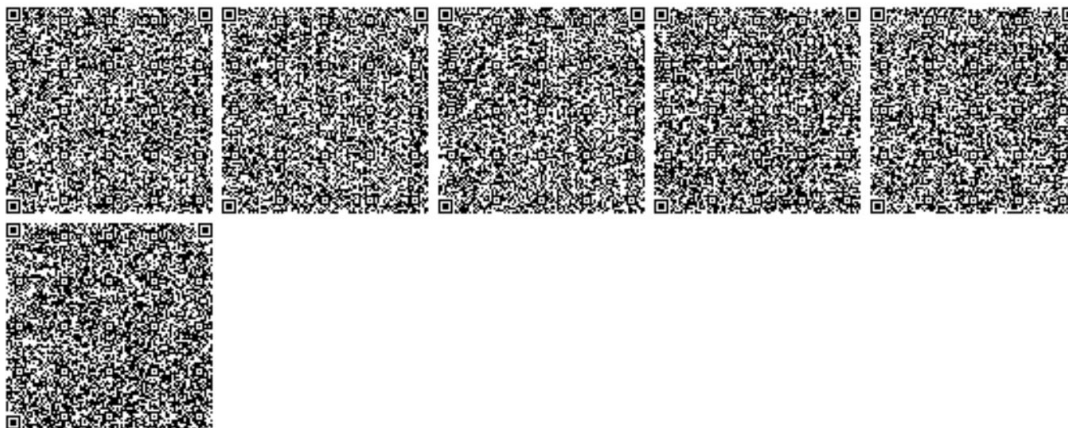
Республиканское государственное учреждение "Комитет индустриального развития и промышленной безопасности" Министерство по инвестициям и развитию Республики Казахстан, рассмотрев заявление Товарищество с ограниченной ответственностью "Тенгизшевройл" и пакет технической документации к нему, в соответствии со статьей №74 Закона Республики Казахстан "О гражданской защите" и учитывая положительное экспертное заключение ТОО "ИВИКОН Стандарт Сервис" от 22.06.2016г. № 04/16, разрешает применение на опасных производственных объектах следующих технологий, технических устройств и материалов:

Технология бурения скважин с применением азота при использовании метода бурения без выхода циркуляции (ББВЦ)» на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл»

Разрешение действительно при обязательном соблюдении требований законодательства Республики Казахстан в сфере гражданской защиты, а так же технической документации завода-изготовителя.

Заместитель председателя

Кунанбаев Нурбек



Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түйіндісіне www.elicense.kz порталында тексері аласыз. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.



Приложение 6. Разрешение на применение «Технологии комплекса по обработке скважины с горелкой «Evergreen» на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл»

1 - 1

"Индустриялық даму және өнеркәсіптік қауіпсіздік комитеті" республикалық мемлекеттік мекемесі



Республиканское государственное учреждение "Комитет индустриального развития и промышленной безопасности"

Астана қ.

г.Астана.

Номер: KZ09VEN00005081

Товарищество с ограниченной ответственностью "Тенгизшевройл"

Входящий номер: KZ68RDR00005689

060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, УЛИЦА САТПАЕВА, дом № 3.

Дата выдачи: 27.07.2016

РАЗРЕШЕНИЕ на применение технологии

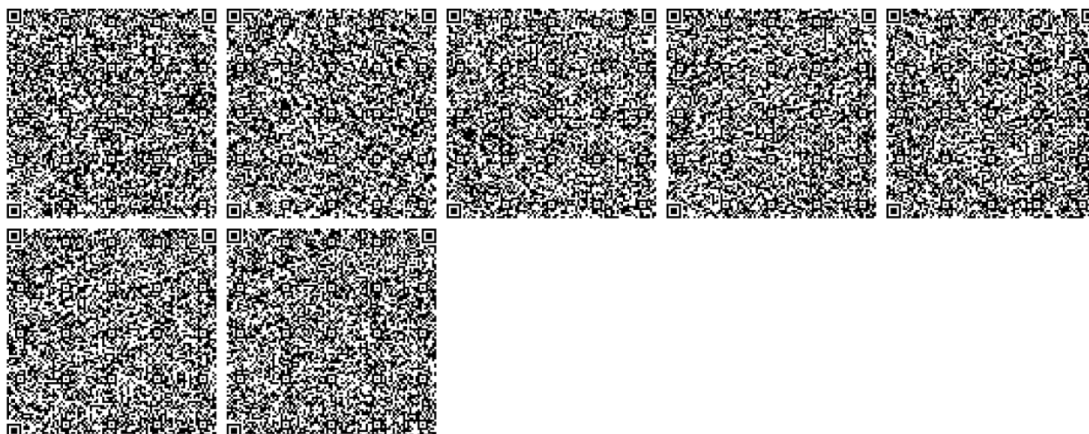
Республиканское государственное учреждение "Комитет индустриального развития и промышленной безопасности" Министерство по инвестициям и развитию Республики Казахстан, рассмотрев заявление Товарищество с ограниченной ответственностью "Тенгизшевройл" и пакет технической документации к нему, в соответствии со статьей №74 Закона Республики Казахстан "О гражданской защите" и учитывая положительное экспертное заключение ТОО "ИВИКОН Стандарт Сервис" от 27.06.2016 г. № 05/16, разрешает применение на опасных производственных объектах следующих технологий, технических устройств и материалов:

Технология применения комплекса по обработке скважины с горелкой «EverGreen» на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл»

Разрешение действительно при обязательном соблюдении требований законодательства Республики Казахстан в сфере гражданской защиты, а так же технической документации завода-изготовителя.

Заместитель председателя

Баитов Канат Курмашевич



Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі замінен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексерсе аласыз. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.



Приложение 7. Разрешение на применение технических устройств «Разбухающий изолирующий пакер, модель REFLEX@HP производства Reactive Downhole Tools на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл»

1 - 1

"Индустриялық даму және өнеркәсіптік қауіпсіздік комитеті" республикалық мемлекеттік мекемесі



Республиканское государственное учреждение "Комитет индустриального развития и промышленной безопасности"

Астана қ.

г.Астана.

Номер: KZ71VEN00008136

Компания Reactive Downhole Tools

Входящий номер: KZ91RDR00008961

Дата выдачи: 02.03.2018

**РАЗРЕШЕНИЕ
на применение технических устройств**

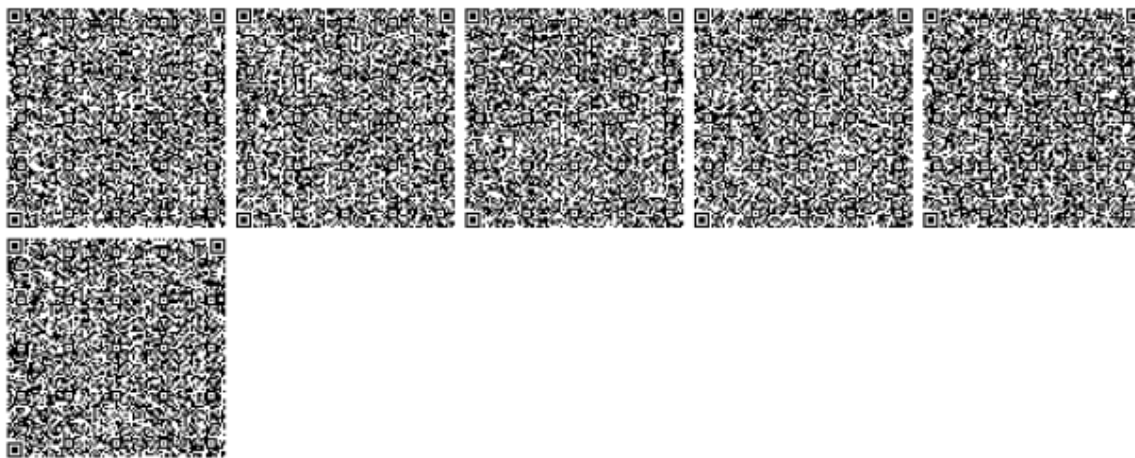
Республиканское государственное учреждение "Комитет индустриального развития и промышленной безопасности" Министерство по инвестициям и развитию Республики Казахстан, рассмотрев заявление Компания Reactive Downhole Tools и пакет технической документации к нему, в соответствии со статьей №74 Закона Республики Казахстан "О гражданской защите" и учитывая положительное экспертное заключение ТОО «Level Project», разрешает применение на опасных производственных объектах следующих технологий, технических устройств и материалов:

- Разбухающий изолирующий пакер, модель REFLEX® HP, производства Reactive Downhole Tools, Шотландия.

Разрешение действительно при обязательном соблюдении требований законодательства Республики Казахстан в сфере гражданской защиты, а так же технической документации завода-изготовителя.

Заместитель председателя

Макажанов Ныгмеджан Койшибаевич



Приложение 8. Разрешение на применение «Технологии использования системы управления давлением с применением полуавтоматического штуцера PressurePro Set Point Choke» для бурения секции коллектора скважин на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл»

1 - 1

"Индустриялық даму және өнеркәсіптік қауіпсіздік комитеті" республикалық мемлекеттік мекемесі



Республиканское государственное учреждение "Комитет индустриального развития и промышленной безопасности"

Нур-Сұлтан қ.

г.Нур-Султан

Номер: KZ12VEN00013563

Товарищество с ограниченной ответственностью "Тенгизшевройл"

Входящий номер: KZ66RDR00016880

060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., улица Қаныш Сәтбаев, дом № 3

Дата выдачи: 27.04.2020

**РАЗРЕШЕНИЕ
на применение технологий**

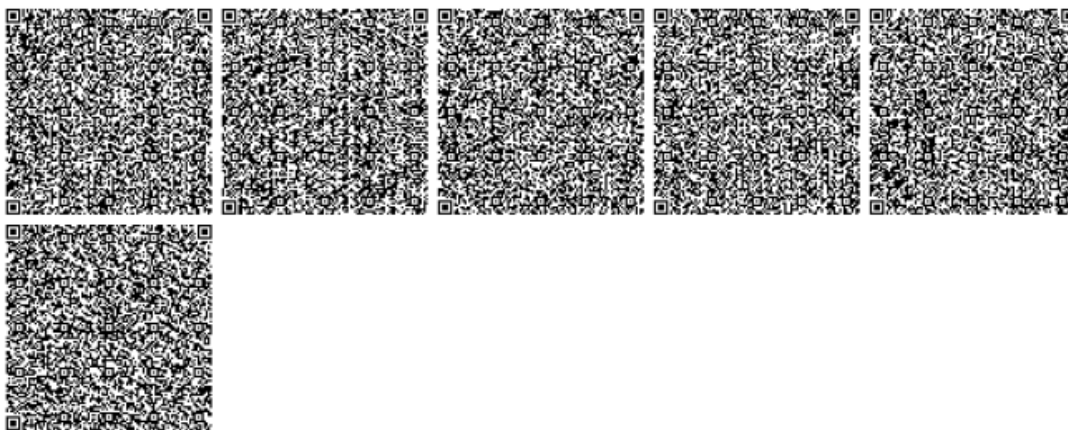
Республиканское государственное учреждение "Комитет индустриального развития и промышленной безопасности" Министерство индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан, рассмотрев заявление Товарищество с ограниченной ответственностью "Тенгизшевройл" и пакет технической документации к нему, в соответствии со статьей №74 Закона Республики Казахстан "О гражданской защите" и учитывая положительное экспертное заключение ТОО "Ивикон-Стандарт-ЦСМ" от 20.04.2020г. №01/20, разрешает применение на опасных производственных объектах следующих технологий, технических устройств и материалов:

«Технология использования системы управления давлением с применением полуавтоматического штуцера «PressurePro Set Point Choke» для бурения секции коллектора скважин на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл» в Атырауской области Республики Казахстан»

Разрешение действительно при обязательном соблюдении требований законодательства Республики Казахстан в сфере гражданской защиты, а так же технической документации завода-изготовителя.

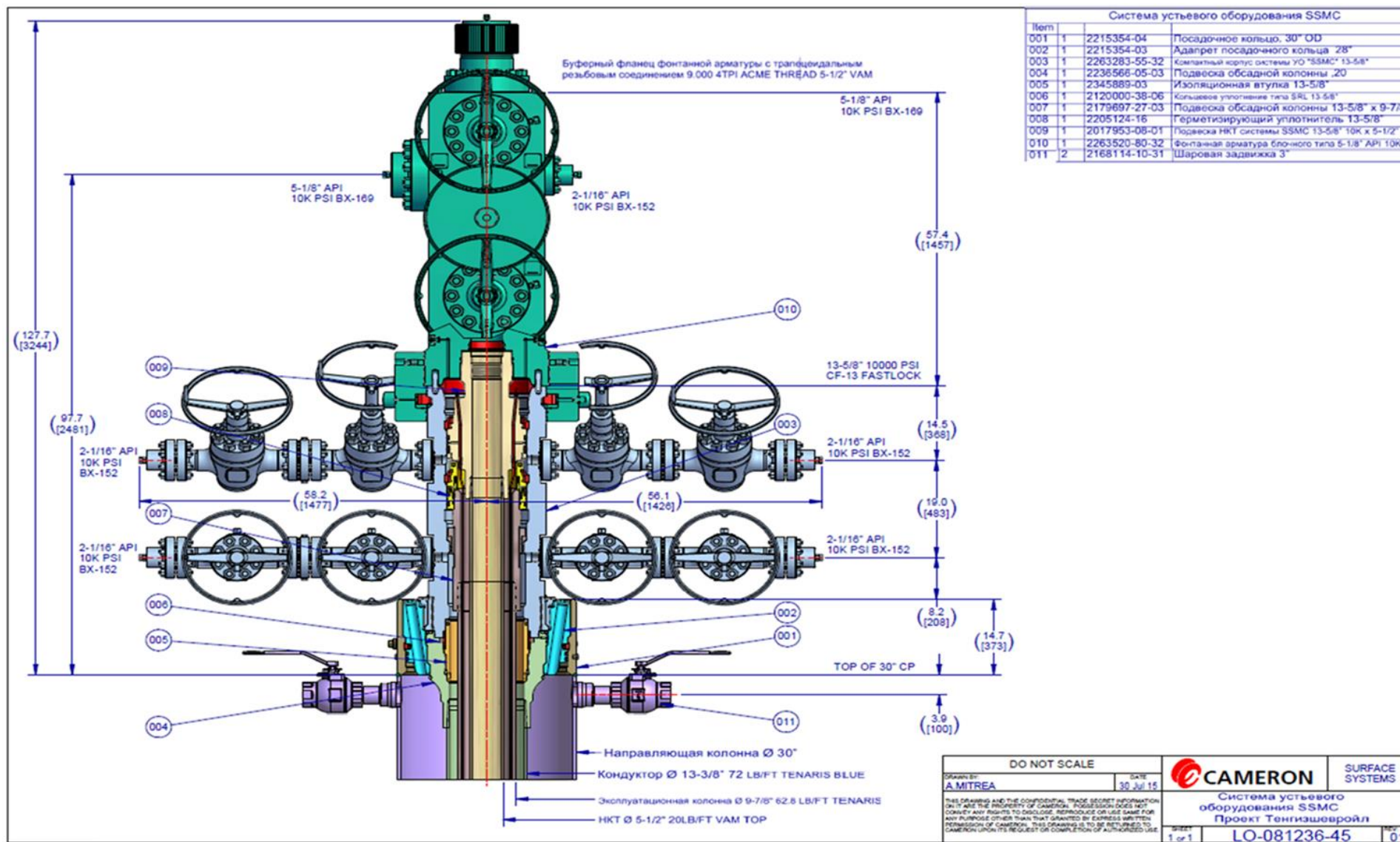
Заместитель председателя

Макажанов Ныгмеджан Койшибаевич



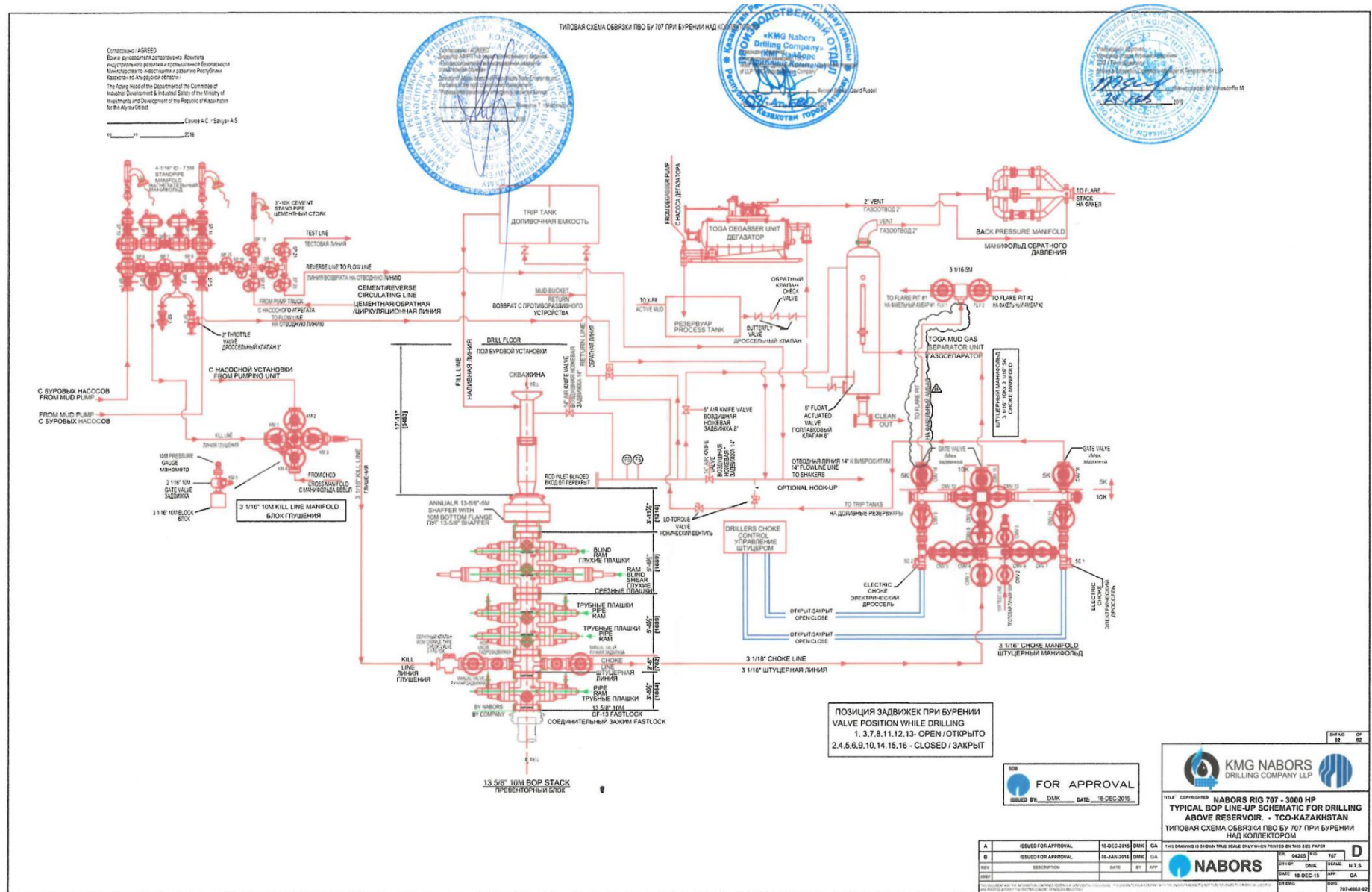
Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат

Приложение 9. Система устьевого оборудования Камерон типа SSMC

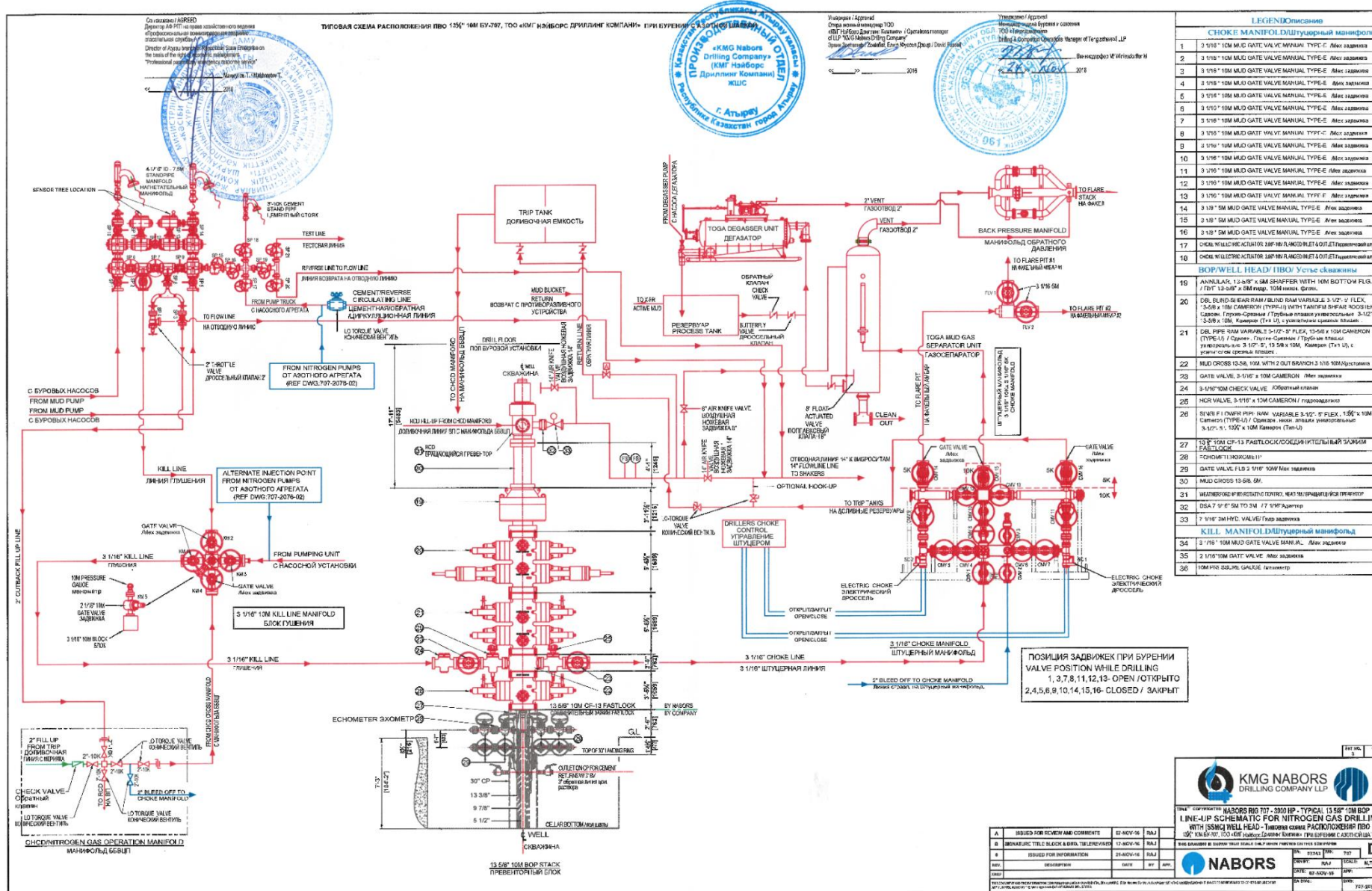


Технический проект на бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины Т-5547 на месторождении Тенгиз в Атырауской области

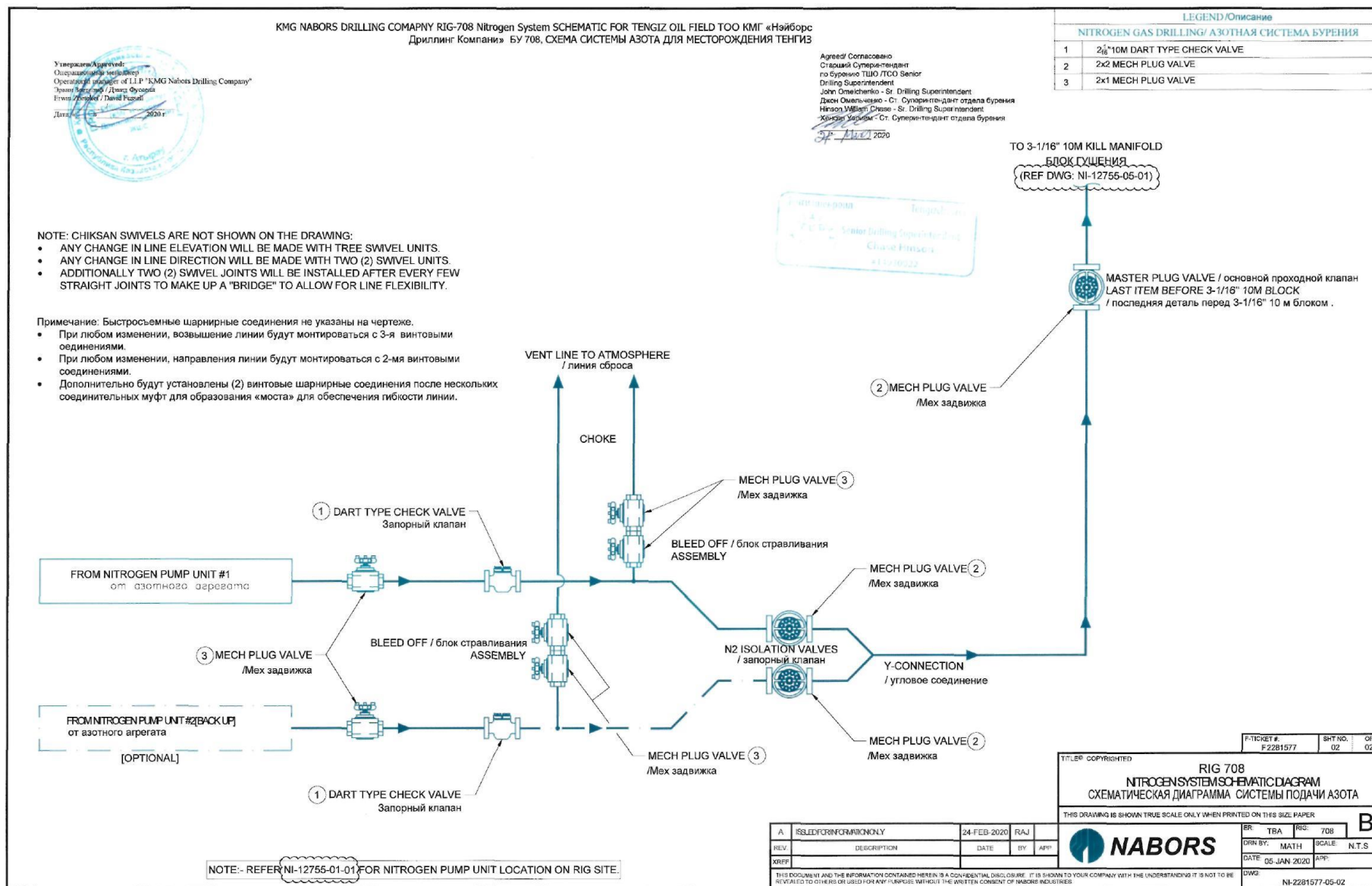
Приложение 10. Типовая схема обвязки 13-5/8" 10К ПВО БУ №707 (над коллектором) (1 из 1)



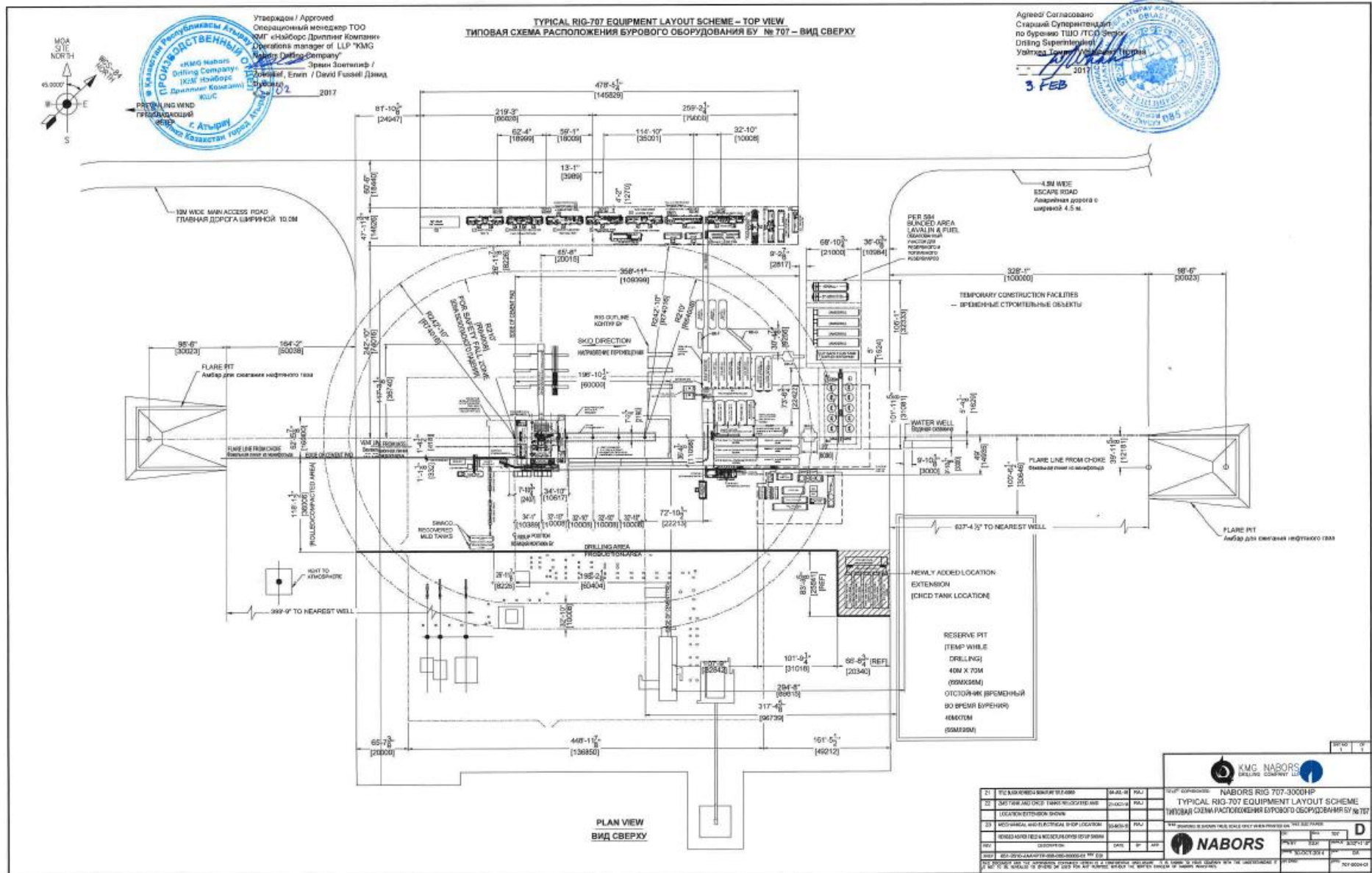
Приложение 12. Бурение с применением азота. Типовая схема обвязки 13-5/8” 10К ПВО БУ №707 (в коллекторе) (1 из 2)



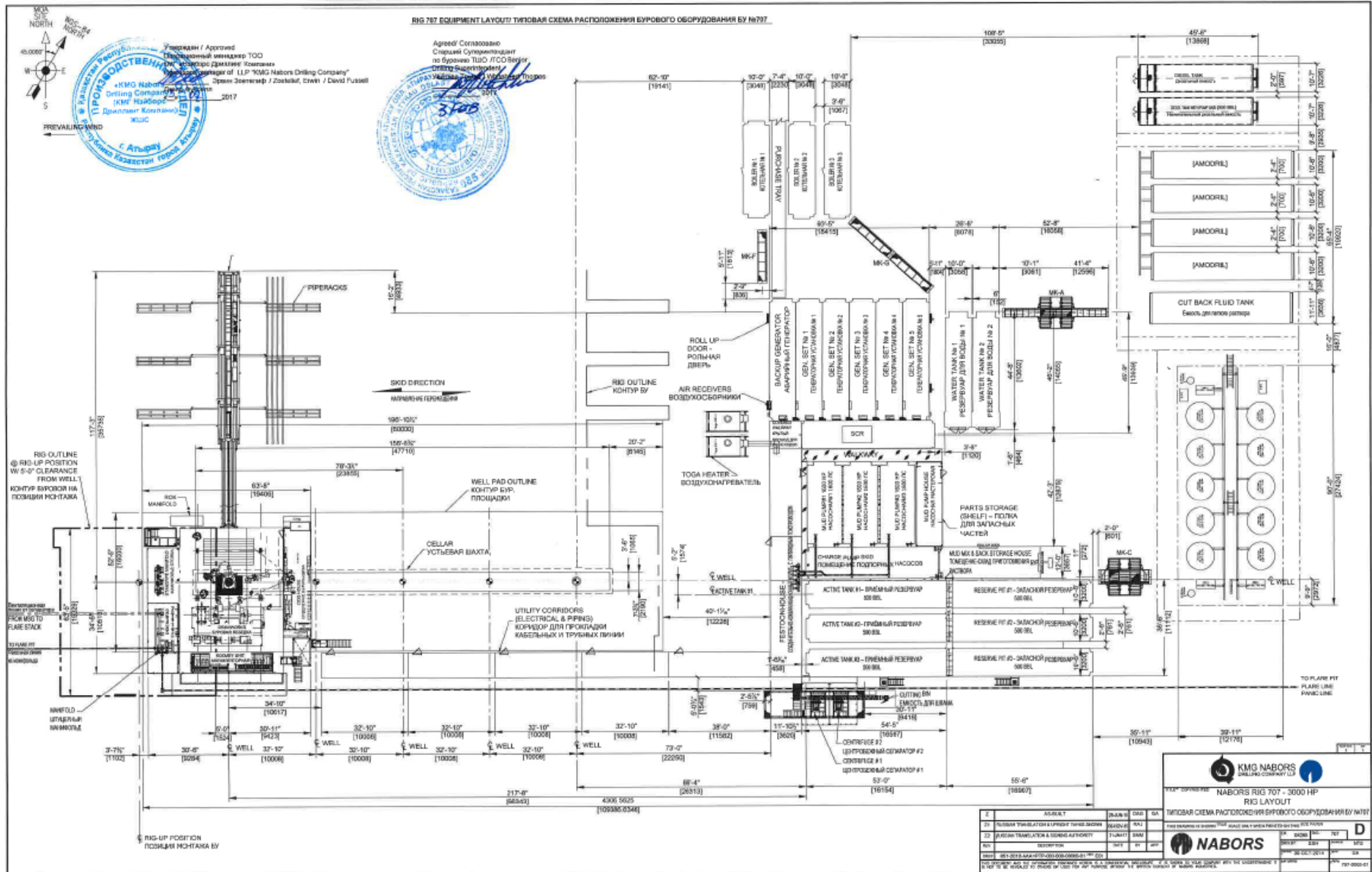
Приложение 13. Бурение с применением азота. Типовая схематическая диаграмма системы подачи азота (2 из 2)



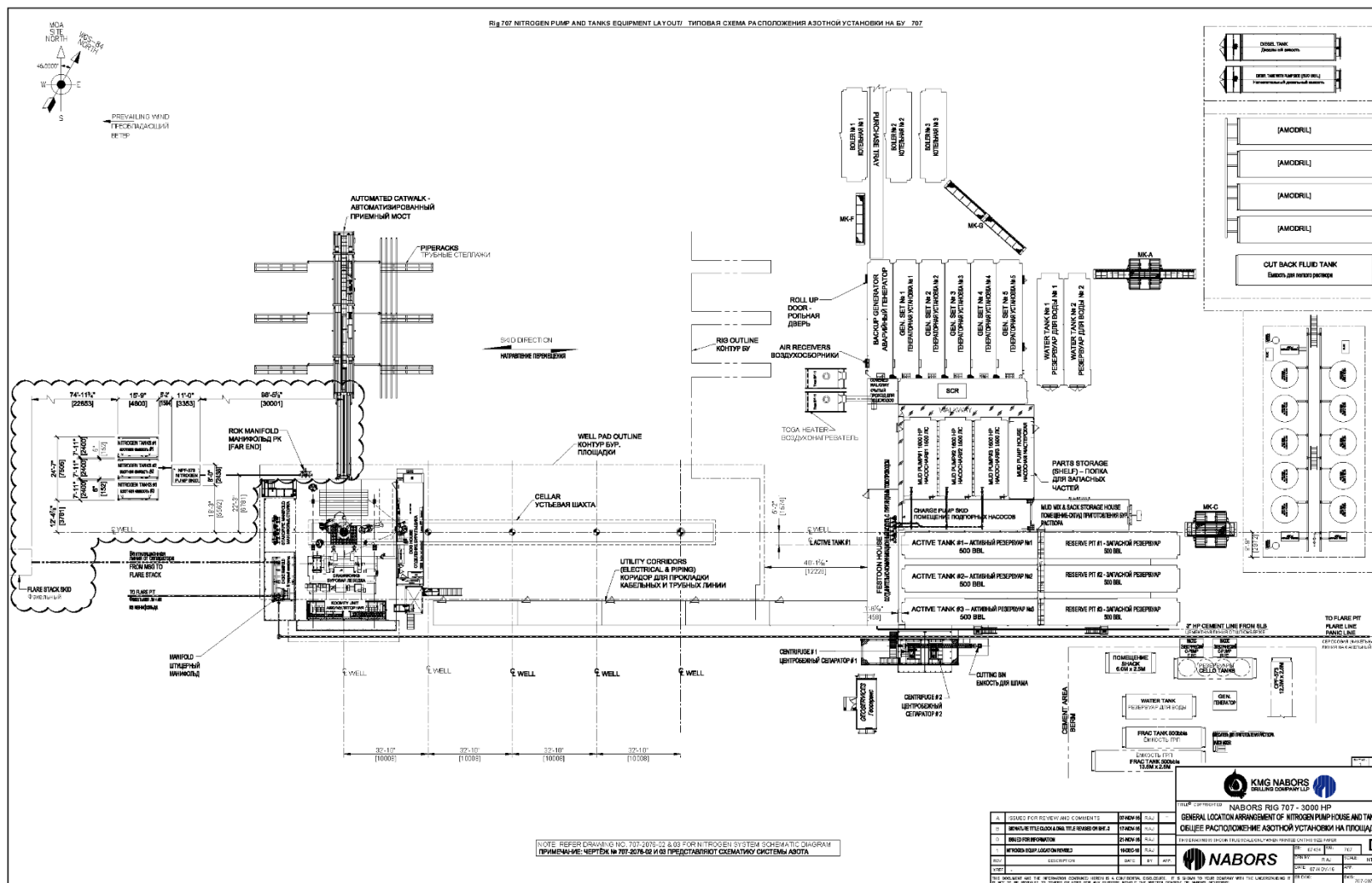
Приложение 14. Типовая схема расположения бурового оборудования на БУ №707 (1 из 3)



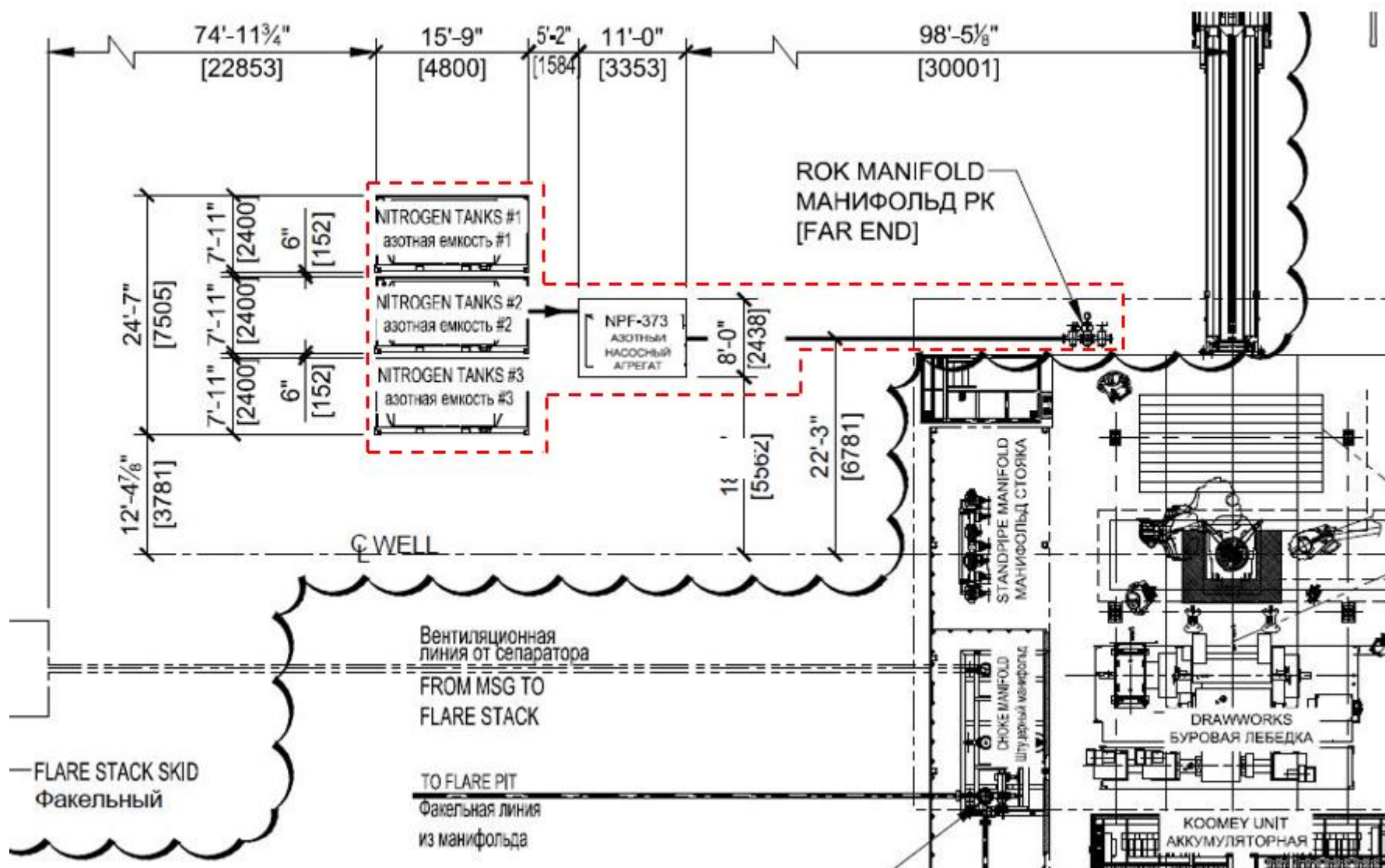
Приложение 14. Типовая схема расположения бурового оборудования на БУ №707 (2 из 3)



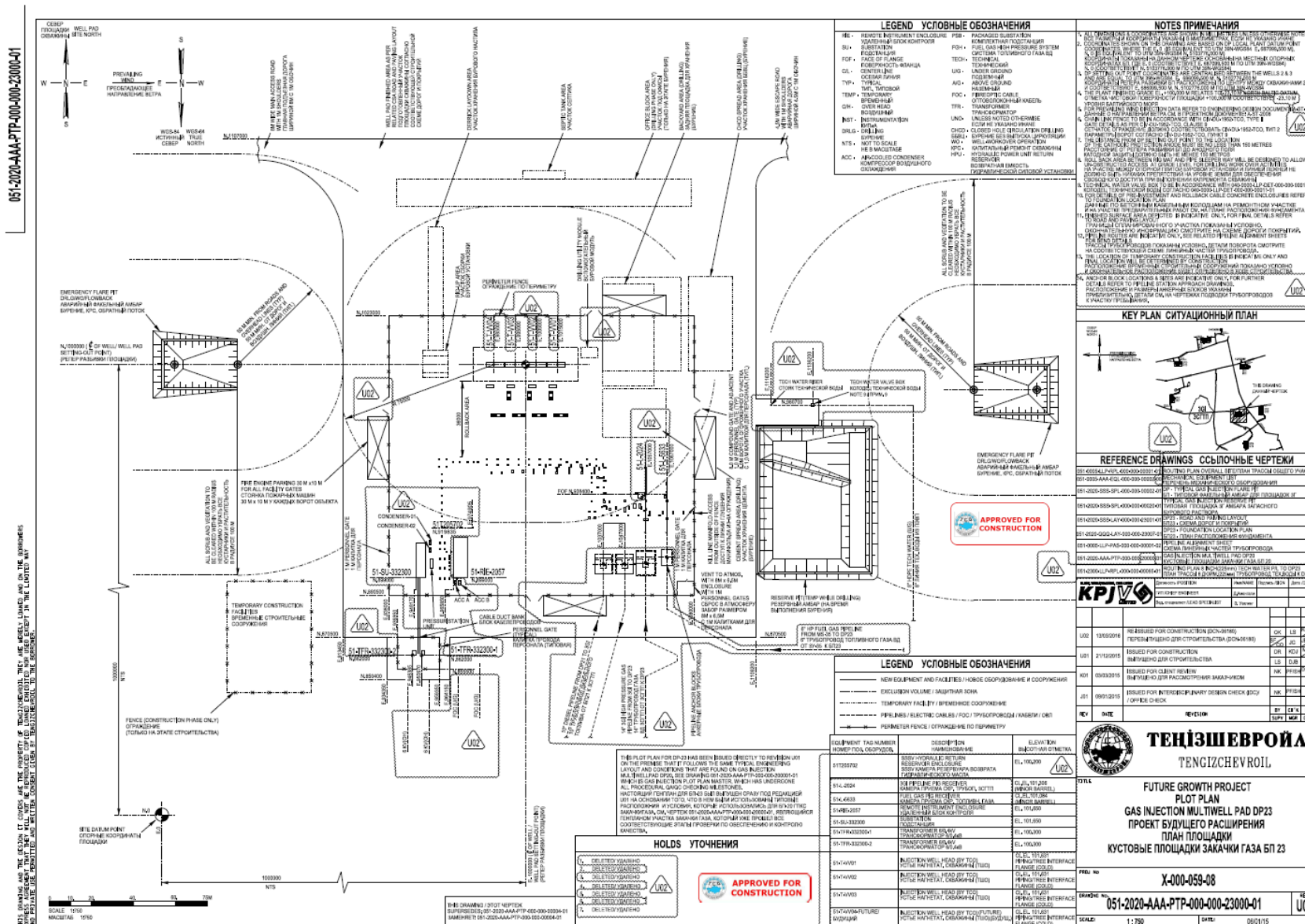
Приложение 15. Бурение с применением азота. Общее расположение азотной установки на площадке БУ №707 (1 из 2)



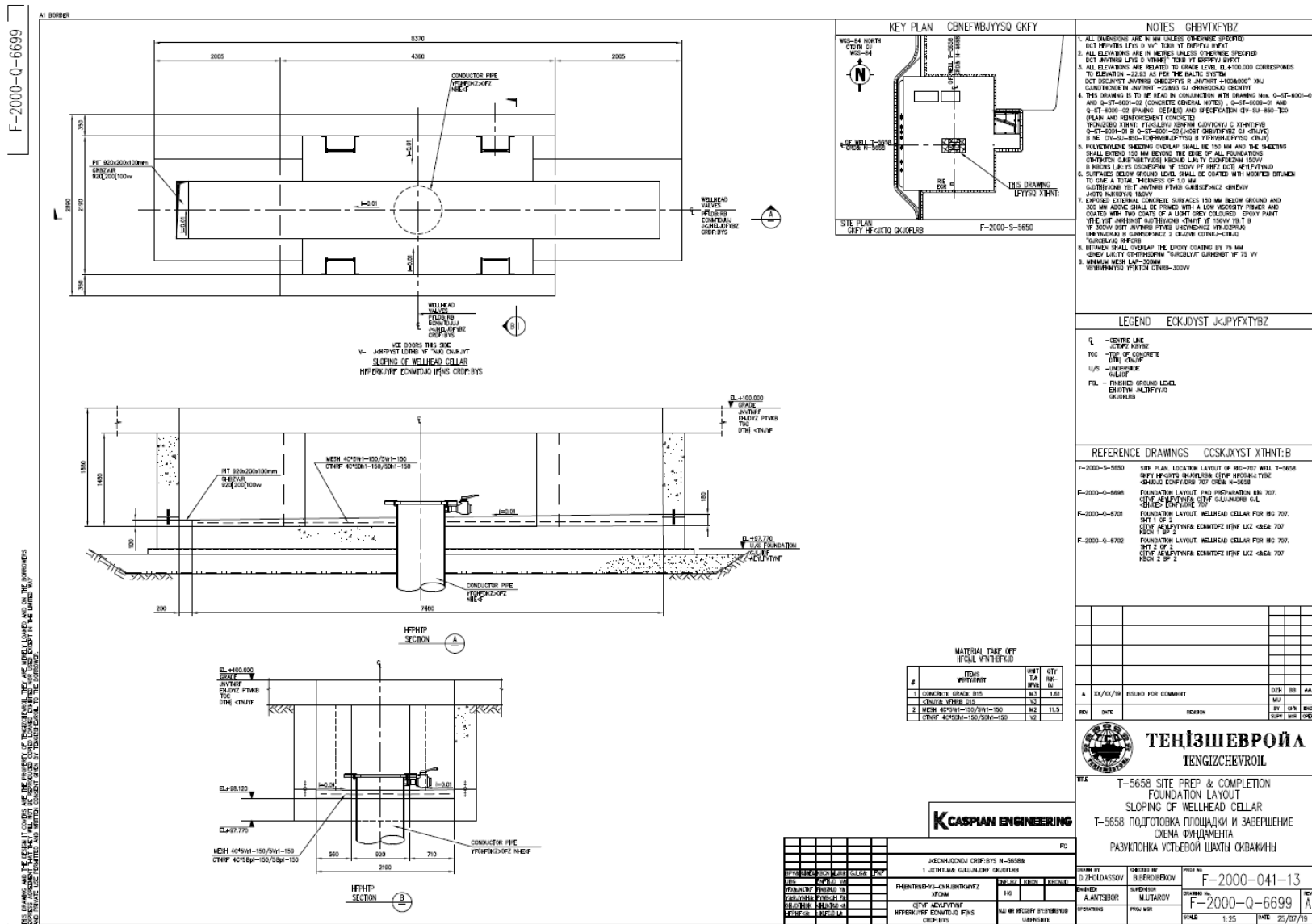
Приложение 15. Бурение с применением азота. Общее расположение азотной установки на площадке БУ №707 (2 из 2)



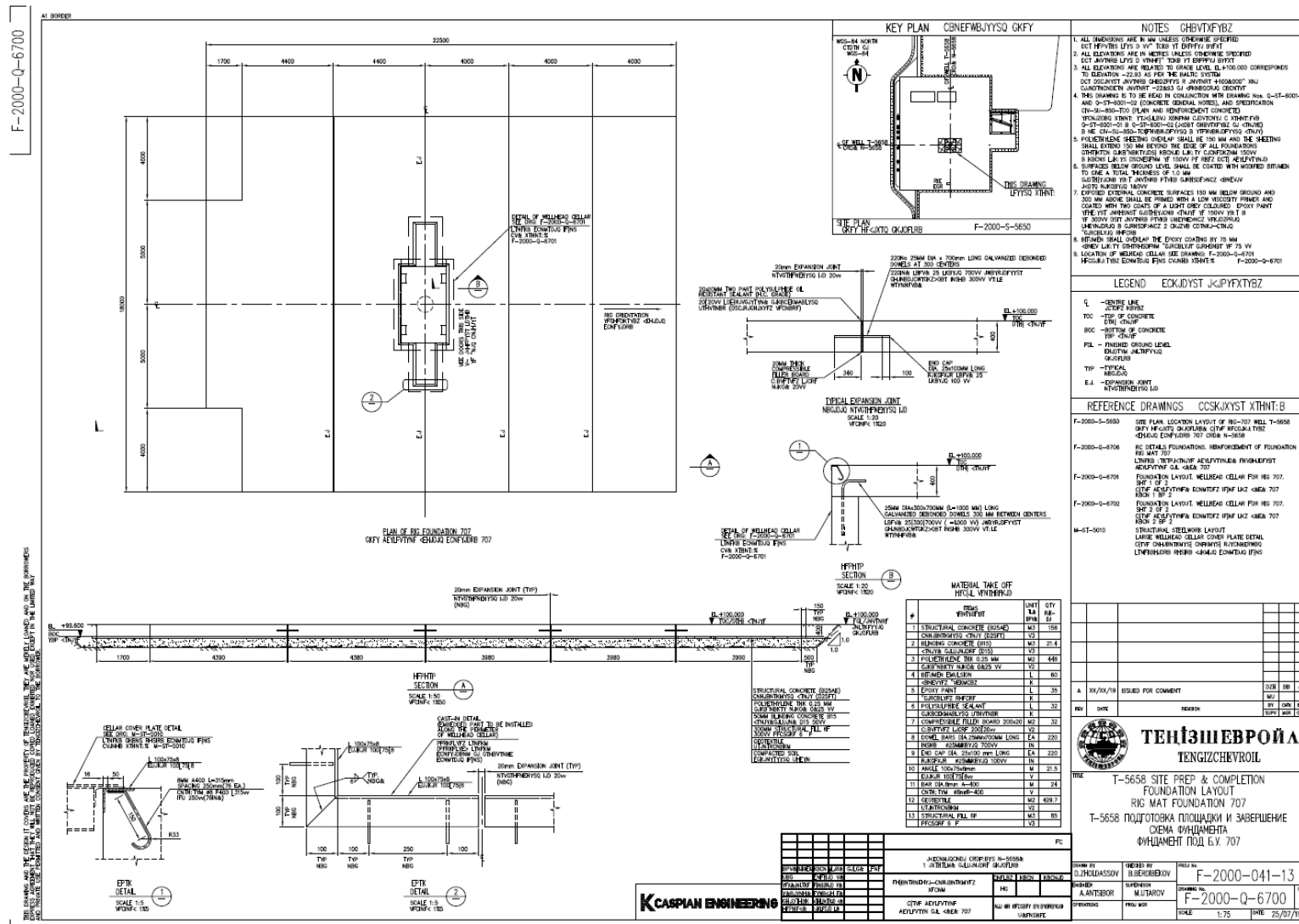
Приложение 16. План кустовой площадки закачки газа БП-23



Приложение 17. Проектные чертежи обустройства промысла. Схема фундамента



Приложение 18. Проектные чертежи обустройства промысла. Типичная схема фундамента (Ситуационный план)



Приложение 19. Проектные чертежи обустройства промысла. Схема фундамента. Детали фундамента для буровой установки

NOTE
GHEVDFYET
FOR RC DETAILS OF ALL WALLS REFER TO
F-2000-Q-6700
DPS <X> CNTY CHV VF F-2000-Q-6705

NOTES GHEVDFYBZ
1. ALL DIMENSIONS ARE IN MM UNLESS OTHERWISE SPECIFIED
DCT HPVDFY LFVS D VV' TOB YV EPVDFY BVPX
2. ALL REINFORCEMENT IS IN METRES UNLESS OTHERWISE SPECIFIED
DCT JYVDFY LFVS S VYVDFY TOB YV EPVDFY BVPX
3. MATERIALS
- STRUCTURAL CONCRETE - SAME WITH A STRENGTH EQUAL OR MORE
THAN ZSUWAK
- REINFORCEMENT - HIGH YIELD BARS WITH A CHARACTERISTIC STRENGTH
OF 500/580MPa
- CONCRETE GRADE <TYPICAL> C 25/30 UNLESS OTHERWISE SPECIFIED
- REINFORCEMENT - OSKUNUKYVZ C 25/30 UNLESS OTHERWISE SPECIFIED
4. CONCRETE COVERS
- FINISH CONCRETE BELOW GROUND - 75mm
- CONCRETE EXPOSED TO WEATHER - 50mm
- END OF REINFORCEMENT BARS - 50mm
PERMISSIBLE CLD CNTY VV
- CNTY D WELLSHED FOR ANCHOR PILES - 75MM
- CNTY ANCHOR PILES/CAST-IN-PLACE - 50MM
- L&Z R&ZD CNTY TO HPVDFY - 50MM

LEGEND GHEVDFYBZ
BAR TABLETATION
INFO:BAR:BAR: CNTY YV HPVDFY
1 - T20 - 01 - 200 - 1
- RECTANGULAR (CROSS SECTION) (NO. 1)
- LOCATION (SEE DIMENSIONS) (NO. 2)
- BARS: BARS: CNTY YV HPVDFY
- TYPE & SIZE (NO. 3)
- NUMBER OF BARS (SUBSTITUTION) (NO. 4)
- CENTERLINE (NO. 5)
- CENTERLINE (NO. 6)
- CENTERLINE (NO. 7)
- CENTERLINE (NO. 8)
- CENTERLINE (NO. 9)
- CENTERLINE (NO. 10)
- CENTERLINE (NO. 11)
- CENTERLINE (NO. 12)
- CENTERLINE (NO. 13)
- CENTERLINE (NO. 14)
- CENTERLINE (NO. 15)
- CENTERLINE (NO. 16)
- CENTERLINE (NO. 17)
- CENTERLINE (NO. 18)
- CENTERLINE (NO. 19)
- CENTERLINE (NO. 20)
- CENTERLINE (NO. 21)
- CENTERLINE (NO. 22)
- CENTERLINE (NO. 23)
- CENTERLINE (NO. 24)
- CENTERLINE (NO. 25)
- CENTERLINE (NO. 26)
- CENTERLINE (NO. 27)
- CENTERLINE (NO. 28)
- CENTERLINE (NO. 29)
- CENTERLINE (NO. 30)
- CENTERLINE (NO. 31)
- CENTERLINE (NO. 32)
- CENTERLINE (NO. 33)
- CENTERLINE (NO. 34)
- CENTERLINE (NO. 35)
- CENTERLINE (NO. 36)
- CENTERLINE (NO. 37)
- CENTERLINE (NO. 38)
- CENTERLINE (NO. 39)
- CENTERLINE (NO. 40)
- CENTERLINE (NO. 41)
- CENTERLINE (NO. 42)
- CENTERLINE (NO. 43)
- CENTERLINE (NO. 44)
- CENTERLINE (NO. 45)
- CENTERLINE (NO. 46)
- CENTERLINE (NO. 47)
- CENTERLINE (NO. 48)
- CENTERLINE (NO. 49)
- CENTERLINE (NO. 50)
- CENTERLINE (NO. 51)
- CENTERLINE (NO. 52)
- CENTERLINE (NO. 53)
- CENTERLINE (NO. 54)
- CENTERLINE (NO. 55)
- CENTERLINE (NO. 56)
- CENTERLINE (NO. 57)
- CENTERLINE (NO. 58)
- CENTERLINE (NO. 59)
- CENTERLINE (NO. 60)
- CENTERLINE (NO. 61)
- CENTERLINE (NO. 62)
- CENTERLINE (NO. 63)
- CENTERLINE (NO. 64)
- CENTERLINE (NO. 65)
- CENTERLINE (NO. 66)
- CENTERLINE (NO. 67)
- CENTERLINE (NO. 68)
- CENTERLINE (NO. 69)
- CENTERLINE (NO. 70)
- CENTERLINE (NO. 71)
- CENTERLINE (NO. 72)
- CENTERLINE (NO. 73)
- CENTERLINE (NO. 74)
- CENTERLINE (NO. 75)
- CENTERLINE (NO. 76)
- CENTERLINE (NO. 77)
- CENTERLINE (NO. 78)
- CENTERLINE (NO. 79)
- CENTERLINE (NO. 80)
- CENTERLINE (NO. 81)
- CENTERLINE (NO. 82)
- CENTERLINE (NO. 83)
- CENTERLINE (NO. 84)
- CENTERLINE (NO. 85)
- CENTERLINE (NO. 86)
- CENTERLINE (NO. 87)
- CENTERLINE (NO. 88)
- CENTERLINE (NO. 89)
- CENTERLINE (NO. 90)
- CENTERLINE (NO. 91)
- CENTERLINE (NO. 92)
- CENTERLINE (NO. 93)
- CENTERLINE (NO. 94)
- CENTERLINE (NO. 95)
- CENTERLINE (NO. 96)
- CENTERLINE (NO. 97)
- CENTERLINE (NO. 98)
- CENTERLINE (NO. 99)
- CENTERLINE (NO. 100)

REINFORCEMENT SPECIFICATION
GHEVDFYBZ HPVDFYBZ

NO.	TYPE & SIZE	BAR MARK	NO. OF BARS	TOTAL LENGTH (M)	SHAPE	LENGTH PER BAR		WEIGHT (KG)
						T1	T2	
T20 01	1	210	210	1850	1100	L80	346.5	
T20 02	1	44	44	1870	200	L240	62.3	
T20 03	1	32	32	3050	200	L240	97.6	
T20 04	1	14	14	4610	200	L240	64.5	
T20 05	1	8	8	3600	3600		28.8	
T20 06	1	16	16	1700	200	L80	27.2	
T20 07	1	20	20	1200	200	L80	24.0	
T20 08	1	20	20	1050	200	L80	21.0	
T20 09	1	36	36	3140	200	L240	113.04	
T20 10	2	16	32	3560	3560		115.2	
T20 11	1	14	14	1800	730	L20	25.2	
T20 12	1	14	28	1470	400	L20	41.2	
T20 13	2	4	8	1170	100	L20	8.4	
T20 14	2	44	88	1500	200	L80	136.4	
T20 15	1	14	14	1400	500	L80	14.0	
T20 16	1	30	30	1900	730	L20	54.0	
T20 17	2	30	60	1470	400	L20	86.2	
T20 18	2	4	8	1170	100	L20	8.4	
T20 19	1	14	14	1400	500	L80	14.0	
T20 20	2	33	66	1650	150	L80	105.6	
T20 21	2	8	16	1290	200	L80	20.6	
T20 22	2	10	20	1900	200	L80	37.0	
T20 23	2	8	16	820	100	L80	13.1	
T20 24	2	8	16	1870	200	L240	30.0	
T20 25	2	20	40	1470	400	L20	82.3	
T20 26	2	10	20	1290	200	L80	20.6	
TOTAL LENGTH (M)							1798.1	
TOTAL WEIGHT (KG)							4370.0	
								FC

REFERENCE DRAWINGS GHEVDFYBZ
F-2000-Q-6705 RC DETAILS FOUNDATIONS, RC OF FOUND, WELLSHED CELLAR SHT 1 OF 2
F-2000-Q-6701 WELLSHED CELLAR FOR RC 707, SHT 1 OF 2
F-2000-Q-6702 WELLSHED CELLAR FOR RC 707, SHT 2 OF 2

PLAN ON CELLAR BASE SLAB
GHEVDFYBZ HPVDFYBZ
SCALE: 1:50

PLAN ON CELLAR WALLS SHOWING DOWEL BARS
CONNECTING CELLAR WALLS TO PERIMETER SLAB
FOR INFORMATION
SCALE: 1:50

HPVDFY SECTION A-A

HPVDFY SECTION B-B

HPVDFY SECTION C-C

HPVDFY SECTION D-D

HPVDFY SECTION E-E

HPVDFY SECTION F-F

HPVDFY SECTION G-G

HPVDFY SECTION H-H

HPVDFY SECTION I-I

HPVDFY SECTION J-J

HPVDFY SECTION K-K

HPVDFY SECTION L-L

HPVDFY SECTION M-M

HPVDFY SECTION N-N

HPVDFY SECTION O-O

HPVDFY SECTION P-P

HPVDFY SECTION Q-Q

HPVDFY SECTION R-R

HPVDFY SECTION S-S

HPVDFY SECTION T-T

HPVDFY SECTION U-U

HPVDFY SECTION V-V

HPVDFY SECTION W-W

HPVDFY SECTION X-X

HPVDFY SECTION Y-Y

HPVDFY SECTION Z-Z

HPVDFY SECTION AA-AA

HPVDFY SECTION BB-BB

HPVDFY SECTION CC-CC

HPVDFY SECTION DD-DD

HPVDFY SECTION EE-EE

HPVDFY SECTION FF-FF

HPVDFY SECTION GG-GG

HPVDFY SECTION HH-HH

HPVDFY SECTION II-II

HPVDFY SECTION JJ-JJ

HPVDFY SECTION KK-KK

HPVDFY SECTION LL-LL

HPVDFY SECTION MM-MM

HPVDFY SECTION NN-NN

HPVDFY SECTION OO-OO

HPVDFY SECTION PP-PP

HPVDFY SECTION QQ-QQ

HPVDFY SECTION RR-RR

HPVDFY SECTION SS-SS

HPVDFY SECTION TT-TT

HPVDFY SECTION UU-UU

HPVDFY SECTION VV-VV

HPVDFY SECTION WW-WW

HPVDFY SECTION XX-XX

HPVDFY SECTION YY-YY

HPVDFY SECTION ZZ-ZZ

HPVDFY SECTION AA-AA

HPVDFY SECTION BB-BB

HPVDFY SECTION CC-CC

HPVDFY SECTION DD-DD

HPVDFY SECTION EE-EE

HPVDFY SECTION FF-FF

HPVDFY SECTION GG-GG

HPVDFY SECTION HH-HH

HPVDFY SECTION II-II

HPVDFY SECTION JJ-JJ

HPVDFY SECTION KK-KK

HPVDFY SECTION LL-LL

HPVDFY SECTION MM-MM

HPVDFY SECTION NN-NN

HPVDFY SECTION OO-OO

HPVDFY SECTION PP-PP

HPVDFY SECTION QQ-QQ

HPVDFY SECTION RR-RR

HPVDFY SECTION SS-SS

HPVDFY SECTION TT-TT

HPVDFY SECTION UU-UU

HPVDFY SECTION VV-VV

HPVDFY SECTION WW-WW

HPVDFY SECTION XX-XX

HPVDFY SECTION YY-YY

HPVDFY SECTION ZZ-ZZ

HPVDFY SECTION AA-AA

HPVDFY SECTION BB-BB

HPVDFY SECTION CC-CC

HPVDFY SECTION DD-DD

HPVDFY SECTION EE-EE

HPVDFY SECTION FF-FF

HPVDFY SECTION GG-GG

HPVDFY SECTION HH-HH

HPVDFY SECTION II-II

HPVDFY SECTION JJ-JJ

HPVDFY SECTION KK-KK

HPVDFY SECTION LL-LL

HPVDFY SECTION MM-MM

HPVDFY SECTION NN-NN

HPVDFY SECTION OO-OO

HPVDFY SECTION PP-PP

HPVDFY SECTION QQ-QQ

HPVDFY SECTION RR-RR

HPVDFY SECTION SS-SS

HPVDFY SECTION TT-TT

HPVDFY SECTION UU-UU

HPVDFY SECTION VV-VV

HPVDFY SECTION WW-WW

HPVDFY SECTION XX-XX

HPVDFY SECTION YY-YY

HPVDFY SECTION ZZ-ZZ

HPVDFY SECTION AA-AA

HPVDFY SECTION BB-BB

HPVDFY SECTION CC-CC

HPVDFY SECTION DD-DD

HPVDFY SECTION EE-EE

HPVDFY SECTION FF-FF

HPVDFY SECTION GG-GG

HPVDFY SECTION HH-HH

HPVDFY SECTION II-II

HPVDFY SECTION JJ-JJ

HPVDFY SECTION KK-KK

HPVDFY SECTION LL-LL

HPVDFY SECTION MM-MM

HPVDFY SECTION NN-NN

HPVDFY SECTION OO-OO

HPVDFY SECTION PP-PP

HPVDFY SECTION QQ-QQ

HPVDFY SECTION RR-RR

HPVDFY SECTION SS-SS

HPVDFY SECTION TT-TT

HPVDFY SECTION UU-UU

HPVDFY SECTION VV-VV

HPVDFY SECTION WW-WW

HPVDFY SECTION XX-XX

HPVDFY SECTION YY-YY

HPVDFY SECTION ZZ-ZZ

HPVDFY SECTION AA-AA

HPVDFY SECTION BB-BB

HPVDFY SECTION CC-CC

HPVDFY SECTION DD-DD

HPVDFY SECTION EE-EE

HPVDFY SECTION FF-FF

HPVDFY SECTION GG-GG

HPVDFY SECTION HH-HH

HPVDFY SECTION II-II

HPVDFY SECTION JJ-JJ

HPVDFY SECTION KK-KK

HPVDFY SECTION LL-LL

HPVDFY SECTION MM-MM

HPVDFY SECTION NN-NN

HPVDFY SECTION OO-OO

HPVDFY SECTION PP-PP

HPVDFY SECTION QQ-QQ

HPVDFY SECTION RR-RR

HPVDFY SECTION SS-SS

HPVDFY SECTION TT-TT

HPVDFY SECTION UU-UU

HPVDFY SECTION VV-VV

HPVDFY SECTION WW-WW

HPVDFY SECTION XX-XX

HPVDFY SECTION YY-YY

HPVDFY SECTION ZZ-ZZ

HPVDFY SECTION AA-AA

HPVDFY SECTION BB-BB

HPVDFY SECTION CC-CC

HPVDFY SECTION DD-DD

HPVDFY SECTION EE-EE

HPVDFY SECTION FF-FF

HPVDFY SECTION GG-GG

HPVDFY SECTION HH-HH

HPVDFY SECTION II-II

HPVDFY SECTION JJ-JJ

HPVDFY SECTION KK-KK

HPVDFY SECTION LL-LL

HPVDFY SECTION MM-MM

HPVDFY SECTION NN-NN

HPVDFY SECTION OO-OO

HPVDFY SECTION PP-PP

HPVDFY SECTION QQ-QQ

HPVDFY SECTION RR-RR

HPVDFY SECTION SS-SS

HPVDFY SECTION TT-TT

HPVDFY SECTION UU-UU

HPVDFY SECTION VV-VV

HPVDFY SECTION WW-WW

HPVDFY SECTION XX-XX

HPVDFY SECTION YY-YY

HPVDFY SECTION ZZ-ZZ

HPVDFY SECTION AA-AA

HPVDFY SECTION BB-BB

HPVDFY SECTION CC-CC

HPVDFY SECTION DD-DD

HPVDFY SECTION EE-EE

HPVDFY SECTION FF-FF

HPVDFY SECTION GG-GG

HPVDFY SECTION HH-HH

HPVDFY SECTION II-II

HPVDFY SECTION JJ-JJ

HPVDFY SECTION KK-KK

HPVDFY SECTION LL-LL

HPVDFY SECTION MM-MM

HPVDFY SECTION NN-NN

HPVDFY SECTION OO-OO

HPVDFY SECTION PP-PP

HPVDFY SECTION QQ-QQ

HPVDFY SECTION RR-RR

HPVDFY SECTION SS-SS

HPVDFY SECTION TT-TT

HPVDFY SECTION UU-UU

HPVDFY SECTION VV-VV

HPVDFY SECTION WW-WW

HPVDFY SECTION XX-XX

HPVDFY SECTION YY-YY

HPVDFY SECTION ZZ-ZZ

HPVDFY SECTION AA-AA

HPVDFY SECTION BB-BB

HPVDFY SECTION CC-CC

HPVDFY SECTION DD-DD

HPVDFY SECTION EE-EE

HPVDFY SECTION FF-FF

HPVDFY SECTION GG-GG

HPVDFY SECTION HH-HH

HPVDFY SECTION II-II

HPVDFY SECTION JJ-JJ

HPVDFY SECTION KK-KK

HPVDFY SECTION LL-LL

HPVDFY SECTION MM-MM

HPVDFY SECTION NN-NN

HPVDFY SECTION OO-OO

HPVDFY SECTION PP-PP

HPVDFY SECTION QQ-QQ

HPVDFY SECTION RR-RR

HPVDFY SECTION SS-SS

HPVDFY SECTION TT-TT

HPVDFY SECTION UU-UU

HPVDFY SECTION VV-VV

HPVDFY SECTION WW-WW

HPVDFY SECTION XX-XX

HPVDFY SECTION YY-YY

HPVDFY SECTION ZZ-ZZ

HPVDFY SECTION AA-AA

HPVDFY SECTION BB-BB

HPVDFY SECTION CC-CC

HPVDFY SECTION DD-DD

HPVDFY SECTION EE-EE

HPVDFY SECTION FF-FF

HPVDFY SECTION GG-GG

HPVDFY SECTION HH-HH

HPVDFY SECTION II-II

HPVDFY SECTION JJ-JJ

HPVDFY SECTION KK-KK

HPVDFY SECTION LL-LL

HPVDFY SECTION MM-MM

HPVDFY SECTION NN-NN

HPVDFY SECTION OO-OO

HPVDFY SECTION PP-PP

HPVDFY SECTION QQ-QQ

HPVDFY SECTION RR-RR

HPVDFY SECTION SS-SS

HPVDFY SECTION TT-TT

HPVDFY SECTION UU-UU

HPVDFY SECTION VV-VV

HPVDFY SECTION WW-WW

HPVDFY SECTION XX-XX

HPVDFY SECTION YY-YY

HPVDFY SECTION ZZ-ZZ

HPVDFY SECTION AA-AA

HPVDFY SECTION BB-BB

HPVDFY SECTION CC-CC

HPVDFY SECTION DD-DD

HPVDFY SECTION EE-EE

HPVDFY SECTION FF-FF

HPVDFY SECTION GG-GG

HPVDFY SECTION HH-HH

HPVDFY SECTION II-II

HPVDFY SECTION JJ-JJ

HPVDFY SECTION KK-KK

HPVDFY SECTION LL-LL

HPVDFY SECTION MM-MM

HPVDFY SECTION NN-NN

HPVDFY SECTION OO-OO

HPVDFY SECTION PP-PP

HPVDFY SECTION QQ-QQ

HPVDFY SECTION RR-RR

HPVDFY SECTION SS-SS

HPVDFY SECTION TT-TT

HPVDFY SECTION UU-UU

HPVDFY SECTION VV-VV

HPVDFY SECTION WW-WW

HPVDFY SECTION XX-XX

HPVDFY SECTION YY-YY

HPVDFY SECTION ZZ-ZZ

HPVDFY SECTION AA-AA

HPVDFY SECTION BB-BB

HPVDFY SECTION CC-CC

HPVDFY SECTION DD-DD

HPVDFY SECTION EE-EE

HPVDFY SECTION FF-FF

HPVDFY SECTION GG-GG

HPVDFY SECTION HH-HH

HPVDFY SECTION II-II

HPVDFY SECTION JJ-JJ

HPVDFY SECTION KK-KK

HPVDFY SECTION LL-LL

HPVDFY SECTION MM-MM

HPVDFY SECTION NN-NN

HPVDFY SECTION OO-OO

HPVDFY SECTION PP-PP

HPVDFY SECTION QQ-QQ

HPVDFY SECTION RR-RR

HPVDFY SECTION SS-SS

HPVDFY SECTION TT-TT

HPVDFY SECTION UU-UU

HPVDFY SECTION VV-VV

HPVDFY SECTION WW-WW

HPVDFY SECTION XX-XX

HPVDFY SECTION YY-YY

HPVDFY SECTION ZZ-ZZ

HPVDFY SECTION AA-AA

HPVDFY SECTION BB-BB

HPVDFY SECTION CC-CC

HPVDFY SECTION DD-DD

HPVDFY SECTION EE-EE

HPVDFY SECTION FF-FF

HPVDFY SECTION GG-GG

HPVDFY SECTION HH-HH

HPVDFY SECTION II-II

HPVDFY SECTION JJ-JJ

HPVDFY SECTION KK-KK

HPVDFY SECTION LL-LL

HPVDFY SECTION MM-MM

HPVDFY SECTION NN-NN

HPVDFY SECTION OO-OO

HPVDFY SECTION PP-PP

HPVDFY SECTION QQ-QQ

HPVDFY SECTION RR-RR

HPVDFY SECTION SS-SS

HPVDFY SECTION TT-TT

HPVDFY SECTION UU-UU

HPVDFY SECTION VV-VV

HPVDFY SECTION WW-WW

HPVDFY SECTION XX-XX

HPVDFY SECTION YY-YY

HPVDFY SECTION ZZ-ZZ

HPVDFY SECTION AA-AA

HPVDFY SECTION BB-BB

HPVDFY SECTION CC-CC

HPVDFY SECTION DD-DD

HPVDFY SECTION EE-EE

HPVDFY SECTION FF-FF

HPVDFY SECTION GG-GG

HPVDFY SECTION HH-HH

HPVDFY SECTION II-II

HPVDFY SECTION JJ-JJ

HPVDFY SECTION KK-KK

HPVDFY SECTION LL-LL

HPVDFY SECTION MM-MM

HPVDFY SECTION NN-NN

HPVDFY SECTION OO-OO

HPVDFY SECTION PP-PP

HPVDFY SECTION QQ-QQ

HPVDFY SECTION RR-RR

HPVDFY SECTION SS-SS

HPVDFY SECTION TT-TT

HPVDFY SECTION UU-UU

HPVDFY SECTION VV-VV

HPVDFY SECTION WW-WW

HPVDFY SECTION XX-XX

HPVDFY SECTION YY-YY

HPVDFY SECTION ZZ-ZZ

HPVDFY SECTION AA-AA

HPVDFY SECTION BB-BB

HPVDFY SECTION CC-CC

HPVDFY SECTION DD-DD

HPVDFY SECTION EE-EE

HPVDFY SECTION FF-FF

HPVDFY SECTION GG-GG

HPVDFY SECTION HH-HH

HPVDFY SECTION II-II

HPVDFY SECTION JJ-JJ

HPVDFY SECTION KK-KK

HPVDFY SECTION LL-LL

HPVDFY SECTION MM-MM

HPVDFY SECTION NN-NN

HPVDFY SECTION OO-OO

HPVDFY SECTION PP-PP

HPVDFY SECTION QQ-QQ

HPVDFY SECTION RR-RR

HPVDFY SECTION SS-SS

HPVDFY SECTION TT-TT

HPVDFY SECTION UU-UU

HPVDFY SECTION VV-VV

HPVDFY SECTION WW-WW

HPVDFY SECTION XX-XX

HPVDFY SECTION YY-YY

HPVDFY SECTION ZZ-ZZ

HPVDFY SECTION AA-AA

HPVDFY SECTION BB-BB

HPVDFY SECTION CC-CC

HPVDFY SECTION DD-DD

HPVDFY SECTION EE-EE

HPVDFY SECTION FF-FF

HPVDFY SECTION GG-GG

HPVDFY SECTION HH-HH

HPVDFY SECTION II-II

HPVDFY SECTION JJ-JJ

HPVDFY SECTION KK-KK

HPVDFY SECTION LL-LL

HPVDFY SECTION MM-MM

HPVDFY SECTION NN-NN

HPVDFY SECTION OO-OO

HPVDFY SECTION PP-PP

HPVDFY SECTION QQ-QQ

HPVDFY SECTION RR-RR

HPVDFY SECTION SS-SS

HPVDFY SECTION TT-TT

HPVDFY SECTION UU-UU

HPVDFY SECTION VV-VV

HPVDFY SECTION WW-WW

HPVDFY SECTION XX-XX

HPVDFY SECTION YY-YY

HPVDFY SECTION ZZ-ZZ

HPVDFY SECTION AA-AA

HPVDFY SECTION BB-BB

HPVDFY SECTION CC-CC

HPVDFY SECTION DD-DD

HPVDFY SECTION EE-EE

HPVDFY SECTION FF-FF

HPVDFY SECTION GG-GG

HPVDFY SECTION HH-HH

HPVDFY SECTION II-II

HPVDFY SECTION JJ-JJ

HPVDFY SECTION KK-KK

HPVDFY SECTION LL-LL

HPVDFY SECTION MM-MM

HPVDFY SECTION NN-NN

HPVDFY SECTION OO-OO

HPVDFY SECTION PP-PP

HPVDFY SECTION QQ-QQ

HPVDFY SECTION RR-RR

HPVDFY SECTION SS-SS

HPVDFY SECTION TT-TT

HPVDFY SECTION UU-UU

HPVDFY SECTION VV-VV

HPVDFY SECTION WW-WW

HPVDFY SECTION XX-XX

HPVDFY SECTION YY-YY

HPVDFY SECTION ZZ-ZZ

HPVDFY SECTION AA-AA

HPVDFY SECTION BB-BB

HPVDFY SECTION CC-CC

HPVDFY SECTION DD-DD

HPVDFY SECTION EE-EE

HPVDFY SECTION FF-FF

HPVDFY SECTION GG-GG

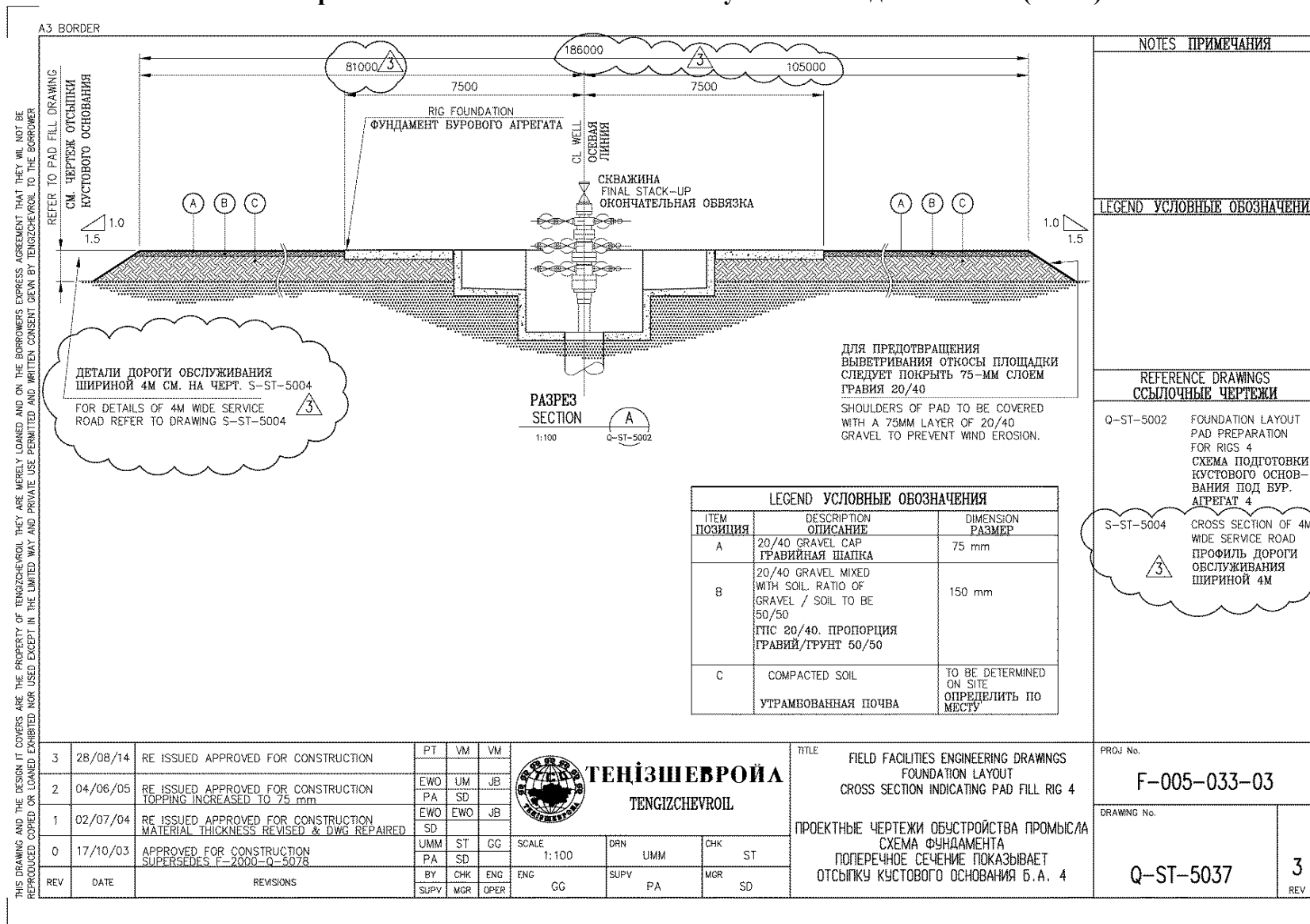
HPVDFY SECTION HH-HH

HPVDFY SECTION II-II

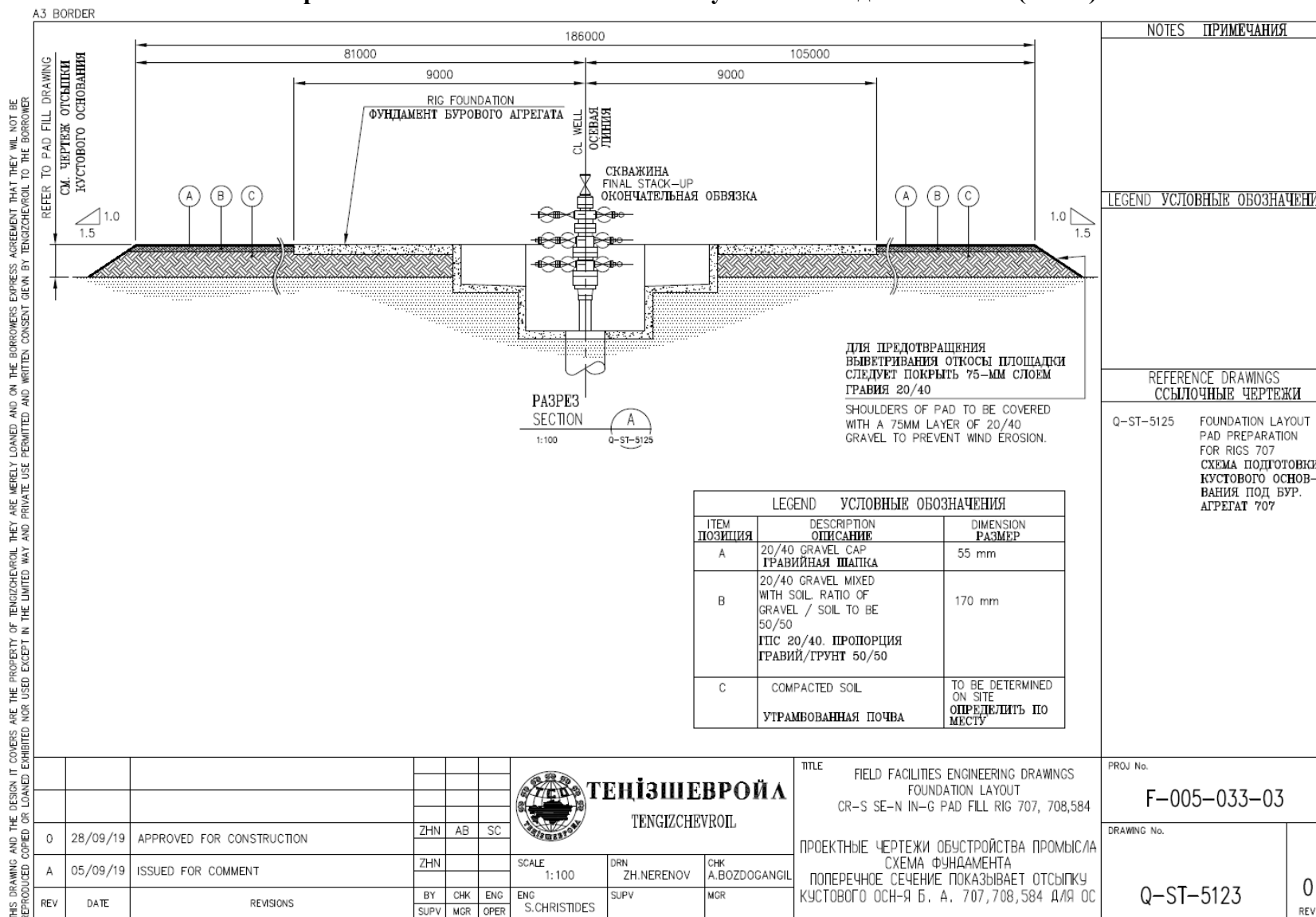
HPVDFY SECTION JJ-JJ

HPVDF

**Приложение 20. Проектные чертежи обустройства промысла. Схема фундамента.
 Поперечное сечение показывает отсыпку основания для БУ№707 (1 из 2)**



**Приложение 20. Проектные чертежи обустройства промысла. Схема фундамента.
 Поперечное сечение показывает отсыпку основания для БУ №707 (2 из 2)**



Приложение 21. Комплекс оборудования по отработке скважины с горелкой «Evergreen»

