



Рабочий проект

«Комплексные работы по проектированию и строительству «под ключ» объекта: «Обустройство скважин месторождения НГДУ «Доссормунайгаз» (1 скв.)»

Общая пояснительная записка

Директор ТОО «ТрансЖол-Трейд»:

Сабитұлы Қ.

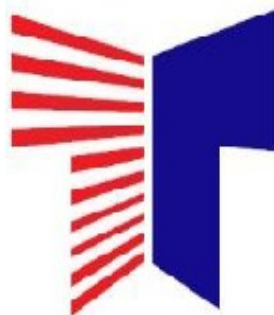
Главный инженер проекта:

Избасаров И.



г. Атырау – 2024 год

ТРАНСЖОЛ-ТРЕЙД
СТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ



Рабочий проект

**«Комплексные работы по проектированию и строительства «под ключ»
объекта Обустройство скважин месторождении
НГДУ «Доссормунайгаз»**

Объект: 614631/2021-1-01.10.2021-III

Том I. Общая пояснительная записка.

г.Атырау-2024г.

Состав проекта

Наименование документа	Номер документа
ТОМ 1	614631/2021/1-01.10.2021-I
Том I. Книга 1. Состав проекта	614631/2021/1-01.10.2021-I-1-СП
Том I. Книга 2. Паспорт проекта.	614631/2021/1-01.10.2021-I-2-ПП
Том I. Книга 3. Общая пояснительная записка	614631/2021/1-01.10.2021-I-3-ОПЗ
Том I. Книга 4. Проект организации строительства.	614631/2021/1-01.10.2021-I-4-ПОС
Том I. Книга 5. Охрана окружающей среды	614631/2021/1-01.10.2021-I-5-РООС
ТОМ II	614631/2021/1-01.10.2021-II
Том II. Книга 1. Обустройство скважин. Генеральный план	614631/2021/1-01.10.2021-II-1-ГП
Том II. Книга 2. Обустройство скважин. Технология производства	614631/2021/1-01.10.2021-II-2-ТХ
Том II. Книга 3. Обустройство скважин. Технологические коммуникации.	614631/2021/1-01.10.2021-II-3-ТК
Том II. Книга 4. Обустройство скважин. Архитектурно-строительные решения.	614631/2021/1-01.10.2021-II-4-АС
Том II. Книга 5. Обустройство скважин. Электротехнический раздел.	614631/2021/1-01.10.2021-II-5-ЭС
Том II. Книга 6. Обустройство скважин. Автоматизация технологических процессов	614631/2021/1-01.10.2021-II-6-АТХ
ТОМ III	614631/2021/1-01.10.2021-III
Том III. Книга 1. Сметная документация. Сметный расчет.	614631/2021/1-01.10.2021-III-1-СМ
Том III. Книга 2. Сметная документация. Прайс листы	614631/2021/1-01.10.2021-III-2-СМ
ТОМ IV	614631/2021/1-01.10.2021-IV
Том 3. Книга 1. Отчет по топографо-геодезическим изысканиям	614631/2021/1-01.10.2021-3-1-ТГИ
Том V. Книга 2. Отчет по инженерно-геологическим изысканиям	614631/2021/1-01.10.2021-3-2-ИГИ

СОДЕРЖАНИЕ

1.	ОБЩАЯ ЧАСТЬ	5
1.1.	Исходные данные	5
2.	ПРИРОДНЫЕ УСЛОВИЯ И РЕСУРСЫ.....	5
2.1.	Краткая характеристика района и площадки строительства	5
2.2.	КЛИМАТ. РАСТИТЕЛЬНОСТЬ И ПОЧВЫ. ЖИВОТНЫЙ МИР. ПРИРОДНЫЕ ЭКОСИСТЕМЫ.	6
2.3.	Почвенно-растительный покров. Животный мир. Природные экосистемы.	6
3.	ГИДРОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	6
3.1.	ГЕОМОРФОЛОГИЯ И РЕЛЬЕФ.	7
3.2.	Радиационная обстановка	7
3.3.	СЕЙСМИЧНОСТЬ ТЕРРИТОРИИ.	9
4.	ПЛОЩАДКА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ №145 М/Р ВОСТОЧНЫЙ МАКАТ.....	9
5.	ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН.....	10
6.	АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ:.....	11
6.1.	Площадка приустьевая рабочая и шахта.	11
6.2.	Площадка под ремонтный агрегат	12
6.3.	Площадка под станок-качалку	12
6.4.	Ограждения устья скважин для ПШН	12
6.5.	Технологическая насыпь на соровых участках	13
6.6.	Площадка с лестницей и стационарный металлический стеллаж	13
7.	ВЫКИДНЫЕ ЛИНИИ	13
7.1.	Общее.....	13
7.2.	Контроль сварных стыков.....	15
7.3.	Радиографический контроль.....	15
8.	ЗЕМЛЯНЫЕ РАБОТЫ	17
8.1.	Укладка трубопровода.	17
9.	ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ	17
9.1.	Станок качалка.	17
9.2.	Канализационный емкость сборник ЕП-3м ²	19
10.	ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	19
10.1.	Исходные данные	19
10.2.	Электроснабжение скважин №145 м/р Восточный Макат.:.....	20
10.3.	Строительство ВЛ-0,4/6/10кВ.	20
10.4.	Мероприятия по молниезащите.....	20
10.5.	Учет электроэнергии.....	20
10.6.	Электрохимическая защита	20
10.7.	Экономия электроэнергии и затрат на ремонт.	20
11.	АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ	21
11.1	Введение	21
11.2	Основные технические решения	21

11.3	Объекты автоматизации.....	21
11.4	Проектные решения	21
11.5	Основные технические решения по контролю и управлению технологических процессов.....	22
11.6	Внутриплощадочные сети	23
12.	ОЧИСТКА И ИСПЫТАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ.....	23
13.	КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ ОБЪЕКТОВ	26
14.	ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ОБЪЕКТА НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	27
15.	БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА	29
15.1	Опасные производственные факторы	29
15.2	Средства и мероприятия по защите людей	29
15.3	Мероприятия по созданию и поддержанию готовности к применению сил и средств	30
16.	РЕВИЗИЯ ТРУБОПРОВОДОВ.....	30
17.	ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	31
18.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА, ПОДЗЕМНЫХ ВОД, ПОЧВЫ	33
18.1	Мероприятия по охране атмосферного воздуха.....	33
18.2	Мероприятия по охране подземных вод и водных ресурсов	33
18.3	Мероприятия по охране недр.....	34
18.4	Охрана почвенно-растительного покрова	34
19.	СПЕЦИАЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ	35
19.1	Защита от коррозии.....	35
19.2	Промышленные безопасности и охрана труда.....	36
20.	ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ.....	39
21.	САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ И БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА	39

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Исходные данные

Раздел «Общая часть» рабочего проекта «Комплексные работы по проектированию и строительства «под ключ» объекта Обустройство скважин месторождении НГДУ «Доссормунайгаз» разработан на основании:

- ✓ Задание на проектирование рабочего проекта «Обустройство скважин месторождении НГДУ «Доссормунайгаз» Атырауская область, Макатский район», утвержденное от 09.11.2023г. заместителем генерального директора по производству «АО «Эмбаунайгаз» Касымгалиевым К.М.
- ✓ Технические условия №04 от 10.02.2023г. по «Обустройство скважин по месторождениям НГДУ «Доссормунайгаз»» на 2023год;
- ✓ Материалы топографических съёмок, выполненных ТОО «КазТрансЖол-Трейд» Заказчик- АО «Эмбаунайгаз»
- ✓ Генеральная проектная организация - ТОО «КазТрансЖол-Трейд»

Исходные данные для проектирования:

- технологическая схема устья скважин НГДУ «Доссормунайгаз»;
- физико-химические характеристики нефти.

Вид строительства - новое.

Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадий «Рабочий проект» в соответствии с нормативными требованиями РК.

При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:

- СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»
- ВСН 51-3-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»

2. ПРИРОДНЫЕ УСЛОВИЯ И РЕСУРСЫ

2.1. Краткая характеристика района и площадки строительства.

Исследуемые месторождения «Восточный Макат», находятся на территории Макатского района Атырауской области, Районный центр Жылыойского района г.Кульсары расположен в 210 км к востоку, районный центр Макатского района п. Макат расположен в 124 км к север-востоку от областного центра Атырау. Территории города Кульсары и поселка Макат представлены с развитой застройкой индивидуальными, государственными и предпринимательскими объектами. Территории районов электрифицированы, обеспечены средствами связи, газифицированы. Через город Кульсары проходит железная дорога Макат – Мангыстау, поселок Макат располагает станциями на железнодорожной развилке в направлениях Атырау, Кулсары, Индербор, Кандыагаш. В свою очередь г. Атырау связывают автомобильные дороги республиканского значения с такими крупными областными центрами Казахстана, как Уральск, Актобе Актау, а также областным центром Российской Федерации г. Астрахань.

2.2. КЛИМАТ. РАСТИТЕЛЬНОСТЬ И ПОЧВЫ. ЖИВОТНЫЙ МИР. ПРИРОДНЫЕ ЭКОСИСТЕМЫ.

Климатическая характеристика. Климат на всей территории района резко континентальный, засушливый. Зимние периоды достаточно холодные и малоснежные. Сильные ветра сопровождают большую часть периода, что вызывает продолжительные снежные метели и бури. Температуры в январе в среднем достигают 16...-18 градусов, в ночные часы воздух остывает до -36 и ниже. Весна поздняя и кратковременная. Преобладают пасмурные и ветряные дни. Лето продолжительное, жаркое и засушливое. Температуры в июле в среднем достигают +22...+24 градусов, на побережье Каспийского моря температуры немного ниже, но так, же ощущается большое дыхание пустынной зоны. В летний период по данным прогноза погоды возможны продолжительные песчаные бури. Осенний период, особенно на побережье отмечается сильными ветрами, происходит постепенное понижение температур. Всего за год на территорию района выпадает от 150 до 200 мм осадков. Основная доля осадков приходится на прибрежную часть района. В центральных и северных частях района основная часть осадков выпадает в весенний и осенний период. Для района характерным является изобилие тепла и преобладание ясной сухой погоды. Годовое число часов солнечного сияния составляет 2600-2700. Влияние Каспийского моря на климат прилегающих к нему территорий весьма ограничено. Оно заметно лишь в узкой полосе побережья и выражается в небольшом увеличении влажности воздуха, повышения t° его в зимние месяцы и в понижении её в летние, в меньших колебаниях как годовых, так и суточных амплитуд зимой и летом t° , то есть, в меньших колебаниях t° между зимой и летом, днём и ночью. Однако, какого-либо заметного увеличения осадков в прибрежной зоне не отмечается. Годовое количество осадков на побережье также мало, как и в пустыне.

2.3. Почвенно-растительный покров. Животный мир. Природные экосистемы.

Растительность и почвы. По природным условиям территория работ относится к зоне пустынь. Почвы маломощные – серые пустынные, часто сильно засоленные. В растительном покрове преобладают всевозможные суккуленты (шведка, сарсазан, ажрек, пестросимония), а на менее засоленных участках биюргун и черная полынь. Согласно ГОСТ 17.5.1.03-96 почвы относятся к категории малопригодных. Животный мир. Животный мир довольно разнообразен и представлен грызунами (суслик, тушканчик, песчанка), хищниками (волк, степная лисица), парнокопытными (сайга, джейран); много пресмыкающихся (змеи, ящерицы и т.п.). В зарослях камышового тростника встречается дикий кабан. Из птиц характерны стрепет, дрофа, куропатка, саджа, беркут. Над территорией проходит западное крыло осеннего перелёта водоплавающей дичи к местам зимовки на Каспийском море. Весной дичь летит в обратном направлении по тем – же маршрутам. Природные экосистемы. Природные экосистемы в пределах исследованной территории являются крайне неустойчивыми. Это обуславливает риск опустынивания и образования эоцида при техногенном воздействии.

3. ГИДРОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.

Гидрология моря.

- Поскольку исследованная территория находится на близком расстоянии от акватории Каспийского моря, перед нами была поставлена задача определить вероятность затопления территории нагонными водами со стороны Каспийского моря, при сильных ветрах южного, юго-западного и юго-восточного румбов (так называемая «моряна»).
- Лаборатория проблем Каспийского моря КазНИИМОСК в работе «Оценка затопления северо восточного побережья Каспийского моря» представила количественную оценку вероятностного прогноза фоновый уровень Каспийского моря различной обеспеченности на период до 2020 года. Кроме того, на Казахстанском побережье Каспийского моря выделены 15 районов по высоте 2% обеспеченности максимальных нагонов. Исследованная территория находится в пределах 15 района с максимальной высотой нагонной волны 2% обеспеченности, равной 1,75м.

- При фоновом уровне Каспийского моря, равном минус 25,1м (2% обеспеченность) и максимальной высотой нагонной волны, равной 1,75м, местность с абсолютными отметками от минус 24,35м и ниже будет находиться в зоне затопления нагонными водами, при сильных ветрах южного, юго-западного и юго-восточного румбов.
- При фоновом уровне Каспийского моря, равном минус 26,4м (5% обеспеченность) и максимальной высоты нагонной волны, равной 1,75м, местность с абсолютными отметками от минус 24,65м и ниже будет находиться в зоне затопления нагонными водами, при сильных ветрах южного, юго-западного и юго-восточного румбов.
- При фоновом уровне Каспийского моря, равном минус 26,8м (10% обеспеченность) и максимальной высоты нагонной волны, равной 1,75м, местность с абсолютными отметками от минус 25,05м и ниже будет находиться в зоне затопления нагонными водами, при сильных ветрах южного, юго-западного и юго-восточного румбов.
- По состоянию на январь 2008г фоновый уровень Каспийского моря составлял минус 27,1м (20% обеспеченность). В этом случае местность с абсолютными отметками от минус 25,25м и ниже будет находиться в зоне затопления нагонными водами со стороны Каспийского моря, при сильных ветрах южного, юго-западного и юго-восточного румбов.

3.1. ГЕОМОРФОЛОГИЯ И РЕЛЬЕФ.

В орфографическом отношении территория представляет собой пустынную равнину, расположенную на северо-западе Прикаспийской низменности и слабонаклоненную на юг (в сторону Каспийского моря). Поверхность равнины находится ниже уровня мирового океана. В её формировании основную роль сыграли трансгрессии Каспийского моря. Последняя трансгрессия, целиком, перекрывавшая эту территорию - позднихвалынская, доходившая до абсолютных высот 0 м. Новокаспийские трансгрессии были значительно меньших размеров. Максимальная трансгрессия распространялась лишь до отметок -22м и не перекрывала всей территории. Вдоль берега моря тянется почти плоская равнина с абсолютными отметками -26,-27м.

3.2. Радиационная обстановка

Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г №219-1 «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2016г.) основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются:

- принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;
- принцип обоснования – запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причинённого дополнительным к естественному фону облучением;
- принцип оптимизации – поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учётом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;
- принцип аварийной оптимизации – форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства. Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 мЗ/час, составляют:
- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 40/f, кБк/кг, где f – среднегодовая общая запылённость в зоне дыхания, мг/мЗ;
- удельная активность в производственной пыли тория – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 27/f, кБк/кг. Радиационный мониторинг – систематическое наблюдение за состоянием радиационной обстановки как на объектах использования источников ионизирующего излучения, так и в окружающей среде. Радиационный мониторинг и протбор предназначены для получения информации о

радиационной обстановке и ее изменениях на объектах нефтегазового комплекса с повышенным содержанием естественных и искусственных радионуклидов с целью:

- оценки радиационного воздействия на работников;
- решения вопросов локализации радиоактивных загрязнений, обращения с загрязнённым радионуклидами оборудованием и образующимися радиоактивными отходами;
- осуществления мероприятий по снижению дозовых нагрузок на людей;
- выработки и проведения мероприятий по снижению возможного радиоактивного загрязнения транспортных средств, производственных помещений, оборудования, окружающей среды. Добыча, переработка и использование органических топлив связаны с сопутствующим извлечением на дневную поверхность естественных радионуклидов (ЕРН), наиболее характерными представителями которых являются радий-226 (продукт распада природного урана-238), торий-232 и калий-40. Радионуклиды осаждаются на внутренних поверхностях оборудования (насосно-компрессорные трубы, резервуары и другие), на территории

Типы радиационного загрязнения

Сформировавшееся радиационное загрязнение в местах нефтедобычи Западного Казахстана и Атырауской области, в частности, по характеру образования, можно подразделить на четыре основных типов. Ниже приведены основные характеристики типов радиационного загрязнения:

Первый тип - сбросы нефтесодержащих вод на «поля испарения». Данный тип формирования радиационного загрязнения представлен участками загрязнённого («замазученного») грунта - нефтью, нефтешламом и радиоактивными растворами пластовых вод, образованными в результате их сброса при бурении скважин, планово-предупредительных ремонтах оборудования, аварийных порывах участков систем технологических нефтепроводов и водяных напорных коллекторов. Радиоактивные загрязнения данного типа со значительным по площади загрязнением грунта распространены, преимущественно, на месторождениях конечных и средних стадий разработки, где имели место многократные сбросы пластовых вод.

Второй тип - скопления нефтешлама, ржавчины, солей; отработанные наполнители фильтров обратной закачки пластовых вод. По данным исследований пластовых вод было установлено, что при нагревании пластовой воды от +40°C до +60°C из нее выпадает маслянистый осадок темно-бурого цвета в виде нефтешлама, который сорбирует природные радиоактивные элементы.

Нефтешлам скапливается на внутренних стенках насосно-компрессорных труб, днищах и стенках сборных ёмкостей, резервуаров, замерных установок, нефтепроводов, водяных напорных коллекторов, печей подогрева нефти и другого технологического оборудования.

Третий тип - металлоотходы. К данному типу относятся производственные металлоотходы - обрезки труб, листовой металл, перегородки печей подогрева нефти, буровые и насосно-компрессорные трубы, ёмкости, установки дозирующих отстойников и другое оборудование, имевшее контакт с нефтью и пластовыми водами.

Четвёртый тип - действующее технологическое оборудование на месторождениях, трубопроводы. На всех участках нефтедобычи, преимущественно средних и конечных стадий разработки, действующее технологическое оборудование, трубопроводы загрязнены природными радионуклидами. Характер загрязнения тот же, что и в третьем типе радиационного загрязнения, источник - пластовые воды, циркулирующие вместе с нефтью.

Объекты, подверженные наибольшему радиационному загрязнению

В целом, по управлению основным источником накопления радиационного загрязнения является действующее технологическое оборудование нефтедобычи и транспортировки нефти и пластовой воды.

То есть, наибольшее радиационное загрязнение следует ожидать на оборудовании групповых и замерных установок, а также на оборудовании блочно-кустовых насосных станций пластовой воды и иных технологических объектов, связанных с системой ППД. Данные объекты технологического цикла нефтедобычи имеют в своём составе буферные ёмкости, отстойники, печи подогрева нефти, насосное оборудование и сепарационные установки.

В процессе технологического цикла на данных объектах происходит подогрев извлекаемой нефти, радиационное загрязнение на данных объектах будет представлено, преимущественно, нефтешламом и солями, откладывающимися на стенках и внутренних поверхностях оборудования.

В процессе проведения ежегодного радиационного контроля были определены основные объекты, на которые следует обратить особое внимание при проведении мониторинга.

К ним относятся:

- нефтяные добывающие скважины;
- нагнетательные скважины;
- групповые замерные установки;
- кустовые насосные станции;
- резервуары хранения нефти;
- полигоны хранения производственных отходов;
- нефтешламы.

Мероприятия и предложения по оптимизации радиационной обстановки

Радиационная обстановка на участках размещения объектов НГДУ АО «Эмбаунайгаз» по причине наличия естественной глубинной радиоактивности нестабильна и состояние ее безопасности требует постоянного внимания и изучения.

В связи с возможностью загрязнения радионуклидами дневной поверхности на территории месторождений НГДУ рекомендуется дальнейшее изучение радиоэкологической ситуации, включающее в себя:

- измерения уровней гамма-излучения в местах наиболее вероятного их повышения;
- определение радионуклидного состава и измерение удельной активности проб нефти, пластовой воды и грунта;
- определение содержания радона-222 и его дочерних продуктов распада в воздухе производственных помещений, связанных с ремонтом и хранением использовавшегося на нефтепромыслах оборудования;
- определение радиоактивного загрязнения пластовой воды и грунтовых вод по суммарной объёмной (удельной) активности радионуклидов по альфа- и бета-излучению.

Данный комплекс мер позволит установить наличие ореолов распространения радионуклидов на поверхности и в приповерхностных горизонтах грунта и определить их уровни радиоактивности.

Радиологическое обследование промысловых объектов, промплощадок на территории НГДУ, выявило наличие радиационного загрязнения на поверхностях технологического оборудования, задействованного в производственном процессе добычи и транспортировки извлекаемой нефти, а также в местах хранения производственных отходов.

На участках радиационного загрязнённого металлолома необходимо провести мероприятия, предусмотренные санитарными правилами (СЭТОРБ 2015), гл. 10 «Санитарно эпидемиологические требования к сбору, временному хранению, транспортированию и захоронению радиоактивных отходов».

3.3. СЕЙСМИЧНОСТЬ ТЕРРИТОРИИ.

Согласно, карты сейсмического районирования Атырауской области (ОСР), разработанной институтом сейсмологии МОН РК, сейсмичность территории оценивается в 5 баллов по шкале MSK 64.

4. ПЛОЩАДКА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ №145 М/Р ВОСТОЧНЫЙ МАКАТ

Общие требования

Площадка под обустройство скважины, и сопутствующих сооружений отвечает всем потребностям технологических процессов. Компонировка сооружений по генеральному плану произведена с учётом технологических, противопожарных, экологических и санитарно-гигиенических требований. Добыча нефти на месторождениях осуществляется механизированным способом. Скважина оборудуется согласно технических условия НГДУ «Доссормунайгаз», соответствующим оборудованием. Одним из важнейших показателей насоса является— его производительность. Для подбора скважинного насоса необходимо выяснить дебит скважины.

Метод заводнения-внутриконтурное. При внутриконтурном заводнении поддержание или восстановление баланса пластовой энергии осуществляется закачкой воды непосредственно в нефтенасыщенную часть пласта. Оборудование устья нагнетательной скважины, содержащее цилиндр, связанный с тройником фонтанной арматуры и водоводом, и клапанный узел, включающий запорный орган. Для эксплуатации скважин и производства ремонтных работ в соответствии с ВНТП 3-85 на устье эксплуатационных скважин проектом запроектированы следующие сооружения:

Площадка для обустройства скважины представляет собой квадрат с размерами 50,0x50,0м.

На площадке располагаются следующие сооружения:

1. Устье скважины;
2. Эксплуатационная (ремонтная) площадка;
3. Площадка под ремонтный агрегат;
4. Дренажная ёмкость $V=3 \text{ м}^3$;
5. Ограждение устья скважины;
6. Молниеотвод;
7. КТПН-6/0,4 кВ;

Согласно раздел 4, подраздел 4.7. техрегламента АО «Эмбаунайгаз» при капитальном ремонте скважины в качестве якорей оттяжек допускается применить машины и механизмы весом не менее 10тн. Расположение якорей оттяжек указано условно на чертеже листе 61463120211-01.10.2021-II-4-AC-2. Схема дана для ремонтных агрегатов макри АПРС-40. При строительно-ремонтных работах согласовать с НГДУ «Доссормунайгаз»

Характеристика участка.

Участок, выделенный для обустройства скважины №145, находится на м/р Восточный Макат. Месторождение Макат расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины, на расстоянии 40 км от берега Каспийского моря.

Подключение скважин к групповым замерным установка

Таблица 1

Номер Нескв.	ГЗУ	Труба	Футляр	Оп.знак	Протяженность, м	Станок качалка с элдвиг.мощностью	
Месторождения Восточный Макат							
1	145	8	89x5		1	480	ПШН 8-3-4000, 30кВт

5. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

Генеральный план разработан на основании задания на проектирование, утверждённого Заказчиком, согласно Акта на землепользование, владельцем которого является АО «Эмбаунайгаз». Генеральный план выполнен в соответствии со СН РК 3.01-03-2011 и СП РК 3.01-103-2012 «Генеральные планы промышленных предприятий». Генеральный план выполнен с увязкой к существующим объектам и проектным координатам устья скважин. Проектом предусмотрен грунт для планировки территории. Организация рельефа решена с учетом того, что высотные отметки не превышают допустимых пределов и обеспечивают уклон для отвода талых и дождевых вод. Уклон составляет значение в пределах от $i=0,001$ до $i=0,02$. Для обеспечения стока талых и дождевых вод площадки обустройства приподняты над поверхностью земли на высоту 0,05м. Отметки площадок выше всех углов, этим обеспечивается уклон от площадок к краям территории.

Вертикальная планировка решена из условий разработки минимального перемещения земли и заключается в общей планировке территории с учетом обеспечения водоотвода от проектируемого устья скважин.

Вертикальная планировка выполнена с максимальным приближением к естественному рельефу территории.

В плане благоустройства предусмотрено ограждение устья скважин и устройство площадок для удобства работы и обслуживания.

При устройстве площадок осуществить срезку почвенно-растительного слоя на глубину 0,05м-0,2м. Площадь площадки срезаемого почвенно-растительного слоя составляет 187м², которые изымается непосредственно из-под площадок. После срезки растительного слоя, грунт на время строительства отвозится в отвал.

Грунт от выемки дренажной емкости и подземных частей зданий и сооружений спланировать по территории.

Объем разрабатываемого грунта составляет 969м³, объем недостатка грунта 717м³.

При разработке, согласовании, утверждения и состава проектной документации на строительство руководствовались СН РК 1.02-03-2011, ГОСТ 21.101-97, ГОСТ 21.508-93. Условная отметка +0,000 площадок соответствует абсолютной отметке по генплану.

Основные технические показатели по генплану, составлены на обустройство 1 скважины, оборудованной станок-качалкой ПШН-8-3-4000. Всего 1 скважина:

№	Наименование	Площадь	Количество	%
1	Площадь участка в условных границах 50мх50м	га	0,25	100
2	Площадь застройки (при ПШН 8-3-4000)	М ²	25,11	1,00
	-проектируемая шахта	М ²	6,76	0,27
	-проектируемая канализационная дренажная емкость V-3м ³	М ²	5,00	0,20
	-проектируемая трансформаторная подстанция КТПН	М ²	3,75	0,15
	-проектируемые якоря оттяжек из бетона М-200 В-15 размер 1,2 x 2 x 1,6(h) – 4 шт.;	М ²	9,6	0,38
3.	Площадь твердых покрытий	М ²	127,83	5,11
	-проектируемая площадка под ремонтный агрегат размером 3,5х12м;	М ²	42	1,68
	-проектируемая площадка под станок-качалку ПШН 8-3-4000	М ²	22,83	0,91
	-проектируемая площадка рабочая с бордюром из бортового камня БР 100.300.15, L=35м	М ²	63	2,52
4.	Площадь естественного грунта	М ²	2347,06	93,88
5.	Коэффициент застройки		0,010	
6.	Коэффициент использования территории		0,061	

6. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ:

6.1. Площадка приустьевая рабочая и шахта.

Площадка приустьевая рабочая с размерами в плане 5,25x12м, из сборных железобетонных дорожных плит по ГОСТ 21924.0-84 по щебеночному основанию толщиной 100мм, с пропиткой горячим битумом. Основанием под площадку является тщательно уплотненный естественный грунт.

По периметру площадка ограничена бортовыми камнями БР 100.30.15. по ГОСТ 6665-91.

Для установки технологического оборудования предусматривается приустьевой приямок - шахта. Шахта представляет собой прямоугольный железобетонный колодец, с внутренними размерами 2,0x2,0м. Днище железобетон толщиной 150мм, стены толщиной 300мм. из монолитного бетона на сульфатостойком портландцементе класса В15, по водопроницаемости W8. Армирование из арматурных сеток 12А400. Шахта перекрывается металлическим рифлёным листом по ГОСТ 8568-77, состоящий из двух створок, закрепленные с помощью анкерных болтов и обрамленные металлическим уголком.

Для доступа обслуживающего персонала предусмотрены ходовые скобы из арматуры диаметром 16мм А300 ГОСТ 34028-2016.

6.2. Площадка под ремонтный агрегат

Площадка под ремонтный агрегат прямоугольная, имеет размеры в плане 3,5x12м. Покрытие площадки, из железобетонных плит по ГОСТ21924.0-84 по щебеночному основанию толщиной 160мм, с пропиткой горячим битумом до полного насыщения. Для предотвращения искрообразования во время заезда спецтехника поверх щебеночного основания засыпается песчаная подготовка т.50мм. Также у стенок приустьевой шахты, в местах расположения передних домкратов ремонтного агрегата, для недопущения усадки под плитой П2(марка 1П60.18) укладываются дополнительно плита ПЗ(марка 1П35.28). Также для заезда на площадку предусмотрен бетонный пандус размером 2x3,5м.

6.3. Площадка под станок-качалку

Площадка под постамент станка-качалки прямоугольная, имеет размеры в плане 3,0x7,85м. Покрытие площадки, из железобетонных плит по ГОСТ21924,0-84 и из железобетонных плит П4 индивидуального заводского изготовления по щебеночному основанию толщиной 100мм, с пропиткой горячим битумом до полного насыщения.

Фундамент под станок-качалку ПШН 8-3-4000 - постамент каркасного типа из сварных труб стальных бесшовных Ø159x6 по ГОСТ 8732-78. Постамент для более устойчивого расположения на площадке уширен по низу. Длина по низу 7,95м, ширина по низу -1,7м, высота 1,60м. Разбивку анкерных болтов для крепления станины станок-качалки уточнить по месту. Все неокрашенные металлические поверхности покрыть лаком БТ-577 за 2 раза.

Для предотвращения разлива технического масла из редуктора в почву предусмотрен металлический лоток. Лоток приваривается к постаменту с помощью швеллера снизу. Лоток изготовлен из стального листа т.1мм ГОСТ 19903-2015.

Канализация скважины состоит из отводящего дренажного трубопровода и дренажной емкости. Отводящий дренажный трубопровод от шахты устья скважины до емкости-сборника, из стальной трубы Ду200мм. Дренажная емкость-сборник представляет собой металлический резервуар V=3м³ с горловиной и чугунным люком Ø700мм.

Для предотвращения всплытия емкости устраивается железобетонный монолитный фундамент-пригруз из сульфатостойкого бетона кл. В15 по водонепроницаемости W8 на основании из утрамбованного грунта и щебеночной подготовки толщ. 100мм пропитанного битумом и закрепляемый к емкости хомутами из металлопроката.

6.4. Ограждения устья скважин для ПШН

Ограждение с воротами запроектировано металлическим – из стоек-труб 114х3,5мм ГОСТ 10704-91, секций ограждения – сетка «Рабица», обрамленных уголками 40х40х4мм по ГОСТ 8509-93. Протяженность ограждения – 14,5м

6.5. Технологическая насыпь на сорových участках

По проекту выкидная линия d89х5 от скважины №145 до ГЗУ №8 проходит в местах сорových участков. Поэтому в проекте предусмотрена технологическая насыпь. Технологическая насыпь возводится из привозного грунта, транспортируемого из карьера «_____». По верху ширина грунтовой насыпи составляет 7,5м, по низу основания 10,3м. Также предусмотрено водопонижение грунта на сорových участках. Объем работ по водопонижению 252м³.

6.6. Площадка с лестницей и стационарный металлический стеллаж

Проектом предусмотрена металлическая лестница для обслуживания станков качалок ПШН 8-3-4000 и ИСУ.

Тип лестницы – съемный.

Несущие конструкции:

Косоур и площадка выполнены из швеллера N14 с толщиной стенок 4,9мм по ГОСТ 8240-97.

Поверхность площадки и ступени выполнены из листа просечно-вытяжного стального по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение лестницы выполнено из труб стальных квадратного сечения 40х40х3,0 по ГОСТ 8639-82. Высота ограждения 1,25м.

Ступени – уголок L40, толщиной 4мм по ГОСТ 8509-93. Ступени устанавливать с уклоном 2 градуса во внутреннюю сторону согласно п.1.5. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности РК».

С обеих сторон лестницы установлены боковые планки на высоту 25см, исключая возможность проскальзывания ног человека в сторону.

Конструкция лестницы закреплена на постаменте анкерами с резьбой с 2-х концов А400 Ø12 ГОСТ 34028-2016.

Косоуры лестниц закрепить самоанкерующимися распорными болтами ГОСТ 28778-90 в бетонные столбики.

Металлоконструкции лестниц покрасить масляной краской.

7. ВЫКИДНЫЕ ЛИНИИ

7.1. Общее

Проектируемые (существующие) скважины связаны выкидными линиями к существующим (спутникам) автоматическим групповым замерным установкам (АГЗУ). По линии диспетчеризации данные от спутника (АГЗУ), от каждой подключенной скважины (информация дебет нефти) поступают в операторную. Тем самым операторы на местах ведут мониторинг по всем скважинам. В аварийном случае на той или иной скважине направляются сменные операторы и при необходимости выезжает комплексная дежурная бригада.

ВСН 51-3-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов» раздел 2 пункт 2.1,2.2.

Трубопроводы для транспорта газа и газового конденсата газовых и газоконденсатных месторождений и ПХГ, а также нефтяного газа в зависимости от рабочего давления подразделяются на четыре класса:

I класс - при рабочем давлении свыше 20 МПа до 32 МПа включительно;

II класс - при рабочем давлении свыше 10 МПа до 20 МПа включительно;

III класс - при рабочем давлении свыше 2,5 МПа до 10 МПа включительно;

IV класс - при рабочем давлении свыше до 2,5 МПа включительно;

2.6 Трубопроводы для транспорта нефти, нефтепродуктов и других жидких продуктов нефтяных месторождений в зависимости от диаметра подразделяются на три класса:

I класс - трубопроводы условным диаметром 600 мм и более;

II класс - трубопроводы условным диаметром менее 600 мм до 300 мм включительно;

III класс – трубопроводы условным диаметром менее 300 мм.

Категории, трубопроводов следует принимать по табл. 3

Таблица 3.

Категории трубопроводов в зависимости от их назначения

NN п/п	Назначение трубопроводов	Категория трубопроводов
1	2	3
1.	Метанолопроводы и трубопроводы, транспортирующие вредные среды, трубопроводы, транспортирующие среды с парциальным давлением сероводорода более 300 Па Трубопроводы нестабильного конденсата I и II классов, ингибиторопроводы, газопроводы-шлейфы I и II классов, газовые и межпромысловые коллекторы, газопроводы I класса, нефтегазопроводы I класса с газовым фактором 300 м ³ /т и более, трубопроводы систем заводнения, транспортирующие пластовые и сточные воды с давлением 10 МПа и более, трубопроводы систем увеличения нефтеотдачи пластов с давлением 10 МПа и выше	II
2.	Выкидные трубопроводы нефтяных скважин, нефтегазопроводы I класса с газовым фактором менее 300 м ³ /т, II класса с газовым фактором 300 м ³ /т и более, газопроводы II и III классов, трубопроводы нестабильного конденсата III класса, газопроводы-шлейфы III класса, трубопроводы систем заводнения, транспортирующих пресную воду с давлением 10 МПа и более, транспортирующих пластовые и сточные воды с давлением менее 10 МПа, нефтепроводы I класса Трубопроводы нестабильного конденсата IV класса, газопроводы-шлейфы IV класса, нефтегазопроводы II класса с газовым фактором менее 300 м ³ /т и III класса независимо от газового фактора, нефтепроводы II и III классов, трубопроводы систем заводнения, транспортирующие пресную воду с давлением менее 10 МПа	III

Примечания:

1. Трубопроводы, прокладываемые по территории распространения вечномёрзлых грунтов, теряющих при оттаивании несущую способность (с относительной просадочностью более 0,1), должны приниматься не ниже II категории.

2. Для трубопроводов, транспортирующих среды с парциальным давлением сероводорода 300 Па и менее, категория назначается так же как для трубопроводов со средами, не содержащими сероводорода.

Согласно по таблице 1 **проектируемый трубопровод относится к III категории. Пересечение с подземными коммуникациями трубопроводы относятся к II категории.**

Данным проектом предусматривается расширение существующей однотрубной закрытой системы сбора, учёта и транспортировки нефти.

Выкидная линия от скважины № 145 до существующего АГЗУ №8 предусматривается подземной прокладки, на глубине не менее 0,8 м до верха трубы, прокладка трубопроводов предусматривается из трубы стальной бесшовной горячедеформированной **Ø89х5,0 мм**, с заводской усиленной двухслойной изоляцией. Классификация сооружений и наружных установок объектов разработки нефтегазовых месторождений по взрывопожарной и пожарной опасности.

Классификация сооружений и наружных установок объектов разработки нефтегазовых месторождений по взрывопожарной и пожарной опасности.

Таблица 4

№п/п	Наименование сооружений и помещений	Категория сооружений и помещений по пожаро- и взрывоопасности	Зона взрывопожароопасности по ПУЭ РК	Категория и группа взрывоопасной смеси по ПУЭ РК постановление № 1355 от 24.10.2012г.
1	Трубопроводы нефти и газа	A	B-1а, B-1г	IIA-T3
2	Емкость дренажная	A	B-1а, B-1г	IIA-T3

7.2. Контроль сварных стыков

Контроль сварных стыков выполнить согласно ВСН-005-88 «Строительство промышленных стальных трубопроводов. Технология и организация» монтажные сварные стыки трубопроводов и их участков подлежат контролю для трубопроводов III категорий подлежат контролю физическим методом 5 %, не менее 2% радиографическому методу, а остальные сварные стыки – 3% ультразвуковым или магнитографическим методом.

Монтажные сварные стыки для трубопроводов II категории подлежат контролю физическим методом 10% радиографическому методу-5, а остальные сварные стыки – 5% ультразвуковым или магнитографическим методом.

Перед сборкой и сваркой труб необходимо:

- произвести визуальный осмотр поверхности труб и соединительных деталей трубопровода на отсутствие повреждений, регламентированных техническими условиями на поставку труб и соединительных деталей;
- очистить внутреннюю полость труб от попавшего внутрь грунта, грязи, снега;
- выправить или обрезать деформированные концы и повреждения поверхности труб;
- очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб на ширину не менее 15 мм.

7.3. Радиографический контроль

Радиографическому контролю в соответствии с требованиями настоящего РД-08.00-60.30.00-КТН-046-1-05 «НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И РЕМОНТЕ

МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОД» могут быть подвергнуты сварные соединения трубопроводов наружным диаметром до 1220 мм включительно и с номинальной толщиной стенки до 50 мм включительно. Радиографический контроль проводится для выявления внутренних и выходящих на поверхность дефектов, таких как: газовые поры, шлаковые включения, непровары, несплавления, трещины, подрезы и др.

Разрешение на проведение радиографического контроля выдается специалистом, выполняющим визуальный и измерительный контроль, который делает соответствующую отметку в Заключении.

Требования к средствам радиографического контроля. При радиографическом контроле следует использовать оборудование, материалы и приспособления в соответствии с требованиями РД-05.00-45.21.30-КТН-010-1-04. Энергия источников гамма-излучения, анодное напряжение на рентгеновской трубке выбираются в зависимости от толщины металла просвечиваемых изделий и типа применяемой рентгенографической пленки таким образом, чтобы была обеспечена требуемая чувствительность контроля и радиационная безопасность обслуживающего персонала.

При радиографическом контроле сварных соединений допускается применять радиографические мелкозернистые технические плёнки чувствительностью не свыше 25 1/рентген (обратных рентген) при условии, что чувствительность получаемых снимков отвечает требованиям п. 4.4.6 РД-08.00-60.30.00-КТН-046-1-05 «НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И РЕМОНТЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОД» и нормативно-технической документации на контролируемый объект. Вместо радиографической пленки допускается применение других детекторов (приемников) радиационного излучения, например, «фосфорных пластин», при условии соблюдения требований данного пункта к чувствительности контроля. Во всех случаях предпочтение следует отдавать рентгенографическим пленкам в светозащитной упаковке в комбинации с усиливающими металлическими экранами.

Для защиты плёнки от рассеянного излучения рекомендуется со стороны, противоположной от источника излучения, экранировать кассету с плёнкой (или рулонную плёнку в светозащитной упаковке) свинцовыми экранами толщиной от 1 до 3 мм.

Чувствительность радиографического контроля должна соответствовать:

- для нефтепроводов и их участков категорий В, I, а также нефтепроводов поз. 7, 13, 14 и сварных соединений поз. 18 Табл. 1 II-ому классу чувствительности по ГОСТ 7512-82* [10] и не превышать значений, приведенных в Табл. 3.

Таблица 4

Радиационная толщина (в месте установки эталона чувствительности), мм	До 5	> 5 до 9 вкл.	> 9 до 12 вкл.	> 12 до 20 вкл.	> 20 до 30 вкл.	> 30 до 40 вкл.	> 40 до 50 вкл.	> 50 до 70 вкл.	> 70 до 100 вкл.	> 100 до 120 вкл.
Требуемая чувствительность, мм	0,10	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,75	1,00	1,25	1,50

- для нефтепроводов и их участков категорий II, III и IV, а также трубопроводов поз. 16 Табл. 1 III-ему классу чувствительности по ГОСТ 7512-82* [10] и не превышать значений, приведенных в Табл. 4.

Таблица 5

Радиационная толщина (в месте установки эталона чувствительности), мм	До 5	>5 до 9 вкл.	>9 до 12 вкл.	>12 до 20 вкл.	>20 до 30 вкл.	>30 до 40 вкл.	> 40 до 50 вкл.	>50 до 70 вкл.	>70 до 100 вкл.	>100 до 120 вкл.
Требуемая чувствительность, мм	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,75	1,00	1,25	1,50	2,00

8. ЗЕМЛЯНЫЕ РАБОТЫ

8.1. Укладка трубопровода.

Ширина траншей по дну должна быть не менее $D+300$ мм для трубопроводов диаметром (где D — условный диаметр трубопровода). Согласно ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования, объектов сбора транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», заглубление трубопроводов до верха трубы 0,8 м при диаметре труб 100 и 150.

Согласно правилу, минимальное расстояние между трубопроводом и стенками траншеи должно быть 100 миллиметров.

После подготовки дна траншей, изолированный трубопровод опускается кранами - трубоукладчиками, оснащенными мягкими полотенцами. Затем обеспечивается полное прилегание трубопровода ко дну траншей, по всей его длине. Балластировка и крепление трубопроводов по всей длине трубопроводов не требуется, так как уровень грунтовых вод ниже отметки глубины заложения трубопроводов. В местах пересечений трубопроводов разработка грунта вести ручным способом.

Перед засыпкой трубопровода, уложенного в траншею, визуально проверяется правильного положения трубопровода и плотного его прилегания к дну траншеи; проверка качества изоляционного покрытия, при необходимости его исправление.

Для защиты изоляционного слоя под трубопроводом применяется подстилающий слой из мелкого песка. Для предохранения наружного изоляционного покрытия от механических повреждений применяется разрыхленный местный грунт. По бокам и верх трубы до 200мм уплотняется ручным способом, далее легким механизмом.

Согласно Правилу Безопасной эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа в АО «РД «КазМунайГаз», РД КМГ 17-08, раздел 9 пункт 9.10. По трассе ТНГ устанавливаются опознавательные знаки на расстоянии не менее 1 км, на углах поворота и на пересечениях с коммуникациями

В данном проекте предусмотрен 1 штук знак для выкидной линии. Общая протяженность выкидных линии 480 м.

Не допускается проводить земляные, строительные и ремонтные работы на НГМ без письменного разрешения руководителя организации или объекта, наряда-допуска, схемы работ и согласования с представителями служб, имеющих на этом участке подземные и наземные коммуникации (линии связи, канализации, электричества, трубопроводы).

9. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ

9.1. Станок качалка.

На скважине устанавливается станок-качалка электродвигатель мощностью 30 кВт.

Станок-качалка ПШН 8-3-4000 предназначен для индивидуального механического привода штангового насоса нефтяной скважины, с нагрузкой на сальниковом штоке не более 60 кН.

Всего 1 станок - качалка устанавливается на эксплуатационной скважине месторождении НГДУ «Доссормунайгаз». Под станок-качалку предусматривается постамент из стальных труб ГОСТ 8732-78*. Постамент монтирован на дорожной плите со щебеночной подготовкой.

В проекте на станках качалках предусматривается частотный преобразователь от фирмы Danfoss с интеллектуальной станцией управления VLT SALT (далее ИСУ-ШГН).

Технология SALT (бездатчиковая технология механизированной добычи) представляет собой запатентованный метод использования частотно-регулируемого привода (ЧРП) со встроенным программным обеспечением для управления насосами без использования датчиков. В отличие от стандартных контроллеров для управления

насосом, которые отключают насос на время периодов накопления, технология SALT лишь снижает скорость насоса, поддерживая и максимально увеличивая добычу при одновременном снижении энергопотребления и механических перегрузок.

Передача данных с ИСУ-ШГН на Систему дистанционного мониторинга объектов (далее СДМО) выполняется по существующей беспроводной сети (Pre-WiMax).

Программа (СДМО) установлена в головном офисе АО «Эмбаунагаз» в городе Атырау. Система построена на основе протокола Modbus, что позволяет использовать беспроводную связь практически на любых станциях управления.

Потребители (НГДУ) получают информацию с центрального сервера, а также логин и пароль по своим месторождениям и мониторят работу только своих станций управления.

Технологи в НГДУ, которые отвечают за добычу и работу ИСУ, получают доступ по регулированию ИСУ в «онлайн» режиме по специальному паролю. Остальные специалисты (геологи, энергетики к примеру), могут получить доступ только к просмотру данных и архиву ИСУ.

Что может система СДМО?

- Наблюдение за параметрами ИСУ-ШГН в режиме реального времени.
- Изменение параметров станции (удаленное выключение станции).
- Запись в архив параметров и состояния станции.
- Вывод графиков каждого параметра ИСУ-ШГН.

Система СДМО позволяет наблюдения любого параметра станции управления ИСУ-ШГН.

Что может наблюдать СДМО с ИСУ-ШГН?

- ток двигателя;
- счетчик электроэнергии;
- Напряжение в звене постоянного тока;
- Выходная частота;
- Число качаний в минуту;
- Заполнение насоса;
- Минимальная скорость хода;
- Уровень заполнения насоса при накоплении;
- Минимальной время работы в накоплении;
- Заполнение насоса для выхода из накопления;
- Статус станции;
- Предельная нагрузка;
- Передаточное число редуктора;
- Качество связи.
- Давление на устье скважины;
- Температура.

Система СДМО позволяет удаленно изменять параметры работы ИСУ-ШГН.

Что может управлять СДМО в ИСУ-ШГН?

- Минимальная скорость хода;
- Максимальная скорость хода;
- Типы работы в накоплении;
- Уровень заполнения насоса при накоплении;
- Минимальной время работы в накоплении;
- Заполнение насоса для выхода из накопления;
- Защита от срыва подачи (ЭСП)% от заполнения;
- Время перезапуска (мин);

- Сброс ошибок;
- Запуск/остановка;
- Статус станции;
- Статус привода мл разряд.

Наблюдение и просмотр архива устройства.

- Параметры состояния и управления сохраняется в архив
- Период архива составляет не менее 30 дней.
- в любой момент имеется возможность проанализировать работу станции
- Система позволяет сохранять архивы в базу данных пользователя.
- Данные отображаются в виде графических кривых, за определенные период времени.

9.2. Канализационный емкость сборник ЕП-3м²

Для канализации скважины запроектирована емкость подземная объемом 3м³ без насоса. Устанавливается на расстоянии не менее 10м от устьевой шахты и на глубине, которая обеспечивает уклон дренажной трубы не менее 1:100. подливка из цементно-песчаного раствора М200. Вокруг горловины дренажной ёмкости выполняется бетонную отмостку по щебёночной подготовке, пропитанной битумом до полного насыщения. Площадка подземной емкости, открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 2, 5х2.0м. Заглубленная стальная емкость полной заводской готовности. Под емкость выполнен бетонный фундамент 2,5х2,0х0,5м. Крепление емкости к фундаменту производится хомутами из листовой стали. Покрытие площадки предусматривается из бетона на сульфатостойком портландцементе. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт.

10. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Электроснабжение проектируемых скважин по объекту: «Обустройство скважин месторождений НГДУ «Доссормунайгаз»» осуществляется согласно заданию на проектирование и техническому условию утвержденный заместителем генерального директора по производству АО «Эмбаунайгаз» за №112-2/2209 от 10.04.24г.

10.1. Исходные данные

Электротехническая часть проекта разработана на основании задания на проектирование по технологической части и технических условий на электроснабжение.

Решение по электроснабжению и электрооборудованию объектов приняты в соответствии с требованиями:

- * правил устройств электроустановок (ПУЭ РК),
- * электротехнические устройства (СН РК 4.04-07-2019),
- * инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений (СП РК 2.04-103-2019),

В объем проектирования строительства входит разработка внешнего и внутривозвездного электроснабжения, электрооборудования и электроосвещения объектов и сооружений.

В объем работ по проектированию электроснабжения входит:

- электроснабжение 1 добывающая скважина

Классификация взрывоопасных зон по ПУЭ РК;

- проектируемые электрооборудования относятся к наружным взрывоопасным установкам класса зон В-Іг.

10.2. Электроснабжение скважин №145 м/р Восточный Магат.:

Осуществляется отпайкой от существующей РУ-0,4кВ КТП №28-40 кВа 6/0,4кв м/р «Восточный Магат». Существующая мощность по КТП№28 22,0 кВт.

Мощность электропривода станка ПШН-6 - 22,0 кВт.

Проектом проектируемого предусматривается:

Проектом предусматривается:

- замена существующей КТП№28-40кВА на 63кВА.
- строительство ВЛ-0,4кВ отдельным фидером к скважине №145 выполняется на стойках СВ-110-3,5, проводом СИП2 4х35+1х50, протяженностью 75 метров
- прокладка КЛ-0,4 кВ от концевой опоры ВЛ-0,4 кВ к станции управления станка-качалки ИСУ VLT SALT-30кВт в готовой траншее кабелем марки АВБбШв 4х16 мм².
- освещения устья скважины выполнен светодиодным светильником со степенью защиты IP-65, управление освещением от фидера уличного освещения проектируемого КТПН.
- молниезащита выполняется отдельно стоящим молниеприемником, изготовленный из стальных труб разного диаметра установленная на ж/б стойках СВ-110-3,5.

10.3. Строительство ВЛ-0,4/6/10кВ.

Существующие опоры ВЛ-0,4 и 6/10 кВ на всех месторождениях НГДУ установлены вибрированными стойкам СВ-110-3,5 связи перемещениями под ВЛ крупногабаритного транспорта, как примеру буровые установки. Связи с этим проектируемые ВЛ-0,4 и 10 кВ приняты вибрированными стойка СВ-110-3,5.

10.4. Мероприятия по молниезащите.

Проектом предусматривается отдельно стоящие молниеприемники с молниеотводами на проектируемых устьях скважин. Радиус действия, принятого молниеприемника покрывает зону для полной защиты устья скважины. Точное место установки молниеприемника уточняется по месту монтажа для удобства при дальнейшей эксплуатации.

10.5. Учет электроэнергии

Для учета электроэнергии на проектируемой КТПН предусматривается трехфазные многофункциональный многотарифный электросчетчик.

10.6. Электрохимическая защита.

Электрохимическая защита выкидных труб и кожухов на переходах и пересечениях предусматривается отдельным проектом специализированным предприятием.

10.7. Экономия электроэнергии и затрат на ремонт.

Проектом предусмотрены станции управления с частотным преобразователем. Щит для частотного преобразователя предназначен для регулирования скорости асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором, плавного пуска и останова асинхронных электродвигателей. Применение частотного преобразователя позволяет уменьшить пусковые токи, снизить вероятность перегрева двигателя, повысить срок службы двигателя, устранить рывки в механической части привода или гидравлические удары в трубах и задвижках в момент пуска и останова двигателей. В щите предусмотрено два вида управления: местное и дистанционное.

11. АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

11.1 Введение

Раздел «Автоматизация технологических процессов» рабочего проекта «Обустройство скважин месторождения НГДУ «Доссормунайгаз» разработан на основании задания на проектирование выданных АО «Эмбаунайгаз» от **XX.XX.XXXXг.**

Исходные данные для проектирования:

- Технические условия по объекту «Обустройства скважин по месторождениям НГДУ «Доссормунайгаз» на 2023 год №04 от 10.02.2023г.
- Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «Рабочий проект» в соответствии с нормативными требованиями РК.
- При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:
- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- ГОСТ 21.408-2013 «СПДС. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;
- СН РК 4.02-03-2012 и СП РК 4.02-103-2012 «Системы автоматизации»;
- СН РК 4.04-07-2023 «Электротехнические устройства»;
- ПУЭ РК 2015 «Правила устройства электроустановок».

11.2 Основные технические решения

Согласно заданию, на проектирование данная документация предусматривает автоматизацию технологических процессов при строительстве следующих объектов:

- Скважина №145 с ПШН – месторождение «Восточный Макат».

Проектные решения по прокладке инженерных сетей представлены в соответствующих разделах каждой марки проекта (ТХ, ЭС, АТХ и т.д.).

Инженерные сети различного назначения запроектированы с соблюдением требований соответствующих нормативных документов на их проектирование, с учетом взаимного размещения с технологическими сооружениями.

Технологические трубопроводы, силовые кабели и кабели АТХ запроектированы преимущественно подземной.

11.3 Объекты автоматизации

Объектом автоматизации технологических процессов является:

- Скважина №145 с ПШН – месторождение «Восточный Макат».

11.4 Проектные решения

При принятии проектных решений учитывалось решение вопросов по организации дистанционного, автоматического контроля и управления за технологическими процессами, а именно:

- автоматизация основных алгоритмов контроля и сигнализации;

- индикация технологических параметров на АРМ оператора, откуда оператор при любом аварийном отклонении может самостоятельно принять решение и перейти к безопасному и организованному останову технологического процесса.

Принятая степень автоматизации обеспечивает эксплуатацию проектируемых установок на заданных режимах в основном без постоянного присутствия на них обслуживающего персонала, дистанционный контроль и управление технологическим процессом.

Полевой комплекс технических средств (КТС) оснащен датчиком измерения давления, датчиком температуры и электроконтактным манометром.

При выполнении данного раздела проекта учитывается производственная необходимость оснащения приборами контроля и измерения технологического оборудования на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности.

Настоящим разделом проекта все технологическое оборудование оснащается полевыми приборами КИПиА с выводом сигналов о параметрах технологического процесса и сигнализацией на станцию управления и далее на автоматизированное рабочее место оператора (АРМ) в операторной.

Структурная схема автоматизации представлена документами 614631-2021-1-01.10.2021-II-6-АТХ-003.

Описание технологического процесса всецело представлено в технологическом разделе проекта - марка ТХ. Основные проектные решения по автоматизации технологических процессов на сборный пункт представлены на чертежах 614631-2021-1-01.10.2021-II-6-АТХ-002.

Обязательное требование, предъявляемое заказчиком к оборудованию КИПиА то, что все приборы КИП, показывающие по месту и датчики с дистанционной передачей данных, а также контроллерное (ПЛК) оборудование должны иметь:

- сертификаты о внесении в реестр РК (СТ РК 2.21-2007; СТ РК 2.30-2007);
- сертификат о происхождении товара;
- сертификат о заводской поверке;
- сертификаты о двухлетней гарантии.

11.5 Основные технические решения по контролю и управлению технологических процессов

Данным разделом проекта предусматриваются контроль параметров и автоматизация процессов механизированной добычи нефти.

Для контроля параметров давления нефти со скважины (ПШГН) применены датчики давления и электроконтактный манометр.

Для контроля параметров температуры нефти со скважины (ПШГН) применены датчики температуры.

Датчики давления устанавливаются на трубной и затрубной линии скважины, приняты с аналоговыми выходными сигналами.

Датчики температуры устанавливаются на трубной линии скважины, приняты с аналоговыми выходными сигналами.

Все выходные сигналы от датчиков давления и температуры передаются к модулю расширения VLT General Purpose с конвертером I/O MCB 101, ctd которая предусмотрена в комплекте стании управления.

Автоматическая остановка привода (ПШГН) при достижении аварийного значения давления на выкидной линии скважины осуществляется электро-контактным манометром (ЭКМ), который подключается к шкафу управления кабелем МКЭШВнг(А)LS 2x2x1,0.

Шкаф автоматики монтируется на площадке устья скважин, и оснащается станцией управления ИСУ VLT SALT с частотным преобразователем Danfoss и радиомодемом, для передачи информации о состоянии и режимах работы технологического оборудования в операторную.

Интеллектуальная станция управления предназначена для дистанционного контроля и управления за режимом работы ПШГН, с передачей информации в существующую систему СДМО по радиоканалу с применением технологии Pre WiMax.

Существующая система дистанционного мониторинга объектов (СДМО) позволяет дистанционно контролировать и управлять за режимом работы проектируемых скважин.

Интеллектуальные станции управления мощностью 30кВт должны соответствовать к опросным листам 614631-2021-1-01.10.2021-II-6-ATX-004.

Монтаж приборов и средств автоматизации, заземления выполнить в соответствии со СН РК 4.04-07-2023 «Электротехнические устройства». Все технические решения по автоматизации технологических процессов должны соответствовать требованиям действующих норм и правил, в том числе ПУЭ "Правила устройств электроустановок".

Заказчик в праве заменить оборудование на идентичное по техническим характеристикам.

Электрооборудование, электроустановочные изделия, кабельная продукция должны иметь сертификаты соответствия заводов-изготовителей.

Станции должны соответствовать требованиям настоящих норм и правил, руководству по эксплуатации СУ-VLT-SALT 100.003.0000 РЭ и комплекту технической документации.

Предусмотреть монтаж, пуско-наладку с подключением к СДМО и обучение персонала на месторождении.

11.6 Внутриплощадочные сети

В данном проекте на площадке скважин предусматривается прокладка проектируемых кабелей в металлорукаве до соединительной коробки, далее до шкафа ИСУ – подземно в трубе в траншее на глубине -0,7м от поверхности земли с устройством постели из просеянного грунта и сигнальной лентой "Осторожно кабель". Трубу ПНД проложить до строительных работ по укладке дорожных плит приустевой площадки.

Место выхода кабеля с трубы необходимо уплотнить и герметизировать огнезащитным материалом используя термоусадочную трубку.

Монтаж приборов и средств автоматизации, заземления должны быть выполнены в соответствии со СНиП 3.05.06-88, СНиП 3.05.07, ПУЭ, РМ4-224-89.

Контуры заземления, в том числе контур нуль-системы, предусмотрены в электрической части проекта.

12. ОЧИСТКА И ИСПЫТАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ

1. **Очистка.** До ввода в эксплуатацию полость трубопровода должна быть очищена. Очистка полости подземных трубопроводов должна производиться после укладки и засыпки. При очистке полости каждого трубопровода или его участка необходимо, удалить случайно попавшие при строительстве внутрь трубопровода грунт, воду и различные предметы, а также поверхностный рыхлый слой ржавчины и окалины. Очистка полости трубопроводов выполняется способом-продувкой без пропуска очистных поршней. Продувка с пропуском очистных поршней подвергается трубопроводы номинальным диаметром Ду200и более. В настоящем проекте диаметр выкидных линии 89х5. Очистка полости трубопровода достигается скоростным потоком воздуха, подаваемые из ресивера, созданного на прилегающем участке, или непосредственно компрессорной установки. При продувке закачивают воздух по трубопроводу, при этом должны быть закрыты краны на патрубках. Протяженность участка трубопровода, продуваемого без

пропуска поршней, не должна превышать 5 км. Продувка без пропуска очистного устройства считается законченной, когда из продувочного патрубка выходит струя незагрязненного воздуха или газа.

Испытание. По окончании монтажа стальные промышленные трубопроводы подлежат испытанию согласно ВСН 005-88:

- на прочность гидравлическим или пневматическим способом, для I, II, III, IV категорий Рисп. =1,1Рраб. в верхней точке, продолжительность испытаний 24/12 часов;
- на герметичность гидравлическим или пневматическим способом, путем снижения Рисп. до максимального Рраб. в течении не менее 12 часов.

Защита трубопроводов от подземной коррозии независимо от коррозионной агрессивности грунта и района их прокладки, должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (ЭХЗ). Основным способом защиты подземного трубопровода от почвенной коррозии является антикоррозионное полиэтиленовое изоляционное покрытие «усиленного типа» согласно ГОСТ 25812-83. Трубопровод испытывается в соответствии с рабочим проектом гидравлическим способом.

Испытание трубопровода на прочность и проверку на герметичность следует производить после полной готовности участка или всего трубопровода:

- полной засыпки, обвалования или крепления на опорах;
- установки арматуры и приборов;
- удаления персонала и вывозки техники из опасной зоны;
- обеспечения постоянной или временной связи.

До выполнения указанных работ в комиссию по испытанию трубопровода должна быть представлена исполнительная документация на испытываемый объект.

Способы, параметры и схемы проведения испытания, в которых указаны места забора и слива воды, устанавливаются рабочим проектом.

Протяженность испытываемых участков не ограничивается, за исключением случаев гидравлического и комбинированного испытания, когда протяженность участков назначается с учетом гидростатического давления. Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление остается неизменным и не будут обнаружены утечки. Объем воды в источниках должен быть достаточным для проведения испытания, а уровень (несмотря на наличие фильтра) - обеспечивать подачу ее в трубопровод чистой (без механических примесей). Так как в настоящем проекте трубопровод выкидных линии - для транспортировки нефтяной эмульсии. Поэтому, в месторождениях для гидравлического испытания используют пластовые воды. Величина испытательного давления на прочность установлена проектом - Рисп-1,15-1,25Рраб, и при выдержке 24 часа.

В месторождениях НГДУ «Доссормунайгаз» вода привозная. Испытываемый трубопровод наполняется из резервуара пластовой воды и далее отводится обратно. Гидравлическим испытанием трубопроводы проверяют одновременно на прочность и плотность. Основным способом защиты подземного трубопровода от почвенной коррозии является антикоррозионное полиэтиленовое изоляционное покрытие «усиленного типа» согласно ГОСТ 9.602-2016. Защитное покрытие труб должно поставляться полной заводской готовности с защитным слоем из экструдированного полиэтилена, для защиты сварных соединений проектом предусматривается применение термоусаживающих муфт.

В состав основных работ по гидравлическому испытанию трубопровода входят:

- подготовка к испытанию;
- наполнение трубопровода водой;
- подъем давления до испытательного;

испытание на прочность;
сброс давления до проектного рабочего;
проверка на герметичность;
сброс давления до 0,1-0,2 МПа (1-2 кгс/см²).

При необходимости выполняются работы, связанные с выявлением и ликвидацией дефектов.

**Границы опасной зоны
при очистке и испытании промысловых трубопроводов
на объектах разработки НГМ**

№ п/п	Наименование показателей	Условия испытания	Условный	диаметр ТНГ
			до 300 мм	500-800 мм
1	2	3	4	5
1.	Радиус опасной зоны при очистке полости в обе стороны от оси трубопровода, м	пневматические, гидравлические	40	60
2.	Радиус опасной зоны при испытании на герметичность в обе стороны от оси трубопровода	пневматические, гидравлические до 82,5 кгс/см ² более 82,5 кгс/см ²	100 75 100	150-200 75 100
3.	Радиус опасной зоны в направлении выхода очистного устройства и установки заглушки от торца трубопровода	пневматические, гидравлические до 82,5 кгс/см ² более 82,5 кгс/см ²	600 800 900	800 800 1200

В.Макад

Настоящим проектом предусмотрено использование пластовой воды при гидравлическом испытании трубопроводов выкидных линии, предназначенных для транспортировки нефтяной эмульсии. Пластовая вода хранится в водяных резервуарах №8 V-1000м³ с целью дальнейшего использования при закачке в пласт через нагнетательные скважины.

Попутно-пластовая вода откачивается через специальный стояк по отпуску воды на автоцистерны АЦН. Испытуемый трубопровод с обеих сторон временно обвязывается: устанавливаются задвижки и угольники для соединения с БСГ-быстросъемная гайка. Затем трубопровод наполняется пластовой водой и испытывается при помощи цементировочного агрегата АЦН После завершения испытания, отработанная вода выкачивается цементировочным агрегатом АЦН, с последующим вывозом и сливом в дренажную емкость, находящуюся на ЦППН Восточный Макад, далее вода поступает обратно в резервуар №8 V-1000м³.

13. КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ ОБЪЕКТОВ

Согласно ПОСТАНОВЛЕНИЕ ПРАВИТЕЛЬСТВА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН от 30 июня 2015 года №11499 Об утверждении Правил ликвидации и консервации объектов недропользования.

Настоящие Правила разработаны в соответствии с [Законом](#) Республики Казахстан от 24 июня 2010 года "О недрах и недропользовании" и определяют порядок ликвидации и консервации объектов недропользования, на которых проводятся или проводились работы, относящиеся к государственному геологическому изучению недр, разведке и добыче, в том числе разведке и добыче подземных вод, твердых полезных ископаемых, углеводородного сырья, общераспространенных полезных ископаемых, лечебных грязей, разведке недр для сброса сточных вод, а также строительству и (или) эксплуатации подземных сооружений, не связанные с разведкой и (или) добычей, за исключением технологических единиц объекта недропользования (нефтяные и газовые скважины различного назначения) ликвидируемые в соответствии с согласованными и утвержденными планами развития горных работ.

2. В Правилах используются следующие понятия:

1) ликвидация объекта недропользования или его части - мероприятия по ликвидации последствий деятельности, связанной с проведением операций по недропользованию, предусмотренные проектом ликвидации;

2) консервация объекта недропользования или его части - мероприятия по консервации при прекращении операций по недропользованию, а также в случае полной отработки запасов полезных ископаемых в соответствии с проектными документами и рабочей программой.

3. К недропользователям, осуществляющие ликвидацию или консервацию объектов недропользования, предъявляются следующие требования:

1) обеспечение безопасного пребывания людей при проведении работ по ликвидации или консервации объектов недропользования;

2) обеспечение сохранности законсервированных объектов;

3) предохранение зданий и сооружений от вредного влияния последствий недропользования (сдвигении, обрушений, оползней, подтоплений, просадок грунта);

4) обеспечение соблюдения экологических и санитарно-эпидемиологических требований, которые включают разработку документации оценки воздействия на окружающую среду ликвидации и консервации объектов недропользования с обязательным приложением к нему положительных заключений государственной экологической и санитарно-эпидемиологической экспертиз;

5) обеспечение соблюдения требований промышленной безопасности, в том числе разработка и регистрация Декларации промышленной безопасности в установленном порядке;

6) ликвидация последствий нанесенного ущерба окружающей среде по проекту ликвидации и консервации объекта недропользования.

4. При ликвидации объектов недропользования недропользователь уведомляет местный исполнительный орган области, города республиканского значения и столицы для его использования в иных хозяйственных целях.

5. Проект ликвидации и консервации включает следующие документы:

1) пояснительную записку, в которой отражаются вопросы по соответствующей подготовке и непосредственной ликвидации или консервации объекта недропользования;

2) геологическую, маркшейдерскую и графическую документацию, полностью отражающую фактическое состояние недр в пределах горного или геологического отвода данного объекта недропользования;

3) копии топографических планов земной поверхности, геологической карты, разрезов и погоризонтных планов месторождения полезных ископаемых;

4) схемы размещения ликвидируемых или консервируемых объектов недропользования, а также других производственных объектов.

Проект ликвидации и консервации также включает следующие мероприятия:

- 1) по обеспечению безопасности населения и персонала, охране недр и окружающей среды, зданий и сооружений, в том числе меры по предотвращению прорывов воды, газов, распространению подземных пожаров;
- 2) по предотвращению загрязнения подземных вод;
- 3) по обеспечению радиационной безопасности персонала и населения;
- 4) оценку воздействия ликвидации или консервации объекта недропользования на окружающую среду;
- 5) меры, исключающие на период консервации несанкционированное использование и доступ к законсервированным объектам недропользования.

14. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ОБЪЕКТА НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Для ликвидации и консервации объекта недропользования или его части недропользователь направляет письменное уведомление о необходимости намечаемой ликвидации или консервации с указанием предполагаемых сроков начала и окончания работ по ликвидации или консервации объектов недропользования в компетентный орган и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды.

К уведомлению прилагаются:

- 1) технико-экономическое обоснование и экономический расчет, обосновывающий необходимость ликвидации или консервации объектов недропользования;
- 2) сведения об оставшихся неотработанных запасах полезных ископаемых, в том числе в предохранительных и других целях, о наличии попутно добытых, временно не используемых полезных ископаемых, а также отходов производства (в хвостохранилищах, отвалах), содержащих и не содержащих полезные компоненты, вредные и ядовитые вещества;
- 3) согласованный и утвержденный в установленном порядке проект ликвидации или консервации объекта недропользования.

Указанная документация должна полностью отражать информацию о фактическом состоянии запасов полезных ископаемых, состоянии объекта недропользования, земной поверхности, ограниченной земельным отводом.

Объекты недропользования ликвидируются или консервируются в соответствии с проектом ликвидации или консервации, разработанным проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды.

Проект ликвидации и консервации разрабатывается на основании задания на разработку и в его составе будут приведены мероприятия по приведению земельных участков, занятых под объекты недропользования в состояние, пригодное для дальнейшего использования в целях вовлечения их в хозяйственный оборот в зависимости от направления особенностей и режима использования данных земельных участков и местных условий.

Сроки консервации объектов недропользования в каждом конкретном случае устанавливаются недропользователем по согласованию с компетентным органом, которые предусматриваются в проекте ликвидации или консервации. По объектам, находящимся на консервации, меры по недопущению хозяйственной деятельности, определяются проектом ликвидации и консервации.

Объект, находящийся на консервации, ограждается и на ограждении устанавливаются таблички с указанием названия консервируемого объекта и даты консервации объекта.

Проект ликвидации или консервации согласовывается с уполномоченными органами в области охраны окружающей среды, по изучению и использованию недр, в области промышленной безопасности, обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения, по земельным отношениям и утверждается недропользователем, финансирующим проведение работ по проектированию и реализации проекта.

Финансирование работ, связанных с ликвидацией или консервацией объекта, осуществляется за счет средств ликвидационного фонда.

При прекращении операций по недропользованию недропользователь приступает к выполнению работ по ликвидации или консервации объекта недропользования. В случае необходимости принятия экстренного решения о прекращении добычи, недропользователь проводит комплекс мероприятий, обеспечивающих сохранение производственных объектов до начала их ликвидации или консервации.

Проведение работ по ликвидации или консервации объектов недропользования должно осуществляться в полном соответствии с утвержденным проектом.

Приемка работ по ликвидации или консервации объекта недропользования (или его части) по их завершении осуществляется комиссией, создаваемой компетентным органом из представителей уполномоченных органов в области охраны окружающей среды, изучения и использования недр, промышленной безопасности, обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения, по земельным отношениям и местных исполнительных органов области, городов республиканского значения и столицы.

Комиссия на основании непосредственного осмотра и оценки полноты и качества выполненных работ, предусмотренных проектом ликвидации или консервации, составляет акт приемки работ по ликвидации или консервации объекта недропользования (далее - акт приемки), согласно приложению 1 к настоящим Правилам.

К акту приемки должны быть приложены:

- 1) планы размещения ликвидированных или законсервированных объектов недропользования и других производственных объектов;
- 2) перечень и объем фактически выполненных работ, предусмотренных проектом ликвидации или консервации;
- 3) справка о фактически произведенных затратах на ликвидацию или консервацию объекта недропользования или его части.

После получения акта приемки, утвержденного уполномоченным органом в области охраны окружающей среды, геологическая и маркшейдерская и иная документация пополняется на момент завершения работ и сдается в установленном порядке на хранение в уполномоченный орган по изучению и использованию недр.

Указанная документация полностью отражает остаточное состояние запасов и степень использованности месторождения полезных ископаемых, состояние производственных объектов, рельефа на участке данной земной поверхности.

Перечень ликвидированных и находящихся на консервации объектов недропользования ведется уполномоченным органом в области изучения и использования недр, согласно приложениям 2, 3 к настоящим Правилам.

Согласно «Правила безопасности при проведении нефтяных операции в АО «РД «КазМунайГаз»» РД КМГ 02 - 07 глава 9 пункт 9.4, 9.6, 9.7.

Проектная документация по консервации и ликвидации разрабатывается по решению руководителя организации. Работы по консервации и ликвидации объектов производятся в соответствии с действующими нормативными документами с соблюдением требованием безопасности, охраны труда и окружающей среды, при наличии лицензионно-разрешительных документов уполномоченного органа в области изучения и использования недр в соответствии с Законом.

Объекты консервации и ликвидации защищаются от внешнего воздействия и опасности разрушения, находятся под охраной и наблюдением в соответствии с планом организации работ и технологическим регламентом.

При несоответствии безопасного условия, консервации объекта принимаются дополнительные мероприятия безопасности по согласованию с соответствующим уполномоченным органом.

Продление сроков консервации производится в установленном порядке при соблюдении требований безопасности опасного объекта. Учет объектов консервации и ликвидации, а также ответственность за их состояние возлагается на организацию, производящую их эксплуатацию. Сведения об объектах консервации и

ликвидации представляются в уполномоченные органы в области изучения и использования недр и охраны окружающей среды в установленном порядке.

15. БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА

15.1 Опасные производственные факторы

Трубопроводы по сбору и транспорта нефти может представлять высокую потенциальную опасность, вследствие возникновения утечек или аварийного разрыва труб. Неисправное оборудование, загазованные зоны, места разлива нефтепродуктов и пропитанная им поверхность почвы могут очагами взрывов, пожаров, отравления людей, животных, загрязнения окружающей среды.

Исходя из этой потенциальной опасности, проектом предусматриваются мероприятия, обеспечивающие безопасность обслуживающего персонала, оборудования и сооружений в районе расположения и его объектов. Основным взрывопожароопасным, вредным и токсичным веществом является нефть. Основными мероприятиями, принятыми в проекте, направленными на предотвращение выделений вредных, взрывопожароопасных веществ и обеспечение безопасных условий труда, являются:

- Обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов;
- Размещение объектов на открытых площадках.

Применяемое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивает безопасную эксплуатацию технологических аппаратов, узлов и коммуникации. Размещение запорной арматуры обеспечивает удобное и безопасное ее обслуживание. Все технологические трубопроводы после монтажа подвергаются контролю сварных соединений и гидравлическому испытанию.

Состояние трубопроводов периодически контролируется операторами по добыче и нефти м/р. НГДУ «Жайыкмунайгаз». Обслуживающий персонал должен осуществлять визуальный мониторинг трубопроводов. Опасность метеорологических и природных явлений прогнозируется метеослужбой. Для чего необходимо ежедневно получать прогноз погоды, гидрографической обстановки в районе станции.

К принимаемым неотложным мерам по защите рабочих и служащих относятся:

- Подготовка к выдаче средств индивидуальной защиты +0.1-0.2 часа;
- Приведение в готовность сил и средств, предназначенных для ликвидации ЧС +0,2-1 час;
- Приведение в готовность пожарных машин +0.2-0.5 часа;

С возникновением ЧС руководитель нефтепромысловых объектов аварийно-спасательного формирования по ЧС, в зависимости от сложившейся обстановки, вводит режим чрезвычайной ситуации и контролирует выполнение мероприятий, предусмотренных планом действий. При необходимости, создается Комиссия по ликвидации ЧС (КЧС).

15.2 Средства и мероприятия по защите людей

На опасном производственном объекте проводятся учебные тревоги и противоаварийные тренировки по плану, утвержденному руководителем организации.

О проведении учебных тревог и противоаварийных тренировок организация письменно информирует территориальное подразделение уполномоченного органа в области промышленной безопасности.

Учебная тревога и противоаварийная тренировка проводятся руководителем организации совместно с представителями территориального подразделения уполномоченного органа в области промышленной безопасности и профессиональных аварийно-спасательных служб и формирований. Итоги учебной тревоги, противоаварийной тренировки оформляются актом. Контроль за исполнением изложенных в акте предложений возлагается на руководителя организации.

15.3 Мероприятия по созданию и поддержанию готовности к применению сил и средств

Согласно мероприятиям по поддержанию готовности к локализации и ликвидации аварий, которые могут привести к чрезвычайным ситуациям, на объектах НГДУ «Доссормунайгаз» созданы аварийно-спасательные формирования, предназначенные для выполнения задач по спасению людей, оборудования и техники совместно с аварийно-спасательными формированиями Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан или самостоятельно, при возникновении аварии или чрезвычайной ситуации.

Наименование и численный состав формирований приведен в таблице. Поддержание готовности к ликвидации аварий и чрезвычайных ситуаций осуществляется за счет выполнения следующих мероприятий:

- комплектование аварийных бригад техническими средствами, приспособлениями, средствами жизнеобеспечения согласно таблице технической оснащенности;

- создание неснижаемого запаса оборудования, запасных частей и материалов;

- проведение плановых учебно-тренировочных занятий и учений по ликвидации аварий;

запрещение использования аварийной техники и технических средств для выполнения работ по программе планового производства.

16. РЕВИЗИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Согласно п.223, «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности от 30.12.2014 года №355» на все трубопроводы необходимо составлять паспорт. Основным методом контроля за надежной и безопасной работой выкидных линий скважин, нефтесборных коллекторов, технологических трубопроводов, трубопроводов подготовленной нефти, водоводов низкого и высокого давления, газопроводов являются периодические ревизии, при которых проверяется состояние трубопроводов, их элементов и деталей.

Ревизии проводит служба технического контроля совместно со специалистами.

Результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

В паспорте технологического трубопровода приводятся следующие данные:

- назначение;
- рабочая среда;
- рабочие параметры;
- наружный диаметр и толщина стенки трубы;
- материал, из которого изготовлена труба;
- перечень арматуры на трубопроводе;
- результаты испытаний;
- сотрудники, ответственные за безопасную эксплуатацию трубопровода.

Паспорт технологического трубопровода также отражает все изменения, которые происходят на трубопроводе:

- периодичность,
- даты,
- объем ремонтных работ,
- время,

- результаты испытаний трубопровода и т.д.

Паспорт технологического трубопровода хранится у владельца трубопровода.

Сроки проведения ревизии нефтегазосборных трубопроводов устанавливаются техническим руководителем организации, в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов, с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и должны обеспечивать безопасную и безаварийную эксплуатацию трубопроводов в период между ревизиями.

Первая ревизия вновь введенных в эксплуатацию трубопроводов производится не позднее чем через 1 год.

Паспорт трубопровода по форме согласно приложению 13 к настоящим Правилам и сопоставляется с первоначальными данными (приемки после монтажа или результатами предыдущей ревизии), после чего составляется акт ревизии трубопровода по форме согласно приложению 14 к настоящим Правилам. Работы, указанные в акте ревизии, подлежат выполнению в заданные сроки.

17. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Обоснование размера санитарно-защитной зоны

Согласно пункту 16 «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», №355 в составе проектной документации дается обоснование размера санитарно-защитной зоны (далее СЗЗ) опасного объекта.

В соответствии с Приложением 1, к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» (Утверждены постановлением Правительства Республики Казахстан 20 марта 2015 года №237), размер санитарно-защитной зоны производства по добыче нефти составляет 1000 м.; обустройство скважин осуществляется на м/р Восточный Макат который входит в состав НГДУ «Доссормунайгаз», т. е. в пределах установленной СЗЗ – 1000 м. (I класс опасности).

Уточнение границ СЗЗ проводилось с учетом среднегодовой розы ветров для каждого направления ветра.

Функциональное зонирование территории СЗЗ и режим использования различных зон

При планировке Санитарно-Защитной Зоны важным фактором, отвечающим за обеспечение безопасности окружающей среды города и населенного пункта от воздействия промышленных предприятий, является своевременное озеленение территории, путем насаждения газоустойчивых древесно-кустарниковых растений.

При организации СЗЗ в случае возникновения необходимости разрабатываются дополнительные мероприятия по:

- снижение негативного воздействия веществ на окружающую среду (снижения шумового порога, сокращение выбросов и т.д.), которые предоставляются в виде соответствующих планов (сроки выполнения, вид мероприятий, ответственные за реализацию и стоимость самого мероприятия).
- организация планировочной СЗЗ предприятия (озеленение и благоустройство).
- организация санитарного контроля, за отслеживанием показателей воздействия предприятия на окружающую среду (натуральные замеры) в установленных контрольных точках.

Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ)

Уровень загрязнения приземных слоев атмосферы во многом зависит от метеорологических условий. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями при строительных работах могут быть:

- пыльные бури,
- штормовой ветер,
- штиль,
- температурная инверсия,
- высокая относительная влажность (выше 70%).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные выбросы загрязняющих веществ на предприятии, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК.

Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за местами пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- запрещение продувки и чистки оборудования, газоотходов, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу.

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20%.

Мероприятия по второму режиму включают все вышеперечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40%:

- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанных схем маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 40-60%, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов.

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- отключение аппаратов и оборудования с законченным циклом, сопровождающимся значительным загрязнением воздуха;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;

- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с неотрегулированными двигателями.

18. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА, ПОДЗЕМНЫХ ВОД, ПОЧВЫ

18.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

В целях уменьшения загрязнения воздушного бассейна вредными веществами, сбрасываемые двигателями внутреннего сгорания (ДВС) строительной и транспортной техники, охрана природной среды в период строительства и эксплуатации проектируемого объекта обязывает строительные организации, кроме обязательного выполнения проектных решений по сохранению почв, водоемов, фауны и флоры, осуществлять ряд мероприятий, направленных на сохранение окружающей среды и нанесение ей минимального ущерба.

К этим мероприятиям относятся:

- комплектация парка техники строительными машинами с учетом уменьшенных значений удельных выбросов вредных веществ в атмосферу их силовыми установками;
- осуществление запуска и прогрева двигателей транспортных средств и строительных машин по утвержденному графику с обязательной диагностикой выхлопа на загрязняющие вещества;
- организация в составе каждого строительного потока ремонтных служб с отделением по контролю за неисправностью топливных систем, двигателей внутреннего сгорания и диагностированию на допустимую степень выброса вредных веществ в атмосферу;
- использование специальных установок для обогрева помещений, подогрева воды, материалов, двигателей;
- контроль за местами пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- запрещение продувки и чистки оборудования, газоотходов, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- соблюдение требований и согласований местных органов охраны природы.

18.2 Мероприятия по охране подземных вод и водных ресурсов

По предупреждению загрязнения подземных вод предусматриваются следующие мероприятия:

- 1) промышленные сточные воды перед закачкой в продуктивные пласты очищаются;
- 2) захоронение нефтепромысловых сточных вод в изолированные глубокозалегающие пласты проводится при соответствующем геологическом обосновании;
- 3) способы захоронения нефтепромысловых сточных вод предусматривают в проектах разработки и эксплуатации месторождений.

В период строительства предусматриваются следующие природоохранные мероприятия:

- исключение сброса мусора и строительных материалов в водоемы, особенно в районах нерестилиц, зимовальных ям, участков миграционных путей рыб;
- недопущение мойки техники на берегах водоемов;
- запрещение на пути движения и в зоне работы автотранспорта и строительной техники на берегах рек слива нефтепродуктов и других производственных и бытовых отходов в не установленных местах;

- необходимо устраивать емкости для складирования, переработки, сжигания или захоронения загрязняющих веществ (отходов).

18.3 Мероприятия по охране недр

Для сведения к минимуму техногенных воздействий при сооружении наземных объектов необходимо соблюдать следующие условия:

- недопущение неорганизованного проезда автотранспорта вне автодорог. Движение транспортных средств и строительных механизмов должно осуществляться по специально оборудованным и обозначенным на местности временным дорогам. Должны быть исключены случаи бесконтрольного проезда тяжелой строительной техники и транспортных средств по ценным в хозяйственном отношении угольям;

- все дороги, места разъездов, временные и постоянные стоянки и площадки пункты заправки должны иметь насыпь из песка или щебня и обвалование, исключающие съезд техники с дороги и площадок, слив воды и отходов нефтепродуктов.

Для уменьшения воздействия на окружающую среду при строительстве временных авто проездов необходимо выполнение следующих требований:

- трасса дорог проложена с учетом минимального занятия территорий, обеспечивая технологические перевозки между строящимися объектами;

- слив горючесмазочных материалов в специально отведенных для этого местах.

Для сохранения плодородного слоя грунта выполняются работы по рекультивации земель.

На площадке сооружений предусматривается срезка растительного грунта, перемещение во временный кавальер и затем восстановление с укладкой на месте не занятые сооружениями или на поверхности насыпей.

Работы по рекультивации выполняются в следующей последовательности:

- срезка растительного грунта с перемещением во временный отвал в пределах полосы отвода;

- рытье траншеи с укладкой грунта в пределах рекультивации;

- засыпка траншеи после укладки труб;

- восстановление ранее снятого растительного грунта с распределением по полосе производства работ.

18.4 Охрана почвенно-растительного покрова

При проведении строительно-монтажных работ, мониторинг почвенно-растительного покрова будет представлять собой систему наблюдения за состоянием почв и растительного покрова на фоновых участках в зоне воздействия.

Мониторинг почв при проведении запланированных работ будет включать в себе проведения визуального контроля за состоянием нарушенности и возможного загрязнения почвенно-растительного покрова прилегающей территории.

Все выявляемые в результате визуального контроля возможные загрязнения будут локализованы и ликвидированы (например, сбор нефтезагрязненного грунта в результате незначительных проливов ГСМ при работе техники на прилегающей территории), либо будут устранены в результате проведения мероприятий по технической рекультивации прилегающих территорий после окончания строительства (сбор мусора) физических факторов в большей степени характеризуется механическим воздействием на почвенный покров при движении автотранспорта. К химическим факторам воздействия при производстве вышеназванных работ – привнос

загрязняющих веществ в почвенные экосистемы при возможных разливах хозяйственных стоков, бытовыми и производственными отходами, при случайных разливах ГСМ.

Мероприятия по охране почвенного и растительного покрова должны включать:

1. строгое соблюдение технологического цикла проведения работ;
2. для ослабления пылевого переноса, особенно в жаркий период года, в местах проведения работ и интенсивного движения транспорта при необходимости будет производиться, полив водой дорог, участков строительства;
3. засыпка траншей трубопровода грунтом с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
4. распределение оставшегося грунта равномерным слоем;
5. оформление откосов, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
6. проведение мероприятий по предотвращению эрозионных процессов;
7. обеспечение эффективной охраны и рационального использования почв, флоры и растительности;
8. сохранение видового многообразия и ценности естественных природных сообществ.

Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности:

- использование для проезда транспорта только отведенные для этой цели дороги, уменьшение дорожной деградации путем введения ограничений на строительство и не целевое использование дорог (организация сети дорог только с твердым покрытием и введение строгой регламентации движения по ним) - свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;
- не допускать расширения дорожного полотна;
- оформление откосов насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов;
- визуальное наблюдение за состоянием растительности вблизи территории производственных объектов.
- полив дорог и рабочих поверхностей строительных площадок технической водой (для пылеподавления будет использоваться техническая вода);
- осуществить профилактические мероприятия, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при производстве работ;
- во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности.

19. СПЕЦИАЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

19.1 Защита от коррозии.

В связи с наличием засоленных грунтов предусмотреть защиту всех оснований конструкций, соприкасающихся с грунтом.

Под фундаменты выполнить сложную гидроизоляцию из щебневой подготовки.

Боковые поверхности конструкций покрываются битумно-латекснокукерсольной мастикой.

Технологический процесс не связан с применением или выделением агрессивных по отношению к строительным конструкциям продуктов, что не требует специальных мероприятий.

19.2 Промышленные безопасности и охрана труда.

Принимаемое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию технологических аппаратов, узлов коммуникаций в соответствии с ГОСТ 12.2.003-74.

Все технологические трубопроводы после монтажа подвергнуты контролю сварных стыков и гидравлическому испытанию.

Принимаемое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию технологических аппаратов, узлов коммуникаций в соответствии с ГОСТ 12.2.003-74.

Все технологические трубопроводы после монтажа подвергнуты контролю сварных стыков и гидравлическому испытанию.

Все подготовительные работы, их организация, а также строительно-монтажные работы должны соответствовать требованиям «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» утв. приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года №355.

Технологические решения, принятые в проекте, соответствуют действующим инструкциям, ГОСТам, правилам и обеспечивают безопасную эксплуатацию зданий и сооружений при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий по охране труда, технике безопасности и взрывопожаробезопасности.

Для создания безопасных и благоприятных условий труда предусмотрены следующие мероприятия:

- приустьевая площадка с твердым покрытием и уклоном для стока и сбора технологической жидкости;
- площадки для установки ремонтного агрегата, приемных мостков, емкостей и другого оборудования;
- места для крепления якоря оттяжек и арматуры;
- фундаменты под станок-качалку, крепление арматуры и трубопроводов;
- система сбора технологической жидкости с лотками поддонами, дренажной емкости;
- ограждения и лестницы.

Строящиеся, ремонтируемые и эксплуатируемые опасные производственные объекты (скважины, установки подготовки нефти и газа, резервуары, насосные и компрессорные станции, терминалы) обеспечиваются надежным и постоянным транспортным сообщением (подъезды, дороги) с базами материально-технического обеспечения и местами дислокации производственных служб организации, пожарными и аварийно-спасательными службами.

Для обеспечения безопасности и производственного контроля, перед началом строительно-монтажных работ выполняются следующие основные организационные условия:

передача организациям подрядчикам и структурным подразделениям, выполняющим работы по строительству, утвержденной и согласованной проектной документации;

проверка полномочий строительных организаций, подрядчиков и исполнителей на право и допуск ведения работ на взрывопожароопасных объектах и других работ, подлежащих государственному лицензированию, техническому регулированию и учету в органах государственного контроля;

наличие соответствующей производственной и технической базы, разрешительных документов и квалифицированного персонала для строительно-монтажных работ на опасных объектах;

извещение о проведении строительных работ руководителей организаций и объектов, администрации населенных пунктов, находящихся в зоне строительства, а также органов государственного контроля.

При строительстве соблюдаются строительные нормы, правила и стандарты, в том числе по охране труда и технике безопасности, действующие в Республике Казахстан.

Персонал производственных объектов, в зависимости от условий работы и принятой технологии строительного производства, обеспечивается соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый производственный объект, где находится персонал, обеспечивается постоянной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом и руководством участка, цеха, организации. Условия связи на объектах с временным пребыванием персонала указываются в проектах и технологических регламентах, с учетом производственной необходимости.

На рабочих местах обеспечивается безопасное выполнение исполнителями производственных функций, и своевременная эвакуация при опасных ситуациях.

При выполнении работ на открытых площадках устанавливаются укрытия для защиты работников от неблагоприятных метеорологических условий.

На рабочих местах, а также на территории опасного производственного объекта, где возможно воздействие опасных и вредных производственных факторов, устанавливаются предупредительные знаки и надписи, а также регулярный контроль воздуха рабочей зоны.

Опасные участки работ ограждаются и обозначаются предупредительными и запрещающими знаками безопасности и надписями на рабочем языке, используемом на данном объекте, в соответствии со стандартом.

Границы опасных зон на строительной площадке определяются руководством работ и сообщаются исполнителям при проведении инструктажа в соответствии с планом производства работ или нарядом – допуском.

Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток обеспечиваются освещением.

Искусственное освещение выполняется в соответствии с установленными нормативами. Замеры уровня освещенности проводятся перед вводом объекта в эксплуатацию, после реконструкции помещений, систем освещения, а также ежегодно на рабочих местах.

Не допускается проведение огневых работ в радиусе менее 50 м от места применения и складирования материалов, содержащих легковоспламеняющиеся или взрывоопасные вещества, а также при отсутствии средств пожаротушения.

Перед началом выполнения работ в местах, где имеется опасность загазованности, в том числе в изолированных помещениях, закрытых емкостях, колодцах, траншеях и шурфах, необходимо провести анализ воздушной среды и оформить наряд - допуск. При обнаружении загазованности производство работ в данном месте следует остановить и продолжить их только после устранения загазованности до нормативных значений, при обязательном применении работающими необходимых средств индивидуальной защиты органов дыхания и контроля газосигнализаторами, предельно–допустимой концентрации (ПДК) и до взрывной концентрации (ПДВК) газов в воздухе рабочей зоны и на прилегающей территории санитарно –защитной зоны.

Объекты, для обслуживания которых требуется подъем работника на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м –лестницами с перилами. В местах прохода людей над трубопроводами, расположенными на высоте 0,25 м и выше от поверхности земли, площадки или пола, должны быть устроены переходные мостики, которые оборудуются перилами, если высота расположения трубопровода более 0,75 м.

Верхолазные работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, проводятся с применением предохранительного пояса, прикрепляемого к неподвижной конструкции, выдерживающей нагрузку не менее 225 кгс на одного работника.

Предохранительные пояса и страховочные веревки (фалы) испытываются не реже одного раза в полугодие статической нагрузкой, указанной в инструкции изготовителя с оформлением акта подписанного руководителем объекта и ответственным работником по эксплуатации или регистрацией в специальном журнале. При отсутствии указаний в инструкции по эксплуатации, испытание проводится статической нагрузкой 225 кгс в течение пяти минут, с последующим внешним осмотром.

При обнаружении деформаций и повреждений пояс и фал подлежат изъятию с запретом на применение и заменяются на исправные и безопасные предохранительные устройства.

Для пожаровзрывоопасных объектов (добывающие скважины, установки сбора и подготовки нефти, резервуарные парки) применяются площадки, настилы, лестницы, предусмотренные техническими условиями изготовителя и проектом.

Допускается применение временных деревянных настилов из досок толщиной не менее 40 мм при ведении работ во время ремонта, полностью остановленного оборудования и аппаратов.

На потенциально опасные места объектов нефтегазодобычи (открытые емкости, трансмиссии) устанавливаются ограждения с проходом, закрывающие доступ со всех сторон.

Открывать или снимать ограждения допускается только после полной остановки оборудования или механизма и установки на пусковом устройстве таблички «Не включать работают люди» и знаков безопасности. Пуск оборудования или механизма разрешается только после установки на место и надежного закрепления всех частей ограждения, по указанию руководителя работ.

Скорость движения транспорта на территории опасного объекта в зоне производства работ не должна превышать 10 км/ч на прямых участках и 5 км/ч на поворотах.

После завершения строительных и ремонтных работ производится восстановление рекультивация и благоустройство территории в соответствии с планом и мероприятиями по охране окружающей среды, а рабочие места приводятся в соответствие с требованиями по охране труда.

При приемке объектов разработки НГМ в эксплуатацию проверяются

следующие основные требования:

наличие согласованной и утвержденной проектной, технической и эксплуатационной документации, инструкций для персонала и выполняемых работ;

наличие пусковой и строительной документации в соответствии с действующими нормативными документами;

наличие декларации безопасности и ПЛА;

соответствие квалификации персонала объекта;

соответствие объекта проектной и эксплуатационной документации, требованиям промышленной, пожарной и экологической безопасности, охране труда, охране недр и окружающей среды;

проведение и соответствие результатов испытаний нефтегазопромыслового оборудования, технических средств, трубопроводов, резервуаров, систем контроля и безопасности технологических процессов, АСУ ТП, систем аварийной и пожарной защиты проектным решениям, нормативным документам, технической и эксплуатационной документации;

подготовленность объекта и персонала объекта к ликвидации опасных аварийных и чрезвычайных ситуаций, в том числе с привлечением аварийно-спасательной, пожарной и медицинской служб;

укомплектованность объекта и персонала средствами индивидуальной и коллективной защиты, контроля загазованности, пожарной техники и сигнализации, эвакуации персонала и населения в селитебной зоне;

наличие и состояние средств связи;

организация охраны и защиты объекта;

организация обслуживания объекта, материально-технического обеспечения, в том числе аварийно - спасательной службой, пожарной службой, медицинской службой и другими, с учетом назначения и характеристики объекта.

Приемка и пуск в эксплуатацию законченных строительством объектов разработки НГМ производится в соответствии с нормативными документами, правилами, положениями и инструкциями, утвержденными в установленном порядке, согласно действующих правил.

Для пуско-наладочных работ и испытания оборудования с применением горючих и опасных веществ, обеспечения взрывопожаробезопасности разрабатывается техническая и технологическая документация (регламент) в соответствии с проектными решениями и эксплуатационной документацией изготовителя, которая утверждается организацией, проводящей разработку НГМ по согласованию с заказчиком и органами государственного контроля.

На этапе приемки и пуска объекта нефтегазодобычи дорабатывается декларация безопасности проектируемого объекта и ПЛА.

20. ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ.

На объектах система сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа выполняются требования по пожарной безопасности, установленные правилами, нормами и стандартами.

Обслуживающий персонал должен знать схему расположения задвижек и их назначение, а также уметь безошибочно выполнять технологические действия.

Продувка и испытание на герметичность, и прочность производится в соответствии с инструкцией, предусматривающей необходимые мероприятия по технической и пожарной безопасности, с учетом местных условий.

Инструкция и план работ по продувке и испытанию на герметичность и прочность должны быть составлены строительной организацией и согласованы с техническим руководством предприятия.

При продувке и испытании трубопровода запрещается проезд, нахождение в пределах площадки автомобилей, тракторов и другой техники с работающими двигателями, а также пользоваться открытым огнем и курить.

При возникновении аварии должно быть прекращено движение транспорта и приняты меры по ликвидации аварии в соответствии с планом ликвидации аварий (ПЛА). Должны быть выставлены предупредительные знаки от места аварии на установленном расстоянии на дорогах, проходах и т.п.

Запорные устройства на трубопроводах должны находиться в исправности, быть легкодоступными, чтобы обеспечить возможность надежного прекращения разлива нефти на отдельных участках технологических трубопроводов. Неисправности следует немедленно устранять.

Для осмотра запорных устройств должны составляться графики, утверждаемые руководителем предприятия.

По пожару и взрывобезопасности применяемое оборудование, технологические процессы, производственные инструкции и действия персонала должны соответствовать требованиям «Правил пожарной безопасности Республики Казахстан»

Каждый объект должен обеспечиваться необходимым количеством средств пожаротушения согласно нормам, предусмотренными указанными Правилами и СП РК.

21. САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ И БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА.

На основании постановления Правительства Республики Казахстан от 20 марта 2015 года №237 об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» и «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», которые включают в себя:

- требования к производственным зданиям и помещениям;
- требования к отоплению, вентиляции и кондиционированию воздуха производственных объектов;
- требования к водоснабжению, водоотведению и утилизации промышленных отходов;
- требования к проектированию санитарно-защитных зон.

Условия труда работающих по части питания, проживания и медицинского обслуживания на период строительства данного объекта осуществляется путем заключения договоров между заказчиком и подрядчиком, на контрактной территории заказчика.

На территории месторождения: м/р Восточный Макат, где будут проводиться строительно-монтажные работы имеются все условия, отвечающие требованиям санитарных норм и правил, для проживания, питания и медицинского обслуживания, а именно благоустроенные капитальные общежития со столовыми и медицинскими пунктами, построенные для работников НГДУ.

Если рассматривать отдельно по месторождениям:

м/р В.Макат: два общежития на 50 мест каждое; столовая на 50мест; отдельный медпункт.

В целях охраны здоровья работников, предупреждения заболеваний и отравлений, несчастных случаев, обеспечения безопасности труда работников проходят предварительные и периодические медицинские осмотры, специальные медицинские обследования.

Должностные лица предприятий не допускают к работе лиц, не прошедших предварительные или периодические медицинские осмотры или признанных непригодными к работе по состоянию здоровья.

При неблагоприятной санитарно-эпидемиологической обстановке работников должны заблаговременно подвергать предварительной вакцинации от соответствующих заболеваний. Предприятия, должностные лица, работники обязаны обеспечивать содержание и эксплуатацию производственных и санитарно-бытовых помещений, рабочих мест, технологического оборудования в соответствии с санитарными нормами, гигиеническими нормативами.

Атмосферный воздух в местах проживания, воздух производственных территории в помещении должны соответствовать установленным нормативам. Контроль загазованности осуществляется в установленном на предприятии порядке.

Предприятия, должностные лица и работники обязаны обеспечивать сбор, переработку, обезвреживание и захоронение производственных бытовых отходов, и содержание территории в соответствии с санитарными правилами и нормами.

ИТР и рабочие должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты.

Подготовка к эксплуатации санитарно-бытовых помещений и устройств для работающих на строительной площадке и объектах должна быть закончена до начала основных строительно-монтажных работ и пуска в эксплуатации.

Состав санитарно-бытовых помещений необходимо определять в соответствии с таблицей 4 приложения 2 настоящим санитарным правилам. Площади отдельных помещений, набор оборудования и процедур решается в каждом конкретном случае с учетом мощности объекта, характера трудовых процессов, наличия вредных производственных факторов.

На каждом объекте строительства и эксплуатации необходимо выделять помещения или места для размещения аптечек с медикаментами, носилок, фиксирующих шин и других средств для оказания первой помощи пострадавшим.

Вблизи от рабочих мест, связанных с воздействием на работающих шума, вибрации, ультра- и инфразвука, должны предусматриваться помещения для периодического отдыха и проведения профилактических процедур.

На объектах со списочным составом от 50 до 300 человек предусматривается медпункт. Для медперсонала выделяется помещение площадью не менее 8 м².

Руководитель строительно-монтажной и эксплуатационной организации обязан обеспечить соблюдение всеми работниками правил внутреннего распорядка, относящихся к охране труда, в соответствии с Типовыми правилами внутреннего распорядка для рабочих и служащих предприятий и организаций.

Допуск посторонних лиц, а также работников в нетрезвом и наркотическом состоянии на территорию объекта, в производственные, санитарно-бытовые помещения и на рабочие места запрещается.

Руководители предприятий, объектов должны обеспечить своевременное оповещение всех своих подразделений о неблагоприятных метеорологических условиях (гроза, ураган, аномальная температура воздуха и др.) и принять меры по обеспечению безопасности персонала и оборудования.

Санитарно – гигиенические мероприятия.

Помещения для проживания должны оборудоваться естественной и механической вентиляцией и системой отопления. Для отопления зданий и сооружений должны предусматриваться системы, приборы и теплоносители, не создающие вредных факторов и неприятных запахов.

Производственная санитария обеспечивает здоровые условия труда, устраняя вредные воздействия на организм, устраивая вентиляцию, освещение, сооружая бытовые помещения, обеспечивая нормальный режим труда и отдыха.

Все лица, находящиеся на строительной площадке и нефтепромысловых объектах обязаны носить защитные каски. Рабочие и инженерно-технические работники без защитных касок и других СИЗ к выполнению работ не допускаются. На каждом объекте строительства и эксплуатации необходимо выделять помещение или места для размещения аптечек с медикаментами, носилок, фиксирующих шин и других средств для оказания первой помощи пострадавшим.

Все работающие на строительной площадке и нефтепромысловых объектов должны быть обеспечены питьевой водой, качество и условия хранения которой должны соответствовать санитарным требованиям.

Большое значение для создания благоприятных условий труда, повышения производительности, снижения общей и профессионально обусловленной заболеваемости имеет санитарно-бытовое обеспечение работающих.

Санитарно-бытовое обеспечение работающих должно занимать одно из ведущих мест в системе мероприятий по оздоровлению условий труда. Поэтому при организации производства санитарно-технических работ наибольшее значение в санитарно-гигиеническом отношении имеет обеспечение рабочих потребным количеством соответствующим образом оборудованных бытовых помещений.

Санитарно-бытовое обслуживание рабочих является частью комплекса мер по охране труда. Оно должно обеспечить защиту кожных и слизистых покровов человека от действия вредных производственных факторов в течение смены и прекращать их действие после ее окончания. Этими основными требованиями определяется набор и состав санитарно-бытовых помещений (СБП) и устройств. Их компоновка, набор и состав зависят от принадлежности к группам производственного процесса.

САНИТАРНО-БЫТОВЫЕ ПОМЕЩЕНИЯ – гардеробные, душевые, умывальные, уборные, курительные, места для размещения устройств питьевого водоснабжения, помещения для обогрева или охлаждения, обработки, хранения и выдачи спецодежды и др