

«Расширение системы ППД с переводом эксплуатационных скважин №150, 313, 114, 320 на нагнетательные с РООС на месторождении Матин»

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА

Административное положение

В административном отношении нефтяное месторождение Матин входит в состав к Кызылкогинского района Атырауской области Республики Казахстан. Районный центр Кызылкогинского района пос. Миялы находится в 120 км на северо-восток от месторождения Матин. Областной центр г. Атырау находится в 152 км к юго-западу от месторождения. Связь с пос. Миялы осуществляется по грунтовым дорогам, а с пос. Макат и областным центром асфальтированными и железными дорогами.

Цель проекта

Целью данного проекта является перевод эксплуатационных скважин №150, 313, 114, 320 на нагнетательные.

Архитектурно – строительные решения

Строительная часть проекта предусматривает строительство площадки устья нагнетательной скважины и опоры ОП-1, расположенной на месторождении Матин. В архитектурно - строительной части рабочего проекта предусмотрено строительство следующих сооружений: - опоры ОП-1 на площадке устья нагнетательной скважины; Опоры оп-1 на площадках устья нагнетательных скважин На площадке (всего площадок 4шт.) с размерами 2,0х4,3м для технологического трубопровода предусматриваются опоры.

Опоры ОП-1, в количестве 2 шт. выполнены из бетона марки С12/15 - размером 900х500х750(н)мм. В основании опор предусмотрен щебень, пропитанный битумом, толщиной 50мм. Металлическая часть опоры выполнена из профиля стального гнутого квадратного сечения 100х6 для ОП-1 по ГОСТ 30245-2012, предусмотрены пластины для крепления металлической части из листа, толщиной 6 мм по СТ РК EN 0149-2012. А также запроектирована закладная деталь М5-8 по серии 3.400.2-14.93 выпуск 1 для крепления стоек на фундамент под опору. Армирование осуществляется сеткой класса С2 по ГОСТу 23279-2012. Боковые поверхности бетона, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом за два раза.

Специальные защитные мероприятия

Под основанием железобетонных изделий выполнить подготовку из щебня, марки прочности М800, фракции 10-20, пропитанного битумом до полного насыщения, толщиной 50мм. Боковые поверхности ж/бетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом БН-70/30 за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине. Бетонные конструкции выполнить из бетона С12/15 на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W4, марка по морозостойкости F100. Закладные детали окрасить двумя слоями эмалевой краской ПФ-115 по ГОСТ 6465-76* по грунту ГФ-021 ГОСТ 25129-2020. Все работы по антикоррозийной защите должны производиться согласно требованиям СП РК 2.01-101-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии».

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА

Объем проектирования В рабочем проекте приняты технические решения по строительству следующих сооружений: - Обустройство устья нагнетательных скважин №№ 150, 313, 114, 320;

Нагнетательные линии от существующего водонапорного коллектора 219х12 до скважин №№ 150,313,114,320.

Технические решения

В настоящем рабочем проекте предусмотрено расширение существующей системы ППД на месторождении Матин путем перевода действующих добывающих скважин № 150, 313, 114, 320 на нагнетательные. Закачка пластовой воды в проектируемые скважины

№ 150, 313, 114, 320 осуществляется по проектируемым нагнетательным линиям Ø89x8 по ГОСТ 8732-78 от существующего водонапорного коллектора Ø219x12, транспортирующего воду от существующей БКНС месторождения.

В соответствии с вышеуказанным на месторождении принята следующая схема СППД: Блочная кустовая насосная станция → водонапорный коллектор → нагнетательные трубопроводы → нагнетательные скважины.

Технико-экономические показатели: Приемистость каждой скважины - 50-100 т/сут. Рабочее давление нагнетательных линий - 3,5-5,5 МПа. Рабочая температура закачиваемой воды - +5 - +15 оС.

Обустройство нагнетательной скважины На трубопроводах обвязки устья проектируемых нагнетательных скважин №№ 150, 313, 114, 320 предусмотрена установка обратного клапана, запорной арматуры, приборов контроля давления и расхода. Согласно СН 527-80 участки проектируемых трубопроводов, размещенных в пределах площадок нагнетательных скважин относятся к технологическим трубопроводам. Технологические трубопроводы выполнены в надземном исполнении из стальных бесшовных горячедеформированных труб 89x8 по ГОСТ 8732-78. Материал труб - сталь 20. Проектируемые технологические трубопроводы согласно СН 527-80 в зависимости от транспортируемой среды и рабочих параметров классифицируются как: - нагнетательные трубопроводы - группа В, III категория. Антикоррозионное покрытие надземных участков трубопроводов и арматуры: - масляно-битумной краской в два слоя по грунту ГФ-021 по ГОСТ 25129-2020. Тепловая изоляция надземных трубопроводов и арматуры:

- маты URSA марки М-25 (Г) из стеклянного штапельного волокна, без каширования, толщиной 60 мм по ТУ 5763-001-71451657-2004. Покровный слой - сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 19904-90: - трубопроводов диаметром до 219 мм включительно - 0,5 мм; - фланцевой арматуры и фланцевых соединений диаметром до 200 мм включительно - 0,8 мм. Согласно требованиям СП РК 3.05-103-2014 контроль качества сварных соединений технологических трубопроводов физическими методами проводить в объеме 100%. Из них неразрушающими методами (радиографическим или ультразвуковым) в % от общего числа сварных соединений, но не менее одного стыка: - трубопроводов III категории - 2 %. До ввода в эксплуатацию технологические трубопроводы подлежат гидравлическому испытанию на прочность и проверке на герметичность согласно СП РК 3.05-103-2014. Давление испытания на прочность составляет $R_{исп} = 1,25P_{раб}$, но не менее 0,8 МПа (при рабочем давлении трубопровода свыше 0,5 МПа). Давление проверки на герметичность $R_{исп} = P_{раб}$. Давление испытания на прочность должно быть выдержано в течении 10 мин, после чего его снижают до рабочего при котором производят тщательный осмотр сварных швов (испытание на прочность). По окончании осмотра давление вновь повышают до испытательного и выдерживают еще 5 минут, после чего снова снижают до рабочего и вторично тщательно осматривают трубопровод. Продолжительность испытания на прочность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъёмных соединений. Срок службы трубопроводной арматуры и технологических трубопроводов, применяемых в настоящем рабочем проекте, составляет 10 лет и 8 лет соответственно. Нагнетательные трубопроводы Проектируемые нагнетательные трубопроводы предназначены для подачи пластовой воды к четырем нагнетательным скважинам от существующего водонапорного коллектора Ø219x12. Нагнетательные трубопроводы выполнены в подземном исполнении из стальных бесшовных горячедеформированных труб Ø89x8 по ГОСТ 8732-78. Глубина укладки трубопроводов, транспортирующих пластовые воды, принята -2,3 м до низа трубы, в зависимости от глубины проникновения в грунт нулевой температуры. При пересечении проектируемыми трубопроводами автомобильных дорог предусмотрена укладка их в защитных футлярах на глубине 1,4 метра от верха покрытия автодороги до верха футляра. При взаимном пересечении проектируемого трубопровода с существующими коммуникациями расстояние между ними в свету должно приниматься

не менее 350 мм, а пересечение выполняться под углом не менее 60°. Согласно ВСН 51-3-85 подземные участки нагнетательных линий от существующего водопровода до скважин относятся к промышленным трубопроводам и в соответствии с требованиями ВСН 51-3-85 в зависимости от диаметра, рабочего давления и характера транспортируемой среды классифицируются как: - нагнетательные трубопроводы - III класс, 1 группа, III категория. Антикоррозионное покрытие подземных участков трубопроводов - «усиленное» по ГОСТ 9.602-2016 на основе полимерных липких лент. Состав покрытия: грунтовка полимерно-битумная ГТ-760 ИН, лента «Полилен» по ТУ 102-610-92 в два слоя и оберточный слой из ленты "Полилен-0" по ТУ 102-611-92 в один слой. По трассе проектируемых трубопроводов следует предусмотреть установку опознавательных знаков: - на углах поворота в горизонтальной плоскости;

В соответствии с требованиями ВСН 005-88 контроль качества сварных соединений промышленных трубопроводов неразрушающими методами, следует проводить: - нагнетательных трубопроводов III категории - в объеме 5%. Из них радиографическим методом 2% от общего числа сварных соединений, но не менее одного стыка, остальные - ультразвуковым и магнитографическим. До ввода в эксплуатацию стальные участки промышленных трубопроводов подлежат гидравлическому испытанию на прочность и проверке на герметичность согласно ВСН 51-3 85. Для нагнетательных трубопроводов Риск. принимается равным: - для трубопроводов III категории - 1,2 Рраб. Проверку на герметичность трубопровода в целом производят после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего Рраб в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч. Трубопровод считается выдержавшим испытания 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 обнаружены утечки. Срок службы нагнетательных трубопроводов, применяемых в настоящем рабочем проекте, составляет 8 лет.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПА-ТЗ

В настоящем разделе рабочего проекта рассматриваются система автоматизации нагнетательных скважин №№ 150, 313, 114, 320. месторождения Матин» Целью разработки и внедрения автоматизированной системы управления технологическими процессами является обеспечение безаварийной эксплуатации технологического оборудования с минимальными теплоэнергетическими затратами, снижение затрат на ремонт оборудования за счет оперативного технологического останова при выявлении неисправностей.

Объекты автоматизации и контроля

В рабочем проекте на площадках устья нагнетательных скважин №№ 150, 313, 114, 320. предусматривается измерение и контроль следующих параметров: - Давление на трубопроводе воды по месту и с передачей информации в диспетчерский пункт месторождения; - Расход жидкости, подаваемой на скважину, по месту и с передачей информации в диспетчерский пункт месторождения. Функциональная схема автоматизации (ФСА) скважин представлена на чертеже №4 МП/2026-АТХ лист-3. Технические средства контроля и автоматики (ка) Средства автоматизации Средства автоматизации предназначены для сбора информации от КИП и передачу информации на АРМ оператора. В рамках настоящего рабочего проекта предусмотрено установка шкафа с передачей сигналов на АРМ оператора, устанавливаемых на площадках каждой нагнетательной скважины: - Установка на нагнетательном трубопроводе преобразователя расхода Метран 305ПР; - Установка на нагнетательном трубопроводе датчика для контроля давления Метран 150; - Установка на нагнетательном трубопроводе манометра WIKA 232.30. Технологический контроллер нагнетательной скважины выполнен на базе оборудования ZLAN, блоков электропитания. Станция управления принимает сигналы от полевых датчиков и обеспечивает передачу информации через беспроводной мост Ubiquiti

PowerBeam M2 400mm в существующую операторную. Оборудование ZLAN монтируется в шкафах ШК (Шкаф контроля), расположенных на площадке каждой проектируемой скважины. Кабельные проводки Кабельные трассы цепей измерения, сигнализации и управления выполнены контрольными кабелями с медными жилами. Типы кабелей выбраны согласно инструкциям на приборы и блочное оборудование. Во взрывоопасных зонах применяется кабель с негорючей изоляцией. Прокладка кабелей предусматривается в защитных трубах (по технологическим площадкам), подземно, в траншее на глубине не менее 0,7 метра. Передача данных Рабочий проект предусматривает передачу данных на верхний уровень по протоколу TCP/IP. Передача данных со скважин осуществляется по беспроводному мосту Ubiquiti PowerBeam M2 400mm, устанавливаемому на стойке на высоте 4м. Электропитание и заземление По степени обеспечения надежности электроснабжения проектируемые средства контроля и автоматики нагнетательных скважин относятся согласно ПУЭ ко II категории. Питание средств автоматизации на скважинах осуществляется однофазным напряжением 230В АС, 50 Гц. Также в шкафах автоматики нагнетательных скважин предусматривается установка источника бесперебойного однофазного электропитания, с расчетным временем автономной работы 1 час. Для защиты персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное заземление корпусов приборов шкафов. Рабочим проектом предусмотрен подвод электропитания с подключением к Монтаж приборов Контрольно-измерительные приборы, располагаются на открытых площадках и способны функционировать в промышленной, влажной и коррозионно-активной атмосфере в интервале температур от -40°С до +65°С. Приемлемая степень защиты от влаги и проникновения пыли для оборудования, расположенного на открытой площадке, предусматривается не ниже IP65. Все приборы и средства автоматизации монтируются с учетом удобства обслуживания, предусматриваются площадки обслуживания для недоступных по высоте приборов по мере необходимости. Монтаж приборов и средств автоматизации выполнить в соответствии нормативными документами РК и заводской инструкции на установку приборов. Все средства КИП оборудуются системой защиты от статического электричества. Защитное заземление оборудования КИПиА предусмотрено посредством специальных проводников, подключаемых к существующим контурам заземления. Радиомост размещается на стойке с молниеприемником. АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА Надземные участки трубопроводов и запорная арматура защищаются от атмосферной коррозии теплоизоляционной краской Изоллат-03 по грунтовке ГФ-021. Подземные стальные выкидные линии Ø89х5 от скважин СХ-44, 45, 46, 47 и ЮХ-31, 51, 52, 53; Т-13, 18 - защищаются от коррозии исключительно посредством нанесения на их поверхность защитных покрытий. Антикоррозионное покрытие подземных стальных участков трубопроводов «усиленное». Термоусаживающая манжета ТИАЛ-М-89-450-1.2 ТУ 2293-002-58210788-2004. Лента ПВХ 4" POLYKEN 910. Клей: Праймер для ПВХ ленты POLYKEN 1027. Расчетный срок службы проектируемых подземных трубопроводов - 30 лет. Рабочим проектом предусматривается электрохимическая защита (далее по тексту – ЭХЗ) от почвенной коррозии стальных защитных кожухов Ø325х9мм, устанавливаемых на участках пересечения проектируемыми нефтепроводами автомобильных дорог и других инженерных сооружений. В качестве источника тока ЭХЗ использованы магниевые протекторы типа ПМ 10У производства компании "ЭХЗ-1" г. Шымкент Республики Казахстан. Основные технические решения по электрохимической защите защитных кожухов нефтепроводов приняты по типовой серии УПР.ЭХЗ-01-2007 "Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных коммуникаций от коррозии". Магниевые протекторы ПМ-10У устанавливаются в сверленные котлованы Ø300-400 мм глубиной 3 м. Магниевые протекторы смежных защищаемых сооружений (кожухов) при их параллельной прокладке должны быть удалены друг от друга на расстояние не менее 2 м между собой. Кабельные линии от защищаемых сооружений и протекторов ПМ-10У прокладываются в земле в траншее на глубине не менее 0,7 м.

Соединения жил кабелей выполняются «под болт» на зажимах контрольно измерительных пунктов (КИП). КИП комплектуются стационарными измерительными приборами (ЭНЕС-4М) контроля защитного потенциала сооружений и диодно-резистивными блоками (БДРМ) для ответвления части потенциала протектора к проектируемому нефтепроводу для снижения опасного воздействия системы ЭХЗ на сторонние сооружения. Защитные кожуха Ø325х9мм длиной свыше 25 м защищаются путем установки протекторов с двух противоположных концов футляра. В соответствии с требованиями завода-изготовителя следует произвести плановую замену протекторов по истечению расчетного срока службы (свыше 10 лет) или снижению уровня защитного потенциала сооружений менее минус 0,85 В.