

Учреждение частное профессиональная образовательная организация
«Нефтяной техникум»

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема: Выполнение работ по поддержанию пластового
давления

Специальность: Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

Выполнил:
студента,

Ашимов Т.Н
4курс,4ИР18/2

Руководитель:
преподавателя,

Самохвалов А.А

«Допущен к защите»
заместитель директора по учебной работе
защиты: _____

Оценка: _____
Дата

_____ Е.А. Волохин
«__» _____ 2021 г.

Нормконтроль пояснительной
записки принял _____ Л. А.
Воронина

Электронный вариант
принял
_____ Волохин В. А.

Ижевск
2022 г.

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная компания, разрабатывающая месторождение, прежде должна ставить перед собой задачи по проектированию разработке и внедрению системы поддержания пластового давления. Особенно большое внимание надо уделять очередности запуска добывающих и нагнетательных скважин, внедрению системы ППД на начальных стадиях разработки месторождения. В целом по России из общего фонда скважин, на которых добыча нефти ведется механизированным способом, основной объем нефти добывается с помощью электроцентробежных насосов.

В любой нефтяной компании основные задачи это - количество добытой нефти и минимальные затраты на ее добычу, но необходимо не забывать о таком понятии, как коэффициент извлечения нефти. Одним из наиболее эффективных методов повышения КИН является своевременное внедрение системы ППД. Чтобы добиться максимально-положительного результата по поддержанию проектного уровня закачки необходимо, при эксплуатации нагнетательных скважин периодически проводить мероприятия по выравниванию профиля притока, проводить ППР подземного оборудования, уделить особое внимание к системе подготовки воды для закачки в пласт. В процессе эксплуатации вести мониторинг и анализ эффективности внедренной системы ППД.

1. ОБЩИЙ РАЗДЕЛ

1.1. Основные цели и задачи системы поддержания пластового давления.

В процессе эксплуатации нефтяного месторождения пластовое давление, которое обуславливает приток нефти к скважине, может настолько снизиться, что дальнейшая эксплуатация скважины при данном дебите становится неэкономичной. В этом случае пластовое давление может быть восстановлено до требуемого уровня путем закачки с поверхности через нагнетательные скважины в пласт рабочего агента (вода, воздух, газ). Поддержание пластового давления закачкой воды, кроме повышения нефтеотдачи обеспечивает интенсификацию процесса разработки. Это обуславливается приближением зоны повышенного давления, создаваемого за счет закачки воды в водо-нагнетательные скважины, к добывающим скважинам.

Цель ППД:

- обеспечение закачки рабочего агента в пласт;
- обеспечение подготовки сеноманской воды до определенных условиями закачки показателей;
- управление эффективностью процесса поддержания пластового давления;
- повышение качества и оперативности принятия решений при управлении процессом; - оптимизация и контроль затрат на процесс поддержания пластового давления; - увеличение темпов отбора нефти из залежи и получить повышенные коэффициенты нефтеотдачи, характерные для напорных режимов.

Задачи ППД:

- определить метод поддержания пластового давления;
- выбрать рабочий агент для закачки в пласт;
- обеспечить качество закачиваемого агента;

- обеспечить эффективность процесса поддержания пластового давления.

1.2. Основные требования к закачиваемой воде.

При заводнении с целью поддержания пластового давления основное значение системы водоснабжения к изысканию и добыче необходимого количества качественной воды, распределению и закачке ее в пласт через систему нагнетательных скважин. Выбор системы водоснабжения во многом зависит от стадии разработки месторождения. В последнее время все чаще заводнение начинают осуществлять с самого начала разработки месторождения. Учитывая, что в первоначальный период разработки месторождения нефть добывается безводной, в это время требуется большое количество пресной воды. В проектах обустройства месторождений должно учитываться, что в последующее время добыча нефти будет сопровождаться ростом обводненности продукции скважин, поэтому система водоснабжения должна быть запроектирована и построена с учетом 100% утилизации в системе ППД всех промысловых сточных вод с промысловых установок подготовки нефти. На последней стадии разработки, чтобы извлечь одну тонну нефти, приходится извлекать двенадцать и более м³ пластовой воды. Это усложняет и удорожает систему водоснабжения, так как с увеличением объемов 14 добычи пластовых вод увеличиваются затраты на подготовку и очистку этой воды от механических примесей, пленочной нефти, а также увеличиваются работы на борьбу с коррозией технологического оборудования, водоводов, запорной арматуры. В то же время в сточных водах после установок по обезвоживанию и обессоливанию нефти содержатся поверхностно-активные вещества, которые обладают хорошим отмывающим и нефтewытесняющими способностями, что приводит к увеличению конечного извлечения [3].

Как показывает опыт разработки отечественных и зарубежных месторождений заводнение является довольно эффективным методом воздействия для поддержания пластового давления, но при строгом соблюдении необходимых требований к технологии его осуществления. При установлении необходимой степени подготовки вод, используемых для системы ППД, основное значение имеют геолого-физические свойства нефтяного пласта (пористость, проницаемость), состав пород, диапазон изменения основных свойств коллекторов, слагающих пласт, качественный состав и количество в горной породе глин, физико-химические свойства пластовой и нагнетаемой воды.

Основным требованием, предъявляемым к закачиваемым в пласт водам, наряду с высокими нефтевытесняющими свойствами является обеспечение высокой степени фильтрации. Характер снижения приемистости нагнетательных скважин даже в пределах одного месторождения весьма разнообразен и зависит от качества применяемых вод.

Ухудшение коллекторских свойств зоны, примыкающей к скважине, происходит в результате:

- сужения поровых каналов и полной закупорки части из них за счет проникновения твердых частиц дисперсной фазы (промывочной жидкости или загрязненной закачиваемой воды);

- набухания глинистых минералов пласта при контакте с закачиваемой водой;
- образования нерастворимых осадков при взаимодействии закачиваемых вод с пластовыми;

- образования стойких водонефтяных эмульсий, уменьшающих подвижность пластовой жидкости в зоне контакта;

- отрицательного влияния капиллярных и поверхностных явлений. В настоящее время при подготовке воды для системы ППД при эксплуатации месторождений количество взвешенных частиц (КВЧ) и содержание остаточных нефтепродуктов (ОНП), являющихся важными нормируемыми параметрами, должны быть приведены в соответствие с требованиями

действующего отраслевого стандарта ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов.

Требования к качеству» (таблица 1).

Таблица 1 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде в зависимости от проницаемости продуктивного коллектора

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости* коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механические примесей	нефти
до 0,1 вкл. свыше 0,1		до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл. свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл. менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл. свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл. менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50
* - коэффициент относительной трещиноватости определяется в соответствии с РДС 39-01-041-81 «Методика прогнозного определения норм качества сточных вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа. Содержание механических примесей и нефти в сточной воде»			

При единой системе организации ППД нагнетаемая вода должна по качеству соответствовать нормативам для самых низкопроницаемых пластов. Таким образом, согласно ОСТ 39-225-88 используемая для системы ППД вода должна соответствовать нижеперечисленным требованиям.

Допустимое содержание твердых взвешенных частиц в нагнетаемых водах не должно превышать 3 мг/л, а остаточных нефтепродуктов – 5 мг/л. Наличие механических примесей является одним из основных факторов,

вызывающих снижение проницаемости призабойной зоны пласта при использовании как пресных, так и пластовых вод.

Механические примеси присутствуют в воде как «изначально» (песок, частицы слагающих породу минералов, глин, гидроокиси железа, малорастворимых солей, агрегаты асфальтенов, кристаллики парафинов) так и образуются в результате различных химических реакций, протекающих при контакте закачиваемых вод с пластовой водой, нефтью и породой, химическими реагентами.

При использовании для заводнения продуктивных пластов подтоварной воды ощутимое снижение приемистости скважины (вплоть до полного прекращения закачки) вызывает присутствие остаточного количества нефтепродуктов. Это чаще всего нефть со значительным содержанием асфальтосмолпарафиновых отложений, диспергированных в водной фазе. Показано, что глобулы остаточной нефти имеют диаметр от 0,1 до 10,0 мкм. Остаточная нефть, проникая в более крупные капиллярные каналы ПЗП, постепенно коалесцируя и накапливаясь, может снизить приемистость скважины до полного прекращения закачки.

Закачиваемые воды должны быть совместимы с пластовыми. Наличие механических примесей иногда связано с нарушением стабильности вод. Это может быть следствием необратимых химических реакций, сопровождающихся выпадением твердых солей из пересыщенных растворов. Происходит это обычно при смешении вод разного состава, химически несовместимых друг с другом. Для предотвращения образования и осаждения солей, не следует допускать смешения вод различного состава.

Ограничение или исключение возможности смешения вод различного состава является технологическим приемом предотвращения солеотложения и в нефтепромысловом оборудовании.

Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения. Возможность использования различных вод для заводнения нефтяных

месторождений в значительной степени определяется взаимодействием этих вод с породой коллектора.

В качестве вытесняющего агента для разработки продуктивных пластов нефтяных месторождений предпочтительно выглядят собственно пластовые, сеноманские и подтоварные воды.

Таким образом, учитывая средненабухающий тип цемента, можно сказать, что использование подтоварной воды для системы ППД не будет иметь значительного отрицательного влияния. Применение же пресной речной воды может привести к увеличению набухания цемента продуктивных коллекторов.

Высокая дисперсность и значительная удельная поверхность глинистых частиц усиливают обменные реакции, что может вызвать дезагрегацию и отрыв глинистых минералов от обломочных зерен с последующим вовлечением их в приток, что также может привести к частичному закупориванию фильтрующих каналов.

1.3. Классификация метода заводнения

Заводнение нефтяных пластов является основой современной технологии разработки нефтяных месторождений. Для месторождений с разнообразными физико-геологическими условиями создан широкий комплекс систем воздействия на пласты методом заводнения. Разновидности: всех широко используемых в настоящее время методов заводнения нефтяных объектов приведены в работе М.М. Ивановой [4] в виде схемы (рисунок 1).

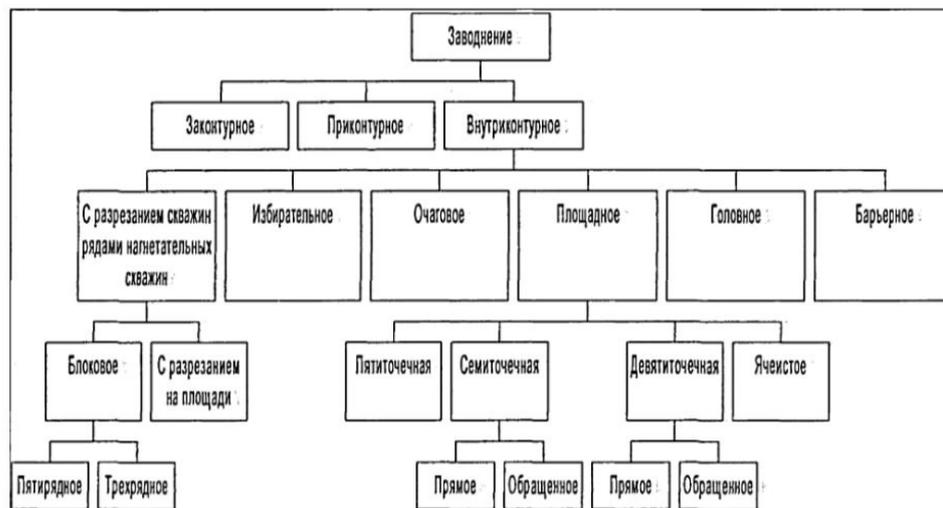


Рисунок 1 – Разновидности метода заводнения

Рисунок 1. Разновидности метода заводнения

В представленной схеме зафиксированы все основные и широко используемые ныне на практике системы заводнения. Однако такая схема не раскрывает перспективы развития метода заводнения, так как большинство из представленных в ней систем и видов заводнения являются тупиковыми.

Из рисунка 1 видно, что из первоначально внедренных в практику систем заводнения (законтурное, приконтурное, внутриконтурное) дальнейшее, наибольшее развитие получила система внутриконтурного заводнения (рядное, площадное, избирательное и т.д.). В свою очередь, рядная система заводнения, согласно представленной в работе [5] схеме, подразделяется на блоковое и с разрезанием на площади. Площадное - на пятиточечную, семиточечную, девятиточечную, ячеистую. Законтурное, приконтурное системы и избирательное, очаговое, головное, барьерное виды заводнения разновидностей не имеют. Аналогично на следующем уровне разновидности выделены лишь для блоковой (пяти - и трехрядное) системы заводнения.

В схеме за основу разделения метода заводнения на системы (законтурное, приконтурное, внутриконтурное) принято отличие их друг от друга размещением нагнетательных скважин относительно начального

контура нефтеносности. Такое выделение основных систем отражает, в основном, развитие метода заводнения в историческом плане. Однако кроме них известны и другие методы, которые следовало бы отнести к числу систем заводнения. Так, межконтурное, закачка в "водоносные окна", кольцевое, осевое и др. разновидности метода, заводнения в схеме не учтены. Казалось бы, согласно принятой в [5] логике, их надо отнести к основным (исходным) системам метода заводнения, т. к. они так же отличаются друг от друга размещением нагнетательных скважин относительно контура нефтеносности. Так же противоречит подмеченному принципу включение барьерного заводнения к внутриконтурным, так как нагнетательные скважины, размещены в газоносной области, т.е. за контуром нефтеносности.

Из всего выше приведенного следует, что при выделении систем заводнения: признак (размещение нагнетательных скважин относительно контура нефтеносности) не является наиболее общим и однозначным критерием.

Внутриконтурная система заводнения по принципу размещения скважин относительно друг друга, согласно схеме из [5], делится на шесть видов. При этом, только две основные виды системы внутриконтурного заводнения (площадное, 19 разрезание рядами нагнетательных скважин) подразделяются далее на новые разновидности, отличающиеся друг от друга, по-видимому, прежде всего показателем интенсивности. Однако, вид заводнения разрезающими рядами нагнетательных скважин является так же площадным, потому что элементы этой системы заводнения равномерно размещаются по площади. Из-за симметричности элементов их можно видоизменять и трансформировать из рядных в площадные и наоборот. Остальные четыре разновидности на этом уровне сами могли бы быть отнесены к исходным системам заводнения наряду законтурным, приконтурным, внутриконтурным.

Таким образом, можно считать, что наиболее принципиальным в приведенной на рисунке 1 схеме, является разбиение, группирование метода

заводнения на уровни. Но, как видим, такое разбиение не является однозначным на уровни и принятые для группирования, не являются логически однозначными. Кроме того, представленная на рисунке 1 классификация систем заводнения не является достаточно полной.

Анализ схем расстановки скважин при известных системах заводнения позволяет выделить две группы метода заводнения, которые имеют существенное отличие друг от друга. Это - наличие или отсутствие элемента симметрии при расстановке добывающих и нагнетательных скважин. При симметричности элемента системы заводнения, их можно распространить равномерно по всей площади залежи и они определяются как регулярные, при отсутствии элементов симметрии и неравномерном характере размещения нагнетательных скважин - как нерегулярные системы заводнения [5].

На рисунке 2 приведены типичные схемы расстановки скважин регулярных систем заводнения.

Регулярные системы заводнения отличаются друг от друга по форме элемента симметрии ячейки и характеру размещения скважин по площади залежи. По одной группе - элементы симметрии ячейки имеют правильную форму, элементы системы равномерно вписаны в круг и нагнетательные скважины равномерно рассредоточены по площади залежи. По равномерному характеру размещения 20 нагнетательных скважин в элементе системы заводнения и по площади залежи этот вид регулярной системы можно назвать равномерно - рассредоточенной.

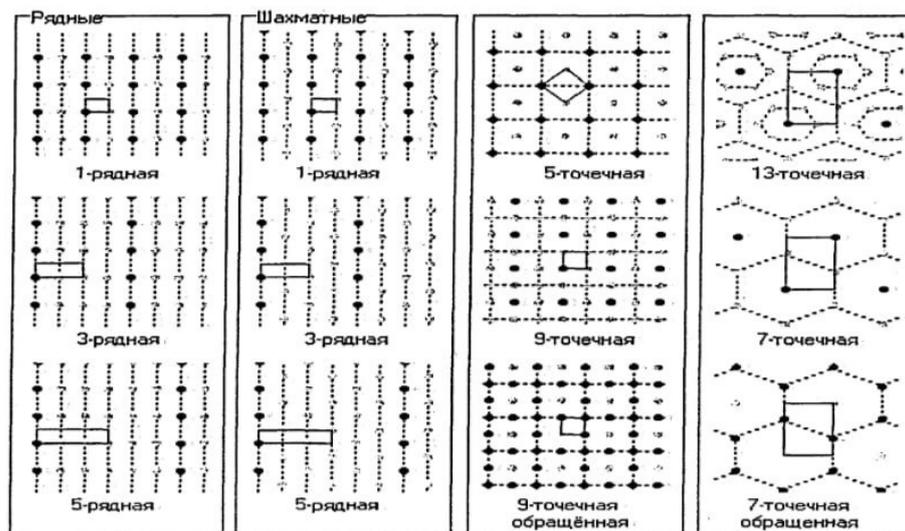


Рисунок 2. Типичные схемы расстановки скважин регулярных систем заводнения .

• - нагнетательная скважина

* - добывающая скважина

О - минимальный элемент симметрии

На рисунке 3 приведена схема классификации метода заводнения.

При этом местоположение скважин предопределяется плотностью сетки и интенсивностью принятой системы заводнения.



Рисунок 3 - Схема классификации метода заводнения

Рисунок 3. Схема классификации метода заводнения.

Разработка залежей нефти в условиях этой системы заводнения приводит к значительной рассредоточенности остаточных запасов. При этом

отсутствуют сплошной контур нефтеносности и фронт вытеснения, а зоны с высокой остаточной нефтенасыщенностью вперемешку размещены по площади. Геологическая неоднородность залежей привносит хаотичность в распределение остаточных запасов нефти по залежи. Следовательно, применение рассматриваемого вида систем заводнения возможно в сильно прерывистых, низкопродуктивных, линзовидных, слабо зонально - послойно неоднородных пластах [5]. Реализация системы возможна на достаточно изученных месторождениях или в случае, когда в этом регионе имеется опыт разработки таких месторождений. Схемы взаимного размещения скважин могут быть реализованы и при деформировании ячейки системы заводнения с учетом зональной анизотропии коллекторских свойств пласта.

По другой группе элементы, симметрии ячеек регулярной системы имеют прямоугольную форму. При размещении на залежи образуют ряды добывающих и нагнетательных скважин. Залежь рядами; нагнетательных скважин делится на блоки самостоятельной разработки с размещением между нагнетательными рядами одной, трех, пяти и более рядов добывающих скважин того же направления. В пределах блока располагают обычно нечетное количество рядов добывающих скважин, при этом внутренний ряд обычно играет роль "стягивающего". Остаточные запасы в основном будут сосредоточены в зоне стягивающего ряда. По характеру размещения ячейки системы заводнения по площади эту разновидность регулярной системы можно назвать рядной. Ширина блоков определяется оптимальной плотностью и расчетной интенсивностью системы заводнения. Ряды скважин располагают обычно перпендикулярно длинной оси залежи, преобладающей ориентации зон повышенной толщины (следовательно, пористости и проницаемости) и зон замещения коллекторов и контура нефтеносности. Вытянутые в определенных направлениях элементы рядных систем заводнения целесообразны для практического применения в случае ясно выраженной анизотропии коллекторских свойств нефтяных пластов. Рядные системы могут проектироваться и реализовываться, когда, детальные

сведения геолого-физических особенностей пластов еще отсутствуют. Недостаточный учет геологической неоднородности при реализации рядных систем может быть в значительной степени восполнен в дальнейшем путем развития и совершенствования всей системы.

Существует большая группа систем заводнения, которые имеют качественное отличие от регулярных систем. По ним элементы симметрии не выделяются. Нагнетательные скважины размещаются по площади объекта неравномерно или закачка осуществляется, в скважины практически одного ряда:

Из-за отсутствия элемента симметрии и неравномерного характера размещения нагнетательных скважин по площади эти системы можно назвать нерегулярными. Отличающим их признаком, по которому можно производить деление на два вида систем заводнения (избирательное и контурное), являются принципы (критерии) выбора местоположения нагнетательных скважин.

Первый вид систем заводнения предусматривает выбор местоположения нагнетательных скважин после разбуривания эксплуатационного объекта по равномерной сетке с учетом изменчивости его геологического строения, т.е. по принципу избирательности. В конечном счете, нагнетательные скважины оказываются размещенными по площади объекта неравномерно. В эту группу входят следующие разновидности - классическое избирательное, очаговое, центральное и практически все новые системы заводнения.

Избирательное заводнение - местоположение нагнетательных скважин определяется после разбуривания объекта по равномерной сетке по критерию максимума связанности между скважинами и продуктивности. Избирательное заводнение применяют при резкой зональной неоднородности пластов, выражающейся в не повсеместном распространении коллекторов, в наличии участков пласта с различной продуктивностью и т.д. Очаговое заводнение, по сути, является элементом избирательной системы заводнения,

но применяется как дополнение к другим видам заводнения, если они не обеспечивают влияние закачки воды по всей площади объекта. Под нагнетательные выбирают скважины из числа добывающих, преимущественно из тех, которые основную свою задачу уже выполнили. При необходимости для создания очагов заводнения бурят специальные дополнительные скважины. Очаговое заводнение является одним из основных методов совершенствования систем разработки с заводнением.

Центральное заводнение, по сути очаговое заводнение применяется для усиления воздействия на центральную часть залежи, как дополнение к законтурной (приконтурной) системе заводнения.

Другой вид системы заводнения - контурная. Предусматривает нагнетание воды в скважины одного (линейного или кольцевого) ряда и в единичные скважины. Размещают ряды нагнетательных скважин с учетом конфигурации; внешнего, внутреннего контуров нефтеносности, газоносности, распространения литологических и тектонических экранов. В эту группу системы заводнения входят следующие разновидности - законтурное, межконтурное, закачка в "водоносные окна", приконтурное, головное, барьерное, кольцевое, осевое.

Законтурные, межконтурные, приконтурные нагнетательные скважины размещают с учетом конфигурации внешнего и внутреннего контуров нефтеносности. Как отмечали А.П.Крылов [6], М.Маскет [7] и др., наиболее целесообразно параллельное расположение рядов нагнетательных и добывающих скважин вдоль контуров нефтеносности.

Кольцевое заводнение - нагнетательный ряд скважин располагают параллельно внутреннему контуру нефтеносности, отделяя чисто нефтяную часть пласта от водонефтяной.

Барьерное заводнение - нагнетательные скважины размещают с учетом конфигурации внешнего и внутреннего контуров газоносности, т.е. параллельно контурам газоносности.

Головное заводнение - нагнетательные скважины располагают с учетом (параллельно) распространения литологических и тектонических экранов в сводовой части залежи.

Осевое заводнение - нагнетательный ряд скважин располагают вдоль длинной; оси в своде залежи. Применяется при наличии экранирующего слоя в подошве залежи или на контуре.

На месторождениях в начальной стадии применялись менее интенсивные системы заводнения, которые в последующем усиливались освоением очагов заводнения или бурением дополнительных нагнетательных скважин.

В новых проектных документах наблюдается тенденция развития систем заводнения в направлении разрезания залежей на замкнутые блоки.

Дальнейшая интенсификация первоначальных, систем; заводнения объяснялась тем, что первоначальные системы заводнения весьма приближенно учитывали: геологическое строение и не отвечали новым представлениям о них. Поэтому интенсификация проводилась под лозунгом совершенствования (исправления) сложившейся системы заводнения. Анализ результатов интенсификации систем заводнения показывает их высокую эффективность.

Несмотря на то, что имеется значительный опыт применения той или иной системы заводнения, при составлении проектных документов на разработку нефтяных месторождений, каждый раз возникает вопрос: какую систему (рассредоточенную, рядную и т.д.) необходимо применять и как обосновать эффективность той или иной системы. Обычно исследователи проводят сравнительный анализ известных систем заводнения по каким либо показателям.

2. ТЕХНИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1. Технологическая схема поддержания пластового давления

Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт нефтяного месторождения с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта.

Система ППД должна обеспечивать:

- необходимые объемы закачки воды в пласт и давления ее нагнетания по скважинам, объектам разработки и месторождению в целом в соответствии с проектными документами;

- подготовку закачиваемой воды до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию механических примесей, кислорода, микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям проектных документов;

- проведение контроля качества вод системы ППД, замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, так и по группам, пластам и объектам разработки и месторождению в целом;

- герметичность и надежность эксплуатации системы промысловых водоводов, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения пластов с использованием сточных вод;

- возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения ОПЗ нагнетательных скважин с целью повышения приемистости пластов, охвата пластов воздействием заводнения, регулирование процесса вытеснения нефти к забоям добывающих скважин.

Система ППД включает в себя следующие технологические узлы (рисунок 8).

- систему нагнетательных скважин;

- систему трубопроводов и распределительных блоков (ВРБ);

- станции по закачке агента (БКНС), а также оборудование для подготовки агента для закачки в пласт.

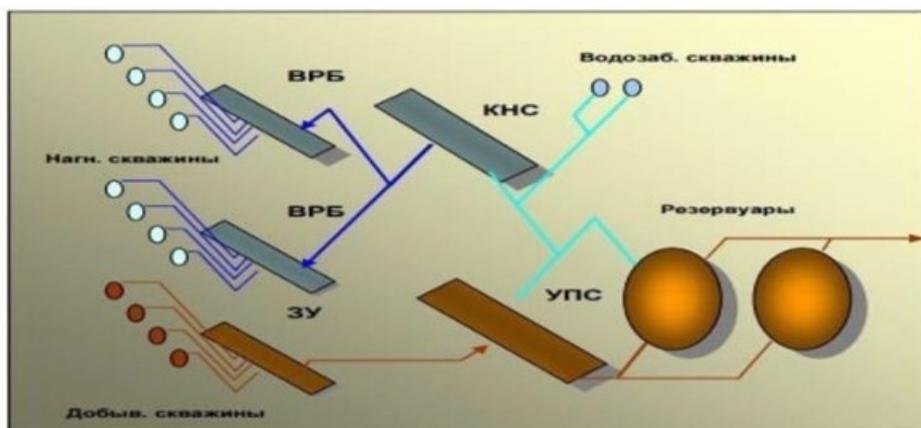


Рисунок 4. Принципиальная схема системы ППД

Можно выделить следующие принципиальные системы ППД:

а) автономную систему, когда объект закачки (насосная станция) обслуживает одну нагнетательную скважину и располагается в непосредственной близости от нее;

б) централизованную систему, когда насосная станция обеспечивает закачку агента в группу скважин, расположенных на значительном удалении от насосной станции.

В свою очередь централизованная система ППД подразделяется на групповую (см. рисунок 5) и лучевую (см. рисунок 6).

При групповой системе несколько скважин снабжаются одним нагнетательным трубопроводом; разновидностью групповой системы является применение распределительных пунктов (РП). В этом случае группа скважин подключается непосредственно к РП.

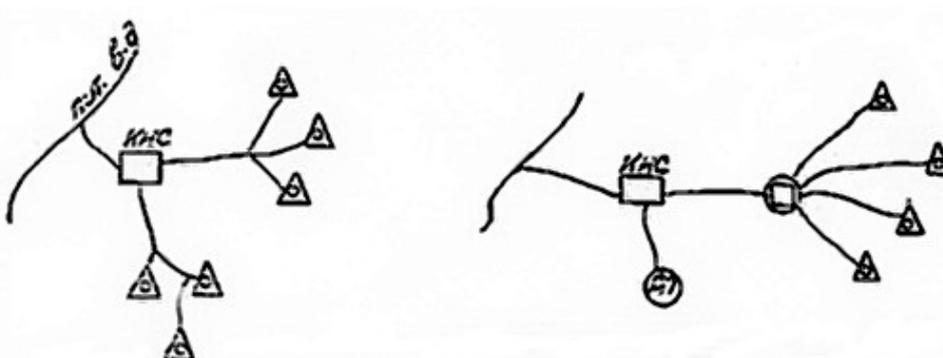


Рисунок 5. Централизованная групповая система ППД

При лучевой системе от насосной станции к каждой нагнетательной скважине подводится отдельный нагнетательный водовод.

Всем системам ППД должны быть присущи следующие общие положения:

а) строительство должно осуществляться в порядке очередности ввода мощностей по добыче нефти;

б) производительность системы должна обеспечивать потребность в рабочем агенте;

в) должна быть предусмотрена маневренность и гибкость системы;

г) обслуживание должно быть удобным;

д) должна быть достигнута максимальная автоматизация.

Рассмотрим компоненты технологических схем ППД.

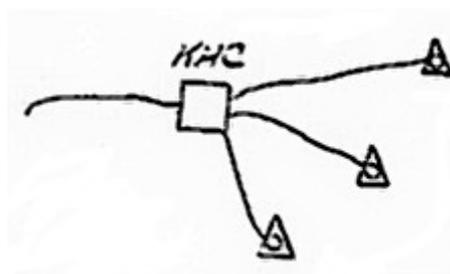


Рисунок 6. Централизованная лучевая система ППД

Автономная система включает в себя (см.рисунок 7) водозаборное сооружение 1, станцию 2 подъема, нагнетательную насосную станцию 3, нагнетательную скважину 4.

Водозаборное сооружение является источником водоснабжения: здесь осуществляется добыча воды для целей закачки в пласт.

Водозаборы подразделяются на:

а) подрусловые;

б) открытые;

Подрусловые водозаборы подразделяются на напорные и сифонные.

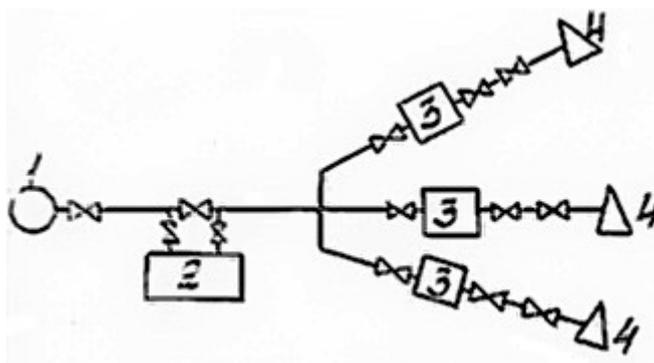


Рисунок 7. Основные компоненты автономной системы ППД
 1-водозоборная скважина; 2-станция 2 подъема; 3-нагнетательная насосная станция; 4-нагнетательная скважина

В подруловых водозаборах вдоль русла рек бурятся подруловые скважины глубиной 12-15 м до водоносного горизонта. Подъем воды производится спускаемым в скважину артезианским турбинным насосом типа АТН-8, АТН-10 или электропогружным насосом.



Рисунок 8. Оборудование подруловой напорной скважины

В артезианских насосах электропривод устанавливается на поверхности и приводит в действие насос вертикальным валом. Привод устанавливается в бетонной шахте глубиной 3,5 м и диаметром до 5 м, а насос спускается в скважину

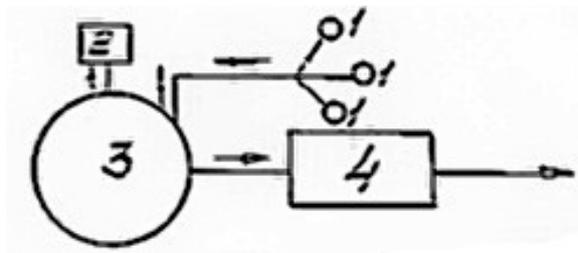


Рисунок 9. Оборудование сифонного водозабора

1-сифонная скважина; 2-вакуумнасос; 3-вакуум-котел; 4-насос

В сифонных водозаборах откачка воды из скважин 1 производится под действием вакуума, создаваемого специальными вакуум-насосами 2 в вакуум-котле 3, и откачка поступающей в них воды насосами 4 на насосную станцию 2 подъема или объекта закачки.

В открытых водозаборах насосный агрегат устанавливается вблизи водоисточника и откачивает из него воду на объект закачки (см. рисунок 10).

Могут применяться заглубленные насосные станции с расположением насосов ниже уровня реки. В последующие году все большую долю в закачиваемой в пласт воде занимают сточные воды, которые проходят очистку на специальных сооружениях и ими же откачиваются на объекты закачки. При этом водозаборы из схемы исключаются.

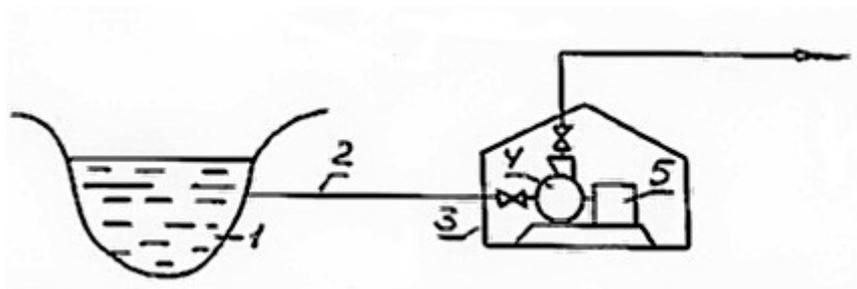


Рисунок 10. Открытый водозабор

1-водоисточник; 2-приеный трубопровод; 3-здание насосной станции;
4-насос; 5-привод

Централизованная система закачки.

Включает в себя (см. рисунок 11) водозабор 1, станцию 2 подъема 2, кустовую нагнетательную насосную станцию 3 и нагнетательные скважины 4.

Кустовая насосная станция (КНС) представляет собой специальное сооружение, выполненное из бетона или кирпича, в котором размещается насосное и энергетическое оборудование, технологическая обвязка, пусковая и регулирующая аппаратура.

В последние годы получили распространение блочные КНС, которые изготавливаются на заводах в виде отдельных блоков и доставляются к месту монтажа в собранном виде.

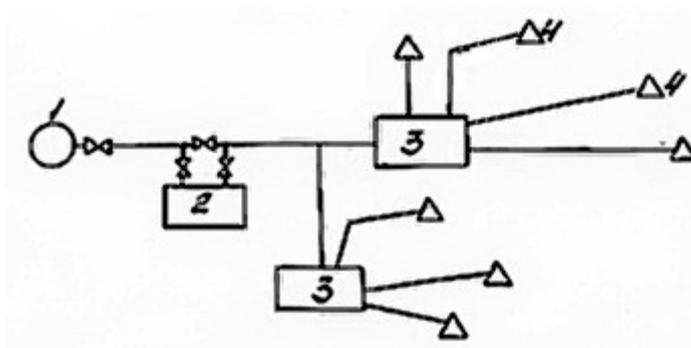


Рисунок 11. Оборудование централизованной системы ПВД

1-водозаборная скважина; 2-станция 2 подъема; 3-кустовая насосная станция; 4-нагнетательная скважина

2.2. Система трубопроводов системы поддержания пластового давления

К трубопроводам системы поддержания пластового давления относятся:

- нагнетательные линии (трубопровод от ВРБ до устья скважины);
- водоводы низкого давления (давление до 2 МПа);
- водоводы высокого давления (в водоводах высокого давления нагнетание воды осуществляется насосными агрегатами);
- резервуарный парк;
- внутриплощадочные водоводы (водоводы площадочных объектов).

Транспортируемой продукцией трубопроводов является агрессивная смесь вод, содержащая: механические примеси, серу, кальцит и другие вредные вещества.

Технологии сбора и транспорта продукции.

Подача воды на блочные кустовые насосные станции (БКНС) осуществляется из нескольких источников:

- по водоводам низкого давления подается пластовая вода (УПСВ и ЦППН (ЦПС));
- по водоводам низкого давления подается вода из водозаборных скважин;
- из открытых водоемов по водоводам низкого давления подается пресная вода.

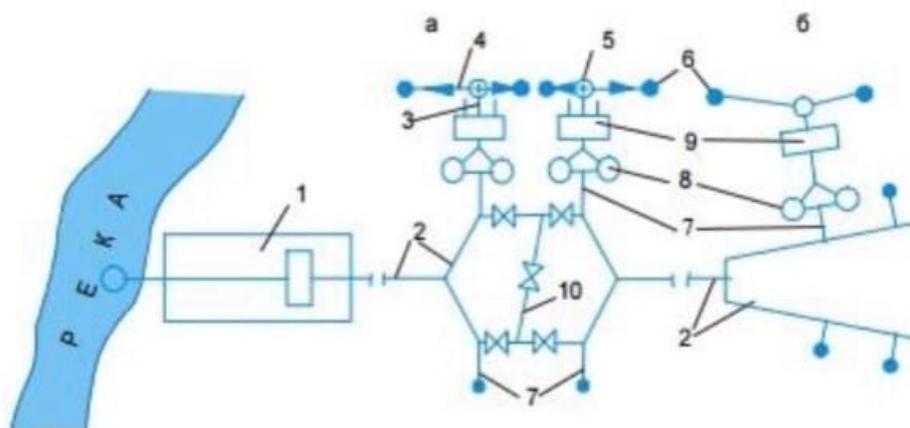


Рисунок 12. Кольцевая (а) и лучевая (б) водораспределительные системы

- 1 - водоочистная станция; 2 - магистральный водовод; 3 - водовод высокого давления; 4 - нагнетательная линия; 5 - колодец; 6 - нагнетательные скважины; 7 - подводящие водоводы; 8 - подземные резервуары чистой воды; 9 - кустовая насосная станция; 10 – перемычка

Из БКНС рабочий агент (вода) через водораспределительные блоки (ВРБ) по водоводам высокого давления и нагнетательным линиям скважин подается для закачки в пласт с целью поддержания пластового давления [20].

Основные технологические параметры.

Конструкция промышленных трубопроводов (диаметр, толщина стенки), способ их прокладки, материал для их изготовления определяются проектной организацией и обеспечивают:

- безопасную и надежную эксплуатацию;
- промышленный сбор и транспорт вод системы ППД в нагнетательные скважины;
- производство монтажных и ремонтных работ;
- возможность надзора за техническим состоянием водоводов;
- защиту от коррозии, молний и статического электричества;
- предотвращение образования гидратных и других пробок.

Таблица 6 - Рабочее давление в трубопроводах системы ППД

№	Назначение трубопровода	Рабочее давление, МПа
1	Выкидные линии водозаборных скважин	до 2
2	Водоводы низкого давления	до 2
3	Водоводы высокого давления, нагнетательные линии скважин	10...22
4	Внутриплощадочные трубопроводы	Согласно регламента ДНС, БКНС, ЦППН

Рисунок 13. Таблица рабочего давления в трубопроводах системы ППД

2.3. Насосные станции и установки для закачки воды.

Существующие конструкции нагнетательных скважин предусматривают закачку воды через насосно-компрессорные трубы, спускаемые с пакером и якорем (рисунок 14).

Оборудование нагнетательных скважин включает:

- наземное оборудование - нагнетательная арматура, обвязка устья скважины.
- подземное оборудование - насосно-компрессорные трубы, пакер.

Вода от блока гребенок (высоконапорного водовода) подаётся через нагнетательную линию скважины и тройник устьевого арматуры в НКТ и по ним поступает в пласт. Расход закачиваемой в нагнетательную скважину

технологической жидкости регулируется штуцером. Выбор параметров НКТ осуществляют исходя из условий механической прочности и допустимых потерь напора при закачке. Для контроля процесса нагнетания воды арматура скважины оборудуется вентилями с манометрами.

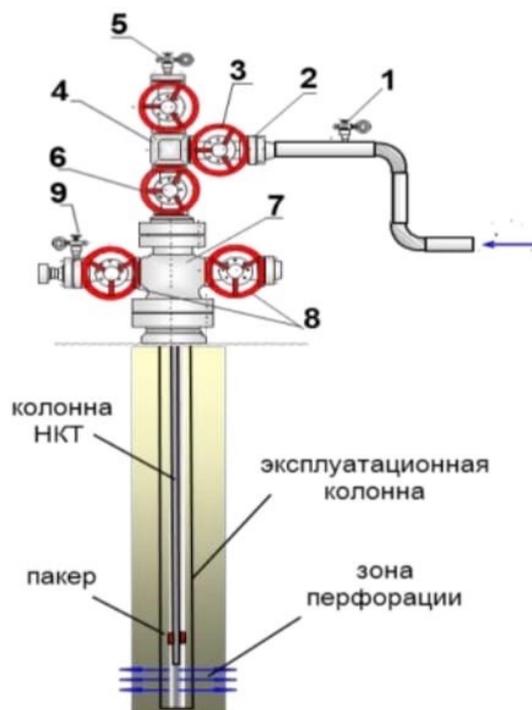


Рисунок 10 – Оборудование нагнетательных скважин

Рисунок 14. Оборудование нагнетательных скважин

1 – вентиль с манометром для замера буферного давления; 2 – штуцер для регулирования закачки; 3 – буферная задвижка; 4 – тройник; 5 – вентиль с 40 манометром для замера устьевого давления; 6 – центральная задвижка; 7 – крестовина; 8 – затрубные задвижки; 9 – вентиль с манометром для замера затрубного давления

К конструкции нагнетательных скважин предъявляются следующие требования:

- оборудование устья нагнетательной скважины должно соответствовать проекту, при разработке которого должны быть учтены состав, физико-химические свойства нагнетаемого агента и максимальные ожидаемые давления нагнетания;

- нагнетательные скважины должны оборудоваться колонной НКТ и, при необходимости пакерующим устройством, обеспечивающими защиту и изоляцию эксплуатационной колонны от воздействия на нее закачиваемого агента;

- забой должен иметь достаточный по толщине фильтр, обеспечивающий закачку запланированного объема воды, зумпф, глубиной не менее 20 м для накопления механических взвесей.

Целесообразно применение вставных (сменных) фильтров, которые могут периодически подниматься из скважин и очищаться. Фильтры могут устанавливаться на устье нагнетательной скважины. Для исключения замерзания воды в арматуре скважины и системе нагнетания при остановках необходимо предусматривать полное удаление воды из арматуры и заполнение указанного оборудования незамерзающей жидкостью.

В процессе эксплуатации скважин при помощи забойных и поверхностных приборов должен проводиться постоянный контроль за приемистостью, давлением нагнетания и охватом пластов заводнением по толщине. Пластовое давление, фильтрационные параметры пласта и коэффициенты приемистости скважин определяются путем исследования скважин методами падения забойного давления и установившихся пробных закачек.

Для дополнительной очистки с целью уменьшения засорения призабойной зоны и снижения приемистости на устье скважины могут быть установлены дополнительные системы очистки.

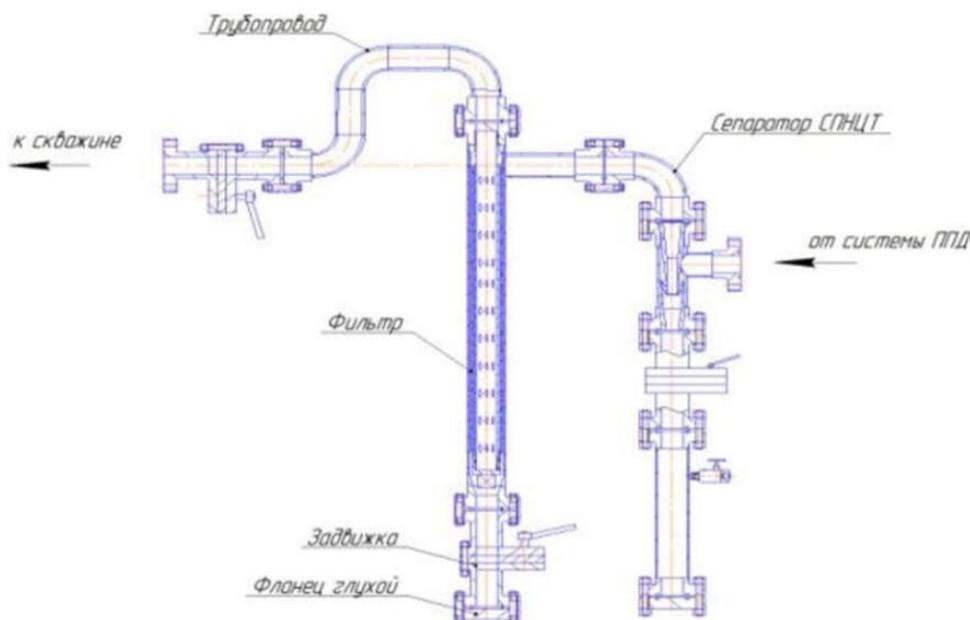


Рисунок 11 - Схема оборудования для устьевой очистки воды

Рисуно

к 15. Схема оборудования для устьевой очистки воды

Оценка эффективности мероприятий по регулированию закачки воды производится с помощью глубинных расходомеров, метода радиоактивных изотопов или высокочувствительных термометров. Периодичность и объем исследовательских работ в нагнетательных скважинах устанавливаются предприятием с учетом требований проектного документа на разработку.

В настоящее время разработаны и в разной степени внедрены промышленностью следующие методы исследования скважин и пластов.

Гидродинамические методы:

а) исследования скважин при установившихся режима работы (исследования на приток);

б) исследования скважин при неустановившихся режимах или со снятием кривых изменения давления на забое (после закрытия скважин на устье, смены режимов их работы или после изменения статического уровня в скважине);

в) исследование скважин на взаимодействие (одна или несколько скважин являются возмущающими, а другие – реагирующими), этот способ иногда называется гидропрослушиванием;

г) определение профиля притока (расхода) и параметров по разрезу пласта;

д) контроль за текущей нефтенасыщенностью пласта при вытеснении нефти водой.

Контроль за техническим состоянием эксплуатационной колонны осуществляется одним из методов ГИС не реже 1 раза в 4 года. ГИС включает в себя: термометрию, расходомерию, резистивометрию, АКЦ, СГДТ, каверномер, профилемер, локатор муфт и др.

Определение герметичности эксплуатационной колонны проводится при обнаружении резкого снижения устьевого давления или увеличения приемистости одним из методов: опрессовка колонны избыточным давлением, термометрия, расходомерия, радоновым индикаторным методом.

Учет суточных объемов закачки воды производится на КНС с помощью счетчиков типа СВУ и др. типов. Данные о расходе воды на КНС передаются в диспетчерско-технологическую службу цеха ППД через каждые 2 или 4 часа. Данные о расходах воды по каждой КНС передаются в центральную инженерно-технологическую службу НГДУ с периодичностью 1 раз в сутки. Замер расхода воды в нагнетательных скважинах осуществляется с помощью как стационарных, так и переносных накладных счетчиков воды, не реже 1 раза в месяц. При отклонениях показаний расходов воды по регистрирующим расходомерам на КНС от установленного технологического режима производится проверка водоводов, арматур и колонны, устанавливается место нарушения их герметичности и объем утечек воды, вносится поправка в объемы закачиваемой воды, устраняется выявленный дефект.

Рабочее давление на устье нагнетательной скважины замеряется 1 раз в квартал.

Пластовое давление (статический уровень) определяется 1 раз в полугодие, забойное давление(динамический уровень) – 1 раз в квартал.

Коэффициент продуктивности нагнетательных скважин определяется 1 раз в два года исследованием на установившихся (индикаторные диаграммы) или не установившихся (КВД или кривые восстановления уровня) режимах отборов или закачки.

Определение коэффициента приемистости нагнетательных скважин производится путем построения индикаторных диаграмм не менее чем на 3-х режимах закачки или по кривым восстановления (падения) давления. При наличии в скважине 2-х или более перфорированных пластов исследования проводятся одновременно с замерами профиля приемистости глубинным расходомером.

Исследования скважин глубинным расходомером производится 1 раз в год (на скважине с двумя или более перфорированными пластами) и 1 раз в 2 года на скважинах с одним пластом толщиной более 5 м.

При исследовании профиля поглощения, шаг измерений в интервале пластов должен быть не более 0,5 м. Одновременно должны проводиться замеры приемистости.

3. ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ РАЗДЕЛ

3.1. Охрана труда и противопожарная защита

На всех объектах - кустовых насосных станциях (БКНС), печах подогрева воды (ПТБ - 10/160), нагнетательных скважинах, трубопроводах, колодцах и других коммуникациях -независимо от их состояния или назначения запрещается производить какие-либо работы при б:

- обнаружении запаха газа на рабочем месте;
- шуме и вибрации;
- отсутствию освещения;
- замазученности территории или рабочего места;
- электроопасности;
- взрывоопасности;
- отсутствию или неисправности необходимых защитных средств;
- неблагоприятных метеорологических условиях.

Все движущиеся и вращающиеся части механизмов двигателей, трансмиссий и насосов имеют надежные, прочные, съемные металлические ограждения. Выступающие детали вращающихся частей (шпонки валов, болты муфтовых соединений и т. д.) закрывают кожухами по всей окружности вращения. Ремонт и осмотр огражденных частей механизма и снятие ограждений допускается только после полной остановки механизма.

Пусковые автоматы агрегатов располагаем на безопасном расстоянии от напорных патрубков. Фланцевые соединения всех трубопроводов, находящихся под давлением, ограждаем металлическим кожухом. Для предотвращения самозапусков агрегатов при отключении электроэнергии используют масляные выключатели. Чтобы не допустить перепуск воды из нагнетательных скважин через манифольды кустовых насосных станций, на выходе насосов устанавливают обратные клапана.

Электрооборудование имеет заземление.

При проведении работ по повышению нефтеотдачи должны строго соблюдаться общие требования техники безопасности, вытекающие из действующих правил и инструкций нефтегазодобывающей промышленности. Так, все рабочие, вновь поступающие на предприятие или переводимые с одного участка работы на другой, должны пройти производственный инструктаж по технике безопасности. Содержание инструктажа должно охватывать все виды работ, выполняемых конкретным работником в пределах профессии, на которую он принят на работу.

Находясь на рабочих местах, рабочие должны пользоваться установленной для них спецодеждой, обувью и индивидуальными защитными приспособлениями. Рабочие места и участки работы должны оборудоваться указателями, предупреждающими рабочих об опасностях, а подвижные части механизмов должны ограждаться специальными заградительными щитами. Инструмент, которым пользуются рабочие при проведении работ, должен находиться в исправном состоянии.

Большинство методов повышения нефтеотдачи проводят при высоких давлениях, а поэтому перед применением методов необходима предварительная опрессовка всего оборудования и трубопроводов при надлежащем достаточном оснащении всей системы обвязки трубопроводов исправными приборами (манометрами).

При осуществлении поддержания пластового давления закачкой воды на всех объектах системы ППД - кустовые насосные станции, трубопроводы, скважины - должно быть организовано наблюдение за состоянием их исправности. Не допускается наличие утечек воды и газа. При обнаружении утечек газа все работы в зоне возможной загазованности должны быть прекращены. Не допускается проведение работ в системе ППД при загрязнении рабочего места или прилегающей территории нефтью, при отсутствии должного освещения. Не допускается проводить ремонтные работы в системе ППД по замене задвижек, контрольно-измерительных приборов и т.п. при наличии давления. При проведении ремонтных работ в

насосных или компрессорных станциях пусковые устройства двигателей должны снабжаться плакатами «Не включать - работают люди». Если возникает необходимость проведения работ на скважинах с нефтегазопроявлением, то должны быть соблюдены правила противопожарной безопасности. Работать следует, находясь с наветренной стороны, и использовать инструмент, не создающий искр при соударении с оборудованием.

При проведении физико-химических методов повышения нефтеотдачи в дополнение к общепромышленным требованиям охраны труда добавляются требования по знанию правил в обращении с химическими реагентами и дополнительные меры безопасности при этом. Так, при заводнении пластов с использованием ПАВ рабочие должны быть обучены правилам обращения с растворами. Не допускается попадание раствора ПАВ на тело и в глаза, поэтому при проведении работ рабочие должны пользоваться защитными очками и резиновыми перчатками. Не допускается стирка спецодежды в растворах ПАВ. Не допускается разлив растворов ПАВ на нефтепромыслах и попадание их в озера, реки и т.п. При обнаружении утечек растворов ПАВ в системе ППД закачка раствора незамедлительно должна прекращаться.

Столь же строгие требования предъявляются к работающим при использовании для целей повышения нефтеотдачи кислот или щелочей. Если в результате прорыва трубопровода или неисправностей запорной арматуры произошел разлив химических реагентов на территории промысла, то место, подвергшееся загрязнению, должно быть обозначено щитами с предупредительными надписями и незамедлительно дезактивировано.

По эксплуатации погружных насосных установок при закачке воды в продуктивные горизонты предъявляются следующие требования:

- к эксплуатации погружных насосных установок типа УЭЦНМВ допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр, соответствующее обучение, производственную стажировку, инструктаж по

безопасному ведению работ и проверку знаний по охране труда и технике безопасности;

- рабочие, обслуживающие погружные установки должны знать характеристику применяемого оборудования, систему обвязки погружных насосов, расположение подводящих и напорных трубопроводов;

- при эксплуатации погружных установок встречаются следующие опасные и вредные производственные факторы: высокое давление нагнетания, высокое напряжение питания электродвигателя, высокое содержание в воздухе углеводородов и сероводорода.

Пожары на скважинах могут нанести большой материальный ущерб и вызвать несчастные случаи с людьми. Поэтому у устья запрещено пользоваться огнем, курить, включать электрооборудование, проводить сварочные работы. Загорание следует ликвидировать. Пламя можно погасить сбиванием его сильной струей воды или инертного газа, изоляцией от воздуха и т.д.

Загорание ликвидируют с помощью первичного инвентаря пожаротушения, который должен быть на пожарном посту и в автомашине для исследований скважин.

3.2. Охрана окружающей среды

Основными источниками загрязнения на нефтепромыслах являются эксплуатационные и нагнетательные скважины, кустовые насосные станции поддержания пластового давления.

Для заводнения нефтяных пластов широко используют сточные воды нефтегазодобывающих предприятий.

Применение промысловых сточных вод, позволяющее осуществить замкнутый цикл оборотного водоснабжения по схеме нагнетательная скважина - пласт - добывающая скважина - блок водоподготовки - система ППД наиболее рационально с экологических позиций. Использование

сточных вод с целью ППД позволяет уменьшить капитальные затраты на строительство водозаборных сооружений, сократить расходы на бурение поглощающих скважин, утилизировать все нефтепромысловые воды с целью охраны окружающей среды. В результате достигается не только экологический, но и экономический эффект.

Образующиеся сточные воды нефтепромыслов практически полностью используются или должны использоваться повторно в процессах нефтедобычи. Отрасль не относится к производству, технологические процессы которого обязательно должны приводить к загрязнению окружающей среды. Если и допускается загрязнение окружающей среды, то оно является результатом аварий, нарушения технологической дисциплины и правил охраны окружающей среды.

Нефтепромысловые сточные воды в зависимости от химического состава обладают различной агрессивностью по отношению к металлу, бетону и др. материалам. Основными коррозионными агентами сточной воды являются растворенные соли различного состава, кислород, сероводород и др. Скорость коррозии труб и оборудования изменяется в широких пределах. Стальные трубопроводы для сточных вод с высокой температурой (до 70° С), содержащих более 100 мг/л сероводорода, выходят из строя через один-два года. Коррозия приводит к сквозным поражениям труб. Причем наиболее интенсивному разрушению подвергаются сварные швы.

Значительно увеличивается количество аварий на водоводах, перекачивающих сточные воды, содержащие сероводород, где среднее число аварий, приходящихся на 1 км действующего водовода (по данным ВНИИСПТ) распределяется следующим образом: водоводы пресных вод-- 0,7; водоводы сточных вод, не содержащих сероводород,-2,9; то же, содержащих сероводород,-3,4.

В значительной степени такое положение характерно и для многих других нефтяных районов. Ежегодный ущерб от коррозии в нефтяной промышленности составляет сотни миллионов рублей, плюс большая потеря

металла и добычи нефти в результате аварий, а также загрязнение объектов окружающей среды. Разлитая пластовая вода засоляет почву и приводит к гибели растительности, а утечка ее через обсадные колонны эксплуатационных и нагнетательных скважин вызывает нежелательное загрязнение подземных водоносных горизонтов.

На большинстве нефтяных месторождений способы очистки и утилизации сточных вод на промыслах предусматривают выделение основной массы нефтепродуктов и твердых примесей, содержащихся в сточных водах, в резервуарах-отстойниках.

В зависимости от свойств сточных вод основными рекомендованными способами очистки служат следующие: механический, химический, физико-химический и биохимический (последний, к сожалению, практически не используется).

Качество промышленных сточных вод различных нефтяных месторождений имеет чрезвычайно разнообразный характер, изменяется в широких пределах и зависит от геологических свойств месторождения нефти, времени его разработки, технической оснащенности и метода очистки стоков на очистных сооружениях.

Основную массу сточных вод (85%) нефтепромыслов составляют пластовые (добываемые с нефтью) воды. От 2 до 10% сточных вод нефтепромыслов составляют ливневые воды, которые в большинстве случаев состоят из пресных технических и дождевых вод. Эти воды загрязнены в основном нефтепродуктами и механическими примесями, содержание которых изменяется соответственно от 100 до 2000 мг/л и от 100 до 5000 мг/л.

При закачке сточных вод в нефтяные пласты под высоким давлением они могут просачиваться в верхние пресноводные горизонты по затрубному пространству обсадных колонн из-за просадки цемента или из-за некачественного цементационного раствора, или по “окнам водоупорных толщ”. Все это

может привести в полную негодность для употребления в хозяйственно - бытовых и питьевых целях ближайшие водоемы и питьевые колодцы.

Нефтепромысловые сточные воды могут оказать отрицательное влияние на состояние водоснабжения населения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведения анализа была изучена система поддержания пластового давления. Дана классификация методов заводнения, учитывающая размещение скважин, форму ячейки систем заводнения, принципы и критерии выбора местоположения нагнетательных скважин. На основании проведенных вычислений по сравнительной эффективности регулярных систем заводнения, можно сделать следующие выводы:

- наибольшие значения начального дебита скважин, следовательно, темпы отбора, на всем интервале соотношения вязкостей нефти и воды и показателя неоднородности - соответствуют пятиточечным и однорядным системам заводнения, а наибольшие значения коэффициента нефтеизвлечения и минимальные ВНФ достигаются при менее интенсивных системах заводнения;

- с увеличением соотношения количества добывающих и нагнетательных скважин конечные коэффициенты нефтеизвлечения закономерно увеличиваются, а дебиты скважин уменьшаются.

С целью повышения энергоэффективности и снижение эксплуатационных затрат, проведен сравнительный анализ центробежных и плунжерных насосов отечественного производства, используемых для системы поддержания пластового давления.

В ходе работы было предложена технология по повышению давления до необходимого значения перед кустом нагнетательных скважин. Результат данного анализа показал, что горизонтальная насосная установка является эффективным устройством как с экономической так и с технической точки зрения, так как простота в установке и ремонте, не требует больших вложений и территорий под застройку, а так же необходимые параметры для нагнетания рабочего агента в скважины поддержания пластового давления.

Эффективным, в плане экономии затрат, стало мероприятие по внедрению объемного насосного агрегата на площадке БКНС, что позволяет уменьшить затраты на эксплуатацию.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Автоматическая аппаратура для геофизических исследований в скважинах / С.Г. Комаров и др. - М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 2018. - 338 с.
2. Артемьев, В. Н. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений. Том 1. Скважина - промысловый сбор - ППД / В.Н. Артемьев, Г.З. Ибрагимов, А.И. Иванов. - М.: Нефтегазтехнология АЛ, 2015. - 416 с.
3. Басарыгин, Ю.М. Заканчивание скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: Недра, 2018. - 670 с.
4. Батлер, Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов / Р.М. Батлер. - М.: Регулярная и хаотическая динамика, Институт компьютерных исследований, 2019. - 119 с.
5. Богомольный, Е.И. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин: моногр. / Е.И. Богомольный. - М.: Недра, 2016. - 522 с.
6. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Бурение и заканчивание скважин. - М.: Профессия, 2015. - 632 с.
7. Брилл, Дж.П. Многофазный поток в скважинах / Дж.П. Брилл. - М.: Регулярная и хаотическая динамика, Институт компьютерных исследований, 2018. - 585 с.
8. Будкер, Дмитрий Атомная физика. Освоение через задачи / Дмитрий Будкер. - Москва: ИЛ, 2016. - 296 с.
9. Вадецкий, Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин / Ю.В. Вадецкий. - М.: Academia, 2017. - 352 с.
10. Вадецкий, Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин: моногр. / Ю.В. Вадецкий. - М.: Академия, 2018. - 352 с.

