ВВЕДЕНИЕ

Основным методом регулирования процесса разработки нефтяных месторождений является поддержание пластового давления разрабатываемых пластов путём их искусственного заводнения. Эффективность принятой системы разработки определяется не только степенью достоверности получаемой информации о геологическом строении объекта разработки, но и знанием закономерностей его заводнения, которые устанавливаются по результатам исследований нагнетательных скважин. Поэтому решение вопросов исследования нагнетательных скважин с целью систематических наблюдений как за закачкой воды, так и их технического состояния имеет первостепенное значение при контроле за разработкой нефтяных месторождений, а так же при охране недр и окружающей среды. Однако, отсутствие единого методического руководства по исследованию нагнетательных скважин, включающего методику их проведения, оптимальный комплекс измерений в зависимости от решаемых задач в значительной степени снижает эффективность получения достоверной информации по этой категории скважин. Среди важнейших видов промышленной продукции одно из главных мест занимают нефть, газ и продукты их переработки.

Достаточно сказать, что из всех видов энергетических ресурсов (вода, уголь, атомная энергия и др.) около двух третей потребностей обеспечивается за счёт углеводородов. Невозможно представить сегодня современный транспорт и все многообразие двигательной техники без горюче-смазочных материалов, основой которых служат нефть и газ. Эти богатства земных недр добываются и потребляются в огромных количествах. Свободный газ и добываемый попутно с нефтью, является сырьем для химической промышленности. Путем химической переработки газов получают и такие продукты, на изготовление которых расходуется значительное количество пищевого сырья.

В данной выпускной квалификационной работе изложены задачи эксплуатации нагнетательных скважин, методика проведения исследовательских работ, рекомендации по комплексу измерений в зависимости от характера решаемых задач при контроле и регулировании процесса разработки, охране недр и окружающей среды.

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Краткая характеристика района

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрен пример Самотлорского месторождения, о ней и поговорим. Самотлорское нефтегазовое месторождение открыто в 1965 году и ведено в разработку в 1969 году. Это месторождение является одним из крупнейших месторождений нефти и газа в мире.

Самотлорское нефтегазовое месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 750 км к северо-востоку от г.Тюмени и в 15 км от г.Нижневартовска. В непосредственной близости к месторождению располагаются разрабатываемые - Агинское (с запада), Мало-Черногорское (с северо-востоке), Лор-Еганское (с востока), Мыхпайское (с юга) месторождения.

Географически район месторождения приурочен к водоразделу рек Вах, являющейся судоходной, и Ватинского Егана, правых притоков р.Оби. Рельеф слабо пересеченный, с абсолютными отметками от плюс 45 до плюс 75 м. Площадь месторождения сильно заболочена, отмечаются также многочисленные озера. Наиболее крупными являются Самотлор (его площадь 62 км^2), Кымыл-Энтор, Белое, Окунево, Калач, Проточное и другие. Многие озера и болота в зимний период не промерзают.

Растительность представлена смешанными лесами с преобладанием хвойных пород и тальниковыми кустарниками, произрастающими преимущественно по берегам рек и озер.

Климат территории континентальный с коротким прохладным летом и продолжительной холодной зимой. Среднемноголетняя годовая температура воздуха составляет - 3^0 С. Наиболее холодным месяцем года является февраль (-25^0 С). Самым теплым - июль (+20^0 С). Абсолютный минимум температур -50^0 С, абсолютный максимум +47^0 С.

Населенные пункты непосредственно на месторождении отсутствуют. Ближайшие населенные пункты - г.Нижневартовск, г.Мегион, п.Покур, п.Вата и другие - расположены на берегу р.Оби в 35 км и более километрах от рассматривае-

мого месторождения .Коренное население этого района - русские, ханты и манси. В малонаселенном прежде районе быстро увеличилась численность населения в связи с привлечением специалистов и рабочих со всех концов России.

Основными отраслями хозяйства района являются нефтегазодобывающая промышленность, строительство объектов нефтяной промышленности, лесозаготовки, автомобильное хозяйство и другие. В Нижневартовске имеется крупный аэропорт, порт речного пароходства, и станция железной дороги. В настоящее время население города Нижневартовска составляет свыше 274 тысяч человек.

1.2. История открытия месторождения

Открытию многочисленных месторождений нефти и газа в Западной Сибири предшествовали многолетние геолого-геофизические исследования территории.

Сравнительно планомерное изучение геологического строения района началось в 1948 году. В этот период были выполнены следующие работы:

. Аэромагнитная съемка масштаба 1 : 1000000

. Аэрогравиметрическая съемка масштаба 1 : 1000000

. Сейсмозондирование и колонковое бурение.

Комплексная интерпретация результатов этих работ позволила определить общие закономерности геологического строения осадочного чехла и фундамента платформы, и выделить тектонические структуры первого порядка, в том числе и Нижневартовский свод.

На территории Нижневартовского свода планомерные поиски перспективных структур методами сейсмических исследований начали проводится с 1957 года. Результаты работ сейсмопартии позволили уточнить тектоническое строение района, выявить и подготовить к поисково-разведочному бурению Самотлорскую, Северо-Покурскую, Ватинскую, Мегионскую, Агинскую и другие структуры.

Глубоким разведочным бурением были открыты крупнейшие нефтяные месторождения: в 1961 году - Мегионское, в 1964 году - Ватинское, Северо-Покурское, а в 1965 году - Самотлорское, Аганское и другие. Промышленно нефтеносные горизонты в них связаны преимущественно с нижнемеловыми отложениями .

После завершения промышленной разведки основных продуктивных горизонтов и утверждение запасов в ГКЗ (1973 г.) в 1977 году Самотлорское месторождение передано на баланс Главтюменнефтегаза.

1.3 Вывод о месторождении

С экономической точки зрения Нижневартовский район можно считать высоко развитым. Наличие различных путей сообщения с другими районами и странами, позволяет быстро обмениваться информацией, опытом, кадрами и новой техникой. Это позволяет с высокой степенью совершенствовать существующие методы и системы разработки нефтегазовых месторождений данного района.

В области геологической изученности район считается зрелым. Первые геологические исследования начались порядка 47 лет назад. За этот период в районе открыто более 50 месторождений различных размеров. Самотлорское месторождение является одним из самых старых месторождений района и лидирует по размерам, где и эксплуатируются нагнетательные скважины.

2. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О СКВАЖИНЕ

Нагнетательная скважина — предназначается для закачки в продуктивные пласты воды, газа, теплоносителей, а также воздушной или парокислородно-воздушной смеси и др. Используются нагнетательные скважины при разработке нефтяных (нефтегазовых) месторождений и газоконденсатных с целью поддержания пластового давления и регулирования темпов отбора полезных ископаемых; посредством нагнетательных скважин осуществляется подача в нефтяные пласты рабочих агентов, способствующих более полному вытеснению нефти, обеспечивающих внутрипластовое горение и др.

Нагнетательные скважины применяются также при подземном хранении газа, разработке угольных месторождений способом подземной газификации, осушении обводнённых месторождений твёрдых полезных ископаемых с целью интенсификации дренажа водоносных пород, определении фильтрационных свойств горных пород. Конструкция нагнетательных скважин выбирается в зависимости от назначения скважины, глубины и др. В устойчивых горных породах забой скважины оставляют необсаженным, в неустойчивых — спускают обсадную колонну (призабойную зону перфорируют). Устье скважины оборудуют задвижками и манометром, в скважину опускают насосно-компрессорные трубы (до кровли поглощающего пласта). Герметичность нагнетательных скважин обеспечивается цементацией заколонного пространства от забоя до устья, а в случае необходимости — применением пакеров. Основная рабочая характеристика нагнетательных скважин — приемистость скважины. Контроль работы, а также техническое состояния нагнетательных скважин осуществляется методами термометрии, расходометрии, шумометрии и др. Скважину называют горную выработку круглого сечения, у которой длина во много раз больше диаметра. Верхняя часть скважины называется устьем, дно забоем, боковая поверхность – стенкой, а пространство ограниченное стенкой - стволом скважины. Длина скважины – это расстояние от устья до забоя по оси ствола, а глубина проекция длины на вертикальную ось.

Рассмотрим конструкцию скважину и ее проектные данные на примере скважины №1062.

Элементы конструкции скважин приведены на рис.№1.

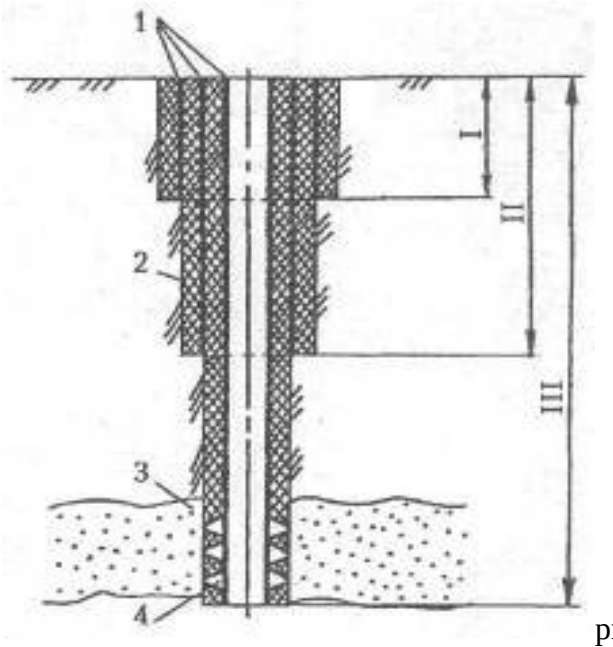

рис.1

1 - обсадные трубы;

2 - цементный камень;

3 - пласт;

4-перфорация в обсадной трубе и цементном камне;

I- направление - диаметр 324мм, глубина спуска 65м;

II -кондуктор - диаметр 245мм, глубина спуска 215м;

III- эксплуатационная колонна - диаметр 146*7.7мм-1330.4м (1).

Начальный участок I скважин называют направлением, поскольку устье скважины лежит в зоне легкоразмываемых пород его необходимо укреплять. В связи с этим сначала бурят шурф – колодец до глубины залегания устойчивых горных пород (4 – 8 м). Затем в него устанавливают трубу необходимой длины и диаметра, а пространство между стенками шурфа и трубой заполняют бутовым камнем и заливают цементным раствором 2. Нижерасположенные участки скважины цилиндрически.

Кондуктор. При выборе глубины спуска необходимо руководствоваться требованиями перекрытия верхних неустойчивых отложений и изоляции верхних водоносных горизонтов - 400 метров. Тампонажный раствор поднимается до устья.

Требования, предъявляемые к нагнетательным скважинам:

- расчетная приемистость должна быть постоянной во времени;

- вся мощность вскрытого пласта должна быть вовлечена под закачку.

Это достигается качественным вскрытием пласта, поддержанием расчетного давления нагнетания и использованием рабочего агента, соответствующего предъявляемым требованиям.

На практике достичь таких результатов проблематично, поэтому существуют химические и физические способы увеличения приемистости скважин, которые применяются как при освоении, так и в процессе эксплуатации нагнетательных скважин.

При освоении нагнетательных скважин проводятся работы по очистке призабойной зоны пласта от продуктов перфорации, бурового раствора, цементажа эксплуатационной колонны.

При переводе добывающей скважины под нагнетание необходимо очистить эксплуатационную колонну и призабойную зону пласта от нефти, по результатам исследований провести работы по увеличению или по выравниванию профиля приемистости. Учет закачиваемой воды, производится приборами:

СВУ (счетчик воды вихревой ультразвуковой) предназначен для измерения объема жидкости, закачиваемой в нагнетательные скважины системы поддержания пластового давления, или производительности насосов ЦНС 180-1422 (1900).

Счетчик состоит из датчика расхода ДРС и вторичного прибора - блока БПИ-04.

Технические характеристики:

Напряжение питания датчика ДРС - 24 В.

Питание блока БПИ-04 от сети переменного тока напряжением 220 В.

Давление жидкости в трубопроводе - от 0,3 до 20 МПа.

Диапазон эксплуатационных расходов:

Погрешность в диапазоне эксплуатационных расходов - 1,2 или 2,5%. Диаметр условного прохода трубопровода: для ДРС-25, 50, 200 - 100 мм,

Потребляемая мощность: для ДРС - 3Вт, для БПИ-04 (без ДРС) - 11В-А.

Температура измеряемой жидкости - от +40С до +600С. Температура окружающей среды: для ДРС - от -40''С до +50°С, для БПИ - от -10С до +50С. Минерализация воды - до 20 г/л. Масса: ДРС - 15 кг,

Датчик расхода устанавливается на трубопроводе с помощью фланцевого соединения типа «Сэндвич».

Принцип действия: ДРС преобразует объем протекающей жидкости в последовательность импульсов, поступающих в блок БПИ-04. В составе информационно-измерительных систем ДРС может работать без блока БПИ-04. Блок БПИ-04 обеспечивает:

- подключение до 2 (4) датчиков ДРС одновременно;
- электрическое питание датчиков;
- обработку информации, поступающей с датчиков, и передачу ее по каналу системы телемеханики;
- индикацию мгновенного и интегрированного расхода по каждому из контролируемых трубопроводов.

2.1 Принципиальная схема системы поддерживания 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 мех 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;

[1] Мищенко И.Т., Скважинная добыча нефти - М.: издательство. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. Губкина.: 2003. С. 42-44.

- 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 (см. рис.2)

- систему нагнетательных скважин;

- систему трубопроводов и распределительных блоков (ВРБ);

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

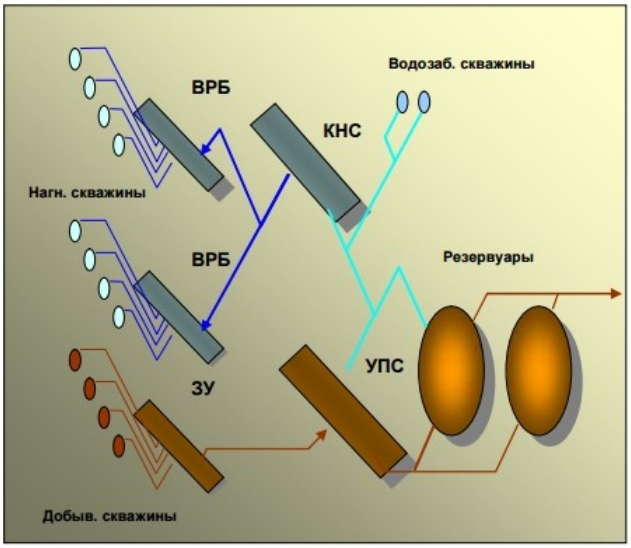

рис.2

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);

- 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.

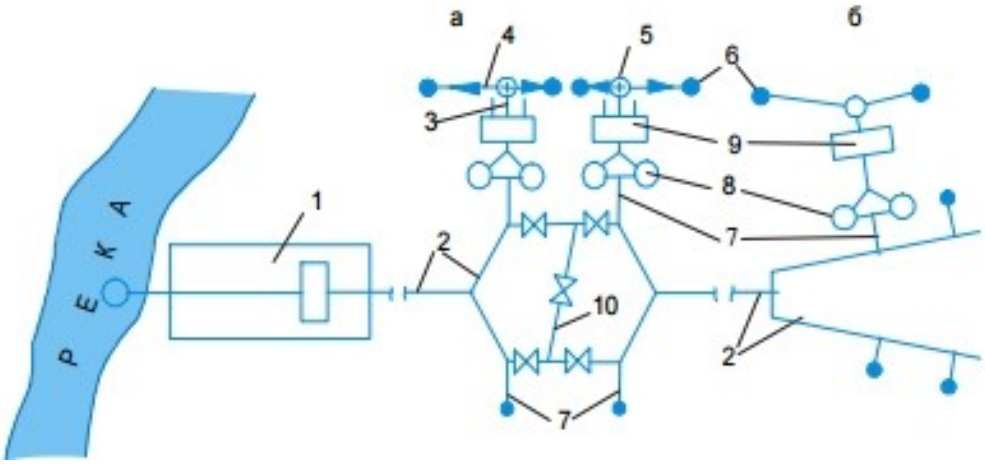

рис.3

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.

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

- безопасную и надежную эксплуатацию;

- промысловый 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.

Рабочее давление в трубопроводах системы ППД (см.рис.4)

№	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 регламентам ДНС, БКНС, ЦППН

рис.4

Напорные трубы

Размеры и масса нефтепроводных труб (по ГОСТ 3101 46) приведены в табл. 5. Нефтепроводные трубы испытываются на гидравлическое давление не более 40 МПа, рассчитываемое по формуле P = 20 δ σ/ d (5) где P гидравлическое давление в МПа; δ минимальная толщина стенки в мм.; σ допускаемое напряжение, принимаемое равным 35% предела прочности, в кг/мм^2 ; d внутренний диаметр трубы, в мм. Графитовые смазки для резьбовых соединений труб.

Для смазывания резьбовых соединений труб применяют графитовые смазки следующих составов:

1) 5 массовых частей машинного масла, 1 массовая часть графитового порошка (смесь тщательно размешивается до мазеобразного состояния);

2) 50…60 % графитового порошка, 5% технического жира, 1,5 % каустической соды крепостью 32 градусов Be, 33,5 43,5 % машинного масла (все составляющие части берутся в процентах к общей массе);

3) 24% солидола, 36% графита, 8% известкового молока, 2% канифоли (все составные части берутся в процентах к общей массе).

Размеры и массы трубопроводных труб (см.рис.5)

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм									
	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9
	Масса 1 пог. м., при плотности металла 7850 кг/м^3, кг									
146	15,7	17,30	19,06	20,72	22,36	24	25,62	27,23	28,82	30,41
168	17,15	18,90	20,82	22,64	24,45	26,24	28,02	29,79	31,55	33,29
194	-	-	-	25,75	-	29,87	31,91	33,93	35,95	37,95
219	-	-	-	31,52	-	32,28	34,50	36,70	38,89	41,06
245	-	-	-	-	-	36,60	-	41,63	-	46,61
273	-	-	-	-	-	41,09	-	46,76	-	52,38
299	-	-	-	-	-	-	-	57,41	-	64,37
325	-	-	-	-	-	-	-	62,54	-	70,14
351	-	-	-	-	-	-	-	67,97	-	75,91
377	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
426	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

рис.5

2.3. Насосные станции и установки для закачки воды

Насосные станции систем водоснабжения и канализации представляют собой сложный комплекс сооружений и оборудования, обеспечивающий водоподачу или водоотведение в соответствии с нуждами потребителя. Состав сооружений, их конструктивные особенности, тип и число основного и вспомогательного оборудования определяются исходя из принципов комплексного использования водных ресурсов и охраны окружающей среды с учетом назначения насосной станции и предъявляемых к ней технологических требований. Насосные станции первого подъема забирают воду из источника водоснабжения и подают ее на очистные сооружения или, если не требуется очистки воды, непосредственно в резервуары, распределительную сеть, водонапорную башню или другие сооружения в зависимости от принятой схемы водоснабжения. На промышленных предприятиях с процессами, предъявляющими различные требования к качеству воды, на одной и той же станции могут быть установлены насосы, подающие воду как на очистные сооружения, так и непосредственно на предприятие без очистки.

Для закачки воды используются насосные станции и установки, базирующиеся, в основном, на центробежных поршневых насосных агрегатах (см.рис.6)

Установка погружного центробежного электронасоса а для подачи пластовых вод: 1 погружной электродвигатель; 2 - погружной насос; 3 -оборудование устья скважины; 4 - силовой кабель; 5 - комплексное оборудование; 6 -трансфор-

матор; б - для закачки воды: 1 - шурф; 2 - разводящий водовод; 3 -электронасосный погружной аппарат; 4 - контрольно-измерительные приборы; 5 -нагнетательный водовод; 6 - комплексное устройство; 7 – трансформатор.

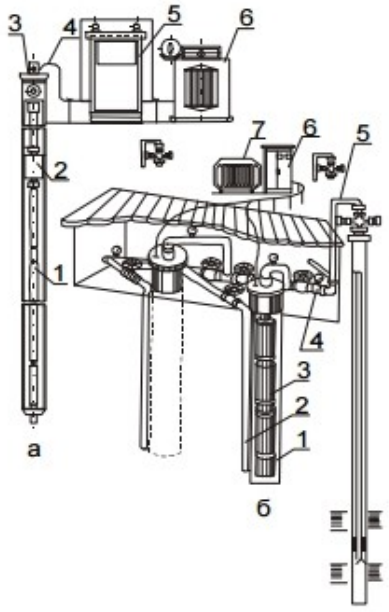

рис.6

К насосным станциям, называемым кустовыми насосными станциями (КНС), подключается до нескольких десятков нагнетательных скважин. Наибольшее развитие получили кустовые насосные станции блочного исполнения. Выделяются блочные кустовые насосные станции (БКНС) на базе центробежных насосов 1 2 3 5 6 4 7 6 5 4 3 2 1 а б ЦНС-180 и ЦНС-500. Состав БКНС в зависимости от числа насосов приведен в табл.1.4.1.

Описание конструкции и принцип действия БКНС

Насосный блок включает в себя в качестве основных элементов центробежные многоступенчатые секционные насосы типа ЦНС-180 или ЦНС-500, основные показатели которых, в зависимости от числа ступеней, приведены в таблице 5. Насосный блок включает электропривод насоса (синхронного типа серии СТД со статическим возбуждением или асинхронного типа серии АРМ), масляную установку для насосного агрегата, осевой вентилятор с электроприводом, пост местного управления с кнопкой аварийного останова, стенд приборов, запорно-регулирующую арматуру насосного агрегата, технологические трубопроводы.

На типовой технологической схеме БКНС (рис. 7) цифрами обозначено: 1, 2, 7 - шкафы соответственно трансформаторные, вводы кабеля и управления дренажными насосами; 3 - станция управления; 4 - распределительное устройство низковольтное; 5, 6 - щиты приборный и общестанционный; 8, 13, 23 - насосы 1СЦВ, ЦНСК и ЦНС180; 9, 11, 21 - клапаны соответственно: обратный, подъемный и обратный; 10, 19, 26, 28 - вентили соответственно: запорный, электро- магнитный, регулирующий, угловой; 12, 14, 16, 17, 20 - задвижки ЗКЛ и электроприводная; 15 - фильтр; 18 - маслоохладитель; 22 - бак масляный; 24 - муфта зубчатая; 25 - электродвигатель; 27 - диафрагма; I - насосные блоки; II - блок дренажных насосов; III - блок низковольтной аппаратуры и управления; IV - блок напорных гребенок; V - распределительное устройство РУ-6(10) кВ; VI - трансформаторная комплектная подстанция КТПН 66-160/6КК; VII - резервуар сточных вод.

В состав БКНС входят насосные блоки двух видов: НБ-1 (крайний насосный блок) и НБ-2 -средний. Блок НБ-1 обязателен независимо от числа насосных агрегатов в составе БКНС. Различие этих блоков - в исполнении их укрытия.

Приемная линия насосного агрегата оборудуется сетчатым фильтром и ручной задвижкой типа ЗКЛ2, нагнетательная линия - обратным клапаном и электроприводной задвижкой типа В-403.

Блок напорной гребенки (БГ), предназначенный для учета и распределения поступающей от насоса ТЖ по напорным трубопроводам, размещают в отдельном цельнометаллическом боксе на расстоянии не менее чем 10 м от остальных блоков. Включает в себя распределительный коллектор, коллектор обратной промывки, пункт управления, расходомер с сужающим устройством, запорный вентиль, вентилятор, площадку для обслуживания, электропечь. (см.рис.7)

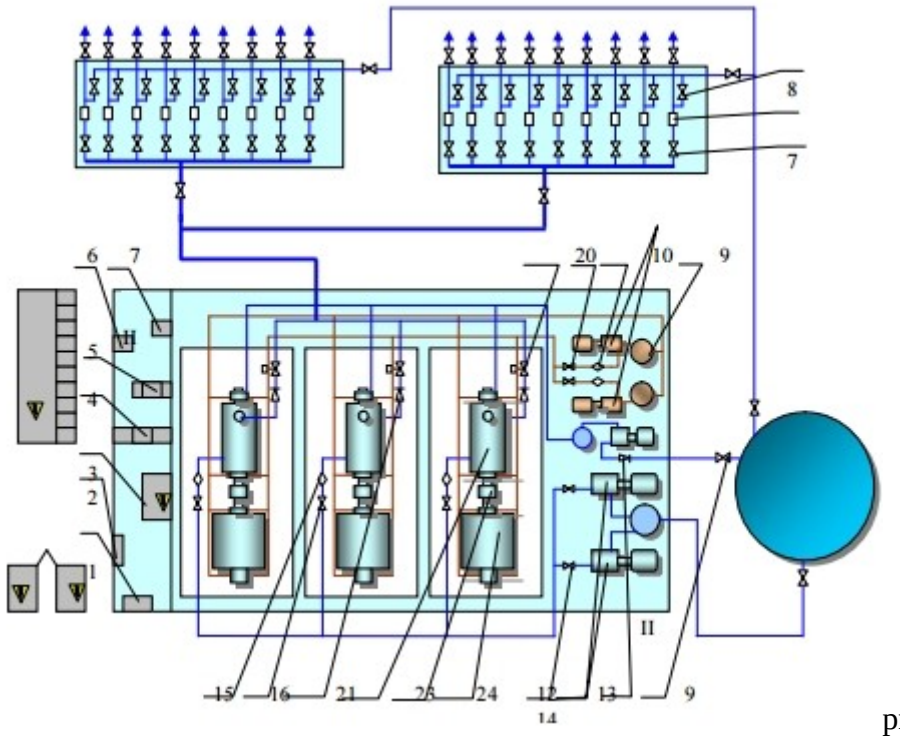

рис.7

Типовая технологическая схема БКНС

Перспективным направлением является применение гидропроводных модульных насосов с «абсолютной» регулируемостью подачи.

Электропровод и кабели уложены в металлических коробах, стальных трубах, гибких металлорукавах. В БА электропроводы (стянутые в жгуты) и кабели проложены в лотках под настилом, доступ к которым осуществляется через люки.

Работа станции происходит следующим образом. Технологическая вода через всасывающий трубопровод подается на вход центробежного насоса ЦНС-180. От насоса по напорному трубопроводу вода подается в БГ, где распределяется на восемь, пять или четыре водонапорных водовода (в зависимости от типа БГ) и далее подается на нагнетательные скважины.

Для сброса воды из водоводов при ремонте БГ имеется специальный коллектор. Насосные агрегаты с насосами ЦНС 180-1900 и ЦНС 180-1422 снабжены индивидуальными маслосистемами, обеспечивающими принудительную подачу масла для смазки и охлаждения подшипников насоса и электродвигателя.

Система водяного охлаждения предусматривает:

- охлаждение масла при принудительной смазке подшипников насосного агрегата НБ;

- охлаждение подшипников НА с насосом ЦНС- 1050;

- подачу воды для охлаждения и запирания сальников концевых уплотнений насосов ЦНС-180 в случае падения давления во всасывающем патрубке насоса до 0,1 МПа, а также охлаждение электродвигателей с ЗЦВ.

Из резервуара сточная вода периодически перекачивается основными насосами БД ЦНСК-60/254 на вход насосов ЦНС-180.

В БА установлена аппаратура, обеспечивающая пуск, контроль основных параметров и эксплуатацию станции, аппаратуры распределения электроэнергии, щитов управления двигателями, отопления и дренажных насосов. Измерение, запись давления и расхода воды. поступающей в нагнетательные скважины производится расходомерными устройствами, расположенными на каждом водоводе БГ.

В качестве основного варианта рассмотрим насосный блок с принудительной смазкой подшипников насосного агрегата НА (давление на выкупе насосов выше 10 МПа).

В НБ установлены:

- насосный агрегат НА, состоящий из насоса типа ЦНС-180 и электродвигателя;

- маслоустановка и трубопроводы системы смазки с арматурой;

- трубопроводы и арматура технологической воды;

- трубопроводы и арматура системы охлаждения;

- трубопроводы подпора и охлаждения сальников насоса;

- дренажные трубопроводы;

- кнопочный пост управления маслоустановкой,

- кнопочный пост управления электроприводной задвижкой;

- короба и трубы электропроводки,

- аварийная кнопка;

- манометровая колонка;

- кнопочный пост управления вентиляцией.

Установленное оборудование смонтировано и закреплено на санях и ограждающих конструкциях блока.

Центробежный секционный насос ЦНС-180 имеют номинальную производительность 180 м^3/ч при расчетном (номинальном) давлении на выкиде насоса. Допускается изменение расхода воды от 50 до 180 м^3/ч при плотности воды равной 1000-1001кг/м ^{3}.

Для защиты проточной части насоса от крупных механических примесей во всасывающем патрубке установлен сетчатый фильтр.

Для привода насоса используются электродвигатели двух типов - синхронные и асинхронные. Охлаждение воздуха в двигателях с ЗЦВ осуществляется пресной водой. В двигателях с РЦВ охлаждение обмоток статора осуществляется воздухом из машинного зала.

Маслосистема НА состоит из маслобака емкостью 0,6 м^3 , шестеренного маслонасоса с электроприводом производительностью 2,1 м^3/ч и давлением 0,27 МПа, маслоохладителя с фильтрами и системы трубопроводов с запорной арматурой.

На всасывающем трубопроводе технологической воды установлены клиновая задвижка типа ЗКЛ2 и сетчатый фильтр. На напорном трубопроводе установлены обратный клапан и электроприводная задвижка В-407Э. В верхней точке напорного трубопровода установлен вентиль для стравливания воздуха.

Трубопроводы системы охлаждения предназначены для подвода охлаждающей воды к маслоохладителю и воздухоохладителям двигателей с ЗЦВ. От системы охлаждения вода подается вода для запирания и охлаждения концевых сальниковых уплотнений насоса при падении давления а приемном патрубке насоса ниже 0,1 МПа.

При работе насоса с давлением во входном патрубке от 0,6 до 3,0 МПа происходит разгрузка сальников с отводом воды через щелевые уплотнения насоса в безнапорную емкость. Отвод воды из камеры гидропяты насоса производится во всасывающий трубопровод. Дренаж от концевых уплотнений насоса производится в дренажный бак, установленный в БД.

Местный контроль технологических и эксплуатационных параметров работы насосных агрегатов, настройка датчиков сигнализации осуществляются по манометрам и показаниям амперметра цепи возбуждения двигателя типа СТД.

После пуска кнопкой "пуск со щита управления, установленного в БА, включается масляный насос, и при достижении давления в конце масляной линии 0,05...0,1 МПа начинается запуск основного насоса. После достижения давления за насосом 0,9 Рном начинает открываться электрозадвижка на линии нагнетания. После открытия задвижки в течение 60с насос выходит на установившийся режим работы.

В насосном блоке с системой виброизоляции насосных агрегатов насосный агрегат с рамой устанавливается на резино-металлические амортизаторы, закрепленные к саням. На всасывающем и напорном трубопроводах насоса устанавливаются компенсаторы, а на трубопроводах подачи смазки, подпора сальников - резиновые рукава.

При работе станции за счет амортизаторов и упругих компенсирующих вставок на трубопроводах снижается передача вибрации от насосного агрегата трубопроводам, несущим конструкциям, основаниям блоков и фундаментам, а также уменьшается передача шума.

В БД установлены:

- 2 насосных агрегата с насосами ЦНСК-60/264;

- дренажный бак;

- 2 самовсасывающих насоса 1СЦВ-1,5М;

- 4 блока печей ПЭТ-4;

- защитные короба электропроводки;

- трубопроводы и арматура технологической воды.

Насосы 1СЦ8-1,5М предназначены для откачки воды из дренажного бака в резервуар сточных вод. Насосы типа ЦНСК-60/264 служат для откачки воды из резервуара сточных вод во всасывающий трубопровод НБ.

1 насос является резервным. Блок напорной гребенки (БГ) служит для распределения технологической воды на скважины системы ППД. Разработано шесть типов блока напорной гребенки в зависимости от количества водоводов и типа устройства измерения расхода воды.

В БГ установлены:

- блок трубопроводов;

- устройство измерения расхода;

- площадка обслуживания;

- элементы вентиляции и отопления,

- шкаф управления;

- кнопочный пост управления вентиляцией.

Блок трубопроводов состоит из напорного коллектора с регулирующими вентилями, высоконапорных водоводов, сбросного коллектора, вентилей и устройства измерения расхода. Изменение расхода технологической воды осуществляется регулирующими вентилями, установленными на напорном коллекторе.

В зависимости от количества водоводов блоки напорных гребенок подразделяются на 8-, 5- и 4-водоводные. 5- и 4-водоводные блоки напорной гребенки могут поставляться отдельно от станции. По типу устройства измерения расхода воды блоки гребень поставляются с: сужающим устройством в комплекте со щитом дифманометров; аппаратурой Электрон-2М; датчиком расхода ДРК 1-100-50-5.

При установке аппаратуры Электрон-2М и датчика расхода ДРК 1-100-50-5 первичные приборы устанавливаются непосредственно на напорных трубопроводах в БГ, а вторичные - на стойках в отдельно стоящем приборном блоке (ОП). Для отопления блока установлены 3 маслозаполненные печи мощностью по 2 кВт с контролем температуры. Вентиляция осуществляется путем забора воздуха через воздуховод, расположенный на полу блока, осевым вентилятором типа В-06-300№ 5Н1С, установленным на боковой панели.

Центробежные насосы секционные типа ЦНС

Насосы типа ЦНС - центробежные насосы секционные: Г - для перекачивания воды с температурой 45-105 оС (масла - 2-60 ºС), М - для перекачивания масла, УН - для перекачивания утечек нефти, после цифр указывается климатическое исполнение и категория размещения насоса при эксплуатации по ГОСТ 15150-69. Допустимая массовая доля механических примесей до 0,1% и размером твердых частиц не более 0,1 мм. Давление на входе в насос при перекачивании воды должно быть не менее: - 0,1 МПа и 0,07-0,015 МПа при перекачивании масла. Максимально допустимое давление на входе всех типов - не более 0,3 МПа. Общий вид центробежного секционного насоса (ЦНС) приведен на рис. 1.4.3.

Агрегаты ЦНС 300-120…540 и ЦНС 105-98…441 предназначены для перекачивания обводненной газонасыщенной и товарной нефти с температурой 0-45оС плотностью 700-1050кг/м ^{3}, содержанием парафина не более 20%, механических примесей размером твердых частиц до 0,2 мм и объемной концентрацией 0,2%, обводненностью не более 90%. Давление на входе в насос составляет 0.05-0,6 МПа.

2.4. Оборудование нагнетательных скважин

Оборудование нагнетательных скважин включает:

Наземное оборудование:

- нагнетательная арматура;

- обвязка устья скважины.

Подземное оборудование:

- насосно-компрессорные трубы;

- пакер.

Устье нагнетательной скважины оборудуется стандартной арматурой, рассчитанной на максимальное ожидаемое давление при закачке рабочего агента.

Арматура предназначе- на для герметизации устья нагнетательных скважин в процессе нагнетания в скважину воды, для выполнения ремонтных работ, проведения мероприятий по увеличению приемистости пласта и исследовательских работ,

осуществляемых без прекращения закачки. Основные части арматуры -трубная головка и елка.

Трубная головка пред- назначена для герметизации затрубного пространства, подвески колонны НКТ и проведения некоторых технологических операций, исследовательских и ремонтных работ. Она состоит из крестовины, задвижек и быстросборного соединения.

Елка служит для закачки жидкости через колонну НКТ и состоит из стволовых задвижек, тройника, боковых задвижек и обратного клапана.

Технические характеристики устьевой арматуры для нагнетательных скважин приведены в табл. 8 Конструкция нагнетательной скважины, таблица (см.рис. 8)

Технические характеристики устьевой арматуры нагнетательных скважин

Показатели	Арматура		
	АНК1-65×21	АНК1-65×35	АНК-65×21
Условный проход ствола и боковых отводов, мм	65	65	65
Давление, МПа:			
- рабочее	21	35	21
- пробное	42	70	42
Скважинная среда	коррозионная (вода техническая, сточная нефтепромысловая и морская с содержанием механических примесей не более 25 мг/л, размером твердых частиц не более 0,1 мм)		
Запорное устройство (прямоточная задвижка)	ЗМС1	ЗМС1	ЗМ
Габаритные размеры, мм:			
- длина	1600	1780	1075
- ширина	635	820	680
- высота	2130	2310	1195
Масса арматуры, кг	743	962	580

рис.8

К конструкции нагнетательных скважин предъявляются следующие требования:

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

2. нагнетательные скважины, независимо от физико-химических свойств закачиваемого агента, должны оборудоваться колонной НКТ и, при необходимости

пакерующим устройством, обеспечивающими защиту и изоляцию эксплуатационной колонны от воздействия на нее закачиваемого агента;

3. для исключения замерзания воды в арматуре скважины и системе нагнетания при остановках необходимо предусматривать полное удаление воды из арматуры и системы подачи рабочего агента и заполнение указанного оборудования незамерзающей жидкостью.

Принцип работы нагнетательной скважины

Вода от ВРБ (ВРГ) подаётся через нагнетательную линию скважины и тройник устьевой арматуры в НКТ, а по ним поступает в пласт. Выбор параметров НКТ нагнетательных скважин осуществляют исходя из условий механической прочности и допустимых потерь напора при закачке ТЖ. Расход закачиваемой в нагнетательную скважину технологической жидкости регулируется штуцером (5) или регулятором расхода (рис 9.). Для контроля процесса нагнетания воды арматура скважины оборудуется вентилями высокого давления (9 и 12).

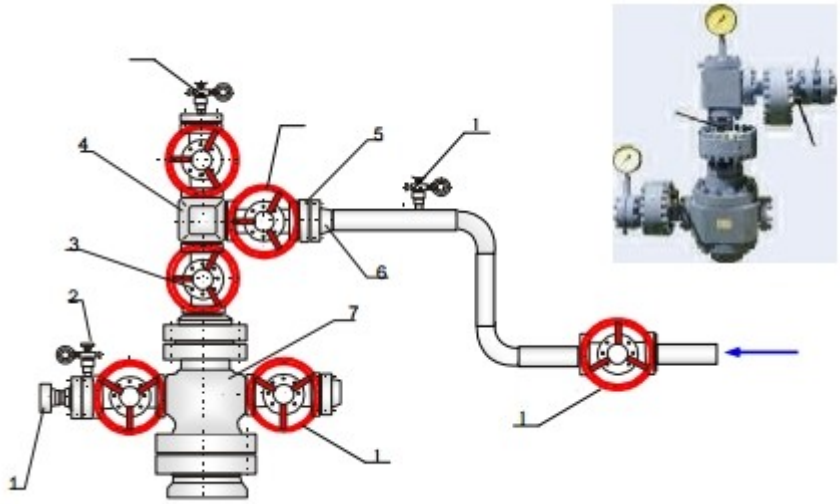

рис.9.

Арматура нагнетательная АНК 1 с обвязкой скважины 1 - быстросборное соединение; 2 - вентиль с манометром; 3 - центральная задвижка; 4 - тройник; 5 - штуцер; 6 -фланец; 7 - трубная обвязка; 8 - трубная задвижка; 9 - вентиль для замера Ру; 10 - затрубная задвижка; 11 - секущая задвижка; 12 - вентиль для замера рабочего (линейного)

Обслуживание нагнетательных скважин

Обслуживание нагнетательных скважин осуществляют операторы по поддержанию рабочего давления. Нагнетательные скважины обслуживаются ежедневно.

При обслуживании нагнетательных скважин контролируются:

- рабочее (линейное) и устьевое давление;

- работа контрольно-измерительных приборов и аппаратуры;

- состояние запорной арматуры и фланцевых соединений;

- состояние защитных устройств;

- состояние (наличие) штуцера или регулирующего устройства.

Ремонт нагнетательных скважин

Необходимость проведения ремонта нагнетательной скважины определяется геологической и технологической службами цеха ППД по результатам исследований. Необходимость ремонта наземного оборудования определяется мастером ЦППД и подтверждается начальником цеха.

Ремонт нагнетательных скважин выполняется бригадами ПРС и КРС. Бригада подземного (текущего) ремонта скважин производит смену запорной арматуры, а бригада капитального ремонта производит ремонтно-изоляционные работы, устранение негерметичности эксплуатационной колонны, устранение различного рода аварий, ввод скважин в эксплуатацию и работы по увеличению приемистости скважин. Ремонт нагнетательных скважин производится на основании плана работ, где указывается вид ремонта, порядок глушения скважины и выполнения работ, спускаемое оборудование и т.д. Предварительно скважина должна быть подготовлена к ремонту.

Подготовка скважин к ремонту входит в обязанности оператора по поддержанию пластового давления, при этом должен быть выполнен следующий объем работ:

- проверяются подъездные пути к скважине, при необходимости производится отсыпка дороги;

- подготавливается (планируется) площадка для ремонтной бригады, в зимнее время очищается с помощью спецтехники от снега. Размер площадки должен быть не менее 40х40м.

- подготавливается нагнетательная арматура скважины. Фланцевые соединения на нагнетательной арматуре должны иметь полный комплект крепежа, задвижки и вентили высокого давления должны быть исправными, не допускаются пропуски рабочего агента через фланцевые соединения.

- закрывается секущая и трубная задвижки нагнетательной арматуры, давление в нагнетательной линии скважины стравливается до атмосферного.

Вывод на режим и исследование нагнетательных скважин.

Целью вывода нагнетательной скважины на режим является приведение рабочего давления и расхода жидкости в соответствие с режимными параметрами. Вывод скважины на режим осуществляется исходя из технологического режима работы нагнетательных скважин, утверждаемого главным инженером предприятия.

Задачей оператора по поддержанию пластового давления при выводе скважины на режим является контроль за рабочим давлением и количеством закачиваемого рабочего агента.

Вывод на режим осуществляется следующим образом:

- оператор ППД ежедневно производит замеры давления и расхода рабочего агента. После запуска скважины, в течение первых 2-3 дней при относительно низком давлении закачки наблюдается большой расход рабочего агента, это связано со снижением давления в призабойной зоне скважины после ремонта;

- после стабилизации рабочего давления осуществляется регулирование режима работы скважины. Путем подбора диаметра штуцера или проходного сечения регулирующего устройства рабочее давление и расход по скважине приводятся в соответствие с режимными показателями.

Скважина считается выведенной на режим, если 3 замера расхода рабочего агента по скважине в течение суток соответствуют режимным показателям при неизменном давлении закачки.

В процессе эксплуатации скважин при помощи забойных и поверхностных приборов должен проводиться постоянный контроль за приемистостью, давлени-

ем 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.

Взаимодействие скважин и пути перемещения по пласту закачиваемой воды изучаются по динамике давления на различных участках пласта, результатам исследований методом гидропрослушивания, геофизическими методами, добавкой в закачиваемую воду индикаторов. Оценка эффективности мероприятий по регулированию закачки воды по разрезу производится с помощью глубинных расходомеров, метода радиоактивных изотопов или высокочувствительных термометров.

Периодичность и объем исследовательских работ в нагнетательных скважинах устанавливается предприятием в соответствии с утвержденным обязательным комплексом промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, с учетом требований технологического проектного документа на разработку.

2.5. Техника и технология применения систем ППД путем заводнения

В настоящее время в системе добычи нефти и газа для осуществления ППД используют различные технологические жидкости (ТЖ), которые помимо закачки в пласт широко применяются для следующих целей:

- повышение нефтегазоотдачи (ПНГО);
- проведение подземного ремонта скважин (ПРС);
- капитального ремонта скважин (КРС);
- обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) с целью интенсификации притока (ИП) и ограничения водопритока (ОВП);
- удаления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО);
- разрушения отложений минеральных примесей (МП).

При всём многообразии областей применяетс ТЖ (Технологический жидкости) основным направлением является использование технологических средств для ППД (Поддержания пластового давления) и ПНГО (повышения нефтегазоотдачи). Эта сфера занимает первое место по объему использования технологической жид-

кости. Её доля среди общего объема «технологической) жидкости, используемой на нефтяных месторождениях, может быть оценена в 85-95%.

Эффективная закачка, в первую очередь воды, на новых месторождениях обеспечивает заданную динамику отбора нефти и газа, на старых – замедление темпов ее падения.

Подготовка и закачка технологических жидкостей в пласт для цели поддержания пластового давления (ППД) (и повышения нефти извлечения (ПНИ) формирует крупную подотрасль в нефтегазовой отрасли. Объемы закачки ТЖ (технологические жидкости) в несколько раз превышают объемы добычи нефти.

Анализ современной ситуации в нефтегазодобывающих объединениях показывают, что в условиях ограниченных поставок оборудования, труби химических реагентов наиболее актуальным на сегодняшний день является вопрос ограничения закачки и отбора воды без ущерба для добычи. При решении этого вопроса главенствующее положение занимают затраты на подготовку и закачку ТЖ, включая смежные затраты во всей системы добычи, с другой – технологический и экономический эффект.

Исходя из вышеизложенного**,** первая проблема разработки нефтяных месторождений с применением заводнения состоит в ликвидации отрицательного влияния высокого отношения вязкостей нефти и воды, а также неньютоновских свойств нефти на текущую и конечную нефтеотдачу.

1. Применение для закачки в пласт горячей воды и водяного пара.

2. Загущение воды полимерными добавками и другими веществами.

3. Использование влажного и сверхвлажного внутрипластового горения.

В настоящий момент существует проблема правильного выбора модели, наиболее точно отражающей главные особенности разработки пласта. Модель разработки конкретного пласта может быть построена лишь на основе тщательного изучения и учета свойств пласта и сопоставления результатов расчета процесса разработки с фактическими данными. В связи с ростом возможностей вычислительной

техники большое развитие получили детерминированные модели пластов и процессов разработки.

Их использование приводит к необходимости решения двумерных и трехмерных задач многофазной многокомпонентной фильтрации.

Богатый и многообразный опыт применения заводнения в России позволяет не только выявить его технологические возможности, но и сформулировать проблемы, связанные с этим методом воздействия на пласты.

Первая проблема заводнения возникла на стадии его лабораторных экспериментальных исследований. Затем теоретические исследования и анализ разработки нефтяных месторождений с различной вязкостью нефти показали, что с увеличением отношения вязкостей нефти и воды в пластовых условиях μ0 =μн /μв текущая нефтеотдача при одном и том же отношении объема закачанной в пласт воды Q к объему пор пласта Vп снижается. Если, например, за условную конечную нефтеотдачу принять нефтеотдачу при прокачке через пласт трех

объемов пор пласта, т.е. объема воды, равного 3 Vп , то в среднем при μ0 = 1-5 можно получить конечный коэффициент вытеснения порядка 0,6 0,7 для пород коллекторов нефти с проницаемостью 0,3 1,0 мкм2 .

Вторая проблема заводнения связана с принципиальной невозможностью достижения полного вытеснения нефти водой даже при благоприятных условиях значительной проницаемости коллекторов и малых значения

х параметра m 0. Главной причиной невозможности полного вытеснения нефти водой из завод-ненных областей пластов заключается в несмешиваемости нефти и воды.

Решить эту проблему можно несколькими путями:

1) обеспечить смешиваемость нефти с вытесняющим ее веществом;

2) применением высокотемпературного воз-действия на пласт, при котором происходило бы выпаривание нефти.

Третья проблема возникла в результате анализа и обобщения опыта разработки на многих нефтяных месторождениях - обеспечение более полного охвата пластов процессом заводнения. По многим причинам

Отдельные пропластки, входящие в объекты разработки, не поглощают воду, следовательно из них не вытесняется нефть; обводнение отдельных скважин происходит весьма

неравномерно, что ведет к оставлению в пласте не охваченных заводнением нефтенасыщенных зон (рис.10)

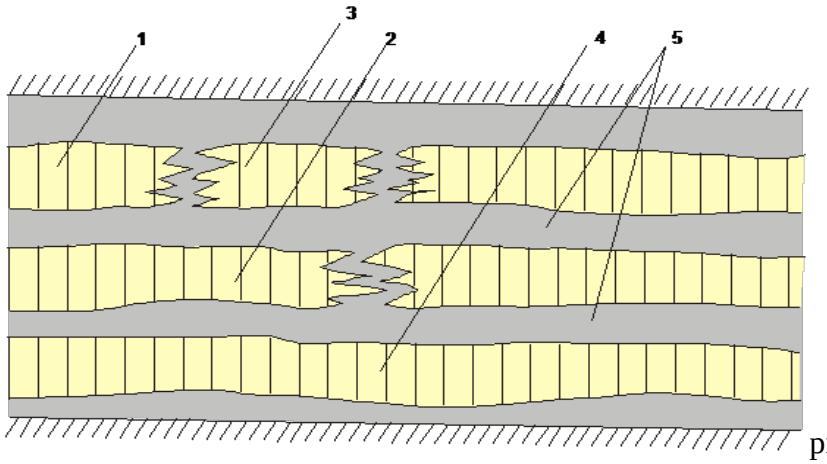

рис.10

Схема вертикального разреза участка пласта с несколькими пропластками

1, 2 и 4 соответственно пропластка А, Б и В; 3 линза в пропластке; 5 непроницаемые пропластки.

Решение проблемы охвата пластов:

1) путем комплексного использования методов воздействия на призабойную зону добывающих и нагнетательных скважин;

2) повышения давлений нагнетания;

3) методами регулирования разработки;

4) выбором наиболее подходящей системы разработки.

Заводнение нефтяных пластов с его разновидностями в настоящее время - главный метод воздействия на нефтяные пласты с целью извлечения из них нефти.

Обширные фактические данные по разработке нефтяных месторождений с применением заводнения во многих случаях подтверждают с той или иной степенью точности теоретические результаты, получаемые на основе моделей поршневого и непоршневого вытеснения нефти водой из однородного, слоисто-неоднородного, а также трещиноватого и трещиновато-пористого пластов, если модель соответствует реальному пласту. Фактическое изменение пластового давления, добыча нефти и жидкости, зависимость текущей обводненности от нефтеотдачи согласуются с расчетными. Примером послужил один из эффективных технологий применения ППД законтурного заводнения.[2]

Опыт разработки нефтяных месторождений с применением законтурного заводнения привел к следующим основным выводам:

1. Законтурное заводнение позволяет не только поддерживать пластовое давление на первоначальном уровне, но и превышать его.

2. Использование законтурного заводнения дает возможность обеспечивать доведение максимального темпа разработки месторождений до 5-7 % от начальных извлекаемых запасов, применять системы разработки с параметром плотности сетки скважин 20-60 10 4 м2 / скв при довольно высокой конечной нефтеотдаче, достигающей 0,50 0,55 в сравнительно однородных пластах и при вязкости нефти в пластовых условиях порядка 1-5 10 3 Па с .

3. При разработке крупных по площади месторождений с числом рядов добывающих скважин больше пяти законтурное заводнение оказывает слабое воздействие на центральные части, в результате чего добыча нефти из этих частей оказывается низкой. Это ведет к тому, что темп разработки крупных месторождений в целом не может быть достаточно высоким при законтурном заводнении.

4. Законтурное заводнение не позволяет воздействовать на отдельные локальные участки пласта с целью ускорения извлечения из них нефти, выравнивания пластового давления в различных пластах и пропластках.

---

[2] Акульшин А.И, Бойков В.С., «Эксплуатция нефтяных и газовых скважин»- М:Недра – 1989г., с.94-106.

5. При законтурном заводнении довольно значительная часть воды, закачиваемой в пласт, уходит в водоносную область, находящуюся за контуром нефтеносности, не вытесняя нефть из пласта.

2.6. Свойства и качество нагнетаемой в пласт воды

Свойства и качество нагнетаемой в пласт воды

Требования к воде нагнетаемой в пласт меняются в зависимости от :

1) свойств продуктивного горизонта (пласта);

2) от его строения и неоднородности ;

3) от типа закачиваемой жидкости;

4) от характера решаемых промысловых задач.

Классические требования, предъявляемые к нагнетаемой в продуктивный пласт воде представлены в фундаментальной Справочной книге для добычи нефти (1974 г.) и сформулированы следующим образом:

· невысокое содержание механических примесей;

· незначительное содержание эмульгированной нефти;

· коррозионная инертность по отношению к напорным и распредели-тельным трубопроводам, насосам, скважинному оборудованию нагнетательных скважин;

· отсутствие в воде сероводорода, диоксида углерода, водорослей, микроорганизмов инициирующих интенсивное развитие коррозии оборудования и существенное снижение приемистости нагнетательных скважин.

Растворенный в воде кислород вызывает интенсивную коррозию металла и способствует активному развитию в пласте аэробных бактерий. Диоксид углерода (CO_2) понижает РН воды и приводит к разрушению защитных окисных пленок на металле, а также к усилению коррозии оборудования. Сероводород образует, реагируя с железом, твердые уносимые потоком воды частицы сернистого железа, а при наличии кислорода сернистую кислоту.

Он может образовываться в результате восстановления содержащихся в воде сульфатов кальция углеводородами нефти с выделением диоксида углерода и в виде осадка карбоната кальция. Наличие его в продукции добывающих скважин приводит к усилению коррозии нефтедобывающего оборудования.

При контроле за составом закачиваемой сточной воды уделяют внимание также условиям возможного развития и размножения так называемых сульфатных бактерий. Сульфатопоглощающие и сульфатообразующие бакте-риивызывают биокоррозию металлов.

Они могут жить за счет расщепления органических и неорганических веществ и развиваться как при отсутствии свободного кислорода (анаэробные бактерии), так и при наличии растворенного в воде кислорода (аэробные бактерии). Сульфатовосстанавливающие бак-терии способны полностью восстанавливать сульфаты, имеющиеся в закачиваемой воде и образовывать до 100 мг/ л сероводорода. Ионы сульфатов (SO4 2-) инициируют процесс, а жизнедеятельность получающейся при этом культуры бактерий способствует образованию сульфидов железа. Высокая плотность сульфида железа служит причиной его выпадения в пласте, особенно в призабойной зоне скважин.

При выносе же на поверхность FeS вызывает образование трудно разрушимого промежуточного слоя в резервуарах системы подготовки и хранения промысловой продукции.

Поддержание пластового давления (ППД) заводнением требует использования больших объемов качественной воды. Решение проблемы водоснабжения сводится к изысканию надежного и водообильного источника (с оценкой запасов и возможных расходов воды), обоснованию качества воды и разработке технологии ее подготовки. Расход закачиваемой воды определяется стадией разработки месторождения (рис. 11).

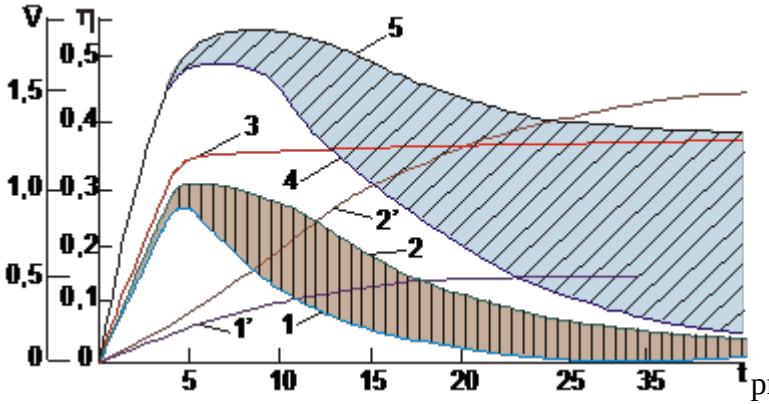

рис.11

Рис. 11 Динамика относительного отбора жидкости, нагнетания воды,

потребности в воде ν и нефтеотдачи η во времени (по М.Л.Сургучеву)

1, 1́ - соответственно добыча нефти и нефтеотдача при режиме растворенного газа; 2,2́, 3 соответственно добыча нефти, нефтеотдача и отбор жидкости при заводнении; 4 потребность в воде при полном возврате сточных вод; 5 расход нагнетания воды. Штриховка: вертикальная эффект в добыче нефти от заводнения; косая экономии (возврат) воды

Источники закачиваемой воды могут быть разными. В настоящее время, на различных промыслах используют воды : открытых водоемов (рек, озер, водохранилищ, морей); грунтовые (подрусловые и артезианские); глубинные (нижних и верхних глубинных водоносных горизонтов); сточные.

Грунтовые воды характеризуются значительным многообразием хими-ческого состава (минерализация 100 200 мг / л) , небольшим содержанием взвешенных частиц.

Воды открытых водоемов значительно уступают по качеству, содержат большое количество механических примесей (глины или песка), особенно в период ливней и паводков, снеготаяния, способны вызвать набухание глин.

Воды глубинных водоносных горизонтов в большей степени минерализованы и часто не требуют дополнительной подготовки.

Сточные воды состоят в основном из пластовых, добываемых вместе с нефтью, пресных, подаваемых в установки подготовки нефти и ливневых вод. Они мине-

рализованы (15 3000 г / л) и обладают хорошими нефтевытес-няющими свойствами.

Но содержат большое количество эмульгированной нефти, механических примесей, а также диоксида углерода и сероводорода.

Источник воды выбирают на основе данных технико-экономического ана-лиза с учетом технологии водоподготовки.

В составе сточных пластовых вод, помимо основного носителя воды можно выделить три основных компонента:

1) тяжелые углеводороды УВ ;

2) механические примеси МП;

3) сульфид железа FeS , являющийся компонентом повышенной плотности.

Таким образом, группа ТСС включает в себя жидкости с различной степенью устойчивости.[3]

Среди ТНС наибольшего распространение в нефтепромысловой практике получил диоксид углерода (CO 2).

[3]neftegaz.ru Электронный источник – режим доступа: https://neftegaz.ru/science/view/1253-Podderzhanie-plastovogo-davleniya-PPD-na-neftyanyh-zalezhah

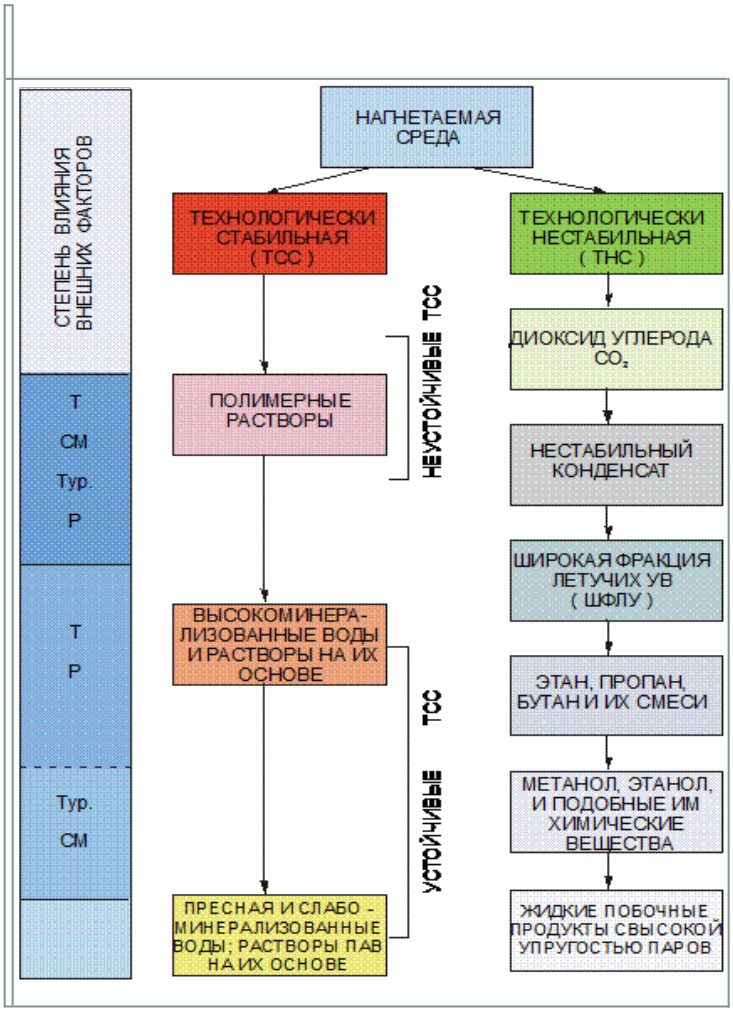

Рис. 12

Рис.12 Классификация нагнетаемых сред

Термобарические условия механические условия

Т температура; Тур. турбулентность в трубах; Р давление; СМ смятие в насосах и сужениях.

Характерной особенностью «повторных» технологических жидкостей, используемых для целей поддерживания пластового давления является изменение их свойств и состава во времени. Поэтому в общем случае прогнозирование динамики показателей как добываемой, так и закачиваемой обратно в продуктивный горизонт воды представляется очень сложным.

3. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ ЧАСТЬ

3.1 Требования безопасности при эксплуатации нагнетательных скважин

При эксплуатации нагнетательных скважин на оператора возлагается обеспечение бесперебойной работы скважин и групповых сборных пунктов, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования, установок, механизмов и трубопроводов, участие в монтаже и демонтаже оборудования.

К самостоятельной работе по обслуживанию нефтяных и газовых скважин допускается лица не моложе 18 лет, прошедшие:

- медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний к конкретному виду работ;

- соответствующее профессиональное обучение и при наличии удостоверения, дающего права допуска к определенному виду работ;

- инструктаж по безопасности и стажировку на конкретном рабочем месте;

- проверку знаний производственных инструкций, инструкций для профессии и инструкций по видам работ.

К обслуживанию электрооборудования, допускается электротехнический персонал, знающий схемы применяемых станций управления, инструкции по их эксплуатации, прошедший производственное обучение и стажировку на рабочем месте, а также проверку знаний с присвоением квалификационной группы по электробезопасности.

Неэлектротехническому персоналу (операторам по добыче нефти и газа), имеющему II квалификационную группу по электробезопасности, разрешается пуск и остановка насосных установок.

Персонал, допущенный к эксплуатации скважин, должен быть обеспечен спецодеждой и средствами индивидуальной защиты, предусмотренными для данного вида работ.

Весь обслуживающий персонал должен владеть приемами оказания первой медицинской помощи пострадавшим от несчастных случаев и иметь радио- или телефонную связь с диспетчерской службой.

Лица, допускаемые к самостоятельной работе, должны знать места расположения средств спасения, сигналы аварийного оповещения, правила поведения при возникновении нештатных ситуаций (авариях).

При эксплуатации скважин, в продукции которых содержится сероводород, обслуживающий персонал должен знать правила безопасности при работе в среде, содержащей сероводород, и приемы оказания первой помощи пострадавшим. При заходе в рабочую зону обслуживающий персонал должен иметь:

- индивидуальные средства защиты органов дыхания (изолирующий аппарат);

- газосигнализатор сероводорода.

К эксплуатации допускается сертифицированное оборудование, опробованное и принятое к серийному производству.

Работники подрядных, обслуживающих и других организаций, допущенные на территорию объекта, должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты и под роспись проинструктированы о правилах безопасного ведения работ и нахождения в рабочей зоне.

В целях обеспечения безопасной эксплуатации скважин рабочие обязаны:

- проверить состояние оборудования и коммуникаций на обслуживаемых ими объектах;

- проверить наличие и исправность аварийного инструмента и инструмента, используемого в процессе работы, средств связи, средств пожаротушения, аварийного освещения, приборов для замера газовоздушной среды, медицинской аптечки, спецодежду, средства индивидуальной защиты.

Территория вокруг скважины должна быть спланирована с учетом расстановки оборудования для ремонта и эксплуатации скважин и освобождена от посторонних предметов, а в зимнее время - очищена от снежных заносов и льда.

Площадка для установки передвижных агрегатов должна сооружаться с учетом грунта, типов агрегатов, характера выполняемых работ и располагаться с наветренной стороны с учетом розы ветров.

Полы, мостки, лестницы должны сооружаться таким образом, чтобы на их поверхностях не создавались условия для образования луж от атмосферных осадков и разлива жидкости, а их поверхность, предназначенная для передвижения обслуживающего персонала, в любой ситуации не создавала условия для возможности скольжения подошв обуви.

Рабочие места должны быть оснащены плакатами, знаками безопасности, предупредительными подписями в соответствии с типовыми перечнями, утвержденными в установленном порядке.

Содержание нефтяных паров и газов в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК).

До начала ремонтных работ или перед осмотром оборудования периодически работающей скважины с автоматическим, дистанционным или ручным пуском привод должен отключаться, а на пусковом устройстве вывешиваться плакат: "Не включать! Работают люди!".

Во время работы оператор обязан передвигаться по территории согласно маршрутной карте. При перемещении по территории пользоваться установленными переходами и проходами, не заходить и не снимать ограждения при работающем оборудовании, не касаться движущихся механизмов и токоведущих частей. Использовать инструмент предназначенный для данного вида работ, исправный, не дающий искр. Соблюдать меры противопожарной безопасности. Во время грозы от металлического оборудования удалиться на расстоянии не менее 25м.

При фонтанной эксплуатации:

Арматура опрессовывается перед установкой на пробное давление, после установки на эксплуатационную колонну на давление опрессовки колонны, должны соответствовать максимальному давлению, ожидаемому на устье скважины.

Для контроля за давлением должна быть оборудована кранами трехходовыми с манометрами на затрубье, буфере и манифольде.

При ремонтных работах, смене штуцеров, прокладок ремонтируемый участок отсекается задвижками, давление стравливается до атмосферного.

На арматуре и фланцах должен стоять комплект шпилек. Фланцевые соединения допускаются только в местах установок задвижек.

Задвижки, краны, вентили должны свободно открываться и закрываться.

При использовании скребков для обслуживания верхней части арматуры сооружается площадка с лестницей и перилами. Перед спуском скребка в скважину необходимо проверить исправность и крепление лебедки, тормозной системы и заземления, а также крепление скребка и грузоштанги.

Обогрев обвязки и трубопроводов производить паром или горячей водой.

Оборудование и площадку содержать в чистоте, все неисправности устранять.

При глубинно-насосной эксплуатации:

Станок-качалка должен быть установлен так, чтобы исключить соприкосновение его движущихся частей с элементами вышки, а также фундамента и грунта.

Арматура скважины должна позволять отбирать газ из затрубного пространства и проводить исследовательские работы.

Верхний торец устьевого сальника должен возвышаться над уровнем площадки не более чем на 1 м.

При набивке уплотнения устьевого сальника крышка его должна удерживаться на полированном штоке специальным зажимом.

При крайнем нижнем положении головки балансира расстояние между траверсой подвески полированного штока и устьевым сальником должен быть не менее 20см. Запрещается проворачивать шкив СК вручную и тормозить его путем подкладывания трубы, лома или других предметов. Следует ежедневно проверять надежность болтовых, шпоночных соединений станков-качалок. Эти работы проводятся при остановленных, заторможенных СК и вывешенным на от-

ключающем устройстве предупредительном плакате «Не включать – работают люди».

На скважинах с автоматическим и дистанционным управлением вблизи пускового устройства на видном месте должны быть укреплены щитки с надписью «Внимание. Пуск автоматический» Такая же надпись должна быть на пусковом устройстве. Пусковое устройство СК должно находиться в непосредственной близости от тормоза.

Все станки-качалки должны иметь прочные металлические ограждения, исключающие возможность попадания людей и животных под вращающиеся части СК. Для удобства во время ремонта, ограждения должны выполняться съемными – перильчатого типа. Привод СК от электродвигателя до редуктора ограждается съемными ограждениями – кожухом. Шина электродвигателя СКН и приводные ремни ограждаются съемным ограждением сетчатого типа с установкой лобового щита.

При эксплуатации скважин, оборудованных электропогружными насосами УЭЦН, УЭВН. УЭДН.

Операторам, имеющим II группу допуска по электробезопасности разрешается производить только пуск и остановку. Операторам, имеющим III группу допуска по электробезопасности разрешается переводить их на автоматическую или программную работу.

Производить ремонтные и наладочные работы электронасосов, станций управления, автотрансформаторов и пусковых устройств разрешается только электромонтерам.

У пусковых устройств должны быть установлены изолированные подставки. Необходимо помнить, что станция управления, автотрансформатор и кабель находятся под напряжением не менее 380 В.

Нельзя открывать двери станции управления, крышку трансформатора и касаться рукой кабеля, идущего от станции управления до устья скважины. Кабель

должен прокладываться на специальных стойках, на расстоянии 40см от поверхности земли.

Для остановки скважины необходимо повернуть ручку универсального переключателя, установленного на правой половине двери станции управления. Дверь будки должна быть закрыта на замок. Оператор обязан сообщить мастеру и диспетчеру показания электроизмерительных приборов.

Требования безопасности перед началом работы.

Проверить состояние оборудования и коммуникаций на обслуживаемом объекте.

Проверить наличие и исправность инструмента, средств связи, противопожарных принадлежностей, спецодежды, приборов для замера газовоздушной среды, медицинской аптечки, средств индивидуальной защиты и т.д.

Требования безопасности во время работы

- Обход скважин и нефтепроводов необходимо делать в соответствии с маршрутной картой

Оператор обязан:

- следить за бесперебойной работы скважин;

- следить за состоянием оборудования и безопасной эксплуатацией (ГЗУ, ДНС);

- содержать пожарный инвентарь, системы пожаротушения в исправном состоянии;

- при открытии или закрытии задвижек пользоваться только специальными ключами или штурвалами.

- По мере необходимости смазывать запорную арматуру, чтобы она легко открывалась вручную;

- При открытии сливной задвижки находиться в стороне от направления струи;

- На сосудах, трубопроводах, устьевой арматуре, находящихся под давлением, вести работы по замене вентилей, манометров, задвижек, креплению болтовых соединений только после сброса давления до атмосферного;

- Не допускается наращивание гаечных ключей;

- Отогревание замерзших узлов и трубопроводов производить паром и (или) горячей водой;

- При работе с химическими реагентами использовать СИЗ (очки, фартук, резиновые перчатки);

- При очистке от парафина НКТ в скважине, остерегаться петли проволоки, которая может образоваться при резкой остановке скребка.

Во время обхода оператор должен проверять:

- Исправность запорной арматуры;

- Состояние сварных швов, изоляции трубопроводов, обваловки куста;

- На устьевой арматуре нагнетательных скважин не должно быть никаких-либо пропусков через сальники, фланцевые соединения и задвижки. На всех фланцах, не имеющих металлических уплотнительных колец, должны устанавливаться защитные кожухи. Результаты осмотра должны быть занесены в журнал осмотра и ремонта запорной арматуры.

- При закрытии задвижек следует предварительно убедиться в прочности крепления втулок на сальниках.

3.2 Требования охраны окружающей среды

Разведка, разбуривание и разработка нефтяных месторождений должны осуществляться при полном и строжайшем соблюдении мер по охране недр и окружающей среды.

Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий, направленных на предотвращение потерь нефти в недрах вследствие низкого качества проходки скважин, нарушений технологии разработки нефтяных залежей и

эксплуатации скважин, приводящих к преждевременному обводнению или дегазации пластов, перетокам жидкости между продуктивными и соседними горизонтами, разрушению нефтесодержащих пород, обсадной колонны и цемента за ней.

Охрана окружающей среды предусматривает мероприятия, направленные на обеспечение безопасности населенных пунктов, рациональное использование земель и вод, предотвращение загрязнения поверхностных и подземных вод, воздушного бассейна, сохранения лесных массивов, заповедников, охранных зон и т.п.

Заводнение.

При закачке пресной воды она взаимодействует с нефтью, газом, связанной водой и горной породой. Идут реакции ионного обмена, взаимного растворения и другие. За счет выщелачивания горных пород вода насыщается сульфатами, карбонатами, кремнием. В результате этого впоследствии происходит отложение солей в скважинном и нефтепромысловом оборудовании.

В Западной Сибири в районе Среднего Приобья для заводнения используются воды апт-сеноманского горизонта. Эти воды обладают лучшей нефтевымывающей способностью, чем пресная вода.

В процессе разработки месторождений для заводнения будут использованы миллиарды кубических метров воды. Только на Сургутском и Нижневартовском месторождениях запроектировано закачать около 2 млрд $м^3$ подземных вод.

Составлен прогноз о возможном оседании поверхности земли вследствие образования пустот, ранее заполненных подземными водами. Предполагается, что оно может составить 1.5м.

Учитывая, что уровень грунтовых вод в данном районе высок и составляет 0.3-1.5 м, можно ожидать подтопления, заболачивания территории. Эти явления требуют разработки специальных технических мероприятий для обеспечения условий безопасного развития промышленного района.

В настоящее время уже обнаружены признаки воздействия разработки нефтяных месторождений на геологическую среду. На Западно-Сургутском нефтяном месторождении наблюдается образование трицатиметровой депрессионной воронки в результате откачки воды из апт-сеноманского мелового горизонта в тече-

ние 4.5 лет в объеме 15 тыс. м3/сут. Поэтому на месторождениях Среднего Приобья необходимо вести постоянные геофизические и гидрологические наблюдения за режимом добычи, откачек, уровнем подземных вод и вертикальным движением земной поверхности.

Отсюда вытекает задача использования сточных вод нефтепромыслов для заводнения.

Закачка сточных вод в поглощающие горизонты приводит к загрязнению недр. Перед закачкой сточных вод в продуктивные горизонты требуется их максимальная очистка.

Утилизация вод нефтяных месторождений

В настоящее время для нейтрализации воздействия сточных вод на окружающую среду применяется их естественное упаривание в прудах-испарителях и на полях фильтрации, закачка в глубокие поглощающие горизонты и заводнение продуктивных коллекторов для ППД.

Первые два способа используются ограниченно, так как косвенно влияют на загрязнение воздушной среды и подземных вод.

Наиболее приемлемым с экологических и экономических позиций является заводнение продуктивных горизонтов. Кроме повышения нефтеотдачи, ППД позволяет уменьшить вероятность изменения пространственного положения или разрушения залежей из-за увеличения градиентов напоров в продуктивных резервуарах.

В отечественной и зарубежной практике накоплен опыт захоронения промысловых сточных вод в глубокие поглощающие горизонты. Они должны иметь значительное площадное распространение, высокие емкостные и фильтрационные характеристики, быть приуроченными к зоне застойного или замедленного гидродинамического режима, обладать выдержанными водоупорами, исключающими гидравлическуто связь пласта-коллектора с другими водоносными горизонтами. Обязательным условием должна быть совместимость составов пластовых и закачиваемых вод. В противном случае происходит отложение солей в призабойной зоне нагнетательных скважин, что отрицательно сказывается на их приемистости.

Участки размещения нагнетательных скважин необходимо располагать за пределами сейсмически активных районов.

Контроль за гидрогеологическими параметрами поглощающих горизонтов осуществляется с помощью наблюдательных скважин. Однако даже при соблюдении всех мер предосторожности, предъявляемых к системе нагнетания и поглощающему объекту, захоронение сточных вод в подземные горизонты представляет потенциальную опасность для геологической среды.

Наиболее рациональное использование подземных вод и рассолов, добываемых вместе с нефтью, возможно при заводнении продуктивных горизонтов для поддержания пластового давления. Применение системы ППД позволяет повысить нефтеотдачу пластов и темпы отбора нефти и, как следствие, сократить срок разработки месторождения. Кроме того, решается вопрос оборотного водоснабжения нефтедобывающих предприятий и сокращаются расходы на бурение поглощающих скважин. В настоящее время свыше 1,5 млрд. $м^3$ пластовых вод откачивается из коллекторов вместе с нефтью, из них 90 % попутных вод находит применение в системах заводнения, а по отдельных объединениям этот показатель достигает 95-100 %. Благодаря утилизации этих вод, в оборотном водоснабжении частично компенсируется расход пресных вод для технологических целей при добыче нефти. Использование пластовых или сточных вод позволяет повысить коэффициент вытеснения нефти на 5-8 % по сравнению с применением пресных вод для той же цели. Однако суммарное потребление поверхностных вод при разведке и эксплуатации месторождений углеводородного сырья еще весьма значительно,

Особое внимание следует уделить биологической и химической совместимости закачиваемых вод. Применение пресных вод для заводнения нефтяных коллекторов способствует развитию микробиологических процессов и, как следствие, заражению продуктивных пластов аэробными и анаэробными бактериями. Скорость формирования микробиологического сообщества в призабойных зонах нагнетательных скважин зависит от физико-химических условий пласта и количества закачиваемой воды, содержащей кислород. В среднем этот период времени исчисляется несколькими месяцами, реже первыми годами от момента начала разработки месторождений с ППД.

Наибольшую опасность в связи с высокой коррозийной активностью представляют сульфатвосстанавливающие, нитрофицирующие, тионовые и железобактерии. Среди разнообразных групп микроорганизмов, обнаруженных в попутных водах, следует отметить сульфат-восстанавливающие бактерии, содержание которых достигает нескольких миллионов клеток в 1 мл воды.

Оптимальными условиями для жизнедеятельности этого типа бактерий являются близкая к нейтральной реакция водной среды, отсутствие или минимальное содержание свободного кислорода, минерализация воды в пределах 10-100 г/л, температура 20-40 °С. Именно они обусловливают процесс восстановления сульфатов, который ведет к накоплению сероводорода и усилению явлений коррозии нефтепромыслового оборудования.

Требования, предъявляемые к качеству закачиваемой речной воды, постоянно возрастают, и сегодня для их использования в заводнении нефтяных пластов рекомендуется комплекс технологической подготовки. С помощью двухступенчатого фильтрования или последовательных операций, связанных с коагулированием, отстаиванием и фильтрованием, содержание в речной воде твердых механических примесей ограничивается 2-5 мг/л, растворенного кислорода - не более 0.1 мг/л, а коррозионная агрессивность не должна превышать 0,15 мм/год. При подготовке речной воды должны быть полностью удалены сульфатвосстанавливающие бактерии.

При контакте закачиваемых и подземных вод отмечается изменение термодинамических условий миграции флюидов, сопровождающееся нарушением солевого равновесия и интенсификацией процессов биогенной сульфатредукции.

Известно, что около 80 % потерь от коррозии нефтепромыслового оборудования связано с деятельностью сульфатвосстанавливающих бактерий. Под воздействием этих микроорганизмов происходит окисление водорода металла и осаждение железа в сульфидной форме. Сульфид железа образует гальваническую пару с железом, в которой сульфид железа является катодом, а железо подвергается анодному растворению. Скорость коррозии металла может достигать 6 мм/год.

Для защиты оборудования и коммуникаций от коррозии широко используют ингибирование всей добываемой жидкости и закачиваемой в пласт воды.

Для предотвращения солеотложения в продуктивных пластах и дня защиты от микробиологической коррозии нефтепромыслового оборудования применяют для ППД природные и сточные растворы, совместимые по химическому составу с подземными водами. Возможно использование химических реагентов-ингибиторов в композиции с полимерами, бактерицидами и другими активными веществами.

При наличии в природной зоне глинистых минералов под влиянием нагнетаемой воды снижается проницаемость пласта и приемистость скважин. Разбухание интенсивно развивается при контакте с пресными водами и существенно снижается при использовании попутных вод повышенной минерализации. Опытные данные показывают, что разбухание глин не происходит при минерализации закачиваемой воды более 20-30 г/л и содержании ионов кальция и магния более 10 %.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время скважины бурят практически во всех средах для проведения научных исследований и обычных нефтегазо-разведочных работ; эксплуатации месторождений газообразных, жидких и твердых полезных ископаемых; сброса промышленных отходов и осуществления множества других технологических процессов. Столь широкий диапазон применения буровых скважин в различных отраслях народного хозяйства определил многообразие условий размещения устьев, способов проходки и пространственного положения стволов этих выработок в пересекаемых ими горных массивах. В соответствии с классификацией фондов социалистического материального производства нефтяная и газовая скважины относятся к основным производственным фондам. Широко внедренные методы заводнения при эксплуатации нефтяных месторождений вызвали необходимость непрерывного контроля режима разработки залежи. В практике нефтепромысловых работ многочисленные задачи решаются, в основном, геофизическими методами.

Основные задачи данной проблемы можно сгруппировать в следующие группы:

- определения профиля приемистости перфорированных пластов;

- определения гидродинамических параметров: пластового и забойных давлений, коэффициента приемистости, осредненного значения коэффициента гидропроводности пласта в районе исследуемой скважины (метод установившихся режимов нагнетания) или на участке между двумя исследуемыми скважинами (методами восстановления давления;

- обоснования технического состояния скважины: целостность обсадной колонны НКТ, герметичность затрубного пространства, состояние забоя;

- исследования для целей капитального ремонта;

- исследования при вводе скважины в эксплуатацию или при переходе на другой объект нагнетания;

- работы с опробователями пластов на трубах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

Характеристика документа	Библиографическое описание
1. Описание книги с одним автором	Л. П. Дейк., Основы разработки нефтяных и газовых месторождений: книга Л.П.Дейк.изд.- Премиум Инжиниринг, 2013г – 576с.
2.Описание книги с двумя авторами	В.Тетельмин. Нефтегазовое дело: учеб.пособие для вузов/ В. В. Тетельмин, В. А. Язев: изд.- Интеллект, 2014г, 195с.
3.Описание книги с одним автором	Буровые комплексы / под общей ред. К.П.Порожского. Екатеринбург, издательство УГГУ, 2013 – 768 с.
4. Описание книги с одним автором	Булатов А.И. и др. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов - М: ООО «Недра – Бизнесцентр» 2013 - 1007 с.
5. Описание статьи из периодического издания	Баграмов Р.А. Машины и оборудования для бурения нефтяных и газовых скважин. Расчет на прочность: Учебное пособие. – М.: ГАНГ им. И.М. Губкина, 2015. – 88 с.
6. Описание статьи из периодического издания	Баграмов Р.А. Основные требования, предъявляемые к буровым установкам, и методика оценки их качества: Учебное пособие. – М.: ГАНГ им. И.М. Губкина, 2014. – 22 с.
7. Описание книги с тремя авторами	Протасов В.Н., Султанов Б.З., Кривенков С.В. Эксплуатация и поддерживание пластового давления .
8. Описание статьи из сборника	Колчерин В.Г. и др. Новое поколение буровых установок Волгоградского завода в Западной Сибири. – Сургут ГУП ХМАО «Сургутская типография», 2014. – 320 с.
9. Описание книги с двумя авторами	Ильский А.Л., Шмидт А.П. Буровые машины и механизмы: Учебник для техникумов - М.: «Недра». 2016 – 395 с.
10.Библиографическое описание электронных ресурсов	Краткий курс лекций по дисциплине «ППД» - [Электронный ресурс] – режим доступа: https://neftegaz.ru/
11. Описание книги с одним автором	Северинчик Н.А. Машины и оборудование для бурения скважин. - М.: Недра, 2015. - 368 с.
12. Описание книги с одним автором	Абубакиров В.Ф. и др. Буровое оборудование: В 2-х т. – М.: Недра, 2014. – Т.1. – 269 с.
13. Описание статьи из сборника	Абубакиров В.Ф. и др. Оборудование буровое, противовыбросовое и устьевое: Справ. пособ.: В 2 т. Т.1. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2014. – 732 с.
14. Описание статьи из сборника	Уразаков К.Р., Дашевский А.В., Здольник С.Е. и др. «Справочник по добыче нефти».М.: Недра, 2014, 448 с.
15. Описание книги с тремя авторами	Протасов В.Н., Кривенков В.С., Султанов Б.З. Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи. Учебник для вузов. - М.: Недра-Бизнесцентр, 2015. - 691 с.
16.Описание книги с одним автором	Борисов Ю.С. Организация ремонта и технического обслуживания оборудования. Учебное пособие. - М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2013г.
17. Описание книги с одним автором	Богданов Е.А. Пластовое давление скважин. - М.: Высшая школа, 2013г. - 279.
18. Стандарты	ГОСТ 2.101-68 ЕСКД. Виды изделий
19. Стандарты	ГОСТ 2.115-70 ЕСКД. Технические условия. Порядок согласования, утверждения и государственной регистрации.

20. Описание электронного ресурса	Нормативная документация. // http://www.imash.ru/normatdok/gosty/eskd
21. Описание электронного ресурса	Конструкционные материалы // www.splav.kharkov.com/
22. Описание книги с двумя авторами	Эксплуатация и ремонт машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов: учебник для вузов / И.Ю. Быков, В.Н. Ивановский, Н.Д. Цхадая [и др.]. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2013. – 371 с.
23. Стандарты, электронные ресурсы	ГОСТ 27.001-95 (http://protect.gost.ru/document.aspx?control=7&id=137473) «Система стандартов «Надежность в технике». Основные положения».