

Эта часть работы выложена в ознакомительных целях. Если вы хотите получить работу полностью, то приобретите ее воспользовавшись формой заказа на странице с готовой работой:

<https://stuservis.ru/nauchno-issledovatel'skaya-rabota/22259>

Тип работы: Научно-исследовательская работа

Предмет: Нефтегазовое дело

Содержание

Введение 3

1. Технологическая часть 4

1.1 Текущее состояние разработки месторождений с применением горизонтальных скважин 4

1.2. Осложнения в работе горизонтальных скважин в процессе их эксплуатации 4

1.2.1. Парафиноотложение 5

1.2.2. Высокий газовый фактор 7

1.2.3. Гидратообразование 7

1.2.4. Солеотложения 8

1.2.5. Образование песчаных пробок 9

2. Технологический режим работы горизонтальных скважин 11

2.1. Применение колтюбинговых технологий при ремонте горизонтальных скважин 14

2.2. Выбор установки гибких труб для проведения спускоподъемных операций при ремонте горизонтальных скважин 17

Заключение 23

Список использованной литературы 24

Введение

Процессы разработки нефти с применением горизонтальных скважин в настоящее время характеризуются нарастающими темпами развития технологического сопровождения, что обуславливается специфичностью условий разработки, отличающихся достаточно расширенными группами факторами, начиная от эффективности добычи, заканчивая экологической составляющей.

В ходе разработки нельзя забывать о столь разнообразной совокупности действующих условий, то есть необходимости постоянного контроля процесса для принятия оперативных решений по сохранению интенсивности добычи.

В данной работе будет рассмотрена характеристика максимального количества мешающих факторов, которая позволит наиболее полно ознакомиться с практическими трудностями при использовании горизонтальных скважин.

Для достижения поставленной цели в работе необходимо решить следующие задачи:

- ☐ охарактеризовать осложнения в работе скважин в процессе их эксплуатации;
- ☐ изучить технологический режим работы добывающих и нагнетательных скважин;
- ☐ рассмотреть применение колтюбинговых технологий при ремонте горизонтальных скважин;
- ☐ провести выбор установки гибких труб для проведения спускоподъемных операций при текущем ремонте горизонтальных скважин.

Объектом исследования выступают горизонтальные скважины. Предметом исследования является выбор установки гибких труб для проведения спускоподъемных операций при текущем ремонте скважин месторождения.

1. Технологическая часть

1.1 Текущее состояние разработки месторождений с применением горизонтальных скважин

Проектирование разработки месторождений с помощью горизонтальных скважин отличается следующими особенностями:

- ☐ проведение выбора оборудования для эксплуатации месторождений: морские ледостойкие стационарные платформы, искусственные острова, подводно-устьевые комплексы и кустовое бурение с берега острова

при условии технической возможности их проводки;

□ ограничение числа оборудования для ведения процесса эксплуатации.

□ ограничение числа скважин из-за повышенной стоимости разработки каждой скважины.

Этими особенностями определяется основная задача при проектировании эксплуатации месторождений с применением горизонтальных скважин, по результатам которой происходит выбор рационального варианта его разработки, являющийся задачей оптимального распределения добычи нефти по эксплуатационным объектам, отдельным участкам месторождения и нахождению оптимальных решений по обустройству площадей с учетом предъявляемых технических и экологических требований.

1.2. Осложнения в работе горизонтальных скважин в процессе их эксплуатации

К основным факторам, осложняющим эксплуатацию горизонтальных скважин, относятся следующее:

□ явление засорения насосов механическими примесями из пластовой полости;

□ высокая концентрация парафиновой фракции в добываемой продукции.

1.2.1. Парафиноотложение

Асфальто-смолистые парафиноотложения (АСПО) состоит из компонентов нефтей, представленных смесью высокомолекулярных соединений, состоящие из азота, серы, кислорода и металлов. Явление отложения асфальто-смолистых парафиновых веществ (АСПВ) достаточно распространено на стенках (НКТ) в зоне малых скоростей потоков у штуцеров, муфт и других местах гидравлического сопротивления потоку. Образование парафиноотложений происходит вследствие охлаждения газонефтяного потока до температуры ниже температуры насыщения нефти парафином вследствие разгазирования пластовой нефти и теплообмена.

Интенсивность парафиноотложения определяется следующими факторами [9]:

□ физико-химические свойства;

□ наличие высокого газового фактора;

□ низкая продуктивность пластов;

□ темпы обводнения;

□ наличие слоёв многолетнемёрзлых пород;

□ термодинамические условия залегания.

При подъеме нефти от забоя скважины до устья и ее дальнейшем движении происходит непрерывное изменение температуры и давления. Это приводит к нарушению равновесия системы «нефть - растворенный газ - растворенный парафин».

Нефть, которая постепенно теряет газ, становится более тяжелой, что приводит к увеличению вязкости и снижению растворяющей способности тяжелых углеводородов и различных примесей снижается из-за уменьшения концентрации жидких газов, имеющих лучшую растворяющую способность. Одновременное снижение и температуры нефти обусловлено следующими причинами:

1) передача тепла от нефти окружающим скважину горным породам;

2) охлаждение нефти из-за выделения газа при большом газовом факторе.

Наличие этих взаимно связанных процессов приводят к выпадению мелких частиц твердых углеводородов парафина из нефти. Выпадение из нефти мелких кристалликов области в наиболее охлажденных точках потока - непосредственно на стенках труб и около вновь образовавшихся газовых пузырьков. Характер процесса отложения парафина в пристеночном пространстве труб неоднороден на всем протяжении подъемных труб - от точки, где он начался до устья скважины. Парафин, который выпадает в потоке, продолжает подниматься по трубам мелкими кристалликами, взвешенными в нефти, и кристалликами, прилипшими к оболочкам газовых пузырьков. С увеличением концентрации этих кристалликов в нефти они прилипают к стенкам труб, приводя увеличению толщины отложений парафина. Парафиновые отложения - это темная масса, которые могут быть различной консистенции, поскольку в их состав помимо парафина, входят смолы, масла, вода (в скважинах, дающих обводненную нефть) и минеральные частицы.

Отложение парафина на стенах подъемных труб приводят к резкому уменьшению диаметра трубного пространства, а, следовательно, к увеличению сопротивления газонефтяному потоку. Сначала это приводит к снижению дебита и буферного давления, а затем к закупориванию подъемных труб.

Поскольку добыча нефти интенсивна, то при отсутствии закачки воды в пласт, величина текущего пластового давления понижается до величины давления насыщения нефти и дополнительное охлаждение

газожидкостного потока в средней части НКТ, вследствие чего интенсификация процесса парафиноотложения увеличивается.

При отложении АСПВ на стенках труб вне зависимости от стадии эксплуатации, определяется также материалом и качеством обработки поверхности труб.

Явление отложения тяжёлых компонентов на стенках поровых каналов приводит к снижению проницаемости пласта, зависит от термодинамических условий в призабойной зоне и температуры потока нефти. Изменяя дебит скважины (забойное давление) скважины можно регулировать температуру потока, предупреждая выпадение АСПО [4].

1.2.2. Высокий газовый фактор

Газовый фактор - это количество газа в м³ приведенное к нормальным условиям, приходящее на 1 тонну извлеченной из пласта нефти.

При попадании газожидкостной смеси в каналы рабочих колес и направляющих аппаратов УЭЦН происходит выделение газа из жидкости и полное перекрытие каналов, это может привести к прекращению подачи УЭЦН, нагреву насоса и выходу его из строя (объемная доля 25%).

Выделение газа из нефти в стволе скважины начинается при снижении P_z . На практике стремятся эксплуатировать оборудование с некоторым количеством газа на приеме насоса, это позволяет экономить трубы, штанги, кабель, СПО. Количество газа, которое не оказывает существенного влияния на работу насоса, может быть увеличена за счет применения различных устройств, применяемых как вне, так и внутри насоса.

1.2.3. Гидратообразование

Сложение продуктивного пласта представлено рыхлыми неустойчивыми породами (песок), таким образом, эксплуатация скважин с большим дебитом может привести к разрушению призабойной зоны. Твердые частицы, которые выносятся из пластовой толщи, приводят к эрозионным явлениям в подземном и наземном оборудовании, возникновению пробок, подземным обвалам и т. д. Обеспечение нормальной эксплуатации скважины возможно при поддержании нормального градиента меньше допустимого значения за счет создания условий, при которых происходит вынос частиц из ствола к поверхности и применения крепления призабойной зоны пласта.

Гидратообразование наблюдается в температурных пределах более низких, чем пределы выпадения парафинов. Следовательно, если обводненность составляет 50% происходит образование гидратопарафиновых пробок, основанных на парафиновых фракциях.

Природные газы в условиях пласта характеризуются высоким содержанием паров воды, способных к конденсации и накоплению в скважине и нефтепроводе, что приводит к образованию твердого кристаллического вещества, называемых кристаллогидратами [5].

Внешний вид гидратов напоминает снег или лед, но практически они являются неустойчивыми соединениями, которые при нагревании или понижении давления быстро разлагаются на газ и воду. Образование гидратов приводит к закупориванию скважин, нефтепроводов, сепараторов, нарушению работы измерительных приборов и регулирующих средств.

1.2.4. Солеотложения

Отложение солей может происходить на протяжении всего пути движения воды. Разработка месторождения с помощью горизонтальных скважин проводится с применением интенсификации добычи нефти с применением заводнения нефтяных пластов, что приводит к отложению неорганических солей в полости нефтепромыслового оборудования. Такие отложения приводят к уменьшению производительности технологических комплексов, сокращению межремонтных периодов работы скважин; в некоторых случаях они столь велики, что вообще затрудняют эксплуатацию.

К причинам отложения солей относятся такие факторы как: химическая несовместимость воды, которая поступает в скважины из различных горизонтов; перенасыщенность водо-солевых систем при изменении термодинамических условий. Наиболее часто солеотложение происходит в процессе внутриконтурного заводнения пресными водами, что приводит к обогащению закачиваемых вод сульфатами при контакте с остаточными водами и растворении минералов. Осадки могут быть плотными или рыхлыми, прочность

сцепления с металлом возрастает с глубиной залегания пласта [9].

1.2.5. Образование песчаных пробок

Явление выносов породных обломков и образования каверны в толще пласта влекут за собой возникновение области предельного состояния, заключающейся в совокупности крупных кусков разрушенной породы, не связанных силами сцепления. Степень проницаемости данной области в сравнении со степенью проницаемости пласта гораздо больше, а величина гидродинамического сопротивления движению фильтрационного потока незначительна для создания сил трения, которые обуславливают перемещение кусков породы и вынос их в скважину. Поэтому возникновение фильтрационных деформаций пород области предельного состояния определяется как депрессией в толще пласта, так и характеристиками фильтрующейся жидкости, определяемыми наличием в ее составе смолистых веществ, которые приводят к возникновению структурных изменений породы.

Доказано, что адсорбция смолистых веществ поверхностью раздела нефть-вода приводит к образованию гелеобразных структурированных адсорбционных слоев, которые обуславливают процессы цементирования частиц парафина и минералов в единый монолит. Результатом изменений в структуре каналов в разрушенной породе является снижение проницаемости в призабойной зоне, а следовательно, увеличение депрессий, необходимых для сохранения объемов отбора нефти из скважины на необходимом уровне.

Одна из причин разрушения призабойной зоны при понижении градиента давления и скорости фильтрации до критических значений, заключается в наличии предварительного разрушения скелета пород. В процессе увеличения объема предварительной разрушенности пород призабойной зоны происходит уменьшение значений критического градиента давления и скорости фильтрации.

Явление уплотнения толщи пласта, сопровождающееся уменьшением его толщины в процессе эксплуатации обусловлена следующими факторами:

- сжимаемость пластовой породы;
- снижение степени давления жидкости или газа, которыми насыщена порода за счет снижения и частичного переноса внешней нагрузки с жидкой (газовой) фазы на скелет породы;
- проявление перекрывающими породами недостаточной жесткости, вследствие чего происходящие деформации направлены вниз, что приводит к созданию постоянной нагрузки на подстилающие отложения [6].

2. Технологический режим работы горизонтальных скважин

При эксплуатации месторождений горизонтальными скважинами процессы фильтрации жидкости от пласта к забоям скважин определяется пластовой энергией. Под воздействием пластового давления жидкость находится в сжатом состоянии. В ходе эксплуатации скважин, как правило, происходит падение пластового давления. Это определяется необходимостью извлечения запасов нефти из пласта, до того снижения давления, что приведет к невозможности поддержания необходимых депрессий.

Изменение пластового давления постоянно отслеживается, чтоб в случае быстрого его снижения применить искусственные методы воздействия на залежь: например, методы поддержания пластового давления. Характер снижения пластового давления, свидетельствующий об энергетических ресурсах пласта, определяется темпом отбора пластовой жидкости, который обусловлен проектом разработки месторождения, и от того осуществляется или нет поддержание пластового давления. Кроме того, пределы пластовой энергии, величина начального пластового давления и темп его снижения определяется следующими факторами:

- наличие газовой шапки, чью энергию расширения использует в процессе при разработке месторождения;
- запас упругой энергии в пластовой толще;
- концентрация растворенной в нефти газовой фазы, от энергии расширения которого приходит к движению пластовые жидкости и газы в направлении забоев скважин;
- наличие источника регулярного питания объекта разработки пластовой законтурной водой и интенсивность замещения этой водой извлекаемой из пласта нефти;
- гравитационный фактор, который способствует явлению вытеснения нефти в пластах с большими углами падения.

Перечисленные факторы зависят от природных условий, связанных с процессом формирования

месторождения, то есть не связаны с технологическими решениями. Данные факторы обладают различной степенью влияния при разработке: определяющую или подчиненную.

Совокупностью всех естественных и искусственных факторов, сопровождающих процессы, проявляющиеся в терригенном коллекторе месторождения в ходе дренирования системы эксплуатационных и нагнетательных скважин, называют режимом пласта. Существует градация из 5 режимов [9]:

- водонапорный (естественный и искусственный);
- упругий;
- газонапорный (режим газовой шапки);
- режим растворенного газа;
- гравитационный.

Список использованной литературы

1. Кудинов В.И. Основы нефтегазового дела. – М.: ИКТ, 2004.
2. Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: УМК, 2004.
3. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. – М.: Недра, 1989.
4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – Санкт-Петербург, ООО БиС, 2007.
5. Бойко.В.С. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1990.
6. Россохин С.Г. Оператор по добыче нефти и газа. – М.: Академия, 2002.
7. Каплан Л.С. Оператор по добыче нефти и попутного газа. – Уфа, 2005.
8. Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1983.
9. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Нефть и газ, 2003.
10. Булатов А.И. Освоение скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999.
11. Андреев В.В. Справочник по добыче нефти. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000.
12. Нюняйкин В.Н. Справочник нефтяника. – Уфа, «Башкортостан» 2001.
13. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела. – Уфа, ДизайнПолиграфСервис, 2001.

Эта часть работы выложена в ознакомительных целях. Если вы хотите получить работу полностью, то приобретите ее воспользовавшись формой заказа на странице с готовой работой:

<https://stuservis.ru/nauchno-issledovatel'skaya-rabota/22259>