

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/otchet-po-praktike/17796>

Тип работы: Отчет по практике

Предмет: Геология, геодезия, картография

Содержание

1. Теоретическая часть	3
1.1.1. Парафиноотложение	5
1.1.2. Высокий газовый фактор	6
1.1.3. Гидратообразование	7
1.1.4. Образование песчаных пробок	8
2. Технологическая часть	10
2.1. Ликвидация аварий бурением вторых стволов скважин	10
2.2. Применение колтюбинговых технологий при ремонте скважин	11
2.3. Паротепловая обработка пластов	13
2.4. Кислотные обработки скважин	16
3. Расчетная часть	20
3.1. Обоснование конструкции второго ствола скважины	20
3.2. Выбор установки гибких труб для проведения спускоподъемных операций при текущем ремонте скважин	25
3.3. Расчет процесса грязекислотной обработки скважин	31
Список литературы	43

1. Теоретическая часть

При бурении скважин возникает вероятность возникновения разного рода осложнений, например, обвал породы, поглощение промывочной жидкости, нефте-, газо- и водопроявления, прихваты бурильного инструмента, аварии, искривление скважин.

Причина обвалов пород происходит по причине их неустойчивости. К характерным признакам обвалов относят следующие признаки:

- ☐ значительное повышение давления на выкиде буровых насосов;
- ☐ резкое повышение вязкости промывочной жидкости;
- ☐ вынос большого количества обломков обвалившихся пород и т. п.

Явление поглощения промывочной жидкости выражается в полном или частичном поглощении жидкости, закачиваемой в скважину, пластом. Данное явление характерно в случае прохождения пластов, которая отличается высокой степенью пористости и проницаемости, если величина пластового давления опускается ниже, чем величина давления столба промывочной жидкости в скважине.

Диапазон интенсивности поглощения весьма обширен. Для предупреждения поглощения применяют следующие методы:

- ☐ промывка облегченными жидкостями;
- ☐ ликвидация закупорки каналов, поглощающей жидкостью с применением добавок инертных наполнителей – асбеста, слюды, рисовой шелухи, молотого торфа, древесных опилок, целлофана; заливки быстросхватывающихся смесей и т. д.);
- ☐ повышение качества структурно-механических свойств промывочной жидкости (добавкой жидкого стекла, поваренной соли, извести и т. п.).

В случае проходки скважины сквозь пласты, отличающиеся высоким давлением, которое превышает давление промывочной жидкости. Действие напора воды приводит к ее переливу или фонтанированию, а действие напора нефти или газа – к непрерывному фонтанированию или периодическим выбросам.

Одной из серьезных проблем является прихват бурильного инструмента, возникающий под воздействием следующих причин:

- ☐ образование на стенках скважины толстой и липкой корки, к которой прилипает бурильный инструмент, находящийся без движения;
- ☐ заклинивание бурильного инструмента в суженных частях ствола или при резких искривлениях скважины, при обвалах неустойчивых пород, при осадении разбуренной породы в случае прекращения циркуляции.

Помимо осложнений при проходке скважины возникает вероятность аварии, которые в классическом понимании разделяются на четыре группы:

- аварии с долотами (отвинчивание долота при спуске инструмента вследствие недостаточного его закрепления, слом долота в результате перегрузки и т. д.);
- аварии с бурильными трубами и замками (слом трубы по телу; срыв резьбы труб, замков и переводников и т. д.);
- аварии с забойными двигателями (отвинчивание; слом вала или корпуса и т. д.);
- аварии с обсадными колоннами (их смятие; разрушение резьбовых соединений; падение отдельных секций труб в скважину и т.д.).

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

- явление засорения насосов механическими примесями из пластовой полости;
- высокая концентрация парафиновой фракции в добываемой продукции.

1.1.1. 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 (ГКТ) 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:

- физико-химические свойства;
- наличие высокого газового фактора;
- низкая продуктивность пластов;
- темпы обводнения;
- наличие слоёв многолетнемерзлых 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.

1.1.2. 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 забойного давления. На практике стремятся эксплуатировать оборудование с некоторым количеством газа на приеме насоса, это позволяет экономить

Список литературы

1. Басарыгин Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2002.
2. Бойко.В.С. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1990.
3. Булатов А.И. Освоение скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999.
4. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Издательский центр «Академия», 2003.
5. Вяхирев Р.И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002.
6. Гиматулин Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1983.
7. Гинько Е.Г. Геологическое строение и подсчет запасов газа и конденсата месторождения Монги, 1976.
8. Иванова М.М. Нефтепромысловая геология. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000.
9. Иванова М.М. Нефтепромысловая геология. – М. Недра 1983.
10. Каримов Н.Х. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2002.
11. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела. – Уфа, ДизайнПолиграфСервис, 2001.
12. Крылов А.П. Научные основы разработки нефтяных месторождений. – Москва-Ижевск, Институт компьютерных исследований, 2004.
13. Кудинов В.И. Основы нефтегазового дела. – Москва-Ижевск, Институт компьютерных исследований, 2004.
14. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Методы повышения производительности скважин. Самара: Кн. изд-во, 1996.- 414 с.
15. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. – М.: Недра, 1989.
16. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Нефть и газ, 2003.
17. Нюняйкин В.Н. Справочник нефтяника. – Уфа, «Башкортостан» 2001.
18. Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: УМК, 2004.
19. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – Санкт-Петербург, ООО БиС, 2007.
20. Россохин С.Г. Оператор по добыче нефти и газа. – М.: Академия, 2002.
21. Токарев М.А. Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи на крупных объектах разработки. – Уфа, Издательство УГНТУ, 2001.
22. Токарев М.А. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых месторождений. – Уфа, Издательство УГНТУ, 2006.
23. Хисамов Р.С. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000.
24. Хисамов Р.С. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003.
25. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. – М. Недра 1983.
26. Юрчук А.М., Истомин А.З. Расчеты в добыче нефти. – М. Недра 1979.

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/otchet-po-praktike/17796>