

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://studservis.ru/gotovye-raboty/kurovaya-rabota/440964>

Тип работы: Курсовая работа

Предмет: Нефтегазовое дело (другое)

Оглавление

Введение 3

1. Геолого-физическая характеристика месторождения 5

1.1 Характеристика района работ 5

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика 6

1.3 Тектоническое строение 8

1.4 Физико-химические свойства пластовых флюидов 9

2. Техническая часть 10

2.1 Методы ликвидации негерметичностей эксплуатационных колонн нефтяных скважин 10

2.2 Методы определения негерметичности эксплуатационной колонны 14

2.3 Техника и оборудование, применяемое при ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны методом тампонирувания 16

3 Технологическая эффективность от ликвидации негерметичности скважины №3441 Таныпского месторождения 26

3.1 Теоретическая основа расчета эффективности от ликвидации негерметичности нефтяной скважины 26

3.2 Расчет технологической эффективности от ликвидации негерметичности скважины №3441 Таныпского месторождения 27

2. Техническая часть

2.1 Методы ликвидации негерметичностей эксплуатационных колонн нефтяных скважин

Работы по устранению негерметичности обсадных колонн включают изоляцию сквозных дефектов труб и повторную герметизацию соединительных узлов, таких как резьбовые соединения и стыковочные устройства. Согласно классификатору ремонтных работ, в скважинах [1] выделяют следующие виды устранения негерметичности эксплуатационных колонн:

1. Устранение негерметичности тампонируванием (КР2-1)

2. Устранение негерметичности установкой пластыря (КР2-2)

3. Устранение негерметичности спуском дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра (КР2-3)

4. Устранение негерметичности частичной сменой эксплуатационной колонны (КР2-4)

Технологии ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн подробно описаны в источниках [2], [4], [5], [6] и [7].

Подробно рассмотрим каждую из технологий:

Тампонирувание

Работы по устранению негерметичности обсадных колонн методом тампонирувания включают в себя изоляцию сквозных дефектов обсадных труб и повторную герметизацию их соединительных узлов, таких как резьбовые соединения, стыковочные устройства и муфты ступенчатого цементирования. Этот процесс позволяет восстановить герметичность колонны и обеспечить более эффективную эксплуатацию скважины. Процесс состоит из следующих этапов:

1. Остановка и глушение скважины;

2. Исследования скважины и обсадной колонны;

3. Выбор технологической схемы проведения операции, тип и объем тампонажного материала;

4. Ликвидация каналов негерметичности соединительных узлов тампонируванием под давлением.

В качестве тампонирующих материалов используют фильтрующие полимерные составы, образующие газонепроницаемый тампонажный камень или гель.

При обнаружении негерметичности скважины, но отсутствии межколонных проявлений, башмак НКТ следует установить на 5-10 м выше искусственного забоя или цементного моста над интервалом

перфорации. Для устранения негерметичности применяют гелеобразующие составы как тампонирующий материал.

Если интервал негерметичности обсадной колонны не установлен, используется метод тампонирования под давлением. Это процесс, при котором тампонирующая смесь непрерывно или с прерывистыми прокачками подается в затрубное пространство для устранения негерметичности.

После выявления межколонных проявлений и отключения интервала перфорации, башмак НКТ устанавливают на высоте 200-300 м выше предполагаемого интервала негерметичности. Это позволяет обеспечить дополнительную защиту от потенциальных проблем с герметичностью и поддерживать стабильную эксплуатацию скважины. Такой подход рекомендуется для предотвращения возможных дальнейших утечек и обеспечения безопасности и эффективности работы скважины.

При межколонном давлении более 4 МПа допускается применение отверждающихся составов в качестве тампонирующих материалов. Эти составы обладают способностью отверждаться под воздействием высокого давления, что повышает эффективность устранения негерметичности и обеспечивает надежную герметизацию скважины.

В фонтанирующих скважинах допускается применение извлекаемого полимерного состава.

Установка пластыря

Пластырь из тонкостенной трубы ст10 с толщиной стенки 3 мм обеспечивает герметичность эксплуатационной обсадной колонны при избыточном внутреннем давлении до 20 МПа и депрессии до 78 МПа. Стандартная длина пластыря 9 м. Возможно использовать пластырь длиной до 15 м, сваренный на производственной базе, а также секционный сварной пластырь большей длины, который сваривается над устьем скважины.

1. Предусматривается следующая последовательность операций:
2. После глушения скважины поднимают НКТ и другое скважинное оборудование;
3. Устанавливают в обсадной колонне на 50-100 м выше интервала перфорации цементный мост;
4. Определяют глубину, размеры и характер нарушения обсадной колонны: геофизическими методами — интервал нарушения; поинтервальным гидроиспытанием с применением пакера — размеры нарушения с точностью ± 1 м; боковой гидравлической печатью ПГ-2 (ТУ 39-1106-86) уточняют размеры и определяют характер нарушения;
5. Очищают внутреннюю поверхность обсадной колонны в интервале ремонта от загрязнений гидравлическим скребком типа СГМ;
6. Производят шаблонирование обсадной колонны;
7. Замеряют внутренний периметр обсадных труб в интервале установки пластыря с помощью из мерителей периметра ИП-1, опускаемых на НКТ или бурильных трубах;

На устье скважины устанавливают специальное устройство для запрессовки пластыря, которое включает в себя продольно-гофрированную трубу. Пластырь (дорн) с заготовкой спускают по насосно-компрессорной трубе (НКТ) или бурильным трубам и устанавливают в интервале, где обнаружено нарушение обсадной колонны. Затем соединяют нагнетательную линию со спущенной колонной труб. С использованием насоса цементировочного агрегата создают давление и производят запрессовку пластыря. При избыточном давлении 12 МПа пластырь приглаживают дорнирующей головкой не менее 4-5 раз. Далее, не извлекая дорн из скважины, спрессовывают колонну. При необходимости повторяют приглаживание. После завершения процесса поднимают колонну труб с дорном, осваивают и вводят скважину в эксплуатацию в соответствии с утвержденным планом.

Спуск дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра

В случаях, когда замена дефектной части обсадной колонны невозможна или нецелесообразна, применяется метод перекрытия дефекта трубами меньшего диаметра. Этот метод используется также, если метод тампонирования не обеспечивает необходимой герметичности или если по условиям эксплуатации скважины допускается уменьшение проходного сечения колонны. При перекрытии дефекта трубами меньшего диаметра обеспечивается сохранность целостности обсадной колонны, что позволяет поддерживать работоспособность скважины.

Оценка качества работы включает проверку отсутствия межколонных проявлений при испытании отремонтированного интервала газом, а также оценку качества ремонта интервала по результатам изменения межколонного давления при освоении и эксплуатации скважины. Показатель долговечности изолирующего тампона определяется через ежемесячный контроль за эксплуатацией скважин.

Частичная смена эксплуатационной колонны

Поврежденную часть колонны можно заменить в случае, когда место дефекта находится выше башмака технической колонны и выше уровня цементного кольца межколонного пространства. Для замены поврежденной части колонны выполняют следующие действия: вырезают верхнюю часть эксплуатационной колонны на 5-6 м выше места дефекта, извлекают ее или производят отворот по нижней не прихваченной трубе.

Список использованной литературы

1. РД 153-39.0-088-01 классификатор ремонтных работ в скважинах;
2. РД 153-39-023-97 Правила ведения ремонтных работ в скважинах;
3. ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные;
4. Амиров А.Д. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту скважин / А.Д. Амиров, К.А. Карапетов, Ф.Д. Лемберанский и др. – М.: Недра, 1964. – 315 с.;
5. Басарыгин Ю. М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: учеб. для вузов/Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – Краснодар: «Сов. Кубань», 2002. – 584 с.;
6. Будников В.Ф. Диагностика и капитальный ремонт обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах / В.Ф. Будников, П.П. Макаренко, В.А. Юрьев - М.: Недра. - 1997. - 226 с.;
7. Ваганов Ю. В. Справочник мастера КРС по сложным работам / Ю. В. Ваганов, А. В. Кустышев, В. А. Долгушин, Д. А. Кустышев, Е. В. Паникаровский, В. В. Дмитрук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2016. – 285 с.;
8. Гарифов К.М. Опытнo-промышленные работы по герметизации эксплуатационной колонны металлическими пластырями в ОАО "Татнефть" / К.М. Гарифов, А.Х. Кадыров, И.Н. Рахманов, Н.А. Воронин, А.В. Глуходед, В.А. Балбошин // Нефтяное хозяйство. - 2009. - №7. - С. 57 - 59.;
9. Зварыгин В. И. Тампонажные смеси / В. И. Зварыгин. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2014. – 216 с.;
10. Зозуля Г. П. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин: учебное пособие / Г. П. Зозуля, А. В. Кустышев, В. П. Овчинников и др. ; под ред. Г. П. Зозули. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. — 372 с.;
11. Марфин Е. А. Скважинная шумометрия и виброакустическое воздействие на флюидонасыщенные пласты/ Е.А. Хасаншин – Казань: Казан. ун-т, 2015. – 45 с.
12. Мелинг К.В. Восстановление герметичности эксплуатационных колонн профильными перекрывателями / К.В. Мелинг, А.А. Мухаметшин, А.Л. Насыров, Р.Я. Хабибуллин // Нефтяное хозяйство. – 2006. - №3 - С. 72-75.;
13. Справочная книга по добыче нефти. Под ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1974. – 704с.;
14. Уметбаев В.Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин / В.Г. Уметбаев. – М.: Недра. – 1989. - 215 с.;
15. Уметбаев В.Т. Капитальный ремонт как средство экологического оздоровления фонда скважин / В.Г. Уметбаев, В.Ф. Мерзляков. - Уфа: Башнипинефть. - 1995. — 251 с.;
16. Уметбаев В.Т. Капитальный ремонт как средство экологического оздоровления фонда скважин / В.Г. Уметбаев, В.Ф. Мерзляков. - Уфа: Башнипинефть. - 1995. — 251 с.
17. Хасаншин Р.Н. Опыт применения новых технологий ремонтноизоляционных работ на месторождениях компании ОАО "Газпром нефть" // Территория нефтегаз. - 2012. - №11. - С. 66-72.;
18. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. – М.: Недра, 1983. – 510с.;
19. «Дополнение к технологическому проекту разработки Таныпского нефтяного месторождения Пермского края», ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (протокол № 1130 от 11.12.2017 г.), Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г. Перми.;
20. <https://neftegaz.ru/tech-library/burovye-ustanovki-i-ikh-uzly/141529-ustanovka-stalnykh-plastyrey/>;
21. <https://www.burzip.ru/anc320-ca320>;
22. <https://yandex.ru/images/>;

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://studservis.ru/gotovye-raboty/kursovaya-rabota/440964>