

С целью проверки данных результатов в программу ОПР ППД после закачки воды в основные скважины, расположенные в нефтенасыщенной части пласта, запланирована закачка в водозаборную скважину под ВНК разрабатываемого пласта. В случае подтверждения положительного эффекта на кустах циклита С с наличием вертикальной связанности с активным аквифером одним из возможных методов поддержания пластового давления и минимизации рисков латерального порыва воды может послужить бурение дополнительных вертикальных скважин с закачкой воды под ВНК или закачка в обводнившиеся скважины в период работы на истощении.

Таким образом, организация системы ППД на континентальных отложениях с высоковязкими нефтями требует широкого предварительного анализа по возможным сценариям эффективности закачки с учетом возможных рисков и неопределенностей. Необходима проработка возможных причин и соответствующих мероприятий с учетом особенностей по геологии и инфраструктуре.

В связи со сложно прогнозируемым геологическим разрезом участков континентальных отложений пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения при разработке горизонтальными скважинами требуются обязательный широкий предварительный анализ по всем возможным сценариям реализации закачки воды в пласт и учет всех возможных рисков и неопределенностей. В результате мониторинга реализации ППД на воду в коллекторе данного типа система нагнетательных скважин будет нерегулярной и будет носить локальный характер в зависимости от характера геологического разреза в той или иной зоне. На каждый возможный случай должна быть выполнена проработка возможных причин и соответствующих мероприятий с учетом особенностей по геологии по примеру, приведенному нами в данной статье.

Библиографический список

1. Зунде Д. А., Попов И. П. Методика построения сиквенс-стратиграфической модели покурской свиты // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 5. – С. 54–59.
2. Chan K. S., Schlumberger D. Water Control Diagnostic Plots // SPE 30775. – Texas, 1995.

Сведения об авторах

Коваленко Игорь Викторович, к. т. н., начальник отдела, ООО «Газпромнефть — НТЦ», г. Тюмень, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Сохошко Сергей Константинович, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

Плешанов Николай Николаевич, руководитель группы, ООО «Газпромнефть — НТЦ», e-mail: Pleshanov.NN@gazpromneft-ntc.ru

Information about the authors

Kovalenko I. V., Candidate of Engineering, Head of the Department, LLC «Gazpromneft — NTC», Tyumen, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Sokhoshko S. K., Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

Pleshanov N. N., Head of Group, LLC «Gazpromneft — NTC», Tyumen, e-mail: Pleshanov.NN@gazpromneft-ntc.ru

УДК 608.2

ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ СОЗДАНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННОГО ЭКРАНА В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ

REASONING AND DEVELOPMENT OF TECHNOLOGY FOR BUILDING A WATER SHUT-OFF SCREEN IN OIL WELL

Д. С. Леонтьев, И. И. Клещенко, Д. А. Бакин

D. S. Leontiev, I. I. Kleshchenko, D. A. Bakin

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: обводненность; подошвенные воды;
радиальный канал; водоизоляционный экран*

Key words: watercut; bottom water; radial channel; water shut-off screen

В последние годы на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции открываются глубокозалегающие сложнопостроенные залежи нефти, приуроченные к переходным водонефтяным зонам. Поэтому в процессе освоения скважин и опытно-промышленных работ в результате активного продвижения границ раздела «нефть — вода» получают двухфазные притоки жидкости с опережающим движением воды. При эксплуатации таких залежей возникают весьма сложные задачи, и рациональная их эксплуатация невозможна без знания геолого-промысловых особенностей и закономерностей обводнения нефтедобывающих скважин [1].

Недостаточное научное и инженерное обоснование новых подходов к воздействию на призабойную зону пласта (ПЗП) нефтеводонасыщенных пластов, интервалы залежей с различным нефтенасыщением, а также залежи с подошвенной водой и краевыми водами с целью ограничения водопритокков существенно снижают эффективность подготовки извлекаемых запасов и добычи нефти.

Увеличение продуктивности добывающих нефтяных скважин и получение безводных промышленных притоков являются актуальной проблемой. С целью ликвидации притока подошвенных вод, особенно при эксплуатации однородных пластов-коллекторов, между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями пласта устанавливаются водонепроницаемые экраны [2, 3]. Как правило, установка таких экранов не всегда дает существенный эффект, так как не удается создать надежный барьер большой протяженности по радиусу от оси скважины.

В настоящее время существует множество способов проведения водоизоляционных работ, имеющих те или иные достоинства и недостатки.

Мы предлагаем разработанное эффективное технологическое решение по созданию водоизоляционного экрана в нефтедобывающей скважине путем проведения операций по бурению радиальных каналов в плоскости продуктивного пласта и осуществления закачки водоизоляционной композиции.

Технология осуществляется следующим образом (рис. 1–8).

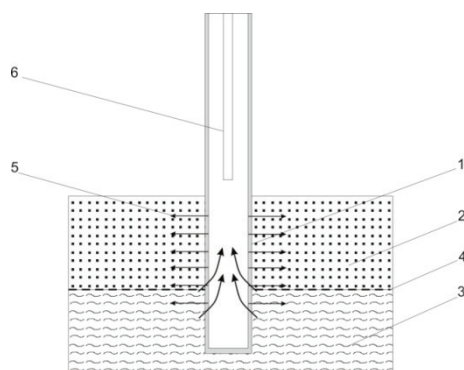


Рис. 1. Поступление подошвенной воды через нижние перфорационные отверстия скважины

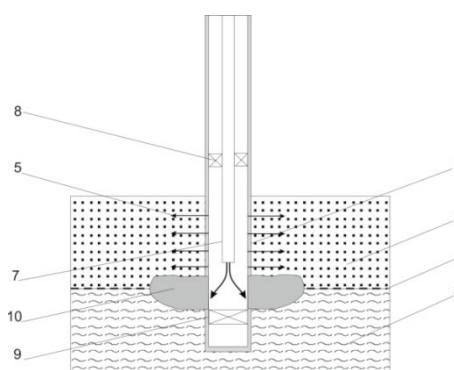


Рис. 2. Закачка тампонажного состава на границе водонефтяного контакта

Скважину 1, эксплуатирующую продуктивный пласт 2 нефтяной залежи с подошвенным залеганием пластовых вод 3 и в которой уровень водонефтяного контакта (ВНК) 4 перекрыл нижние отверстия интервала перфорации 5, останавливают. Прекращение добычи нефти из скважины стабилизирует приток пластовой воды к забою скважины 1 и даже снижает уровень жидкости, находящейся в эксплуатационной колонне основного ствола скважины 1 за счет возвращения части пластовой воды через перфорационные отверстия интервала перфорации 5 в необводнившуюся часть продуктивного пласта 2 за пределами скважины. При стабилизации уровня жидкости в скважине 1 из эксплуатационной колонны основного ствола извлекают внутрискважинное оборудование 6 (см. рис. 1).

Затем на колонне бурильных труб 7 с пакером 8 спускают и устанавливают пакер-пробку 9 на 1 м ниже водонефтяного контакта 4. Активируют пакер 8 в скважине 1, закачивают тампонажный состав (к примеру на основе ПЦТ-100) в нижний интервал перфорационных отверстий 5 с последующим образованием водоизоляционного экрана 10 (см. рис. 2). После ожидания затвердевания цемента и образования стойкого водоизоляционного экрана 10 спускают компоновку с фрезой 11 в скважину 1, разбуривают пакер-пробку 9 с остатками цемента с последующей промывкой скважины (см. рис. 3).

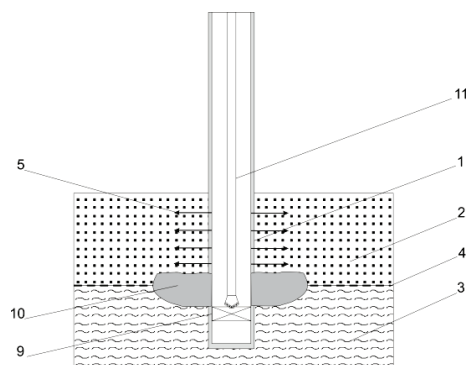


Рис. 3. Разбуривание пакер-пробки

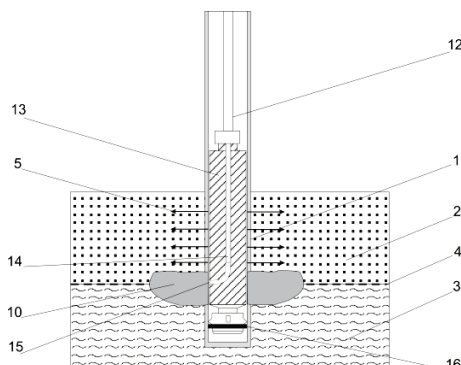


Рис. 4. Спуск направляющей компоновки

После этого спускают на колонне бурильных труб 12 направляющую компоновку 13 со сквозным каналом 14 и выходным отверстием 15 в комплекте с якорно-пакерующим устройством 16. Якорно-пакерующее устройство 16 позволяет установить, закрепить и загерметизировать направляющую компоновку 13 в эксплуатационной колонне скважины 1. Направляющая компоновка 13 обеспечивает ориентацию спускаемого оборудования в одном из направлений продуктивного пласта 2. Спуск направляющей компоновки 13 осуществляют в обводнившуюся часть продуктивного пласта 2 в интервале имеющегося водоизоляционного экрана (см. рис. 4).

Далее из скважины извлекают колонну бурильных труб 12 с оставлением в эксплуатационной колонне направляющей компоновки 13. В направляющую компоновку 13 спускают на гибкой трубе 17 посредством переводного рукава высокого давления 18 гидромониторную насадку 19 до выходного отверстия 15 сквозного отверстия 14 направляющей компоновки 13. Струями песчано-жидкостной смеси (ПЖС) 20, состоящей из песка и раствора на углеводородной основе, прорезают в стенке эксплуатационной колонны отверстие 21 (см. рис. 5).

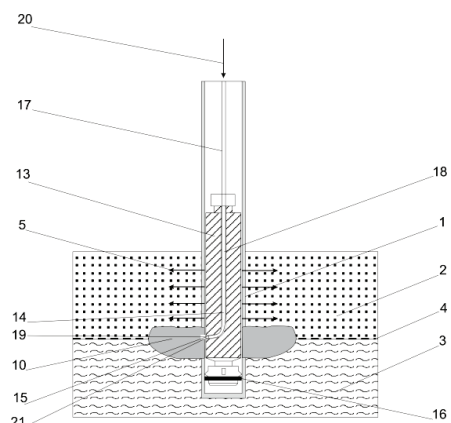


Рис. 5. Прорезание окна в обсадной колонне

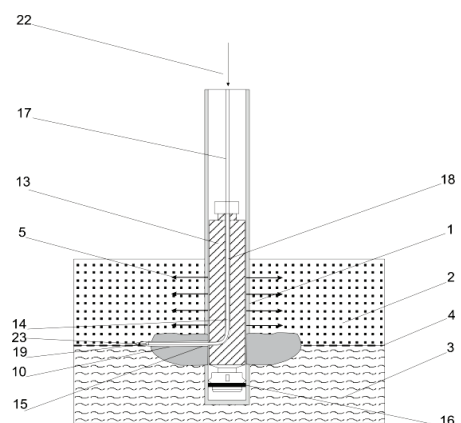


Рис. 6. Создание радиального канала

После прорезания в стенке эксплуатационной колонны отверстия 21 ПЖС 20 заменяют на раствор на углеводородной основе (РУО) 22, струями РУО 22 под высоким давлением размывают цементный камень за эксплуатационной колонной, и последующим перемещением гидромониторной насадки 19 в радиальном направлении размывают водоизоляционный экран 10 и горную породу продуктивного пласта 2 с образованием удлиненного радиального ответвления 23 (см. рис. 6).

После образования первого радиального ответвления 23 из скважины извлекают гибкую трубу 17 с рукавом высокого давления 18 и гидромониторной насадкой 19, проводят поворот направляющей компоновки 13 в той же плоскости на 45° , и проводят аналогичные операции по проводке следующего радиального ответвления. Далее аналогичные операции по проводке последующих радиальных ответвлений проводят после поворота направляющей компоновки на следующие 45° . Оптимальным количеством радиальных ответвлений считается восемь, что обеспечивает почти полный охват прискважинной зоны пласта, хотя в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны и длины радиальных ответвлений их может быть и больше.

После проведения операций по бурению радиальных каналов в одной плоскости продуктивного пласта 2 проводят бурение радиальных каналов ниже этой плоскости, но в толщине имеющегося водоизоляционного экрана 10 по аналогичным операциям, описанным выше. После проводки всех запланированных радиальных ответвлений через них осуществляют закачивание водоизоляционной композиции 24 (см. рис. 7) с созданием водоизоляционного экрана по радиусу, обеспечивающего пространственный и долговременный барьер на пути движения ВНК, и оставлением цементного стакана 25 в полости скважины не выше водоизоляционного экрана (см. рис. 8).

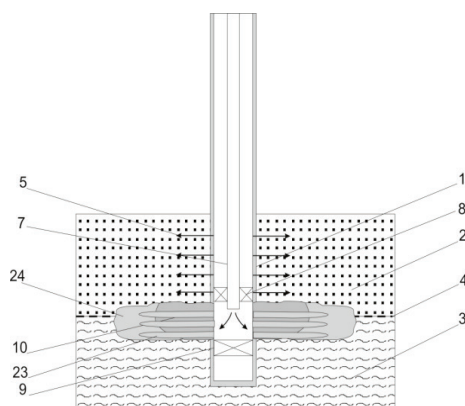


Рис. 7. Закачка тампонажного состава через радиальные каналы

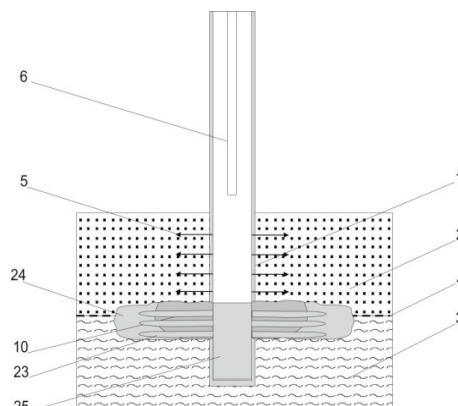


Рис. 8. Образованный водоизоляционный экран

В заключение водоизоляционных работ скважину оставляют на период реагирования закачанного состава под давлением с последующим вызовом притока через существующий верхний интервал перфорации 5. При необходимости интенсификации притока возможно проведение повторной перфорации или работ по кислотной обработке и др. (см. рис. 8).

Таким образом, предлагаемая нами технология изоляции притока пластовых вод позволяет увеличить радиус, толщину и площадь водоизоляционного экрана. Представленные технологические решения использовались при составлении проектно-технической документации на разработку Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения.

Библиографический список

1. Леонтьев Д. С., Клещенко И. И. Методические аспекты диагностики причин обводнения нефтяных скважин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 2. – С. 61–67.
2. К вопросу установки водоизоляционных экранов в нефтяных скважинах при подтягивании конуса подошвенных вод / И. И. Клещенко [и др.] // Бурение и нефть. – 2015. – № 5. – С. 30–31.
3. Пат. 2 631 512. РФ, E21B33/13 (2006.01), E21B 43/32 (2006.01)E21B 43/11 (2006.01). Способ изоляции притока подошвенных вод в нефтяных скважинах / Силина Н. А., Леонтьев Д. С., Клещенко И. И., Ягафаров А. К., Долгушин В. А., Жапарова Д. В., Земляной А. А. и др. – № 2016130879; 26.07.2016; опубл. 25.09.2017, Бюл. № 27.

Сведения об авторах

Леонтьев Дмитрий Сергеевич, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200989, e-mail: leonfob@mail.ru

Клещенко Иван Иванович, д. г.-м. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200989, e-mail: leonfob@mail.ru

Бакин Дмитрий Александрович, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027

Information about the authors

Leontiev D. S., Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)200989, e-mail: leonfob@mail.ru

Kleshchenko I. I., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)200989, e-mail: leonfob@mail.ru

Bakin D. A., Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027

УДК 622.243

ВЛИЯНИЕ ЗЕНИТНОГО УГЛА ОСИ СКВАЖИНЫ НА ВОЗМОЖНЫЕ ПРОЯВЛЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ВОД

INFLUENCE OF INCLINATION ANGLE OF THE BOREHOLE AXIS ON THE POSSIBLE MANIFESTATIONS OF RESERVOIR WATER

В. П. Овчинников, Д. С. Герасимов, Ф. А. Агзамов, П. В. Овчинников, В. В. Салтыков, О. В. Рожкова

V. P. Ovchinnikov, D. S. Gerasimov, F. A. Agzamov, P. V. Ovchinnikov, V. V. Saltykov, O. V. Rozhkova

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва

Ключевые слова: перфорация; кумулятивный снаряд; скважина; горизонт

Key words: perforation; cumulative projectile; borehole; horizon

Вторичное вскрытие продуктивных пластов после спуска и цементирования обсадной эксплуатационной колонны, то есть в случаях если забой скважины в интервале нефтегазонасыщенного пласта, предназначенного в качестве объекта разработки, осуществляется методами перфорации крепи скважины (обсадная колонна + тампонажный камень) с последующим снижением давления в скважине для обеспечения притока пластового флюида, является наиболее ответственным и важным этапом заканчивания скважин [1–4]. Надежность в получении положительных результатов актуальна для наклонных скважин с высокими значениями зенитного угла (более 40^0); залежей, имеющих чередование нефтенасыщенного и водонасыщенного коллекторов, а также при отсутствии или малой толщине надкровельного или подошвенного экрана, представленного малопроницаемыми породами [5, 6]. Это связано с выбором интервала осуществления перфорационных работ, поскольку, как правило, формирующиеся в этом случае фильтрационные каналы перпендикулярно направлены к корпусу перфоратора, при этом напряжения в обсадной колонне и цементном камне в процессе кумулятивной перфорации значительно превышают предел прочности цементного камня и приводят к его трещинообразованию, а отсюда они могут распространяться и в интервал водонасыщенного коллектора или части залежи и в конечном итоге могут привести к