МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

* ЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт геологии нефтегазодобычи

Кафедра РЭНГМ

Научно-исследовательская работа

**Тема:**«**ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПРОЦЕССА ЭКСПЛУАТАЦИ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ**»

**РУКОВОДИТЕЛЬ:**

*доцент, к.т.н.*

**

*Савастьин М.Ю.*

**

**ВЫП ОЛНИЛ:**

*студент группы РМмз 18-6*

*Гарифзянов А.Д.*

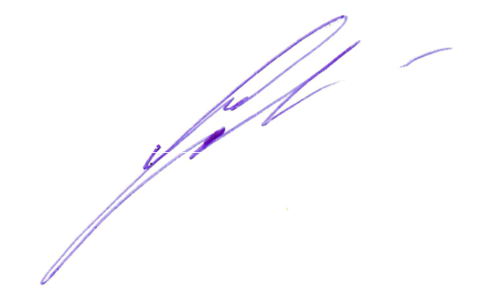
Тюмень , 2020

**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПЛАН МАГИСТРАНТА**

**по выполнению научно-исследовательской работы № 1**

Гарифзянова Артура Дамировича

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Индивидуальный рабочий план магистранта по НИР № 1 | | |
| **Дата** |  | **Основные виды деятельности** |
|  |  | |
| 25.01.2020 | 1. Обзор применяемых технологических и технических | |
|  | мероприятий при разработке месторождений |
|  |  |
|  |  | |
| 27.02.2020 | 2. Краткий обзор работ по ограничению водопритоков в | |
|  | горизонтальных скважинах |
|  |  |
|  |  | |
| 19.03.2020 | 3. Опыт зарезки боковых стволов и применения ГРП в | |
|  | скважинах |
|  |  |
|  |  |  |
| Научный руководитель | | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_/ Савастьин М.Ю. / |
|  |  | / |
| Магистрант | | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_/ Гарифзянов А.Д. |



**Содержание**

Введение

|  |
| --- |
| 1. Обзор применяемых технологических и технических мероприятий при разработке месторождений |
| 1. Краткий обзор работ по ограничению водопритоков в горизонтальных скважинах |
| 1. Опыт зарезки боковых стволов и применения ГРП в скважинах |

Заключение

Список использованных источников

Введение

В настоящее время прогнозы развития топливной промышленности России на ближайшие несколько десятков лет со всей очевидностью свидетельствуют о том, что нефть и газ останутся на первом месте в энергетическом балансе страны. Однако в последние годы на месторождениях Западной Сибири наблюдается замедление роста добычи нефти. С целью совершенствования процесса разработки эксплуатационных объектов и поддержания добычи на достигнутых проектных уровнях в эксплуатацию вовлекаются все большее количество глубоко залегающих неоднородных пластов и пропластков. Эксплуатация таких объектов разработки ведется с применением геолого-технических мероприятий, позволяющих увеличить приток добываемой жидкости к забоям скважин и совершенствовать систему разработки при выполнении проектных значений коэффициента извлечения нефти. Несмотря на достаточную эффективность, проводимых мероприятий не всегда обеспечивается достижение оптимальных объемов добычи нефти.

В настоящее время, когда запасы нефти переходят в разряд трудноизвлекаемых, обводненность добываемой продукции растет, средние дебиты скважин снижаются, традиционные методы добычи нефти вертикальными скважинами становятся нерентабельными. В этих условиях для поддержания стабильного уровня добычи нефти необходимо без внедрения на скважинах технологии массированного гидравлического разрыва пласта в различных модификациях, применения зарезки боковых стволов при КРС, бурение горизонтальных скважин.

В результате совершенствования процесса разработки вовлекаются все большее число запасов нефти эксплуатационных объектов, которые находятся в зонах или участках пласта в силу ряда причин неохваченными разработкой, что является актуальным для месторождений ПАО «Сургутнефтегаз» и приобретает актуальность и других месторождений Западной Сибири.

1. **Обзор применяемых технологических и технических мероприятий при разработке месторождений**

Система разработки **-** это совокупность технологических и технических мероприятий, обеспечивающих извлечение нефти, газа, конденсата и попутных компонентов из пластов и управление этим процессом. Она определяет количество эксплуатационных объектов, способы воздействия на пласты и темпы отбора нефти из них, размещение и плотность сетки добывающих и нагнетательных скважин, способы и режимы их эксплуатации, мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки, охране недр и окружающей среды. Рациональной называют систему разработки, реализация которой обеспечивает потребности в нефти (газе) и возможно более полное извлечение из пластов нефти, газа, конденсата и полезных попутных компонентов при благоприятных экономических показателях. Она должна предусматривать соблюдение правил охраны недр и окружающей среды, полный учет всех природных, производственных и экономических особенностей района, экономное использование природной энергии залежей, применение при необходимости методов искусственного воздействия на пласт. Объект разработки **–** это выделенное в пределах разрабатываемого месторождения геологическое образование (пласт, группа пластов), содержащих промышленные запасы нефти и газа, извлечение которых осуществляется при помощи группы скважин. Их иногда подразделяют на следующие виды: самостоятельный, т. е. разрабатываемый в данное время, и возвратный, т. е. тот, который будет разрабатываться скважинами, эксплуатирующими в этот период другой объект.

Геолого-физические свойства пород-коллекторов нефти отличающиеся по проницаемости, общей и эффективной толщине, а также неоднородности пластов

во многих случаях нецелесообразно разрабатывать как один объект, поскольку они могут существенно отличаться по продуктивности, пластовому давлению в процессе их разработки и, следовательно, по способам эксплуатации скважин, скорости выработки запасов нефти и изменению обводненности продукции.

Физико-химические свойства нефти играют важное значение при выделении объектов разработки. Резко различное содержание парафина, сероводорода, ценных углеводородных компонентов, промышленное содержание других полезных ископаемых.

Важно знать при управлении процессом разработки нефтяных месторождений, что чем больше пластов и пропластков включено в один объект, тем технически и технологически труднее осуществлять контроль за перемещением разделов нефти и вытесняющего ее агента.

В заключение следует еще раз подчеркнуть, что влияние каждого из перечисленных факторов на выбор объектов разработки должно быть сначала подвергнуто технологическому и технико-экономическому анализу и только после него можно принимать решение о выделении объектов разработки. С целью замедления падения добычи осуществляют дальнейшее развитие системы воздействия, продолжают бурение резервных скважин, изоляционные работы в скважинах, расширяют комплекс мероприятий по управлению процессом разработки, внедряют геолого-технические мероприятия, которые направлены на снижение обводненности продукции и повышения выработки запасов нефти.

При проведении комплексных геолого-технических мероприятий на месторождениях Западной Сибири с целью совершенствования процесса разработки нефтяных залежей. В настоящее время рентабельная разработка месторождений, осложняется радиальным характером притока жидкости в области ПЗП, где возникают наиболее максимальные градиенты давления и скорости движения флюида, что приводит к снижению коэффициента нефтеизвлечения. От состояния призабойнай части залежи существенно зависит текущая и суммарная добыча углеводородов, текущие дебиты добывающих

скважин и приемистость нагнетательных скважин. Технологии воздействия на ПЗП можно разделить на три основные группы: химические, механические, тепловые.

Химические методы применяются в тех случаях, когда проницаемость призабойной зоны ухудшена вследствие отложения веществ, которые можно растворить в различных химических реагентах, например, известняк в соляной кислоте.

Механические методы применяют в малопроницаемых твёрдых породах. К этому виду воздействия относится гидравлический разрыв пласта (ГРП), торпедирование забоя скважин, гидропескоструйную перфорацию.

Тепловые методы применяют в тех случаях, когда в призабойной зоне образовались вязкие углеводороды (парафин, смолы, асфальтены), а также при фильтрации вязких нефтей. К этому виду воздействия относят различные методы прогрева. Мероприятия по обработке ПЗП осуществляют бригады по текущему и капитальному ремонту, которые проводят следующие работы:

-кислотные обработки скважин (ОПЗ);

-ремонтные и водоизолиционные работы (РИР);

-тепловое воздействие на призабойную зону скважин;

-обработка призабойной зоны пласта поверхностно-активными веществами и гидрофобизаторами.

Наибольший эффект достигается при условии комплексного применения методов воздействия на ПЗП. Существующие методы воздействия на ПЗП могут быть объединены в следующие группы:

1. Физико-гидродинамические: обычное заводнение, циклическое заводнение и переменные потоки, высокие давления нагнетания воды и градиенты давлений.
2. Физико-химические: заводнение с добавкой поверхностно - активных веществ (ПАВ), полимеров, применение углекислоты С02, серной кислоты и заводнение с применением эмульсий.
3. Теплофизические и термохимические: вытеснение нефти газом, горячей водой, перегретым паром, внутрипластовое горение - «сухое» и«влажное».

Основными методами воздействия ПЗП с целью увеличения добычи углеводородов, применяемыми на месторождении являются комплексные кислотные обработки скважин с целью восстановление фильтрационных свойств пород-коллекторов в призабойной зоне и другие методы. Проведение работ по ОПЗ и повышению нефтеотдачи пластов можно разделить на три основных этапа. На первом этапе (до обводнённости) основная роль отводится применению методов, повышения дебита газа с проведением различных

кислотных обработок призабойной зоны.

На втором этапе применяются методы в основном, для подключения к работе не дренируемых прослоев, низко продуктивных слабопроницаемых участков залежей.

На третьем этапе при высокой обводнённости применяют кислотные составы на основе взаимных растворителей (различные спитры хорошо растворяющиеся и в кислотах и вводе.

Однако из-за не учета геолого-физических факторов и несоблюдения технологии получаются низкие результаты. Проведённый анализ результатов разработки месторождения показал, что для достижения установленных уровней добычи нефти в последующем необходимо увеличить объём применения методов воздействия на ПЗП и активизировать работы по созданию, поиску и внедрению новых, более эффективных технологий воздействия на продуктивные объекты.

Основными методами воздействия на пласт являются ОПЗ, обработка ПАВ и гидрофобизаторами, обработки призабойной зоны химическими реагентами, перфорационные и изоляционные мероприятия, форсированный отбор жидкости, зарезки боковых горизонтальных стволов. На нагнетательном фонде скважин с целью повышения нефтеотдачи и увеличения охвата пластов заводнением применяют потоко отклоняющие и нефтеотмывающие технологии, а также мероприятия по гидродинамическому воздействию. В связи с истощением запасов

в высоко и средне продуктивных залежах все большую роль в добыче играют низко продуктивные и низко проницаемые пласты. Поэтому первоочередной задачей в связи с изменением состояния разработки является уточнение геолого- физических критериев применимости, широко используемых прошедших испытание и внедрение технологий. Показавших высокую эффективность на других месторождениях Западной Сибири и создание новых технологий применительно к гелогическим условиям и состоянию разработки объекта АС8-9 Западно-Солкинского месторождения.

В настоящее время на месторождении с целью увеличения конечной отдачи пластов применяют физико-химические, химические, механические и гидродинамические методы. Кроме того, проводились также совместные обработки призабойной зоны скважин путём совместной закачки одной из кислот и растворителя, (ГКО + гидрофобизатор, СКО + растворители), либо поверхностно-активного вещества (СКО+ПАВ, ГКО+ПАВ). ОПЗ способствуют очистке призабойной зоны скважин от карбонатных отложений, снижению межфазного натяжения. Такая разность объясняется тем, что на добывающих скважинах кислотные обработки применяются для восстановления коллекторских свойств пластов, ухудшенных после проведения на скважинах ремонтов. Высок также процент успешности ОПЗ, так как технология проведения работ хорошо отработана. Для улучшения отмывающих способностей кислот, к ним добавляют поверхностно-активные вещества.

Химическими реагентами для ОПЗ являются растворители и ПАВ. Так же как и при кислотных обработках, обработка добывающих скважин проводится после ремонта скважины, с целью восстановления коллекторских свойств призабойной зоны, а обработка нагнетательных скважин проводится с целью увеличения их приёмистости. Проводятся также комбинированные ОПЗ (ОПРаст

+ СКО, ОПРаст + ГКО, ОПРаст + ПАВ или другие комбинации), то есть последовательное проведение разных типов обработки.

Эффективность работ зависит от более тщательного подхода к выбору

скважины для обработки, способа и технологии обработки.

Основными причинами низкой производительности скважин является малая проницаемость пласта, а также снижение проницаемости призабойной зоны пласта за счет карбонатных отложений. Призабойную зону выделяют как особую часть пласта потому, что ее свойства существенно отличаются от свойств остальной части и именно в этой области происходит потеря основной доли энергии, затрачиваемой на притокфлюида.

Причины изменения физических свойств ПЗП заключаются в процессах, вызываемых бурением, креплением, освоениями ремонтом скважин, в результате которых происходит загрязнение от проникновения соответствующих рабочих жидкостей, а так же физико-химические изменения в процессе эксплуатации механические нарушения призабойной зоны пласта. Применяемые в настоящее время методы воздействия на ПЗП скважин представлены широким перечнем работ. Наиболее эффективными являются химические способы солянокислотной обработки пласта и их сочетание с другими методами воздействии в условиях разработки объекта АС8-9 Западно-Солкинского месторождения.

Сущность технологии кислотных обработок заключается в закачке кислотных составов при давлении ниже давления разрыва пласта. Восстановление или увеличение производительности скважин требует правильного выбора кислоты и технологии кислотной обработки. Особенно важным при выборе является знание возможностей и недостатков применяющихся кислот. Закачка солянокислотных составов направлена на снижение фильтрационных сопротивлений движению нефти в ПЗП за счет растворения глинистого материала и слагающих коллектор минералов. В терригенных коллекторах пласта, которыми представлен основной эксплуатационный объект месторождения, имеющих карбонатность (12 %) и глинистые отложения (3-5%) солянокислотные обработки способствуют очистке ПЗП от карбонатных отложений, снижения межфазного натяжения, разрушения агрегатов глинистого цемента. Большинство кислотных обработок, в основном, включают использование смеси соляной и плавиковой

кислоты, однако у нее есть недостаток, ее коррозионная активность. Для предотвращения преждевременного коррозионного износа контактирующих с раствором (в процессе транспортировки, хранения и закачки) оборудования и труб, обсадной колонны, НКТ, забойных фильтров, емкостей хранения, цистерн, насосных агрегатов используют ингибитор коррозии. Добавляемым в раствор ингибитора коррозии при происходит снижение скорости коррозии в 25-100 раз при невысоких концентрациях.

Порошкообразные кислоты имеют ограниченное применение для стимулирования скважин и могут использоваться для сокращения объемов перевозки составов на длительные расстояния. Сульфаминовая и хлоруксусная кислоты представляют собой белые кристаллические порошки, хорошо растворимые в воде. Они смешиваются с водой непосредственно на местах. Загущенные кислоты обычно используются, дал замедления скорости реакции кислоты, которая происходит в результате добавления нефте смачивающих ПАВ к кислоте и создания физического барьера для продвижения кислоты к поверхности породы.

Эмульгированные кислотные растворы содержат 10-30% углеводородов в качестве внешней фазы и обычно соляную кислоту в качестве внутренней фазы. Более высокая вязкость, создаваемая эмульгированием, замедляет скорость продвижения кислоты к породе, что увеличивает глубину проникновения кислоты в пласт.

На Рогожниковском месторождении согласно руководящего документа

«Технология применения кислотных составов для ОПЗ пластов в условиях длительной эксплуатации скважин» РД 39Р - 05753490 - 004-01, кислотные обработки проводятся с использованием солянокислотных растворов на основе взаимных растворителей.

При добавлении в кислотный раствор ПАВ или растворителя происходит ингибирование раствора, и чем выше концентрация добавки, тем сильнее ингибирование. Например, в раствор СКО содержащий 60% растворителя имеет

скорость растворения стали в 4,5 раза более низкую, чем водный раствор с такой же концентрацией кислоты. Также добавка в кислоту растворителя или ПАВ способствует растворению в ПЗП отложений. Присутствие растворителя или ПАВ в кислотном растворе существенно снижает межфазное натяжение на границе раздела кислотный раствор - углеводородная жидкость. Значительное влияние на эффективность проводимых обработок имеет межфазного натяжения нейтрализованного (отработанного) кислотного раствора с углеводородами, так как успешность обработок зависит не только от глубины проникновения активной кислоты в продуктивный пласт, но и от полноты извлечения ее и продуктов реакции из пласта. При полной нейтрализации кислоты в растворе с растворителем межфазное натяжение в 8-9 раз ниже, чем в нейтрализованном водном растворе.

По результатам экспериментов можно сделать вывод о том, что присутствие растворителя ПАВ в кислотных растворах приводит к более глубокому диспергированию глинистого раствора и увеличению седиментационной устойчивости системы.

Это свидетельствует о положительном влиянии добавок растворителя или ПАВ к кислотным растворам потому, что деспергация глинистых суспензий в результате воздействия будет способствовать улучшению очистки призабойной зоны от глинистого материала в процессе освоения скважин. Размеры обрабатываемой зоны пласта определяются временем нейтрализации кислоты, которое зависит от целого ряда факторов, основными из которых являются: начальная концентрация кислоты, пластовые температура и давление, соотношение количества кислоты к единице обрабатываемой поверхностии наличие добавок, замедляющих взаимодействие кислотного раствора с породой. Достижение наибольшей эффективности кислотных обработок отмечается при радиусе воздействия кислоты 0,6-0,9 м - зоны наибольшего загрязнения.

Очистка ПЗП в радиусе до 1,0 метра позволяет повысить производительностьскважиныдо75-80%,тогдакакдальнейшееувеличение

глубины обработки приводит к незначительному увеличению производительности. Для такой обработки пласта необходимо применение солянокислотного состава на основе взаимного растворителя с удельным объемом 1,5 м на 1 метр перфорированной толщины пласта.

Таким образом, применение солянокислотных составов на основе взаимного растворителя с ПАВ позволит не только уменьшить коррозионную активность кислоты, но и увеличить глубину обработки пласта. Присутствие ПАВ не снижает активности его в растворе и не влияет на конечную растворяющую способность состава.

# Краткий обзор работ по ограничению водопритоков в горизонтальных скважинах

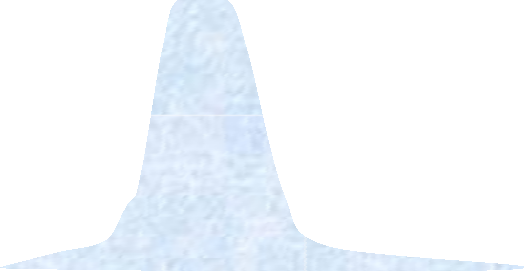
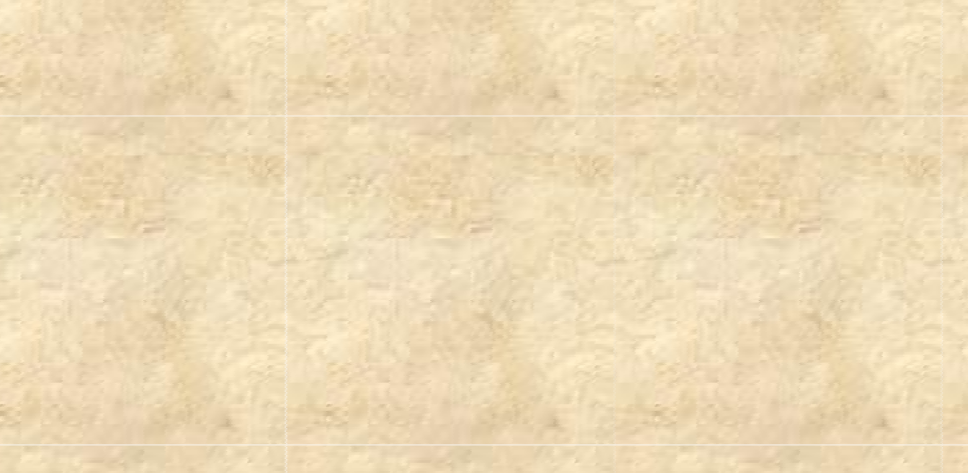
Технологии изоляции водопритока, успешно применяющиеся на вертикальных скважинах, не могут быть автоматически перенесены на горизонтальные скважины. Это связано с рядом причин в частности, с гораздо большей длиной фильтра и более сложной геометрией притока флюида к скважине с горизонтальным окончанием ствола.

Принципиальным отличием ГС от вертикальных скважин является низкий уровень фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне, не превышающий 5% от общего уровня. При проведении водоизоляционных работ, где используются тампонажные составы, создающие дополнительные гидродинамические сопротивления в ПЗ, уровень этих сопротивлений в ГС ниже, чем в вертикальных скважинах. Это является важной особенностью, которую необходимо учитывать при проектировании водоизоляционных работ в ГС.

Для проведения водоизоляционных работ в ГС предусматривается поинтервальная селективная технология с применением нефильтрующихся временных блокирующих пакеров на основе обратных водных эмульсионных составов (ОВЭС).

Регулирование вязкостных свойств ОВЭС достигается в основном содержанием минерализованной фазы. Данные эмульсионные составы обладают

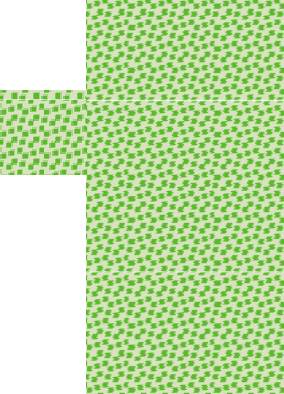
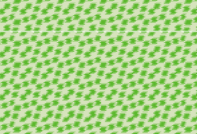
программируемым «временем жизни», которое зависит от пластовой температуры и вида применяемого эмульгатора, который выбирается для конкретных геолого- физических условий. Один из вариантов проведения водоизоляционных работ на объекте АС8-9 Западно-Солкинского месторождения предполагается первоначальную закачку в ГС рассчитанного объема ОВЭС для создания временного пакера и отсечения дальнего участка ствола (рисунок 1.1).



**установка временного пакера**

Рисунок 1.1 – Отсечение дальнего участка ГС

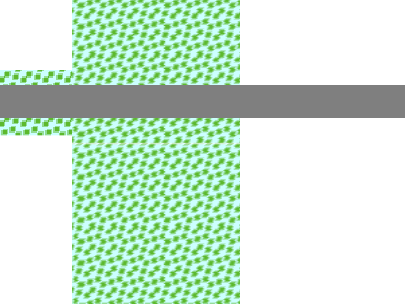
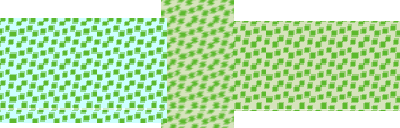
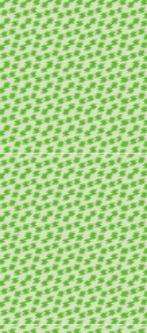
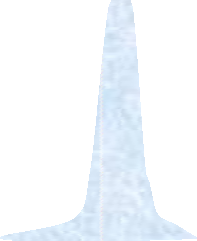
Закачиваемая за ОВЭС полимерная композиция совместно со сшивателем (ВУС – вязко упругая система) уже будет фильтроваться только в ближнюю зону, преимущественно в область притока воды, пропорционально отношению гидропроводности водонасыщенных и газонасыщенных зон. Такому избирательному внедрению в пласт способствует то, что применяемые составы ВУС обладают селективностью фильтрации, т. е. способностью проникать в большей степени в уже промытые, обводненные, более проницаемые области поступления воды(рисунок 1.2).



**закачка водоизолирующего агента(ВУС)**

Рисунок 1.2 – Закачка ВУС в первый интервал

Затем, после технологической выдержки на период гелеобразования и разрушения ОВЭС, осуществляется обработка ВУС дальней части ствола скважины (рисунок 1.3).

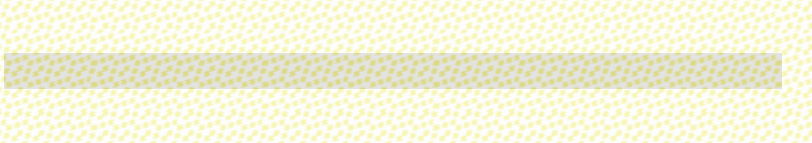
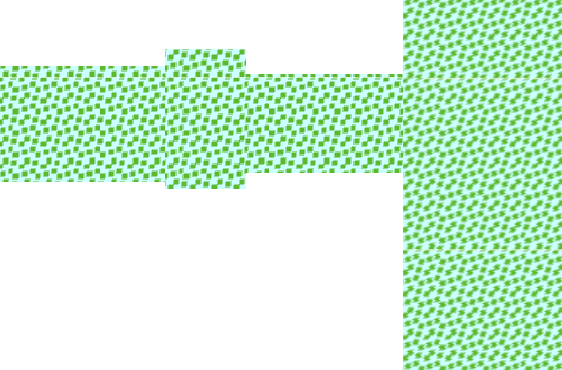
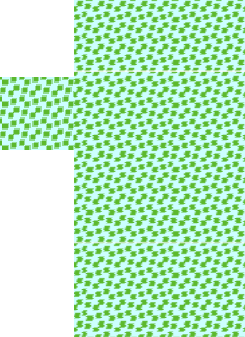
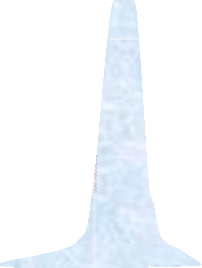


**2-йэтапзакачкиводоизолирующегоагента**

Рисунок 1.3 – Закачка ВУС во второй интервал

После второго этапа обработки и очередного периода гелеобразования, последующая закачка интенсифицирующего агента (обычно это сильный окислитель) позволяет разрушить гель в продуктивной части коллектора. Причем проникновение и разрушение гелевого экрана происходит равномерно во всей области контакта окислителя с гелевым экраном, что позволяет сформировать

блокирующий экран, только в области поступления воды, ликвидировав тем самым водоприток.



**закачка интенсифицирующего агента**

Рисунок 1.4 – Закачка интенсифицирующего реагента в пласт

Так, приведенная поинтервальная технология обработки позволяет достигать большей селективности и возможно ориентировочно локализировать источник поступления воды. При заранее известном характере и местоположении источника поступления воды в скважину могут быть предложены схемы проведения избирательного селективного воздействия только на данный участок пласта. Оптимальные параметры технологии (состав и объем композиции, скорость закачки) рассчитываются численными методами. Указанные параметры, в сочетании с известными реологическими характеристиками полимерных композиций, позволяют рассчитать радиусы проникновения композиции.

# Опыт зарезки боковых стволов и применения ГРП в скважинах

Зарезка боковых стволов - это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами.

Применение технологии ЗБС способствует увеличению нефтеотдачи пластов и фактически заменяет уплотнение скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на освоение скважины. Применяются разные методы ЗБС из скважин бездействующего фонда: вырезание участка колонны, бурение с отклоняющего клина и т.д. Причем эксплуатация боковых стволов эффективна для всех типов залежей. Себестоимость дополнительно добытой нефти из вторых стволов, как правило, ниже её среднего значения по месторождениям, а затраты на их строительство окупаются в течение 1-2 лет. Для увеличения длины ствола в продуктивном нефтеносном пласте используется строительство скважин с несколькими горизонтальными участками. В настоящее время, когда все наиболее крупные месторождения Западной Сибири вступили в позднюю стадию разработки, когда запасы нефти переходят в разряд трудно извлекаемых, обводненность добываемой продукции растет, средние дебиты скважин снижаются, традиционные методы добычи нефти вертикальными скважинами становятся нерентабельными. В этих условиях для поддержания стабильного уровня добычи нефти необходимо бурить уже не одну, а четыре скважины. Существующая технология строительства вертикальных скважин при возрастании стоимости подвода к скважинам коммуникационных сетей и повышения стоимости строительства самих скважин, становится слишком дорогой и не окупается получаемой из этих скважин нефтью. Кроме этого, технологии разработки месторождений с применением вертикальных скважин позволяют извлечь лишь 30 % нефти, содержащейся в пласте. В этих условиях для увеличения удельной плотности сетки скважин, повышения охвата эксплуатируемых пластов и повышения коэффициента извлечения нефти разрабатываются новые технологии, позволяющие рекомендовать к широкому применению метод бурения дополнительных стволов (горизонтальных и разветвленно-горизонтальных) в существующих скважинах, расположенных в заводненных зонах в направлении не вырабатываемых или слабовырабатываемыхпластовсбольшимнефтесодержанием.Этонаправление

со временем может превратиться в самостоятельную высокоэффективную систему разработки на поздней стадии эксплуатации нефтяного месторождения, задачей которого станет устранение недостатков реализуемой системы разработки и ее дальнейшее радикальное совершенствование. Еще, более эффективной эта технология может оказаться в комплексе с применением современных МУН.

Создание теоретически возможного размера «окна» для выхода из эксплуатационной колонны позволит бурить БС в строго заданном направлении по наикратчайшему расстоянию к объекту эксплуатации, максимально возможным диаметральным размером компоновки, которая проходит через основной ствол скважины, по наиболее оптимальному профилю, что при минимальных издержках на бурение обеспечит требуемое качество работ и эффективность их эксплуатации.

В последнее время получила очень широкое распространение технология бурения боковых горизонтальных стволов в бездействующих скважинах. Сущность технологии заключается в решении поставленной задачи оптимальным набором простейших операций. В зависимости от геологических, технических, технологических и экономических условий совместно с партнерами принимается один из разработанных вариантов траектории. После проведения в недействующей скважине ремонтно-изоляционных работ выбирается для удаления участок колонны длиной около 6 метров. Как при бурении горизонтальных скважин, так и при бурении боковых стволов предпочтение отдается стволам со средним радиусом кривизны. Алгоритмы и методика обеспечения точности проводки боковых стволов и расчеты траектории соответствуют аналогичным при бурении горизонтальных скважин. Кроме бурения боковых горизонтальных стволов возможно бурение боковых наклонно- направленных стволов с заданным отходом точки входа в пласт от старого ствола. Как боковые горизонтальные стволы, так и боковые наклонно-направленные стволы позволяют обеспечить сгущение сетки скважин без больших материальных затрат, что позволяет повысить коэффициент извлечения нефти.

Применение данной технологии бурения дает возможность уменьшить отрицательное воздействие на окружающую среду. Технология отработана более чем на 100 скважинах месторождений Удмуртии, Татарии и Пермской области. Разработана и в ближайшее время планируется к внедрению новая технология зарезки боковых стволов, основным отличием которой является возможность бурения многоствольных скважин из основного ствола, возможность эксплуатации основного ствола ниже точки зарезки и возможность последующего ремонта и воздействия на каждый боковой ствол.

Технология строительства боковых стволов более наукоемкая, на всех этапах используется сложное оборудование. На месторождениях, находящихся на последней стадии разработки, не стоит задача просто пробурить боковой ствол с горизонтальным участком, а провести его там, где есть «целик» нефти; так, чтобы не коснуться подстилающей воды. Для этого на этапе планирования проводится геологическое моделирование пласта с использованием мощных вычислительных средств с соответствующим программным обеспечением, а на этапе проводки – непрерывное уточнение разреза по данным телеметрической системы.

В ПАО «Сургутнефтегаз» при бурении боковых стволов используется как импортное, так и отечественное оборудование. Главный критерий – эффективность. Хочется подчеркнуть, что работает программа импортозамещения, поэтому по максимуму используется продукция российских предприятий, но, к сожалению, многое из необходимого нам или не выпускается в России, или не подходит по качеству. С отечественными телеметрическими системами ПАО «Сургутнефтегаз» не работает. Импортные телеметрические системы применяются в типоразмерах от 2 7/8 до 4 3/4 дюйма. Они различаются по способу передачи сигнала от забойной компоновки – через гидравлический канал связи, кабельный канал, электромагнитный и комбинированный (электромагнитный и кабельный). Основные параметры, измеряемые телесистемами, – зенитный угол, азимутальный угол, гамма-излучение пород, сопротивление,температура.Внекоторыхслучаях–давлениеназабое,нагрузка

на долото. Специалисты ПАО «Сургутнефтегаз» хорошо подготовлены как в плане эксплуатации телесистем, так и обеспечения их ремонта и калибровки. При бурении горизонтальных скважин используются шарошечные и многолопастные PDC-долота в компоновке с ВЗД российского и импортного производства. Качеству технологических жидкостей придается первостепенное значение: круглосуточно контролируется почти два десятка параметров бурового раствора. Это позволяет безаварийно осуществлять бурение боковых стволов. Используемый высоко ингибированный биополимерный буровой раствор обеспечивает устойчивость стенок скважины, вынос выбуренной породы, создание тонкой фильтрационной корки на стенках бурового ствола (БС) для предотвращения поглощений. А главное – сохранить коллекторские свойства продуктивного участка бокового ствола. Что касается тампонажных растворов – используется современная технология цементирования боковых стволов с применением химических добавок, обеспечивающих необходимые технологические свойства буферных жидкостей и цементных растворов, что определяет качество цементного камня. ПАО «Сургутнефтегаз» предприятие располагает современной техникой для цементирования и контроля этого процесса, а оснащение лаборатории находится на уровне мировых стандартов. Часто встречающимися осложнениями на объектах Рогожниковского месторождения при строительстве горизонтальных скважин и зарезке боковых стволовнадепрессииявляютсянеустойчивостьстенокскважины,врядеслучаев

* недостаточная надежность оборудования. В процессе углубления ствола (бокового ствола) скважины с целью навигации производится геофизическое сопровождение бурения. Промыслово-геофизические исследования открытого ствола скважины проводятся модульной автономной аппаратурой без использования кабельной линии связи, спуск автономных геофизических приборов производится на бурильном инструменте. В обсаженном стволе необходимые геофизические работы (ГФР) производятся на кабеле, с помощью скважинного «трактора» и/или автономной аппаратуры. Скважины и боковые

стволы с горизонтальным проложением в продуктивном пласте необходимо закладывать бурением в слабодренируемых зонах, в низкопроницаемых и кавернозно-трещиноватых коллекторах, при наличии экранированных ловушек, в условиях водоплавающих залежей в монолитных пластах и т.п. С горизонтальными стволами (боковыми стволами) решаются задачи наибольшей выработки запасов и интенсификации добычи, а также довыработки остаточных запасов нефти и увеличения нефтеотдачи из зон, недоступных другим методам повышения нефтеотдачи. Непосредственные затраты при строительстве горизонтальных скважин и зарезке боковых стволов, конечно, выше, чем при разработке месторождений наклонными и вертикальными скважинами, но если проследить всю цепочку затрат, а главное, отдачу от вложений, то горизонтальное бурение экономически целесообразно. На вопрос об эффективности зарезки боковых стволов для восстановления бездействующих и малодебитных скважин ответить просто: УКРС и ПНП ПАО «Сургутнефтегаз» существует с 2001 года. За это время суммарная накопленная добыча нефти по итогам работы составила примерно годовой объем добычи акционерного общества.

В условиях сложного геологического строения основных объектов разработки Рогожниковского месторождения (высокая расчлененность, послойная и зональная неоднородность, широтная изменчивость, низкая проницаемость продуктивных отложений и т.д.) наиболее эффективным методом повышения нефтеотдачи и интенсификации притока является ГРП, проведение которого предусмотрено утвержденной проектной документацией на стадии строительства скважин. Оценка эффективности ГРП по скважинам действующего фонда производилась с использованием принятых в отрасли характеристик вытеснения. Технологическая эффективность мероприятий в скважинах, вводимых после бурения, оценивалась методом экспертных оценок, при этом базовые режимы оценивались по результатам испытаний разведочных скважин данного месторождения, а также по результатам опробования эксплуатационных скважин перед проведением ГРП. В целом по состоянию на 01.01.2017 на месторождении

выполнено 1645 скважино операций ГРП, в том числе на объекте ТР – 1534 операций, на объекте ВК1 – 37, на объекте ЮК0 – 1, на объекте ЮК1 – 2, на объекте ЮК2-5 – 69, на объекте АК3 – 2. Воздействия проводились в скважинах добывающего фонда (с учётом разведочных скважин, переведенных в эксплуатационный фонд) – 1429 скважино операций, нагнетательного фонда – 190 (в том числе в нагнетательных скважинах, находившихся в отработке на нефть, – 183), а так же в поисково-разведочных скважинах с целью оценки добывных возможностей перспективных площадей (в эксплуатацию не запускались) – 26. В большинстве случаев при проведении ГРП применялась стандартная для ПАО «Сургутнефтегаз» технология – 1554 операции (94.4 % от общего количества воздействий), в горизонтальных стволах – 35 операций (2.1 %), в боковых стволах – 24 операции (1.5 %), с технологической остановкой – 14 операций (0.9 %), струйных ГРП – 13 операций (0.8 %), по технологии Schlumberger – 2 операции (0.1 %), селективных ГРП – 2 операции (0.1 %), с циклической закачкой – 1 операция (0.1 %). По состоянию на 01.01.2017 на объекте ВК1 проведено 37 операций, в том числе в добывающих скважинах – 35, в нагнетательной, находившейся в отработке на нефть и переведенной в систему ППД, – 1, в поисковой скважине – 1. После проведения гидроразрыва пласта средний дебит добывающих скважин по жидкости (нефти) составлял 51.5 (22.7) т/сут, при средней обводненности добываемой продукции 55.9 %. На дату анализа средний дебит жидкости (нефти) снизился до 48.4 (14.8) т/сут, что в

1.1 (1.5) раза меньше, чем после проведения воздействий. Обводнённость увеличилась до 69.4 %. В результате проведения 37 скважино операций ГРП дополнительная добыча нефти составила 82.0 тыс.т. Прогнозная величина дополнительной добычи нефти за счёт воздействий по добывающим скважинам оценивается на уровне 173.44 тыс.т, соответственно на 1 скважину

13.34 тыс.т/скв., на 1 скважино операцию – 4.82 тыс.т/скв.-опер. В скважинах объекта ТР выполнено 1534 операции, из них на добывающем фонде (с учётом разведочных и поисковых скважин, запущенных в эксплуатацию) –1347, на

нагнетательном фонде – 176 (в том числе в скважинах, находившихся в отработке – 170), в поисково-разведочных скважинах – 11. Для охвата воздействием всего этажа нефтеносности объекта ТР выполнена 1251 скважино операция многоэтапного (поинтервального) ГРП в 454 добывающих скважинах на стадии освоения, в том числе в 1 скважине с боковым стволом, в 5 скважинах в основном и в боковом стволе. Средняя масса закачки пропанта на одну скважино операцию составила 49.7 т, на скважину – 133.7 т. В результате выполненных работ средний дебит добывающих скважин по жидкости (нефти) непосредственно после ГРП составил 38.1 (25.8) т/сут, при максимальном значении 118.5 (75.5) т/сут, средняя обводненность добываемой продукции изменялась от 0.8 до 97.4 %, составляя в среднем 32.3 %.

По состоянию на 01.01.2017 средний дебит скважин по жидкости (нефти) снизился до 28.6 (16.5) т/сут, средняя обводнённость добываемой продукции увеличилась до 42.4 %. В целом текущая эффективность воздействий на дату анализа составляет 5946.47 тыс.т нефти. Прогнозная величина дополнительной добычи нефти за счёт воздействий по добывающим скважинам оценивается на уровне 11959.10 тыс.т, составляя в среднем на одну скважину 22.40 тыс.т нефти (без учёта незапущенных на 01.01.2017 скважин). Успешность ГРП (дополнительная добыча нефти более 3 тыс.т) в скважинах рассматриваемого объекта составляет 88.8 %, что выше средних показателей эффективности воздействия для подобного типа пластов месторождений ПАО «Сургутнефтегаз». По состоянию на 01.01.2017 на объекте ЮК0 проведена 1 операция ГРП в скважине №825Р при переводе с объекта ТР. При вводе скважины в эксплуатацию дебит жидкости (нефти) составлял 26.6 (14.6) т/сут, обводненность добываемой продукции 45.0 %. По состоянию на 01.01.2017 дебит скважины по жидкости снизился до 26.3 т/сут, при увеличении дебита нефти до 15.8 т/сут, что обусловлено снижением обводненности добываемой продукции до 35.7 %. За счёт проведения воздействия дополнительно добыто 0.99 тыс.т нефти. Прогнозная величина дополнительной добычи оценивается на уровне 21.39 тыс.т/скв.-опер.

**Заключение**

По состоянию на 01.01.2017 на объекте ЮК1 проведено 2 операции ГРП в добывающих скважинах (№3054, 785Р). При вводе в эксплуатацию средний дебит жидкости (нефти) составлял 10.1 (6.7) т/сут, обводненность добываемой продукции равна 33.2 %. На 01.01.2017 скважина №3054 переведена на объект ЮК2-5, дополнительной добычи за счет проведения воздействия не получено. Дебит скважины №785Р по жидкости (нефти) снизился с 12.5(12.2) до

1.7 (1.3) т/сут, обводненность добываемой продукции увеличилась с 2.3 % до 23,5 %. За счёт проведения ГРП дополнительно добыто 5.45 тыс.т нефти. Прогнозная величина дополнительной добычи оценивается на уровне

5.48 тыс.т/скв.-опер.

По состоянию на 01.01.2017 на объекте ЮК2-5 проведено 69 операций ГРП, из них в добывающих скважинах – 44, в нагнетательных (в том числе в скважинах, находившихся в отработке на нефть, – 12) – 13, в поисково-разведочных скважинах

* 12. После проведения ГРП при вводе в эксплуатацию дебит добывающих скважин по жидкости (нефти) составлял 24.5 (18.2) т/сут, при средней обводненности добываемой продукции 25.7 %. На дату анализа средний дебит жидкости (нефти) снизился до 12.1 (9.7) т/сут, что в 2.0 (1.9) раза меньше, чем после проведения воздействий.

Обводненность добываемой продукции снизилась до 19.8 %. В результате проведения 69 скважино операций гидроразрыва пласта дополнительная добыча нефти составила 94.45 тыс.т. Прогнозная величина дополнительной добычи добывающих скважин за счет проведения воздействий оценивается науровне

217.31 тыс.т, соответственно на 1 скважину 10.35 тыс.т, на 1 скважинооперацию–

4.94 тыс. т/скв.-опер. За текущий период с целью доразведки и определения добывных возможностей пластов ГРП проведен в 29 поисково-разведочных скважинах.

Воздействия проводились на объектах – ВК1, ТП, ЮК1, ЮК2-5, АК3. Всего проведено 48 скважино операций ГРП, из них на объекте ВК1 – 3 операции (в 3 скважинах), на объекте ТР – 30 скважино-операций (в 16 скважинах), на объекте

ЮК1 – 1 операция, на объекте ЮК2-5 – 14 операций (в 13 скважинах). В шести скважинах гидроразрыв пласта проведен на 2 объекта. Масса закачки проппанта изменялась от 6.78 т до 71.0 т, составляя в среднем 31.78 тонн.

Таким образом, по состоянию на 01.01.2017 в добывающий фонд переведено 12 скважин (из них 2 скважины после зарезки бокового ствола), в ликвидации находятся 17 скважин. Скважины вводились в промышленную эксплуатацию через 1 – 68 месяцев после проведения воздействия. В целом ГРП в скважинах Рогожниковского месторождения является эффективным способом интенсификации притока.

В перспективе рекомендуется проведение ГРП на стадии строительства скважин. Для обеспечения инструментального контроля параметров созданных трещин, а также для совершенствования технологии ГРП, рекомендуется проведение комплекса геофизических исследований (профиль притока, термометрия) до и после ГРП. В случае многоэтапных ГРП проведение комплекса геофизических исследований рекомендуется после каждого из этапов.

# СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технико-экономическое обоснование разработки Рогожниковского месторождения на условиях заключения соглашения о разделе продукции.(ТО)«СургутНИПИнефть». - Тюмень.-2012.
2. Анализ разработки Рогожниковского месторождения в пределах лицензионного участка. ЗАО «Сибирская наука», Тюмень, 2011г.
3. Подсчет запасов нефти и растворенного газа на основе геолого- технологической модели Рогожниковского месторождения Ханты-Мансийского АО Тюменской области. ОАО «ЦГЭ», Москва, 2013г.
4. ТЭО КИН из недр Рогожниковского месторождения в границах лицензионного участка. (ТО) «СургутНИПИнефть».- Тюмень, 2012г.
5. Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки Рогожниковского месторождения в пределах лицензионного участка (протокол ЦКР Роснедра № 4641 от 23.07.2013г.).
6. Проведение гидродинамических исследований скважин на Рогожниковском месторождении (отчет по договору № 289 от 24.11.2014 г.).ЗАО«ЦГДИ «ИНФОРМПЛАСТ». Москва, 2014 г.
7. Иогансен К.В. Спутник буровика: справочник. – М.:Издательская фирма «Бизнес-Информ», 2014. – 487с.
8. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. – М.: Издательство Недра, 2013. – 856с.
9. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Макаренко П.П., Яремийчук Р.С. Освоение скважин: Справочное пособие. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2010. – 467с.
10. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Издательство «Нефть и Газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. – 826с.
11. Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М.:ООО Издательский Дом «Альянс», 2011. – 455с.
12. Покрепин Б.В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для СПО. – Волгоград: Издательский Дом «Ин-Фолио», 2013. – 496с.
13. Аржанов Ф.Г., Вахитов Г.Г. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Западной Сибири. М.:Недра.- 2011 . –169с.
14. Басниев К. С. Разработка месторождений природных газов содержащих неуглеводородные компоненты. – М.: Недра. – 2009. – 163с.

**ОТЗЫВ**

**Руководителя научно-исследовательской работы**

**Савастьи н М.Ю.**

**о работе магистранта ИУ, кафедры РЭ НГМ**

**Гарифзянова Артура Дамировича**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Во время выполнения | | научно-исследовательской работы, магистрант | | | | | | |
| Гарифзянов А.Д. проявил себя с положительной стороны | | | | | | | и проявил себя как | |
| ответственный, исполнительный обучающийся. НИР | | | | | | | №1 отражает весь | |
| объем выполненных работ. | |  |  |  |  | |  |  |
| Магистрант проводил | | обсуждение подготовительного | | | | | | материала с |
| научным руководителем. | |  |  |  |  |  | |  |
| В процессе выполнений НИР | | | | магистрант | закрепил | | | теоретические |
| знания, полученные в процессе | | | | обучения | в институте, приобрел | | | |
| практические навыки работы с источником информации. | | | | | |  | |  |
| Магистрант справился с поставленными задачами и формирования | | | | | | | | |
| отчет – на « | | » | |  |  |  | |  |
|  |  |  |  |  |  |  | |  |



Научный руководитель: Савастьин М Ю.

