

ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА К ЗАБОЯМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Петрушин¹ Евгений Олегович, Арутюнян² Ашот Страевич

¹ *ОАО «Печоранефть»*

eopetrushin@yahoo.com

² *ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет»*

mereniya@mail.ru

В статье рассмотрены методы интенсификации притока продукции к забоям горизонтальных скважин на примере Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения. Представлены эффективные методы интенсификации: гидравлический разрыв пласта и различные виды солянокислотной обработки призабойной зоны пласта. Так как особенностью Юрубчено-Тохомского месторождения является наличие достаточно большого количество субвертикальных трещин по всей площади коллектора, применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации горизонтальных стволов скважин не будет столь эффективно. В результате его применения будет происходить раскрытие уже имеющихся трещин и создание новых, что приведёт к увеличению проницаемости по высокопроницаемым трещинам и, в свою очередь, увеличит вероятность прорыва по ним к добывающей скважине подошвенной воды и газа из газовой шапки, что только ухудшит условия эксплуатации. Интенсификация горизонтального ствола поинтервальной закачкой соляной кислоты с применением систем VDA и OilSEEKER позволит более равномерно распределить приток нефти по всему интервалу, поддерживая темп добычи нефти в течение длительного периода времени.

Ключевые слова: технологии интенсификации притока; причины сниже-

ния продуктивности скважин; методы интенсификации добычи нефти; интенсификация горизонтальных скважин соляной кислотой; технология стимуляции горизонтальных стволов; гидроразрыв пласта; технология проведения ГРП и анализ мероприятий ГРП.

1. Причины снижения продуктивности скважин

Снижение продуктивности скважин в процессе разработки нефтегазоконденсатных месторождений связано с проявлением различных геолого-промысловых факторов, основными из которых являются:

1) изменение состояния ПЗП, а именно ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора в этой области за счёт проникновения фильтрата бурового раствора в проницаемые зоны, набухания и последующего разрушения глин при применении жидкостей глушения, которое характерно при проведении капитального и промежуточного ремонта скважин. Вынос механических примесей (песка, пропанта, частицы глины и породы, ржавчины);

2) осложнения при эксплуатации скважин из-за ухудшения технического состояния ствола скважин или цементного камня, такие как выпадение солей при смешивании пластовой и закачиваемой воды. Образование прямых и обратных эмульсий.

Проявление каждого из перечисленных факторов может быть обусловлено различными физико-химическими процессами, происходящими в пласте и в скважине. Различными оказываются и последствия от их воздействия. Поэтому проблеме снижения продуктивности скважин вследствие изменения фильтрационных характеристик коллекторов следует уделять особое внимание.

2. Методы интенсификации добычи нефти

Для улучшения проницаемости призабойной зоны пласта используют различные методы, которые можно разделить на 2 группы:

- 1) предупреждающие ухудшение коллекторских свойств пластов;
- 2) направленные на восстановление или улучшение проницаемости ПЗП.

Для интенсификации притока к скважине широко применяются физико-химические, механические, тепловые, физические, а в последнее время стали использовать комбинированные или комплексные методы.

Физико-химические методы включают в себя:

- простые солянокислотные обработки без пакера;
- кислотные ванны;
- обработка кислотой ПЗП под давлением с пакером;
- поинтервальная или поэтапная СКО;
- пенокислотная обработка скважин;
- обработка ПЗП растворителями;
- кислотные системы повышенной вязкости.

К механическим методам относятся всевозможные виды перфораций в зоне продуктивного пласта, а также ГРП и его варианты (многократный ГРП, ГРП на солянокислотной основе, направленный ГРП).

К тепловым методам относится электротепловая обработка, прогрев ПЗП горячей водой либо паром, термоакустическое воздействие, термокислотные обработки и т.д.

Физическим способом является виброволновое воздействие, акустическое воздействие, электроразрядное воздействие и ультразвуковое воздействие.

Чаще всего для достижения наибольшего экономического эффекта прибегают к применению комплексного метода, который включает в себя виброволновое воздействие с освоением, водоизоляция и виброволновое воздействие, ультразвуковое воздействие с освоением, термогазохимическое воздействие, гидropескоструйную перфорацию после СКО и ГРП.

Всё большее значение методы интенсификации приобретают на завершающей стадии разработки месторождений.

3. Интенсификация горизонтальных скважин соляной кислотой

Проведение простых кислотных обработок в горизонтальных скважинах по такому же принципу, как и в вертикальных, не даёт такой же эффективности. В результате обрабатывается всего 5-10 м интервала, расположенного непосредственно возле башмака НКТ, в то время как остальной интервал мало задействуется. Происходит это из-за различной депрессии, возникающей на участках горизонтального ствола. При увеличении давления закачки и объёма кислота всё глубже уходит в образовавшиеся каверны возле башмака НКТ. В таком случае процесс кислотной обработки не достигает своей цели.

Эффективная стимуляция горизонтального ствола в несколько километров – очень сложная задача из-за недостаточного и несогласованного распределения кислотного состава особенно в коллекторах с неоднородной проницаемостью.

Большинство горизонтальных скважин на Юрубчено-Тохомском месторождении эксплуатируются открытым стволом. Такой тип заканчивания создаёт некоторые сложности при изоляции зоны водопоявлений и капитальном ремонте скважин, ограничивая охват пласта для эффективной стимуляции.

Для того чтобы эффективно простимулировать горизонтальную скважину, возможно применение поинтервальных обработок с применением сложной системы пакеров. А для того чтобы вовлечь весь интервал горизонтального участка, рекомендуется применять гибкие насосно-компрессорные трубы.

При рассмотрении примеров использования технологий кислотной стимуляции скважин с горизонтальным стволом учитывался международный опыт на аналогичных месторождениях. Однако уникальность Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения требует адаптации этих технологий к условиям низкотемпературных и низкопроницаемых трещиноватых доломитовых коллекторов с аномально низким пластовым давлением.

Технология поинтервальной обработки скважин определяется типом заканчивания скважин:

- скважина с необсаженным стволом;
- вариант заканчивания скважин с заполнением цементом верхней части у башмака колонны;

- прорезной хвостовик с внешними обсадными пакерами;
- схема заканчивания скважины с установкой гравийного хвостовика.

Одним из важных аспектов эффективной стимуляции скважин является направленность воздействия кислоты. Полевые результаты показывают, что без отклонения кислотной обработке подвергается только 5-15 % длины интервала. Это говорит о необходимости эффективной методики отклонения.

Если раньше СКО подразумевала простую закачку кислоты в ПЗП под давлением, то сейчас появилась необходимость изоляции раздренированных пропластков, через которые обычно поступает вода, и селективной обработки нефтенасыщенных пропластков. Для этого применяют следующие методы:

- жидкости-отклонители, имеющие повышенную по сравнению с обычной (незагеленной) кислотой вязкость;
- гибкие НКТ (колтюбинг);
- пены;
- шары;
- дисперсные системы, содержащие твёрдые частицы;
- эмульсии;
- пакеры;
- надувные пакеры;
- сдвоенные пакеры;
- пакеры для открытого ствола;
- отклонения кислот с помощью вспомогательных волокон;
- самоотклоняющиеся кислоты.

Для направленного воздействия кислоты используют различные методы, основанные на применении гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ). Кислота может быть закачана через ГНКТ с подъёмом от носка к пятке, либо другими методами с применением ГНКТ, предполагающими циркуляцию жидкости через кольцевое пространство между ГНКТ и НКТ или закачку кислоты (или инертной жидкости) по затрубному пространству.

При механическом отклонении используются шары, закупоривающие перфорационные отверстия, системы пакеров или гибкие НКТ. Основным недостатком данных методов является то, что отклонение происходит только в стволе скважины, а при попадании кислоты в пласт отклонения не происходит, и она обрабатывает только высокопроницаемые или водонасыщенные пропластки, используя каналы естественной трещиноватости или вновь созданные каналы.

3.1. Самоотклоняющиеся жидкости

Традиционно основной принцип химического отклонения заключается в том, что закачиваемая специальная вязкая жидкость, которая преимущественно поступает в наиболее проницаемые участки обрабатываемой зоны, временно закупоривает их, и потоки кислоты для последующих стадий процесса обработки направляются в менее проницаемые и не задействованные участки.

Для того чтобы равномерно обработать пласт кислотными составами и избежать стимуляции водонасыщенных пропластков, необходимо применение надёжных и эффективных систем отклонения потока кислотной обработки, в том числе селективного отклонения от водонасыщенных пропластков. Эффективность данного метода в значительной степени зависит от химического состава применяемых жидкостей.

В настоящий момент самоотклоняющиеся жидкости достаточно широко применяются при интенсификации нефтегазоносных карбонатных коллекторов, однако большинство из них содержит в своём составе твёрдые частицы, которые могут повреждать свойства коллекторов. Для того чтобы избежать этого, а также произвести как можно более эффективную обработку пласта путём отклонения кислотного состава в низкопроницаемые зоны коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения, рекомендуется применить новую разработку компании «Schlumberger», которая называется вязкоупругая самоотклоняющаяся система – VDA. Эта система позволяет проводить обработки в довольно широком диапазоне температур (до 150 °С) и основана на разработанной компанией «Schlumberger» технологии вязкоупругих ПАВ, которые исключают повреждение коллектор-

ских свойств пласта, возникающих из-за использования твёрдых частиц и полимеров в кислотных системах.

Система VDA обладает идеальной жидкой консистенцией при закачке в скважину и вязкостью в 1-3 сП, что сравнимо с вязкостью воды. Во время реагирования кислоты и породы вязкость системы VDA, которая находится в пласте, очень быстро возрастает до 200-250 сП и таким образом система становится самоотклоняющейся. Такая высокая вязкость служит барьером для проникновения кислоты вглубь образовавшейся червоточины пласта, что позволяет не прореагировавшей кислоте проникнуть в менее проницаемые зоны и в необработанные пропластки, задействуя таким образом максимум интервала горизонтального ствола скважины. Благодаря тому, что в системе VDA не содержится твёрдых частиц, она является идеальным агентом для закачки в горизонтальные скважины большой протяжённости через ГНКТ.

После окончания работ барьер либо разрушается сам при контакте с углеводородами во время работы скважины, либо растворяется в пластовых флюидах. Поскольку для очистки такой системы не требуется создания больших депрессий на забое, это в значительной степени упрощает саму технологию, ведёт к снижению стоимости операции и снижает время на её реализацию.

Такими же свойствами обладает селективный отклонитель на бесполимерной основе OilSEEKER, но в отличие от VDA для его приготовления используется не кислота, а вода. При проникновении в пласт он в водонасыщенных пропластках в течение 5-10 минут набирает значительную вязкость на сдвиг, достигающую до 10000 сП. Таким образом, последующая закачиваемая кислота не имеет возможность проникнуть в водонасыщенные зоны и селективно отклоняется в интервалы пласта, которые имеют углеводородное насыщение. В результате происходит селективная интенсификация только нефти и газа, а водонасыщенные участки остаются без стимулирования, в результате чего приток воды остаётся прежним, что приводит к снижению обводнённости.

Основные характеристики OilSEEKER:

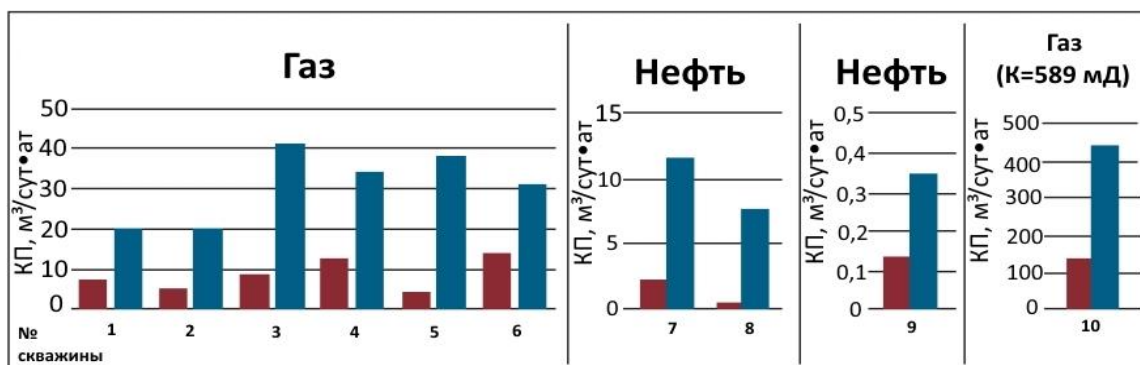
- бесполимерная основа исключает остаточное загрязнение в пласте;

- селективно проникает в водонасыщенные зоны, блокируя их на время обработки;
- разрушается при взаимодействии с углеводородами и специальным растворителем;
- широкий температурный диапазон работы (24-121 °С).

Одним из основных преимуществ систем VDA и OilSEEKER является простота их приготовления в полевых условиях. Качество жидкостей непрерывно контролируется также в полевых условиях и требует минимального набора оборудования полевой лаборатории, включая миксер, вискозиметр и водяную баню для проведения тестов при пластовой температуре.

Тестирование этих технологий проводилось для 10 скважин Карпенского и Ждановского месторождений целевым пластом, которым являлся Артинско-Сакмарский ярус нижнего Пермского отдела. Как и на Юрубчено-Тохомском месторождении, пласт представлен доломитизированными коллекторами с неоднородной структурой.

На 6 скважинах из 10 скважин, выбранных для обработки, присутствовал высокий риск стимуляции водонасыщенных пропластков и увеличения обводнённости. На этих скважинах была применена технология OilSEEKER (на 3 из них была использована комбинация OilSEEKER +VDA). Остальные 4 скважины ввиду отсутствия обводнённости и относительной удалённости водонасыщенных пропластков были обработаны с использованием только системы VDA (на одной из них производилась обработка лишь верхней газовой части пласта с минимальной обработкой нижней нефтяной зоны, чем достигнуто отклонение от нефтяной зоны к газовой). Результаты ГДИ представлены на рисунке 1.



- – коэффициент продуктивности до кислотной обработки;
- – коэффициент продуктивности после кислотной обработки

Рисунок 1 – Продуктивность скважин 1-10 до и после кислотных обработок

Исследования проводились на установившемся режиме с последующей записью кривых восстановления давления (КВД). Данный метод позволяет избежать неточности и неоднозначности полученных результатов для газовых скважин. По результатам ГДИ, приведённых на рисунке 1, коэффициент продуктивности на 3 нефтяных скважинах увеличился в 12 раз, что соответствует увеличению дебита в 11,1 раза. Увеличение коэффициента по 7 обработанным газовым скважинам дало увеличение в 5 раз, средний дебит по газу вырос в 3,2 раза.

3.2. Растворение доломита соляной кислотой

Данные по кислотной стимуляции ГС в карбонатных коллекторах в основном рассматривают работы на известняках, а рифейские отложения Юрубчено-Тохомского месторождения представлены поглощающими низкотемпературными доломитами, иногда содержащими кремнённые структуры. Для получения доминирующих «червоточин» в известняках необходимо увеличивать скорость закачки до оптимальной и понижать скорость растворения горной породы, иначе будет происходить поверхностное растворение горной породы. В низкотемпературных доломитах же наоборот необходимо увеличивать скорость растворения карбонатной породы, чтобы закачиваемая кислота успела прореагировать до её поглощения в более удалённую зону кавернозности и трещиноватости и увеличивать объём кислоты в соответствии с уравнением реакции:

- растворение известняка:



- растворение доломита:



На рисунках 2 и 3 видно, с одной стороны, образование высококачественной структуры червоточины в блоке известняка, а с другой стороны широкие, толстые червоточины в блоке доломита, для достижения прорыва которого требуется почти в 10 раз больше объёма кислоты.

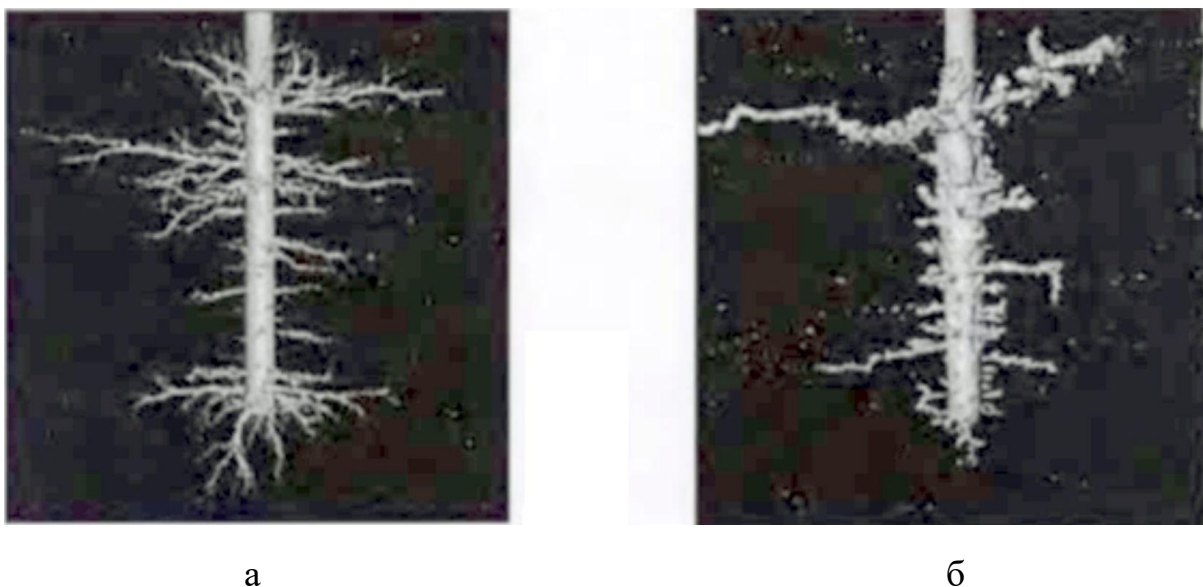


Рисунок 2 – Структура червоточин образованных при оптимальной (а) и низкой (б) скоростях закачивания



Рисунок 3 – Образование «червоточин» в известняке (а) и доломите (б)

Таким образом, для эффективной стимуляции скважин с открытым горизонтальным стволом необходимо применение поинтервальной кислотной обработки с использованием потокоотклонения в кислотных составах. При этом для известняков удельный вес расхода соляной кислоты, содержащий 15 % HCl, составляет от 12 до 600 галлонов/фут, что при пересчёте в метрические единицы составляет от 0,15 до 2,27 м³/м. Для доломитов он должен быть в 2 раза больше.

В связи с этим необходимо применение повышенных объёмов кислоты высокой концентрации для более эффективной стимуляции низкотемпературных рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения при невысоких скоростях закачивания, а также внедрение эффективных технологий потокоотклонения VDA и OilSEEKER для предотвращения утечек кислоты в зоны поглощения. В таблице 1 приведён расчёт расходов технологических жидкостей для горизонтального ствола Юрубчено-Тохомского месторождения в пересчёте на среднюю эффективную длину ГС 1050 м.

Таблица 1 – Расход реагентов для горизонтальной скважины Юрубчено-Тохомского месторождения

Назначение	Тип жидкости	Удельный расход, м ³ /м	Общий объём жидкости на 1050 м эффективной длины ГС, м ³
Состав для стимуляции	24 % HCl	1,4	1470
Состав для стимуляции с отклонением	24 % HCl (вязкий кислотный состав)	0,08	84
Продавочная жидкость	техническая вода	–	80
Продавочная жидкость для облегчения освоения	газированная жидкость (70 % азота)	0,05	53

Исходя из данных таблицы 1 видно, что расход кислот, применяемых для обработки, существенен.

3.3. Поинтервальные кислотные обработки

Способ поинтервальной кислотной обработки призабойной зоны пласта преимущественно горизонтальных скважин включает закачку в пласт тампонирующего состава на основе углеводородной эмульсии и последующую закачку

кислоты, имеющую равную плотность с плотностью тампонирующего состава или отличающуюся не более, чем на 5 %.

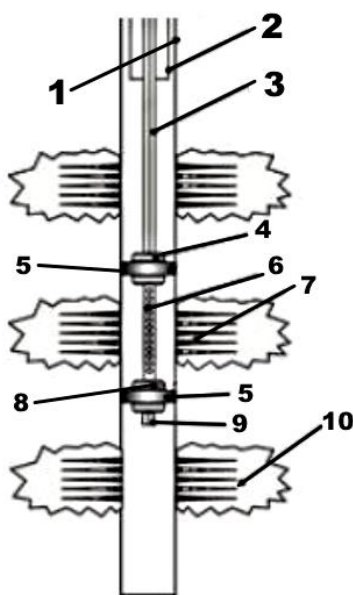
Наиболее предпочтительными являются два вида поинтервальной обработки открытого ГС скважины:

1) применение специальных гидравлических пакеров, разобщающих обрабатываемый интервал пласта;

2) использование вязкоупругих составов, играющих роль разобщителя.

Технология поинтервальной обработки заданного горизонтального участка пласта с использованием гидравлических резиновых пакеров основывается на включении их в компоновку спускаемых в скважину НКТ. При закачке кислоты обработка пласта происходит через перфорированную трубу, расположенную между двумя пакерами.

Принципиальная схема селективной (поинтервальной) кислотной обработки ствола скважины с использованием гидравлических пакеров представлена на рисунке 4.



1 – эксплуатационная колонна; 2 – лифтовая колонна; 3 – ГНКТ; 4 – гидравлический надувной пакер; 5 – уплотнительный элемент пакера; 6 – перфорированная труба; 7 – обрабатываемый пласт; 8 – надувной пакер-пробка; 9 – заглушка; 10 – необрабатываемый продуктивный пласт

Рисунок 4 – Технологическая схема проведения поинтервальных ОПЗ

Особенности механического распределения зон воздействия являются:

- не требуют глушения скважины;
- обеспечивают высокий перепад давлений;
- используются в обсаженных стволах;
- требовательны к состоянию колонны и качеству цементного кольца;
- необходимость точного контроля глубины;
- ограничения по количеству циклов.

Когда эксплуатационная колонна или фильтр не зацементированы, применение двухпакерной компоновки неэффективно, так как она не способна изолировать заколонное пространство. Для того чтобы изолировать это пространство, возможно применение затрубного химического пакера (ЗХП), с помощью которого достигается зональная изоляция. Для этого дополнительно используются устанавливаемые с помощью ГНКТ обычные пакеры и пробки.

Целью применения ЗХП является достижение полной круговой изоляции на относительно небольшом по длине интервале скважины. При этом пространство внутри эксплуатационной колонны остаётся свободным от постороннего материала, который может помешать притоку жидкости или прохождению приборов. Реагент закачивается при помощи компоновки ГНКТ и сдвоенного пакера через небольшие прорези в эксплуатационной колонне в виде гелевого вязкоупругого состава. Сразу после закачки раствор схватывается без усадки, приобретая прочность геля, что гарантирует равномерное заполнение заколонного пространства и хорошую изоляцию.

По второму варианту технологии поинтервальной (избирательной) обработки в скважину спускают колонну НКТ таким образом, чтобы башмак колонны находился на расстоянии 20-30 м от дальнего конца первого (начиная с забоя) выбранного участка горизонтального ствола, предназначенного для обработки.

Затем проводят закачку в горизонтальную часть ствола разделительной жидкости, обладающей низкой проницаемостью по отношению к продуктивному коллектору. В качестве такой жидкости может быть использована ста-

бильная нефтекислотная эмульсия, вязкая дегазированная нефть, различные растворы полимеров и других химических реагентов.

Поднимают часть колонны НКТ и устанавливают башмак-центратор в дальний конец обрабатываемого интервала. Далее при открытой задвижке на затрубном пространстве закачивают в НКТ расчётный объём соляной кислоты и продавливают его обратной нефтекислотной эмульсией в горизонтальную часть ствола до верхней границы обрабатываемого интервала. После закрытия задвижки на затрубном пространстве создают избыточное давление, достаточное для продавки кислотного раствора в пласт.

Существующий во время ОПЗ перепад давления в затрубном пространстве способствует изоляции трещин пород в горизонтальном интервале, вдавливая в них разделительную высоковязкую жидкость. В такой же последовательности обрабатываются другие интервалы.

4. Технология стимуляции горизонтального ствола

4.1. Технология беспакерной кислотной обработки

Беспакерная кислотная обработка нефтяного пласта (рисунок 5), вскрытого скважиной с горизонтальным стволом, включает спуск колонны труб до забоя, закачку по ним кислоты и продавку её в пласт. Отличающейся особенностью является то, что перед закачкой кислоты горизонтальный участок ствола заполняют вязкой инертной к кислоте жидкостью, а кислоту закачивают в обрабатываемый интервал ГС для замещения ею указанной жидкости. При этом плотность кислоты должна быть равной плотности вязкой инертной к кислоте жидкости или отличаться не более чем на 5 %.

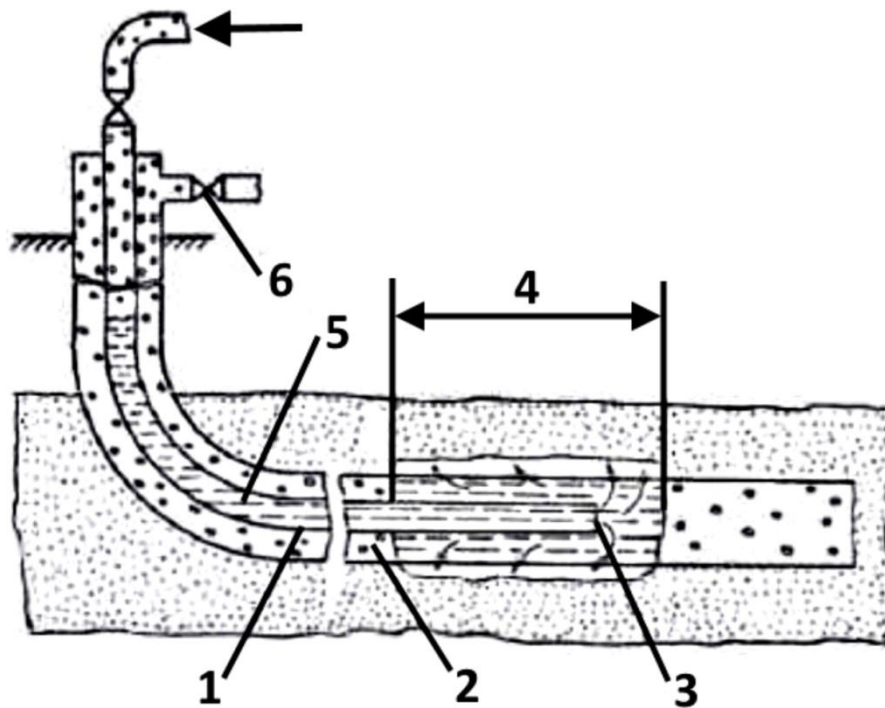


Рисунок 5 – Беспакерная технология селективной обработки ПЗП в ГС

По спущенным до забоя трубам 1 скважину заполняют вязкой инертной к кислоте жидкостью 2. Далее нижний конец колонны труб 3 располагают в расчётном интервале ствола 4. По трубам закачивают расчётный объём кислоты 5 при открытой затрубной задвижке 6.

Кислота замещает (вытесняет) вязкую жидкость в расчётном интервале ствола. Затрубную задвижку закрывают и продолжают закачку кислоты в скважину. Происходит задавка кислоты из полости горизонтального ствола в пласт в расчётном интервале. Кислоту задавливают в пласт вязкой инертной к кислоте жидкостью, при этом весь ствол скважины заполняют этой жидкостью. Передвинув конец труб в другой интервал ствола, производят кислотную обработку уже другого расчётного интервала и т.д. Таким образом, способ позволяет обрабатывать весь горизонтальный ствол любой длины.

5. Технология поинтервальной обработки призабойной зоны ГС

Поинтервальная обработка призабойной зоны горизонтальной скважины включает поинтервальную закачку через колонну НКТ в скважину раствора ки-

слоты, продавку его в пласт, проведение технологической выдержки и свабиrowания. Отличается этот способ тем, что колонну НКТ размещают в обсаженной вертикальной части скважины, внутри колонны НКТ размещают безмуфтовую трубу колтюбинга и определяют зоны горизонтального необсаженного ствола скважины с различными нефтенасыщенностью и проницаемостью. Конец трубы колтюбинга размещают напротив зоны пласта с минимальными нефтенасыщенностью и проницаемостью и закачивают в скважину через безмуфтовую трубу колтюбинга раствор кислоты. Далее поднимают безмуфтовую трубу колтюбинга в обсаженную зону скважины и продавливают по колонне НКТ раствор кислоты в пласт. Затем размещают конец безмуфтовой трубы колтюбинга последовательно по зонам пласта с возрастающими нефтенасыщенностью и проницаемостью. Напротив каждой зоны закачивают в скважину через безмуфтовую трубу колтюбинга раствор кислоты и поднимают безмуфтовую трубу колтюбинга в обсаженную зону скважины, продавливая по колонне насосно-компрессорных труб раствор кислоты в пласт с расходом 3-4 м³/ч при давлении на устье скважины 1-3 МПа.

6. Технология поинтервальной обработки продуктивного пласта через открытый горизонтальный ствол

Поинтервальная обработка продуктивного пласта через открытый ГС скважины включает спуск в скважину колонны труб с пакерами и клапаном на конце колонны, прокачку кислоты по колонне труб, перекрытие пакерами интервала обработки пласта и задавку в него под давлением кислоты. По всей длине прохождения открытого горизонтального ствола через продуктивный пласт путём проведения геофизических исследований определяют пористость, проницаемость и нефтенасыщенность пристволенной зоны. По этим зонам устанавливают интервалы с пониженной проницаемостью, оценивают степень кавернозности на их концах и диаметр ствола. В нижнюю часть колонны труб перед спуском её в скважину вводят трубную компоновку с управляемым через колонну труб гидравлическими пакерами на обоих концах компоновки и с радиальным сквозным

калиброванным каналом в трубе компоновки, а в качестве клапана на конце трубной компоновки устанавливают кольцевое седло под запорный шар.

Колонну труб с трубной компоновкой спускают в горизонтальный ствол скважины до забоя при непосаженных пакерах и производят промывку горизонтального ствола скважины. Затем через колонну труб в скважину закачивают кислоту в объёме, равном объёму первого интервала обработки, после чего в колонну труб сбрасывают запорный шар, запакеровывают с обоих концов первый от забоя интервал горизонтального ствола скважины с пониженной проницаемостью, задавливают кислоту в пласт и оставляют скважину на протекание реакции. Затем оба пакера распакеровывают путём проведения обратной промывки, удаляют продукты реакции из ствола скважины и одновременно поднимают запорный шар на поверхность скважины, после чего колонну труб с трубной компоновкой путём приподнимания переводят в обратном от забоя направлении в зону второго от забоя намеченного к обработке интервала с пониженной проницаемостью. Затем, как и при обработке первого интервала, начиная с операции промывки ствола скважины при непосаженных пакерах и заканчивая операцией удаления продуктов реакции с подъёмом запорного шара на поверхность скважины, производят аналогичные операции в указанной выше последовательности, при этом перевод колонны труб с трубной компоновкой от одного интервала с пониженной проницаемостью к другому для их обработки производят также путём приподнимания колонны труб с трубной компоновкой.

7. Гидроразрыв пласта

Гидравлическим разрывом называется процесс, при котором давление жидкости воздействует непосредственно на породу пласта вплоть до её разрушения и возникновения трещины. В образовавшиеся трещины нагнетают песок, чтобы после снятия давления трещина не сомкнулась. Трещины, образовавшиеся в пласте, являются проводниками нефти и газа, связывающими скважину с удалёнными от забоя продуктивными зонами пласта. Протяжённость трещин может

достигать нескольких десятков метров, ширина их 1-4 мм. После гидроразрыва пласта производительность скважины часто увеличивается в несколько раз.

7.1. Технология проведения ГРП

Технология ГРП состоит из следующих операций:

- промывки скважины;
- спуска в скважину высокопрочных НКТ с пакером и якорем на нижнем конце;
- обвязку и опрессовку на определение приёмистости скважин закачкой жидкости;
- закачки жидкости разрыва для образования трещин;
- закачки жидкости-песконосителя;
- закачки жидкости для продавливания песка в трещины;
- демонтаж оборудования и пуск скважины в работу.

Принцип технологии заключается в нагнетании в скважину при помощи насосных станций по НКТ жидкости разрыва (геля), приготовленной на водной или углеводородной основе (нефть, дизельное топливо). Давление, созданное жидкостью, разрывает породу пласта, в результате образуется трещина, которая постепенно увеличивается в размерах за счёт продолжающейся закачки жидкости. При получении трещины заданных размеров в высоковязкую жидкость начинает нагнетаться расклинивающий агент, называемый проппантом (искусственный песок с частицами шаровидной формы, изготовленный на основе бокситов).

Проппант доставляется жидкостью разрыва в образованную трещину. Его цель – закрепить трещину в раскрытом состоянии после завершения подачи жидкости разрыва пласта в скважину и снятия избыточного давления, так как возникает новый, более обширный канал притока, который соединяет существующие ранее природные естественные трещины и образует дополнительную зону дренирования скважины. На завершающей стадии проппант, оставшийся в скважине после заполнения трещины, продавливается гелем в пласт.

Следовательно, благодаря созданной трещине, закреплённой проппантом, увеличивается зона пласта, дренируемая скважиной, присоединяются не участвующие ранее в разработке участки залежи, возникает высокопроводящий проток для транспортирования нефти в скважину, что позволяет увеличить дебит добывающих скважины.

Для карбонатных коллекторов кроме проппанта может использоваться кислотный состав.

При попадании соляной кислоты медленного действия в карбонатные отложения происходит реакция расщепления, образования солей, выделения воды и углекислого газа. Продукты реакции хорошо растворимы в воде и сравнительно легко удаляются из призабойной зоны при вызове притока и освоении. Технология применения ГРП, в первую очередь, основана на знании механизма возникновения и распространения трещин, что позволяет прогнозировать геометрию трещины и оптимизировать её параметры.

7.2. Анализ мероприятий ГРП

Как показывает опыт разработки месторождений, для интенсификации притока на нефтенасыщенном объекте толщиной более 4 м целесообразно производить гидроразрыв пласта. При этом проницаемость пласта должна быть более $0,1 \text{ мкм}^2$; скважина – с большим радиусом загрязнения (скин-эффект более 5); длина трещины – более 50 м. На объектах с проницаемостью менее $0,03 \text{ мкм}^2$ целесообразно применение глубокопроникающего гидроразрыва в песчано-алевролитовой (низкопроницаемой) части разреза пласта, а также закачки водогазовой смеси и периодической очистки призабойной зоны пласта.

Гидроразрыв пласта выполняется при давлениях, достигающих 70-100 МПа и часто превосходящих разрешённые для обсадных колонн. Для защиты от высокого давления обсадных колонн в скважину опускают пакер с якорем на нижнем конце НКТ, устанавливающийся над кровлей обрабатываемого пласта. Гибкий элемент пакера (специальная резина) герметизирует затрубное пространство в результате уплотнения за счёт веса труб НКТ. Якорь предотвращает отклоне-

ние пакера под действием перепада давления над и под ним. За счёт излишнего внутреннего давления плашки якоря расходятся и вжимаются во внутреннюю поверхность обсадной колонны.

Пакеры и якоря предусмотрены на перепады давлений 30-50 МПа и имеют проходное сечение 36-72 мм в зависимости от их типа и внутреннего диаметра обсадной колонны. Перед спуском пакера следует шаблонировать ствол скважины, чтобы избавиться от возможного заклинивания пакера и порчи его эластичного элемента в процессе спуска.

Жидкости для гидроразрыва пласта подразделяются на три категории: жидкость разрыва, жидкость-песконоситель и продавочная жидкость. Рабочие жидкости для ГРП приготавливают на нефтяной или водной основе. Жидкости для гидроразрыва пласта должны:

- не снижать ФЕС пласта;
- не взаимодействовать с глинистыми компонентами пород пласта и вызывать набухание;
- не образовывать осадки и эмульсии с флюидами;
- быть легкодоступными и экономичными;
- не содержать механические примеси;
- слабо фильтроваться через поверхности образованных трещин;
- обладать хорошей несущей или удерживающей способностью по отношению к частицам расклинивающего материала (жидкость-носитель);
- быть стабильными, т.е. продолжительность времени, в течение которого жидкость остаётся в гелеобразном состоянии после взаимодействия её молекул.

Жидкость разрыва пласта должна хорошо проникать в пласт и в природно-существующие в нём трещины. В основном около 90 % операций ГРП используют жидкости на водной основе (вода, растворы полимеров, кислотные растворы, мицеллярные растворы). Жидкости разрыва на водной основе имеют ряд преимуществ над жидкостью на нефтяной основе:

- экономичнее;

- дают большой гидростатический эффект;
- не взрывоопасны;
- доступны;
- легко контролируются и загущаются.

Для предупреждения набухания глин (стабилизации глин) в воду добавляют поверхностно-активные вещества, органические полимеры, хлористый аммоний и др.

Ранее широко применялись высоковязкие жидкости на углеводородной основе (нефть, загущенная мазутом, битумом, асфальтитом; дизельное топливо) и эмульсионные жидкости (гидрофобные и гидрофильные водонефтяные, нефtekислотные, кислотнокеросиновые). Основным недостатком применения жидкостей на нефтяной основе – это пожаровзрывоопасность; также одним из недостатков считается сложность приготовления, так как требует большого технического и качественного контроля.

Из теоретических соображений принято считать, что при закачке фильтрующейся жидкости вероятность образования горизонтальной трещины больше, чем вертикальной. Если в пласте уже имеются трещины, то независимо от фильтруемости жидкости происходит их раскрытие или расширение.

О произошедшем разрыве пород можно судить по нескольким критериям:

1) резкое уменьшение устьевого давления закачки во времени при постоянном расходе жидкости (образование новых трещин);

2) увеличение расхода жидкости разрыва непропорционально росту давления (раскрытие имеющихся трещин);

3) резкое увеличение отношения расхода жидкости разрыва к создаваемой репрессии (коэффициент поглотительной способности) или к устьевому давлению закачки (условный коэффициент).

Существует несколько видов проведения ГРП по технологическим схемам: однократный, направленный (поинтервальный) и многократный ГРП.

Однократный ГРП – задействованы все перфорированные пласты одновременно, при направленном – задействованы лишь выбранные пласты или про-

пластики (интервалы), имеющие низкую продуктивность, а при многократном ГРП осуществляется последовательное воздействие на выбранных пластах или пропластках. Участки образования трещин при направленном и многократном гидроразрывах устанавливаются с помощью ввода временно блокирующих материалов (эластичных шариков диаметром 12-18 мм, зернистого нефтерастворимого нафталина и т.п.), применением пакеров, заполнение низа скважин песком, предварительной гидропескоструйной перфорацией и др. Во всяком случае, надёжность этих работ невысока.

Применение ГРП в наклонно-направленных скважинах редко гарантирует эффективность разработки. Поэтому одним из способов сохранения рентабельных уровней добычи является использование новых систем заканчивания скважин, включая горизонтальные скважины с многостадийным ГРП (МГРП), которое представляет собой последовательное проведение гидроразрыва пласта в одной скважине. Имеется несколько видов МГРП. Первый из них, так называемая общая технология, представляет из себя спуск в скважину специальной насадки, которая при продвижении в цементированной области с помощью закачки пропанта проводит разрыв пласта, создавая трещины в нефтенасыщенном коллекторе и таким образом интенсифицируя приток нефти. Вторым методом подразумевается, что во время процесса в поток жидкости ГРП направляются шары калиброванного размера по принципу матрёшки, начиная с шара самого малого диаметра, которые, «садясь» в седла, расположенные в муфтах, открывают их, обеспечивая сообщение с пластом для дальнейшего проведения операции. Следовательно, в конце каждой стадии гидроразрыва опущенный в скважину шар блокирует предыдущий интервал и открывает порты в хвостовике напротив следующего интервала обработки, что даёт сформировать запланированное число трещин. Третий метод – ГРП с применением пакеров, который разобцает ствол скважины на определённые участки. Благодаря таким технологиям можно поддерживать рентабельный уровень добычи нефти.

Дизайн технологии ГРП зависит преимущественно от вида воздействия на пласт. Исходя из определённых условий, выбирают технологическую схему про-

цесса, рабочие жидкости и расклинивающие агенты. Объём продавочной жидкости равен объёму обсадной колонны и труб, по которым осуществляется закачка жидкости-песконосителя в пласт. Минимальный расход закачки жидкости должен составлять $2 \text{ м}^3/\text{мин}$. Обычно при однократном ГРП принимают 5-10 тонн песка, но при массивной закачке его количество увеличивается до нескольких десятков тонн. Концентрацию песка в носителе рассчитывают в зависимости от её задерживающей способности. При использовании воды концентрация составляет около $40\text{-}50 \text{ кг}/\text{м}^3$. Количество жидкости-песконосителя рассчитывают по количеству концентрации песка.

ГРП позволяет решать следующие задачи:

- повышение продуктивности (приёмистости) скважины путём расширения зоны дренирования скважины, особенно в пластах, обладающих низкой проницаемостью;
- увеличение добычи нефти из скважин с сильно загрязнённой призабойной зоной за счёт создания трещин;
- обеспечение гидродинамической связью скважины с системой естественных трещин пласта;
- введение в разработку низкопроницаемых залежей и перевод забалансовых запасов в промышленные;
- введение в разработку неоднородных и сложных по своему строению пластов;
- интенсификация притока нефти, например, с использованием гранулированного магния;
- изоляция притока воды;
- регулирование профиля приёмистости и др.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кисловец Р.М., Митрофанов В.П., Терентьев В.В. Изучение рифейских отложений Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения. – Пермь: ПермНИПИнефть, 1996.

2. Конторович А.А. Подсчёт запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения (в пределах Юрубченского лицензионного участка) ОАО «Востсибнефтегаз. – Красноярск: ЗАО «Красноярскгеофизика», 2003.
3. Рядченко В.Н., Зоценко Н.А. Нефтегазоносность докембрийских толщ Курумбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. – Красноярск: ООО «Славнефть - Красноярскнефтегаз», 2011. – 31 с.
4. Уточнённый проект эксплуатации опытного участка Юрубченского месторождения. Отчёт ОАО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ» по договору 9043. – Самара, 1995.
5. Багринцева К.И., Дмитриевский А., Бочко Р. Атлас коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской платформы. – М.: Галант, 2003. – 264 с.
6. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012-2015. – Т. 1-4.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013-2014. – Т. 1-4.
9. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
10. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нефтяных и газовых скважин. Наука і практика: монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
11. Киркинская В.Н., Смехов В.М. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. – Л.: Недра, 1981. – 255 с.
12. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
13. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013. – 336 с.
14. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами: диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук. – Москва, 2013. – 432 с.
15. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
16. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
17. Арчegov В.Б., Николаев Н.И. Конструкция скважин и технология бурения в Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазонакопления Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Инженер-нефтяник, 2012. – № 3. – С. 29-35.
18. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 30-38.
19. Березовский Д.А., Кусов Г.В. Определение расчётных показателей процесса солянокислотной обработки в скважине № 23 Южно-Шапкинского месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 76-87.
20. Вахромеев А.Г., Разяпов Р.К., Постникова О.В., Кутукова Н.М., Сверкунов С.А., Сираев Р.У. Литологические и гидродинамические факторы, определяющие условия первичного вскры-

тия горизонтальным бурением и освоение продуктивных интервалов рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского НГКМ // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2015. – № 3. – С. 67-81.

21. Гиниатуллин Р.Р., Киреев В.В., Крепостнов Д.Д., Чернокалов К.А., Загривный Ф.А., Доброхлеб П.Ю., Войтенко Д.Н., Поляруш А.М. Эффективный способ бурения скважин в условиях катастрофических поглощений в трещиноватых коллекторах Юрубчено-Тохомского месторождения // Нефтяное хозяйство, 2017. – № 11. – С. 40-43.

22. Кашников Ю.А., Гладышев С.В., Разяпов Р.К., Конторович А.А., Красильникова Н.Б. Гидродинамическое моделирование первоочередного участка разработки Юрубчено-Тохомского месторождения с учётом геомеханического эффекта смыкания трещин // Нефтяное хозяйство, 2011. – № 4. – С. 104-107.

23. Киселёв В.М., Кинсфатор А.Р., Бойков О.И. Прогноз оптимальных направлений горизонтальных стволов для разработки Юрубчено-Тохомского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело, 2015. – Т. 14. – № 15. – С. 20-27.

24. Кязимов Ф.К. оглы, Рзаева С.Д. кызы, Тулешева Г.Д. Экспериментальные исследования кислотного воздействия на неоднородные пласты // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 210-215.

25. Савенок О.В., Поварова Л.В., Аванесов А.С. Оценка влияния различных факторов на свойства полимерного раствора, используемого для повышения КИН на месторождении Северное // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 184-189.

26. Сверкунов С.А., Сираев Р.У., Вахромеев А.Г. Горно-геологические условия первичного вскрытия бурением карбонатного продуктивного пласта рифея на первоочередном участке разработки Юрубчено-Тохомского месторождения // Вестник Иркутского государственного технического университета, 2013. – № 10 (81). – С. 110-116.

27. Сираев Р.У., Акчурин Р.Х., Чернокалов К.А., Сотников А.К., Сверкунов С.А., Вахромеев А.Г. Алгоритм бурения горизонтального ствола в трещиноватых карбонатах рифея в условиях аномально низкого пластового давления, Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение // Вестник Иркутского государственного технического университета, 2013. – № 11 (82). – С. 120-124.

REFERENCES

1. Kislovec R.M., Mitrofanov V.P., Terent'ev V.V. Izuchenie rifejskih otlozhenij YUrubcheno-Tohomskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya. – Perm': PermNIPIneft', 1996.
2. Kontorovich A.A. Podschyot zapasov nefiti, gaza i kondensata YUrubcheno-Tohomskogo mestorozhdeniya (v predelah YUrubchenskogo licenzionnogo uchastka) OAO «Vostsibneftegaz. – Krasnoyarsk: ZAO «Krasnoyarskgeofizika», 2003.
3. Ryadchenko V.N., Zoshchenko N.A. Neftegazonosnost' dokembrijskih tolshch Kuyumbinsko-YUrubcheno-Tohomskogo areala neftegazonakopleniya. – Krasnoyarsk: ООО «Slavneft' - Krasnoyarskneftegaz», 2011. – 31 s.
4. Utochnyonnyj proekt ekspluatatsii opytnogo uchastka YUrubchenskogo mestorozhdeniya. Otchyot OAO «GIPROVOSTOKNEFT'» po dogovoru 9043. – Samara, 1995.
5. Bagrinceva K.I., Dmitrievskij A., Bochko R. Atlas kollektorov mestorozhdenij nefiti i gaza Vostochno-Evropejskoj platformy. – M.: Galant, 2003. – 264 s.

6. Bulatov A.I., Voloshchenko E.YU., Kusov G.V., Savenok O.V. Ekologiya pri stroitel'stve neftyanyh i gazovyh skvazhin: uchebnoe posobie dlya studentov vuzov. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUG», 2011. – 603 s.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Kapital'nyj podzemnyj remont neftyanyh i gazovyh skvazhin: v 4 tomah. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2012-2015. – T. 1-4.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum po discipline «Zakanchivanie neftyanyh i gazovyh skvazhin»: v 4 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2013-2014. – T. 1-4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremijchuk R.S. Nauchnye osnovy i praktika osvoeniya neftyanyh i gazovyh skvazhin. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2016. – 576 s.
10. Bulatov A.I., Kachmar YU.D., Savenok O.V., Yaremijchuk R.S. Osvoeniya naftovih i gazovih sverdlovin. Nauka i praktika: monografiya. – L'viv: Spolom, 2018. – 476 s.
11. Kirkinskaya V.N., Smekhov V.M. Karbonatnye porody – kollektory nefti i gaza. – L.: Nedra, 1981. – 255 s.
12. Savenok O.V. Teoreticheskie osnovy razrabotki neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUG», 2011. – 203 s.
13. Savenok O.V. Optimizaciya funkcionirovaniya ekspluatacionnoj tekhniki dlya povysheniya effektivnosti neftepromyslovyh sistem s oslozhnyonnymi usloviyami dobychi. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2013. – 336 s.
14. Savenok O.V. Povysenie effektivnosti bazovyh i informacionno-upravlyayushchih tekhnologij pri razrabotke mestorozhdenij uglevodorodov s trudnoizvlekaemymi zapasami: dissertaciya na soiskanie uchyonoj stepeni doktora tekhnicheskikh nauk. – Moskva, 2013. – 432 s.
15. Savenok O.V., Kachmar YU.D., Yaremijchuk R.S. Neftegazovaya inzheneriya pri osvoenii skvazhin. – M.: Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 s.
16. Savenok O.V., Ladenko A.A. Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – Krasnodar: Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 267 s.
17. Archegov V.B., Nikolaev N.I. Konstrukciya skvazhin i tekhnologiya bureniya v YUrubcheno-Tohomskoj zone neftegazonakopleniya Leno-Tunguskoj neftegazonosnoj provincii // Inzhener-neftyanik, 2012. – № 3. – S. 29-35.
18. Berezovskij D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Analiz provedeniya solyanokislотноj obrabotki skvazhin na Sredne-Makarinhinskom mestorozhdenii // Bulatovskie chteniya: materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2017. – T. 2: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – S. 30-38.
19. Berezovskij D.A., Kusov G.V. Opredelenie raschyotnyh pokazatelej processa solyanokislотноj obrabotki v skvazhine № 23 YUzhno-SHapkinskogo mestorozhdeniya // Bulatovskie chteniya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2018 g.): v 7 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2018. – T. 2 v 2 ch.: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – CH. 1. – S. 76-87.
20. Vahromeev A.G., Razyapov R.K., Postnikova O.V., Kutukova N.M., Sverkunov S.A., Siraev R.U. Litologicheskie i gidrodinamicheskie faktory, opredelyayushchie usloviya pervichnogo vskrytiya gorizontal'nym bureniem i osvoenie produktivnyh intervalov rifejskogo prirodno rezervuara YUrubcheno-Tohomskogo NGKM // Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri, 2015. – № 3. – S. 67-81.
21. Giniatullin R.R., Kireev V.V., Krepostnov D.D., Chernokalov K.A., Zagrivnyj F.A., Dobrohleb P.YU., Vojtenko D.N., Polyarush A.M. Effektivnyj sposob bureniya skvazhin v usloviyah katastroficheskikh pogloshchenij v treshchinovatyh kollektorah YUrubcheno-Tohomskogo mestorozhdeniya // Neftyanoe hozyajstvo, 2017. – № 11. – S. 40-43.
22. Kashnikov YU.A., Gladyshev S.V., Razyapov R.K., Kontorovich A.A., Krasil'nikova N.B. Gidrodinamicheskoe modelirovanie pervoocherednogo uchastka razrabotki YUrubcheno-Tohomskogo mestorozhdeniya s uchytom geomekhanicheskogo effekta smykaniya treshchin // Neftyanoe hozyajstvo, 2011. – № 4. – S. 104-107.

23. Kiselyov V.M., Kinsfaktor A.R., Bojkov O.I. Prognoz optimal'nyh napravlenij gorizonta'nyh stvolov dlya razrabotki YUrubcheno-Tohomskogo mestorozhdeniya // Vestnik Permskogo nacional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo, 2015. – T. 14. – № 15. – S. 20-27.
24. Kyazimov F.K. ogly, Rzaeva S.D. kyzy, Tulesheva G.D. Eksperimental'nye issledovaniya kislotnogo vozdejstviya na neodnorodnye plasty // Bulatovskie chteniya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2018 g.): v 7 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – T. 2 v 2 ch.: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – CH. 1. – S. 210-215.
25. Savenok O.V., Povarova L.V., Avanesov A.S. Ocenka vliyaniya razlichnyh faktorov na svojstva polimernogo rastvora, ispol'zuemogo dlya povysheniya KIN na mestorozhdenii Severnoe // Bulatovskie chteniya: materialy III Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2019 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2019. – T. 2: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – S. 184-189.
26. Sverkunov S.A., Siraev R.U., Vahromeev A.G. Gorno-geologicheskie usloviya pervichnogo vskrytiya bureniem karbonatnogo produktivnogo plasta rifeya na pervoocherednom uchastke razrabotki YUrubcheno-Tohomskogo mestorozhdeniya // Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta, 2013. – № 10 (81). – S. 110-116.
27. Siraev R.U., Akchurin R.H., CHernokalov K.A., Sotnikov A.K., Sverkunov S.A., Vahromeev A.G. Algoritm bureniya gorizonta'nogo stvola v treshchinovatyh karbonatah rifeya v usloviyah anomal'no nizkogo plastovogo davleniya, YUrubcheno-Tohomskoe neftegazokondensatnoe mestorozhdenie // Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta, 2013. – № 11 (82). – S. 120-124.

TECHNOLOGIES OF INTENSIFICATION OF INFLOW TO THE DIRECTIONS OF HORIZONTAL WELLS ON THE YURUBCHENO-TOKHOMSKOYE FIELD

Petrushin¹ Evgeniy Olegovich, Arutyunyan² Ashot Straevich

¹ *JSC «Pechoraneft»*

eopetrushin@yahoo.com

² *Kuban state technological university*

mereniya@mail.ru

The article discusses methods of intensifying the influx of production to the bottom of horizontal wells using the example of the Yurubcheno-Tokhomskeye oil and gas condensate field. Effective methods of stimulation are presented: hydraulic fracturing and various types of hydrochloric acid treatment of the bottomhole formation zone. Since the feature of the Yurubcheno-Tokhomskeye field is the presence of a suffi-

ciently large number of subvertical fractures over the entire area of the reservoir, the use of hydraulic fracturing to intensify horizontal wellbores will not be so effective. As a result of its application, existing cracks will open and new ones will be created, which will lead to an increase in the permeability of highly permeable cracks and, in turn, will increase the likelihood of planting water and gas from the gas cap breaking through them to the production well, which will only worsen operating conditions. Intensification of the horizontal wellbore by the interval injection of hydrochloric acid using VDA and OilSEEKER systems will allow more even distribution of oil flow over the entire interval, maintaining the rate of oil production over a long period of time.

Keywords: inflow intensification technologies; reasons for the decline in well productivity; methods for intensifying oil production; intensification of horizontal wells with hydrochloric acid; horizontal trunk stimulation technology; hydraulic fracturing; hydraulic fracturing technology and analysis of hydraulic fracturing measures.