

меньше [5]. В перспективе следует развивать идею внедрения гравитационно-водоворотных гидроэлектростанций, разрабатывать и реализовывать проекты использования энергетического потенциала морских и океанических течений. Оценка влияния на экологию строительства и эксплуатации гидросооружений должна носить вероятностно-стоимостный характер и учитывать, как возможность реализации негативных последствий, так и степень их серьезности. Дальнейшая работа будет нацелена на разработку авторской методики оценки экологического энергетического потенциала гидротехнических объектов, учитывающей зарубежный, особенности региона, современные требования к точности прогнозирования и планирования.

УДК 622.276.63

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

*Мостовая А.М.*

*Санкт-Петербургский горный университет*

Обычная соляно-кислотная обработка (СКО), применяемая для интенсификации добычи нефти, не всегда бывает эффективна, что связано с высокой неоднородностью коллекторов. В таких условиях закачиваемая кислота поглощается высокопроницаемыми интервалами, а низко проницаемые пропластки не подвергаются, или слабо подвергаются воздействию кислоты. Особо остро стоят данные вопросы при обработке скважин с горизонтальными окончаниями, имеющими значительную протяженность.

Обзор имеющегося опыта СКО в горизонтальных скважинах (ГС) показал, что при закачке кислоты в скважину с горизонтальным окончанием химической обработке подвергается не вся поверхность ГС, а лишь 5-10 м интервала ствола, который расположен вблизи башмака насосно-компрессорных труб. Таким образом, кислотная обработка ГС большой протяженности без применений специальных технологий чаще всего является неэффективной, ввиду недостаточного и несогласованного распределения кислотного состава, а увеличение давления и объема закачиваемой кислоты не приводит к улучшению качества обработки.

Эффективность кислотных обработок (КО) зависит не только от длины ГС, а также от геолого-физических особенностей месторождения, способа заканчивания скважины, кислотного состава и т. п. При рассмотрении примеров использования различных КО в горизонтальных скважинах наиболее часто применяют следующие технологии:

- жидкости-отклонители – кислоты с повышенной вязкостью;
- отклонения кислот с помощью вспомогательные волокон;
- самоотклоняющиеся кислоты;
- дисперсные системы, содержащие твердые частицы;
- нефtekислотные гидрофобные эмульсии;
- кислотные пены (аэрированный раствор кислоты и ПАВ).

Для более эффективного воздействия на продуктивный пласт необходимо одновременно применять комплекс специального оборудования (гибкие НКТ (ГНКТ) – колтюбинг, разбухающие пакеры, устройства контроля притока т. п.) и одну или несколько технологий из вышеперечисленных.

Проектирование КО для определённого продуктивного пласта подразумевает правильно подобранную кислоту с определенной концентрацией, совместимую со свойствами породы. Одним из базовых методов повышения эффективности СКО является уменьшение скорости фильтрации кислот с целью отклонения рабочих жидкостей в низкопроницаемые интервалы. Примером такого метода является использование самоотклоняющихся кислотных систем (СКС), содержащих поверхностно-активные вещества (ПАВ).

В основе действия СКС лежит способность ПАВ преобразовывать несущую их кислоту в вязкоупругий гель в ходе реакции кислоты с карбонатной породой. Образовавшийся гель создает эффективное локальное отклонение новых порций кислотного состава к ранее необ-

рабочими участками пласта. Благодаря восприимчивости цилиндрических мицелл ПАВ к контакту с углеводородами, вязкоупругий гель разрушается и легко выносится из скважины при освоении. Таким образом, применение СКС обеспечивает равномерную интенсификацию всего продуктивного интервала нефтяного пласта в процессе обработки и низкую степень загрязнения пласта. По сравнению с обычной кислотной стимуляцией с вязким отклонителем, КО с применением СКС требует меньшее число стадий и меньший общий объем закачки, так как СКС обеспечивает одновременно кислотную стимуляцию и отклонение. СКС может быть использована как в качестве самостоятельной технологической жидкости, так и в сочетании с другими реагентами [1].

На сегодняшний день ведутся разработки технологий в области СКО горизонтальных скважин в направлении использования селективной обработки с сложной системой заканчивания ГС с применением различных СКС.

При изучении имеющегося опыта мониторинга и исследований горизонтальных скважин было выявлено, что для поддержания темпов нефтеотдачи на всех этапах разработки очень важно получать информацию о состоянии коллектора и вскрывающих ее скважин с помощью постоянного мониторинга последних. При исследовании вертикальных скважин практически не возникает никаких трудностей. Однако, последнее время все больше месторождений разрабатывается с помощью горизонтальных скважин, ввиду их эффективности при добыче нефти и газа. Из-за отличий горизонтальных скважин от вертикальных при проведении промыслово-геофизических исследований (ПГИ) возникает ряд сложностей:

- разнообразие методов заканчивания ГС;
- разнообразие форм траекторий ствола и многофазное расслоение потока под действием гравитации;
- сложность доставки приборов ГИС к забою скважин;
- специальные требования к скважинной аппаратуре.

Задачи, стоящие перед промыслово-геофизическими исследованиями в действующих горизонтальных скважинах, включают в себя:

- оценку качества освоения интервалов горизонтальной скважины;
- выделение работающих интервалов, оценку поинтервальных дебитов и состава притока;
- выделение интервалов прорыва воды;
- оценку профиля приемистости в нагнетательных скважинах;
- определение работоспособности систем заканчивания.

Таким образом, для получения полной картины работы горизонтальных скважин необходимой вести мониторинг на протяжении всей их жизни.

На сегодняшний день существуют следующие основные методы ПГИ горизонтальных скважин:

- спуск специального геофизического оборудования и дальнейшая интерпретация полученных данных;
- использование технологических комплексов для проведения ГИС и ГДИС;
- использование технологии индикаторных исследований скважин.

Аппаратура для исследований вертикальных скважин отличается от аппаратуры для горизонтальных скважин, так как необходимо учитывать гравитационное расслоение потока, характер которого зависит от траектории скважины. Исходя из этого, становится понятно, что необходимо применять приборы с распределенными по сечению потока датчиками, а не с центральным расположением последних.

Большинство проблем, связанных с исследованием горизонтальных скважин может быть решено с помощью технологии индикаторных исследований скважин, путем закачки индикаторов в нагнетательные скважины вместе с закачиваемой водой или с помощью стационарных интеллектуальных химических индикаторов притока, установленных на элементах заканчивания.

Первый метод основан на введении в контрольную нагнетательную скважину заданного объема меченой жидкости, которая оттесняется к контрольным добывающим скважинам вытес-

няющим агентом путем последующей (после закачки меченого вещества) непрерывной подачи воды в контрольную нагнетательную скважину. Одновременно из устья добывающих скважин начинают производить отбор проб. Отобранные пробы анализируются в лабораторных условиях для определения наличия трассера и его количественной оценки. По результатам анализа строятся кривые зависимости изменения концентрации трассера в пробах от времени, прошедшего с начала закачки трассера для каждой контрольной добывающей скважины.

Второй метод предполагает установку специальных полимерных матриц, содержащих интеллектуальные индикаторы, в каждую зону горизонтальной скважины на оборудовании заканчивания. При этом можно использовать данную технологию с любой системой заканчивания скважин, в том числе с противопесочными фильтрами, с оборудованием МГРП, с гравийной набивкой, цементируемыми хвостовиками, а также с устройствами контроля притока [6].

Технология интеллектуальных химических индикаторов разработана для непрерывной работы с целевыми пластовыми флюидами (нефтью или водой) в течении достаточно длительного периода времени (до десяти лет для интеллектуальных индикаторов на нефть и до семи лет на воду в зависимости от пластовых условий). Для анализа каждого интервала горизонтальной скважины разработано достаточно большое количество уникальных (различимых при химическом анализе проб флюида) «интеллектуальных» химических индикаторов: 80 для маркировки нефти и ещё 80 для маркировки воды. Таким образом, можно проводить постоянный мониторинг работы горизонтальных скважин с большим количеством зон, а также целого месторождения (рис. 1) [2,3].

Для получения более полной картины о состоянии пласта, для построения гидродинамической модели кроме трассерных исследований используют данные по керну и результаты интерпретации ГДИС. Трассерные исследования определяют профиль притока по стволу скважины, а результаты ГДИС дают интегральную оценку дренируемой зоны.

Один из важных параметров, которые необходимо знать для проведения эффективной СКО, – это скин-фактор. При наличии горизонтального ствола в процессе интерпретации ГДИ также возможно разделение скин-фактора на две составляющие: механический скин-фактор и геометрический скин-фактор. Немеханический скин-фактор влияет множество параметров, характеризующих состояние призабойной зоны, в то время как геометрический скин-фактор напрямую зависит от геометрии ствола скважины в продуктивном пласте.

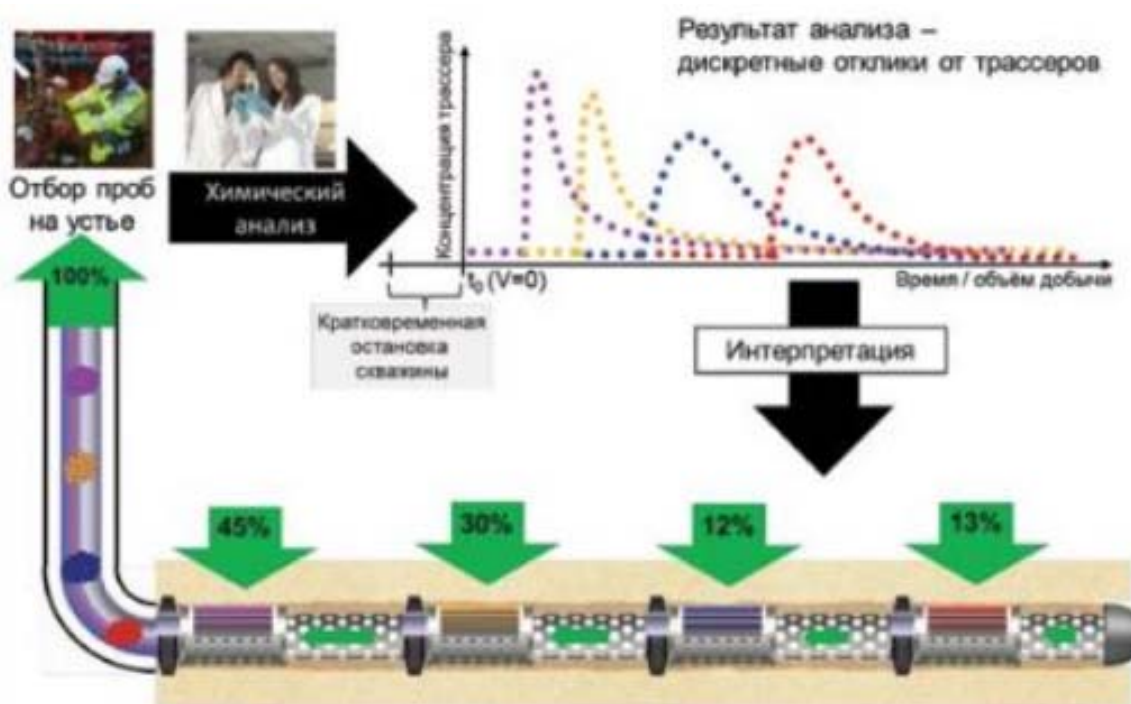


Рисунок 1 – Цикл работ по количественной оценке профиля притока

Интерпретация гидродинамических исследований в горизонтальных скважинах имеет ряд особенностей, которые необходимо учитывать для получения достоверных параметров. К этим особенностям относятся наличие горизонтального ствола, влияние на график КВД зон двух- и трехфазной фильтрации, высокий газовый фактор [7].

ГДИ в горизонтальных скважинах отличаются от вертикальных тем, что датчики (манометры) устанавливаются не только на забое скважины, но и вдоль горизонтального ствола скважины. [4,5] Ведутся разработки в области методик исследований, совмещающие подходы ПГИ и ГДИС [8].

**Выводы.** Для увеличения эффективности проведения СКО в горизонтальных скважинах, необходимо учитывать особенности данных скважин, например, разнообразие форм траектории ствола, многофазное расслоение потока жидкости и т.п. Перечисленные в статье современные технологии учитывают эти особенности и позволяют решить ряд задач, связанных с увеличением эффективности СКО. Рассмотренные методы исследования и мониторинга горизонтальных скважин позволяют получать более подробную и точную информацию о параметрах и состоянии последних.

УДК 622.276.6

## **СШИТЫЕ ПОЛИМЕРНЫЕ СОСТАВЫ – ОСНОВА УВЕЛИЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

*Муравин С.А.*

*Санкт-Петербургский горный университет*

**Введение.** На данный момент состояние многих нефтяных месторождений описывается массовым вступлением залежей в позднюю стадию разработки, которая сопровождается очень высокой обводненностью жидкости, поступающей из скважин при сохранении немалого объема остаточных запасов нефти, что, в свою очередь, заставляет нефтяные компании использовать масштабное внедрение методов ограничения водопритоков и повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). На данном этапе является актуальным внедрение потокоотклоняющих технологий (ПОТ). При принятии решения о использовании той или иной технологии нужно провести оценку ожидаемой эффективности ее использования, следовательно, необходимо привести прогнозирование, составить проект применения ПОТ.

Задачи снижения темпа падения добычи и доизвлечения остаточных запасов требуют применения новых технологий. При этом предпочтительными являются технологии, не требующие для внедрения капитальных затрат. К таким потокоотклоняющим технологиям можно отнести закачку сшитых полимерных составов (СПС) на основе полимеров ряда акриламида и сшивателей – солей поливалентных металлов [3].

**Сшитые полимерные составы как метод увеличения нефтеотдачи.** Потокоотклоняющие технологии изменяют направление фильтрации потока закачиваемых жидкостей. Это происходит из-за увеличения фильтрационного сопротивления обводненных участков пласта закачкой в него таких реагентов, образующие в промытой зоне различные тампонирующие пробки при смешивании с водами пласта. При этом в высокообводненном прослое образуется гидроизолирующий экран, отклоняющий потоки нагнетаемой в пласт воды в нефтенасыщенный прослой, тем самым увеличивая коэффициент извлечения нефти (КИН).

На основании большого количества экспериментов было доказано, что наиболее надежным вариантом в серии потокоотклоняющих технологий являются закачки сшитых полимерных составов на основе полимеров ряда акриламида и сшивателей - солей поливалентных металлов. Полимерной основой СПС является полиакриламид, структурная формула которой представлена на рисунке 1.

В качестве сшивателей выступают следующие реагенты:

- нитрат хрома ( $Cr(NO_3)_3 \cdot 9H_2O$ );
- хромкалиевые квасцы ( $K_2Cr_2(SO_4)_6 \cdot 24H_2O$ );