

**КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ
И ИСТОЩЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

А.И. Подшивалов

Научный руководитель профессор И.П. Попов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Проблема извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти на сегодняшний день является приоритетной для Российской Федерации. Доля трудноизвлекаемых запасов согласно федеральному агентству по недропользованию составляет 65% - это две трети запасов, около 12 млрд. тонн. С этой позиции ключевым направлением развития топливно-энергетического комплекса является создание необходимых условий для рентабельного вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов.

Целью исследовательской работы является анализ современных методов повышения нефтеотдачи пластов трудноизвлекаемых и истощенных месторождений, выявления наиболее оптимальных геолого-технических мероприятий (ГТМ) в зависимости от геологического строения залежей, технического состояния скважин и текущего состояния разработки.

В качестве предмета исследования рассмотрены истощенные месторождения Западной Сибири, которые находятся на последней стадии разработки и трудноизвлекаемые запасы. Многие месторождения имеют большой фонд простаивающих скважин. В России около 16%, более 25 тыс. скважин, находятся в бездействии [4]. Основные причины бездействия скважин – отсутствие притока и высокая обводненность: более 95%. Современные технологии ГТМ такие, как гидравлический разрыв пласта (ГРП), обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ), ремонтно-изоляционные работы (РИР) и другие виды ГТМ при правильном проведении работ позволяют реанимировать простаивающие скважины и эффективно ввести их в разработку. Необходимо отметить, что очень важным фактором при проведении ГТМ является качественное технико-экономическое обоснование проведения того или иного мероприятия.

Одним из наиболее высокоэффективных и часто используемых методов повышения нефтеотдачи пластов является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Современные технологии ГРП на сегодняшний день позволяют проводить многостадийные операции по разрыву пласта, как в вертикальных, так и в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах, что позволяет увеличить зону дренирования и коэффициент извлечения нефти. Однако не редки случаи, когда после проведения ГРП добыча нефти не возрастает и увеличивается обводненность. Это происходит по некоторым причинам: нарушение технологии проведения ГРП, несоответствие технологических характеристик, неправильно подобранные жидкости разрыва и проппант, но чаще всего неудачный ГРП связан с неправильно построенным дизайном распространения трещин ГРП, что может привести к прорыву трещины в водонасыщенный горизонт или поступление в трещину воды от нагнетательных скважин. Проблема неконтролируемого распространения трещин была проанализирована на примере неудачных операций ГРП на Усть-Тегусском нефтяном месторождении. Рассмотрены возможные методы создания дизайна распространения трещин ГРП, выявлены преимущества и недостатки. На основе проведенного анализа предложена комплексная методика по определению оптимальных параметров трещин ГРП позволяющая наиболее эффективно проводить операцию по разрыву пласта. Методика включает в себя пассивный микросейсмический мониторинг пласта и кросс-дипольный акустический широкополосный каротаж, которые проводятся до ГРП, после проведения мини-ГРП и после основного ГРП. Это позволяет с наибольшей вероятностью спрогнозировать направление и длину трещин ГРП и также в случае необходимости скорректировать в процессе операции объем и концентрацию жидкости разрыва и проппанта, что позволит достичь максимального эффекта. В качестве дополнительных исследований рекомендуется проводить акустические измерения на керне и оценку фильтрационно-емкостных характеристик с помощью микромографов.

Анализ применения ГТМ на месторождениях Западной Сибири показал, что для повышения эффективности ГРП целесообразно проводить обработку призабойной зоны пласта (ПЗП) модификаторами относительной проницаемости (МОП), которые позволяют снизить обводненность нефти. Полимер, который закачивают в скважину до проведения операции по разрыву пласта, способствует снижению относительной проницаемости породы для воды, почти не оказывая при этом влияния на проницаемость для нефти [3]. Однако важно отметить, что перед обработкой необходимо удостовериться в источнике обводнения с помощью специальных геолого-геофизических исследований и в случае негерметичности эксплуатационной колонны или заколонных перетоков провести вместо обработки МОП ремонтно-изоляционные работы (РИР).

Эффективность РИР зависит от правильного подбора скважин, точности определения источника обводнения, определение интервала негерметичности обсадных колонн, правильно выбранного тампонажного раствора и способа доставки раствора в заданный интервал [2]. Исключение одного из этих факторов снижает эффект от мероприятия РИР. Основными видами РИР являются: (1) ликвидация заколонных перетоков водоносных пластов, (2) ограничение притока подошвенных вод, (3) ликвидация прорыва пластовых и нагнетаемых вод по наиболее проницаемым прослоям внутри нефтяной толщи, (4) повышение нефтеотдачи продуктивных пластов за счет выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах, (5) отключение отдельных пластов [1]. Как правило, операцию по изоляции водопотока проводят до операции ГРП с целью снижения риска прорыва подошвенной воды и приобщения трещиной ГРП водонасыщенной части пласта, также для изоляции высокопроницаемых пластов. Успешность проведения работы оценивается по снижению обводненности и приросту добычи нефти.

В некоторых случаях оптимальным вариантом увеличения нефтеотдачи пласта является проведение обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ). Данная операция позволяет очистить призабойную зону от загрязнений, уменьшить сопротивление течению флюидов в скважину и увеличить проницаемость. Наиболее эффективными на сегодняшний день являются физико-химические и термические методы ОПЗ. Как и для РИР, очень важным аспектом в проведении ОПЗ является подбор скважины кандидата и выбор технологии проведения. Ключевую роль в проведении обработки будет играть тип коллектора и фильтрационно-емкостные характеристики.

Оценка возможности проведения сразу нескольких видов ГТМ на одной скважине или на объекте из нескольких скважин позволяет увидеть более полную картину существующих проблем и путей оптимизации разработки не только одной скважины, но и всего разрабатываемого участка. Преимущество комплексного подхода заключается также в необходимости тесного взаимодействия между инженерами различных отделов и лабораторий внутри компании это позволяет находить нестандартные, и эффективные решения проблем. На данный момент, рассматривая комплекс методов ГТМ, автором работы разрабатывается алгоритм принятия решений и выбора оптимальной технологии. Данный алгоритм позволит достичь наибольшей производительности и эффективности разработки истощенных месторождений и трудноизвлекаемых запасов.

Литература

1. Габдулов Р.Р., Никишов В.И. Обобщение опыта выбора потенциальных скважин – кандидатов и технологий для проведения ремонтно – изоляционных работ // Научно-технический вестник ОАО «НК» «Роснефть». – 2009. – № 4 – С. 22-26.
2. Нигматуллин Т.Э., Борисов И.М. Лабораторное тестирование материалов для ремонтно-изоляционных работ в горизонтальных скважинах // Научно-технический вестник ОАО «НК» «Роснефть». – 2012. – № 2 – С. 12-15.
3. Прудникова А., Алексей А. Процесс подбора скважин для гидроразрыва с применением модификаторов относительной проницаемости в условиях Западной Сибири на основе практического опыта // Сборник трудов Российской нефтегазовой конференции и выставки SPE. Москва, 2008. – 10 с.
4. Раянов Р.Р. Обоснование технологии разработки низкопроницаемых неоднородных коллекторов с применением горизонтальных скважин: дис. ... канд. тех. Наук 25.00.17. – Москва, 2016. – 144 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ НЕФТЕРАСТВОРИМОГО ПОЛИМЕРА ПРИ ПОЛИМЕРНОМ ЗАВОДНЕНИИ А.В. Поликарпов

Научный руководитель профессор В.Н. Манжай

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последнее время особую актуальность получили исследования, направленные на изучение выработки запасов из неоднородных по проницаемости коллекторов. Прежде всего это связано с тем, что они обладают небольшим коэффициентом нефтеотдачи. Для решения данной проблемы наиболее распространены технологии, направленные на селективное изменение фильтрационных потоков [1], в частности путем изменения вязкости вытесняющего агента. Одной из таких технологий является полимерное заводнение [2], при этом наибольшее распространение получило использование водных растворов полиакриламида (ПАА).

Однако практика показывает, что применение ПАА возможно не на всех месторождениях, так как не всегда можно определить химическую совместимость растворов полимеров с пластовыми флюидами, особенно если пластовые воды отягощены высокой минерализацией. Данная проблема может привести к осаждению высокомолекулярных соединений из раствора полимерной оторочки под действием солей большой концентрацией. Также высокая минерализация воды ухудшает растворимость ПАА, что снижает эффективность его применение и увеличивает экономические вложения.

Для решения вышеуказанных проблем предлагается заменить водорастворимый полимер на нефтерастворимый [3], который не подвержен влиянию высокой минерализации пластовой воды, и может быть растворен в любой углеводородном растворителе, включая нефть.

Для подтверждения выдвинутой гипотезы было проведена серия экспериментов на установке по моделированию нефтевытеснения SAP-700 насыпного типа [4], для сравнения эффективности применение ПАА и нефтерастворимого полимера (ПГ) в одинаковых условиях.

В ходе эксперимента на установки SAP-700 было смоделировано месторождение с двумя пропластками с различными фильтрационно-емкостными свойствами. Моделируемой средой послужил кварцевый песок АСКГ с различными фракциями 0,05-0,25 мм. Проницаемости моделируемых первого и второго пропластков различны и составляют 1,305 мкм² и 0,396 мкм² соответственно. Пропластки были предварительно насыщены моделью нефти славкинского месторождения вязкостью 13,8 мПа·с и их начальная нефтенасыщенность составили 34,64% и 31,65%.

На первом этапе фильтрации, была создана оторочка раствора полимера объемом 32 мл (25% от порового объема пропластка), концентрация которого в бензине составляет 4% и динамическая вязкость в окрестностях 30 мПа·с. Затем началось вытеснение водой. На конец данного этапа коэффициент нефтевытеснения составил 70,9