

## ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ПОЗДНЕЙ СТАДИЕЙ РАЗРАБОТКИ

Н.И. Юркив, А.Д. Поликарпов, Д.В. Пономаренко

Проблема повышения нефтеизвлечения стоит довольно остро в условиях непрерывного ухудшения ресурсной базы и небольших приростов запасов нефти за счет открытия новых месторождений.

Так, выработка запасов на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ» составила 53,7% при обводненности добываемой продукции 77,1%. Текущий КИН в среднем равен 0,178 при проектном значении 0,342. Причем выработка примерно четверти активных запасов осуществляется при обводненности более 80%. Основные месторождения вступили в позднюю стадию разработки /1/.

На сегодняшний день одним из основных факторов обводнения продукции при низкой выработанности запасов является высокий темп отбора запасов с начала эксплуатации месторождений. На этот фактор еще указывал профессор М.Х. Муслимов.

Высокий темп отбора запасов в начальный период разработки, как правило, ведется при недостаточной изученности геологического объекта. В результате разноскоростной выработки запасов в разработку не вовлекаются более низкопроницаемые участки, а высокопроницаемые приводят к преждевременному обводнению. Таким образом, активно формируются трудноизвлекаемые запасы.

Для более полной выработки запасов в объект закачивают воду. После формирования фильтрационных потоков для увеличения коэффициента охвата пласта заводнением используют потокоотклоняющие реагенты - осадкообразователи, загустители. С их помощью дополнительно увеличивают коэффициент нефтеизвлечения.

В основном породы-коллекторы имеют ярко выраженное неоднородное строение с локальным развитием зон различной продуктивности в пределах одного и того же объекта. Поэтому даже после закачки потокоотклоняющих реагентов не обеспечивается полнота охвата пластов заводнением. Соответственно в

разработку не вовлекается значительная часть из трудноизвлекаемых запасов нефти.

Кроме того, в результате гидрофобных взаимодействий в низкопроницаемых зонах и пропластках нефть блокируется водой. Эту нефть очень трудно извлечь с помощью водных растворов.

Для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов низкопроницаемых, низкопродуктивных сложнопостроенных коллекторов применяют гидроразрыв пласта, глубокие кислотные обработки, новые конструкции скважин (многозабойные, горизонтальные и т.д.).

Механизм взаимодействия с поверхностью пористой среды и флюидами пласта и проблемы, возникающие вследствие разработки этих объектов одни и те же, что и при первоначальной разработке пласта.

Применение на разрабатываемых объектах потокоотклоняющих технологий, гидроразрыва пласта, многозабойных, горизонтальных скважин эффективно до обводненности 80%. Выше этой величины эффективность падает.

Кроме того, нефть оставшаяся в промытых зонах и пропластках из-за техногенных воздействий преобразована. Кроме того, на оставшуюся в пласте нефть отрицательное влияние оказывают гидрофобные взаимодействия.

На поздних стадиях разработки месторождений мы имеем дело практически с новыми коллекторскими свойствами пласта, новыми гидрогеологическими, гидродинамическими, тепловыми и физико-химическими режимами, с измененным составом флюидов пласта.

Исходя из вышесказанного, для разработки высокообводненных до 98%, сложнопостроенных коллекторов с измененными остаточными трудноизвлекаемыми запасами насущной задачей является создание новых технологий, с помощью которых можно было бы извлечь до 50% от оставшихся в пласте запасов.

Нами теоретически и экспериментально в лабораторных условиях проработаны механизмы взаимодействия закачиваемых реагентов с флюидами пласта – углеводородами, пластовыми водами и поверхностью пористой среды. На этой основе предложена технология, которая направлена на извлечение остаточной

нефти в техногенно измененном пласте, через который прошли при длительной эксплуатации большие объемы холодных вод, включающая неоднократные воздействия на залежь не только физических, но и химических методов повышения нефтеотдачи при обводненности продукции и выработке извлекаемых запасов до 98%. Воздействие направлено не только на доизвлечение извлекаемых запасов, но и на доизвлечение геологических.

Суть данного метода заключается в вытеснении остаточной нефти водо-, нефте- и водорастворимыми реагентами.

Для определения эффективности метода были проведены эксперименты на естественных моделях пласта. В качестве естественной породы использовались образцы терригенной породы с проницаемостью 0,062-0,262 мкм<sup>2</sup>. Длина моделей составляла 29-30 см, диаметр образцов 2,74 см. Температура опытов 30<sup>0</sup>С. Начальная нефтенасыщенность 65-70%.

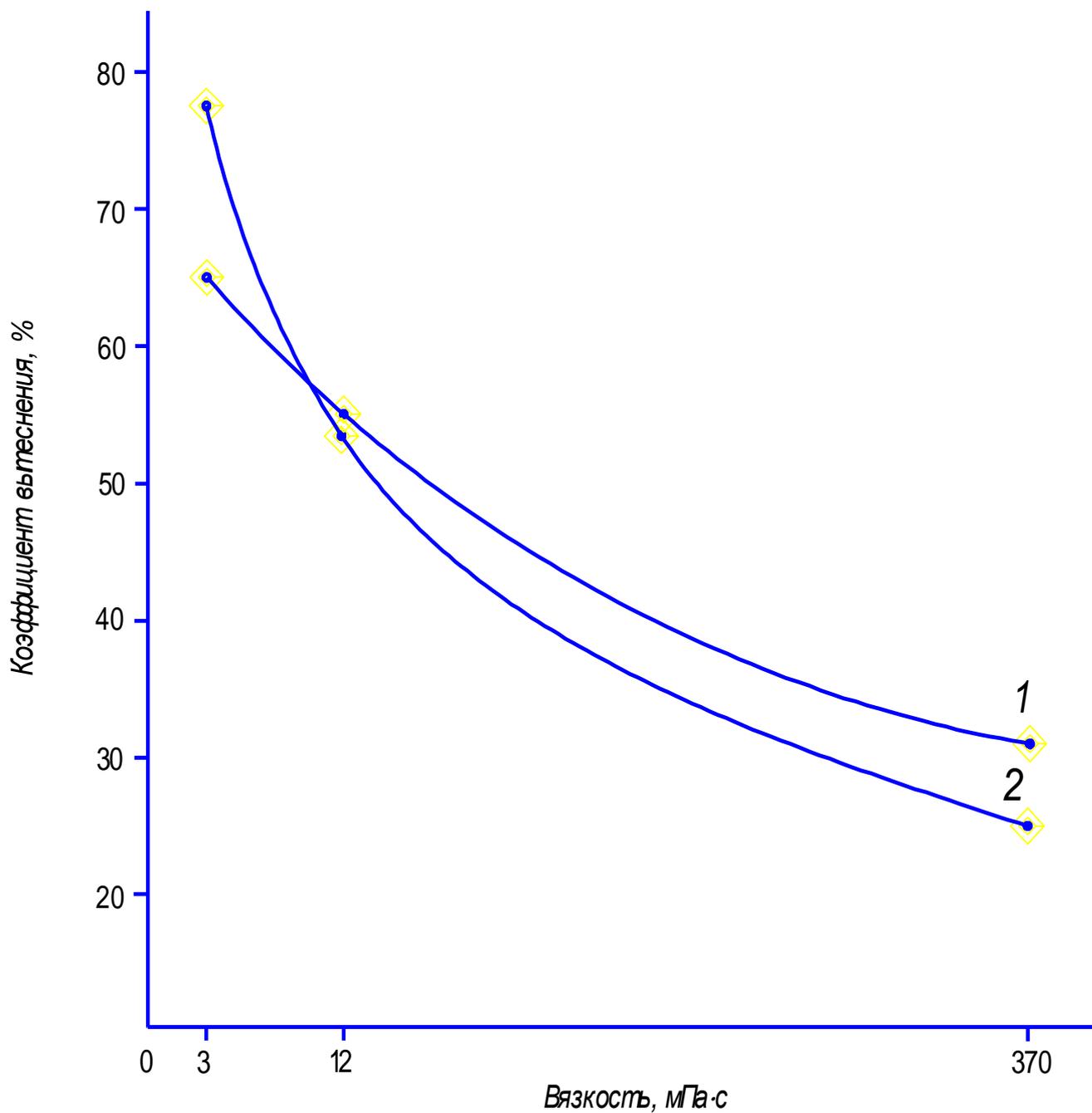
В экспериментах использовали нефть с вязкостью 3 мПа·с; 12 мПа·с и 370 мПа·с.

В качестве вытесняющего агента использовали модель пластовой воды хлоркальциевого типа с вязкостью 1,22 мПа·с и рН = 6,2.

Для определения коэффициента вытеснения жидкость прокачивали до тех пор, пока полностью не прекратится поступление нефти из модели. Для этого необходимо было прокачать через модель 5-10 объемов пор пластовой воды. Конечный коэффициент вытеснения нефти пластовой водой составил для вязкостей: 3 мПа·с – 64,5%, 12 мПа·с – 55,2%, 370 мПа·с – 31,3%.

После определения конечного коэффициента вытеснения нефти водой остаточную нефть вытесняли водо-, нефте- и водорастворимыми реагентами. Водо-, нефте- и водорастворимых реагентов закачали 100% объема пор модели. Дополнительно вытеснено остаточной нефти, без учета закачанных растворителей, с различной вязкостью для: 3 мПа·с – 77,5%, 12 мПа·с – 54,9%, 370 мПа·с – 24,3%.

Зависимость коэффициента вытеснения нефти пластовой водой и водонерастворимыми реагентами от вязкости нефти представлена на рисунке 1.



- 1 – вытеснение нефти водой
- 2 – вытеснение нефти водо-, нефте- и водорастворимыми реагентами (дополнительно добытая нефть)

Рисунок 1 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти пластовой водой и водо-, нефте- и водорастворимыми реагентами от вязкости

Как известно /2/, вытеснение нефти нефтерастворимыми или водорастворимыми растворителями неэффективно из-за того, что на вытесняющий агент большое влияние оказывают: обводненность, вязкость нефти, остаточная нефтенасыщенность и неоднородность пористой среды. Эти факторы способствуют резкому возрастанию зоны смесимости, приводящему к языкообразованию и неэффективному вытеснению нефти растворителями.

При последовательном вытеснении остаточной нефти водо-, нефте- и водорастворимыми реагентами эффективность извлечения нефти при 100% обводненности пористой среды зависит от вязкости нефти.

Таким образом, рисунок 1 показывает что, в отличие от отдельно закачанных нефтерастворимых или водорастворимых реагентов последовательная закачка водо-, нефте- и водорастворимых реагентов эффективна при обводненности продукции в 100%, вязкости до 400 мПа·с. Это впервые экспериментально удалось доказать на естественных моделях пласта.

Закачку водо-, нефте- и водорастворимых реагентов можно использовать как для увеличения продуктивности добывающих скважин, так и для повышения нефтеотдачи пласта с целью доотмыва остаточной нефти.

#### Литература:

1 Р.У. Маганов. Стратегия нефтяной компании ОАО «ЛУКОЙЛ» в области применения методов повышения нефтеотдачи пластов./ Р.У. Маганов, А.А. Новиков, Д.К. Челоянц, И.Э. Мандрик.// Интервал №1 (160), 2004, с.10-14.

2. П.И. Забродин Вытеснение нефти из пласта растворителями. /П.И. Забродин, Н.Л. Раковский, М.Д. Розенберг, - М.:Недра, 1968. - 224 с.