

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕОГАЗОХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ПРИ ИЗВЛЕЧЕНИИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.Х.Шахвердиев¹, И.Э.Мандрик², Г.М.Панахов³,
С.И.Бахтияров⁴, Э.М.Аббасов³

1 – НП ИСИПН РАЕН,

2 – ОАО «ЛУКОЙЛ» (Россия),

3 – ИММ НАН Азербайджана (Азербайджан),

4 – Институт Технологий и Горной Промышленности Нью Мексико (США)

Предлагаемая работа отражает результаты проведенных в последние годы теоретических, экспериментальных и опытно-промышленных работ по воздействию на нефтяную залежь новыми реогазохимическими технологиями, предусматривающими генерацию в пластовых условиях диоксида углерода (CO₂) с целью повышения нефтеотдачи пластов. Приведены результаты экспериментальных исследований, описывающих новый способ внутрипластового образования газожидкостной оторочки в процессе вытеснения остаточных запасов нефти. Предложен методический подход к оценке количественного и качественного влияния технологических особенностей добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на конечный коэффициент извлечения нефти.

Актуальность проблемы

Воздействие на пласт с целью увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) – важнейшего показателя эффективного использования запасов углеводородного сырья, разработки залежей и в целом эффективности деятельности нефтедобывающей отрасли – сложнейшая и насущная задача.

Острота этой отраслевой проблемы состоит в том, что необходимость поддержания высоких темпов отборов нефти при разработке нефтяных месторождений вступает в противоречие с негативными последствиями, сопровождающими этот процесс, – ранним обводнением скважин, падением пластового давления, дегазацией нефти, резким снижением фазовой проницаемости по нефти и увеличением по воде или газу, что в итоге приводит к низкому уровню конечного коэффициента нефтеизвлечения (Аббасов и др., 1982).

Предлагаемая статья отражает результаты проведенных в последние годы теоретических, экспериментальных и опытно-промышленных работ по воздействию на нефтяную залежь новыми реогазохимическими технологиями, предусматривающими генерацию в

пластовых условиях диоксида углерода (CO₂) с целью повышения нефтеотдачи пластов¹.

В этой связи следует отметить, что проекты с использованием методов CO₂-заводнения основаны на широком внедрении технологий повышения нефтеотдачи пластов и с успехом используются для доизвлечения остаточных и трудноизвлекаемых запасов нефти (Gaspar et al., 2004; Tzimas et al., 2005; IEA Greenhouse..., 2000; Diaz et al., 1996; Ross et al., 1981; Winter, Bergman, 1993; Schulte, 2004; Сургучев, 1985; Балинт и др., 1977; Руководство по..., 1978). В настоящее время в мировой нефтедобывающей практике насчитывается 79 активных проектов с применением CO₂-технологий повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) (Tzimas et al., 2005).

В ходе реализации проектов добыто в общей сложности приблизительно 230000 баррелей нефти в день, что составляет приблизительно 0.3 % мировой добычи нефти.

Очевидно, что США являются ведущей страной по применению метода, охватывая 94% добычи нефти с использованием CO₂-ПНП технологий (рис. 1).

¹ Целый ряд экспериментальных исследований осуществлен при финансовой поддержке Департамента Энергетики США (US DOE) – научный грант DE-FC26-05NT15478.

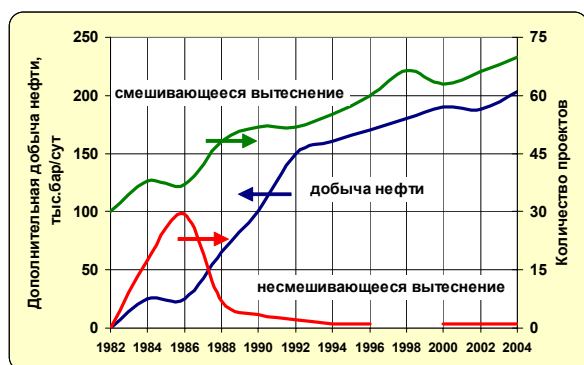


Рис. 1. Эволюция реализации проектов и динамика добычи нефти за счет применения закачки CO_2 в США¹

Несмотря на значительный потенциал в повышении нефтеотдачи, CO_2 -ПНП технологии на сегодняшний день все же не нашли широкого применения на месторождениях нефтедобывающих стран Европы и России. Развертыванию таких проектов препятствуют главным образом нехватка промышленных запасов CO_2 и слабые экономические стимулы внедрения новых методов. Технические требования, таким образом, оказываются далеко не главным препятствием при реализации проектов, однако и они имеют важное значение.

Резюмируя накопленный опыт технологий повышения нефтеотдачи с использованием диоксида углерода, можно четко выделить основные барьеры и ограничения на пути широкого применения CO_2 -ПНП технологий (Сургучев, 1985; Степанова, 2006; Панахов, 1996):

Технические проблемы

- Неблагоприятные геологические условия многих месторождений, что может быть причиной низких коэффициентов извлечения нефти. Это требует детального геолого-гидродинамического моделирования пласта перед реализацией проекта;
- Неясные механизмы физико-химического взаимодействия между CO_2 и флюидонасыщенной залежью;
- Недостаточные запасы диоксида углерода в условиях отсутствия естественных месторождений CO_2 ;

- Сложность операционных условий на оффшорных месторождениях, связанных с расположением нагнетательных и добывающих скважин на нефтедобывающих морских платформах;
- Коррозия внутрискважинного оборудования, не спроектированного изначально для закачки CO_2 ;

Экономические проблемы

- Высокие операционные расходы, связанные с приобретением значительных объемов диоксида углерода;
- Высокие капитальные затраты на модификацию существующей инфраструктуры и установку дополнительного оборудования;
- Капитальные и операционные затраты для построения и эксплуатации сети газопроводов;
- Отсутствие финансовых инвестиций для захоронения CO_2 .

Таким образом, модификации CO_2 -ПНП технологий, применяемых в промышленных масштабах, представляют собой:

- непрерывное вытеснение нефти углекислым газом в больших объемах;
- вытеснение нефти карбонизированной водой;
- вытеснение нефти оторочками на основе углекислого газа, закачиваемого из наземных коммуникаций;
- вытеснение нефти газожидкостными оторочками на основе углекислого газа, генерируемого в пластовых условиях.

В контексте рассмотренных вариантов использования генерируемого в пластовых условиях диоксида углерода в проектах повышения нефтеотдачи пластов последний из вышеприведенных методов является новой модификацией CO_2 -ПНП технологий. Следует отметить, что предпосылками использования закачки CO_2 в качестве вытесняющего агента являются следующие физико-химические эффекты:

- при растворении в воде 5-10% CO_2 наблюдается увеличение вязкости жидкости на 20-30% и уменьшение параметра подвижности в 2-3 раза (Tucker, 1999; Tucker, Maddox, 1998; Жузе, 1981);

¹ Drilling and Production, Special Report Enhanced Oil Recovery Survey, Oil and Gas Journal, April 2004.

- при растворении в нефти CO_2 наблюдается снижение вязкости нефти в 1,5-2,5 раза и увеличение нефтеотдачи на 10-15% (Tucker, 1999; Tucker, Maddox, 1998; Жузе, 1981);
- растворение в нефти углекислого газа ведет к увеличению объема нефти и доотмыву остаточных углеводородов.

Актуальность создания новой технологии, исключая отрицательные последствия, наблюдаемые при закачке CO_2 из наземных коммуникаций, очевидна. Также очевидно, что наиболее эффективным методом воздействия на пласт является процесс генерации диоксида углерода в пластовых условиях в результате термохимической реакции предварительно закачанных в пласт водных растворов газообразующего и газовыделяющего агентов. При этом исключается закачка углекислого газа с устья скважины, использование наземных коммуникаций и специального оборудования, что позволяет исключить многие отрицательные последствия традиционных « CO_2 -технологий».

Лабораторные исследования внутрипластовой генерации диоксида углерода

В проведенной в ячейке PVT серии лабораторных экспериментов был исследован процесс генерации диоксида углерода CO_2 при стехиометрической реакции различных по составу газообразующих и газовыделяющих водных растворов и показано, что характер процесса находится в прямой зависимости от физико-химических характеристик водной среды (Шахвердиев и др., 2002; 2006; Шахвердиев, Панахов, 2005; Shakhverdiev, Panakhov, 2000).

В опытах использовались водные растворы солей карбонатов, приготовленные на дистиллированной, пресной и пластовой водах.

Проведенные исследования показали, что при том, что во всех экспериментах рост давления в реакционной среде происходит до некоторого установившегося значения P_{max} , наблюдается различие в темпах изменения давления в ходе стехиометрической реакции реагирующих растворов в зависимости от типа водной фазы.

Темп изменения давления dP/dt при реакции реагирующих растворов в объем-

ном соотношении, равном 10 мл, составил 180 Па/мин. для дистиллированной воды, 212 Па/мин в случае использования в качестве водной основы пресной воды и 638 Па/мин. – в экспериментах с пластовой водой (рис. 2).

Растворимость выделяющегося в процессе внутрипластовой реакции диоксида углерода в пластовой воде имеет значительно меньшие величины, чем в пресной, используемой в качестве водной основы газовыделяющего агента. Учитывая низкую растворимость газа, часть CO_2 находится в свободной фазе, и этот «избыток», растворяясь в нефти, изменяет соотношение вязкостей вытесняющих и вытесняемых флюидов и тем самым способствует лучшему охвату застойных областей нефтенасыщенного коллектора.

Эти результаты хорошо согласуются с предположениями Ентова, Зазовского (1989). При идентичных термодинамических условиях быстрое выделение CO_2 в зоне контакта с пластовыми минерализованными водами также изменяет объемный расход при течении оторочки и приводит к существенной перестройке распределения насыщенностей воды и нефти в зоне вытеснения.

На следующем этапе исследований изучалась реакция газовыделяющих агентов в присутствии пористой среды (составленной из 95% кварцевого песка и 5% монтмориллонитовой глины). Здесь обнаруживается несколько отличный от предыдущего опыта эффект – давление в начальный момент растет до некоторого экстремального значения, а затем уменьшается. Присутствие в реакционной среде пористой структуры влияет на динамику изменения давления в процессе стехиометрической реакции. Связь между давлением и газовыделением носит существенно неравновесный характер, поскольку изменение давления приводит к медленным процессам выделения газа в виде зародышей пузырьков и их растворения после реакции (рис. 3, кривые 1, 2). В отличие от этого при наличии породы в реакционной среде газовыделяющего раствора, водной фазой которого является пластовая вода, динамика давления имеет монотонный характер (рис. 3, кривая 3).

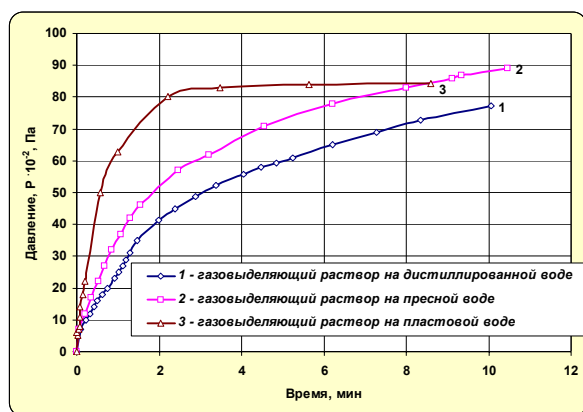


Рис. 2. Изменение давления в экспериментах по генерированию двуокиси углерода в реакции водных растворов реагентов, затворенных на дистиллированной, пресной и пластовой водах

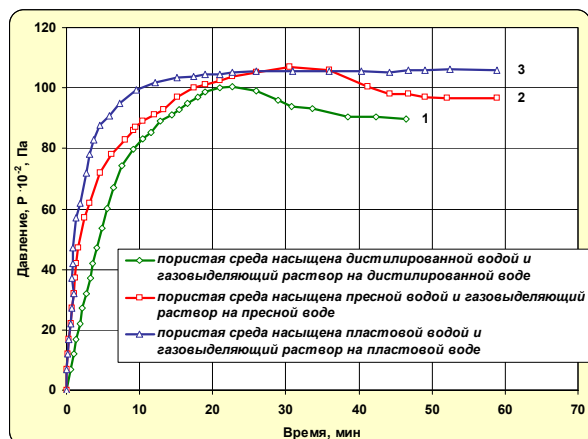


Рис. 3. Изменение давления в экспериментах по генерированию двуокиси углерода в водонасыщенных пористых средах (тип воды - дистиллированная, пресная и пластовая)

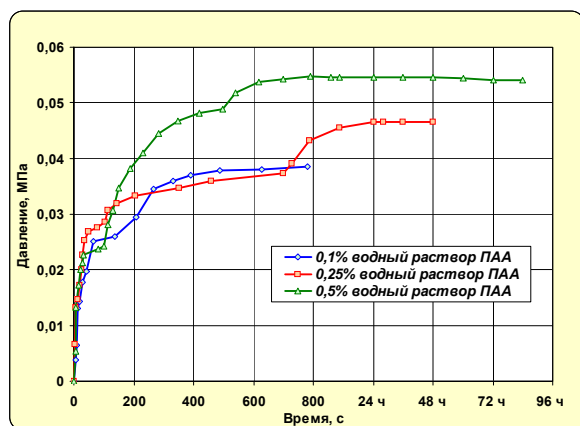


Рис. 4. Генерация двуокиси углерода в водном растворе полиакриламида различной концентрации

Далее в исследованиях рассмотрен процесс вытеснения нефти газожидкостной оторочкой на основе генерируемого диоксида углерода.

Для предотвращения прорыва генерируемого газа по высокопроницаемым пропласткам предлагаемой технологией предусматривается создание пенного блокирующего барьера. В экспериментах изучалась самогенерирующаяся пенная система, в которой в качестве пенообразующего агента использовался полиакриламид (ПАА), приготовленный на водном растворе кальцинированной соды, предварительно закачиваемой в модель пористой среды.

Как видно из кривых зависимостей, характер изменения давления зависит от концентрации полимерной добавки и, как следствие, от вязкости водного раствора (рис. 4). Генерация CO_2 в полимерном растворе носит ступенчатый характер и определяется изменением вязкости флюида, при этом увеличение концентрации полимера в водном растворе интенсифицирует процесс газовыделения.

На рис. 5 приведены результаты экспериментов по оценке вытесняющих свойств газожидкостной оторочки. Опыты проводились при $T=310\text{K}$ на слоисто-неоднородной модели пористой среды. Пористая среда состояла из смеси кварцевого песка (90%) и монтмориллонитовой глины (10%), в качестве модели нефти служило трансформаторное масло. Фоновая серия опытов заключалась в вытеснении масла водой до достижения предельного значения коэффициента вытеснения, равного 0.53. В последующем в модели генерировалась оторочка псевдогазожидкостной системы, и производилось довытеснение углеводородной жидкости, при этом было достигнуто повышение коэффициента вытеснения до значения 0.61. На третьем этапе моделировался процесс доотмыва флюидов с созданием пенного барьера, что позволило увеличить коэффициент вытеснения до 0.65.

Результаты исследований, приведенные на рис. 5, показывают, что вытеснение нефти оторочкой псевдокипящей газожидкостной системы (ОПГС) позволяет существенно, до 20%, увеличить коэффициент вытеснения по сравнению с известными методами (1 – вода, 2 – довытеснение оторочкой ПГС, 3 – доотмыв с созданием пенного блокирующего барьера+ПГС).

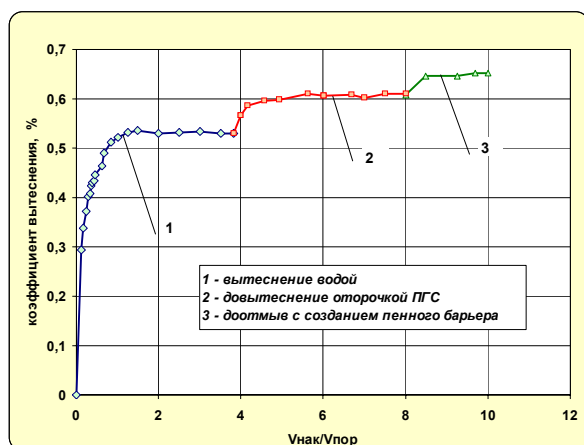


Рис. 5. Результаты экспериментальных исследований вытеснения нефти оторочкой ПГС

В ходе воздействия на пласт ОПГС эффекты и технологические преимущества достигаются за счет:

- значительного дополнительного сопротивления потоку закачиваемой воды за счет создания устойчивого пенного барьера в высокообводненных зонах пласта;

- экстракции углеводородных компонентов с поверхности поровых каналов при определенных термобарических условиях, соответствующих «сверхкритическому состоянию CO_2 »;

- растворения генерируемой в пластовых условиях двуокиси углерода, в результате объемного эффекта увеличивается охват залежи вытеснением и обеспечивается повышение коэффициента нефтеизвлечения;

- сегрегации газа в кровельную часть пласта в силу плотностной разницы.

При этом метод воздействия обладает рядом преимуществ, выгодно отличающих его от традиционных технологий с использованием газовых оторочек:

- рентабельность технологии, определяемая внутрипластовыми условиями генерирования CO_2 и создания газожидкостной оторочки;

- технологичность, определяемая отсутствием необходимости в поиске источника CO_2 и строительстве газопроводов;

- возможность проведения операций в труднодоступных зонах, нефтегазоносных регионах с осложненными климатическими условиями;

- отсутствие необходимости возведения дополнительных коммуникаций и энергообеспечения для закачки CO_2 с поверхности.

Оценка эффективности опытно-промышленного внедрения технологии ОПГС

Опытно-промышленные работы велись в рамках инновационно-инвестиционного проекта на участках пластов АБ₁₋₃, АБ₄₋₅ и БВ₈ Самотлорского месторождения в 1999-2002 гг.; на Ново-Покурском месторождении (пласты ЮВ(1) и ЮВ(2)); а также в рамках международного контракта с американской инвестиционной компанией GC&C на месторождениях китайской нефтедобывающей компании Чжунъюань. Пилотные испытания нового способа генерации диоксида углерода были проведены также на нефтяном месторождении Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики (ГНКАР).

Мультиэффективность технологии ОПГС приводит к изменению ряда показателей процесса фильтрации, в частности коэффициента вытеснения нефти или фазовой проницаемости нефти и воды.

Изменения происходят за счет роста объемного коэффициента B_H , который представляет отношение объема нефти в пластовых условиях Q_H к объему нефти в стандартных условиях $Q_{н.с.}$. Известно несколько алгоритмов расчета коэффициента вытеснения нефти водой в присутствии углекислого газа (Сургучев, 1985; Балинт и др., 1977).

Как известно, изменение объема нефти (набухание нефти) до и после растворения в ней двуокиси углерода представляется как:

$$B_H = \frac{Q_H}{Q_{н.с.}}; B_o = \frac{Q_o}{Q_{о.с.}}. \quad (1)$$

Из соотношения (1) определяем объемы начальной $Q_{н.с.}$ и остаточной $Q_{о.с.}$ нефти в стандартных условиях, соответственно:

$$Q_{н.с.} = \frac{Q_H}{B_H}; Q_{о.с.} = \frac{Q_o}{B_o}. \quad (2)$$

Объемы начальной и остаточной нефти в пластовых условиях равны:

$$Q_H = \sigma_H \cdot V_{ox6}; \quad Q_o = \sigma_o \cdot V_{ox6}, \quad (3)$$

где σ_H и σ_o – соответственно начальная и остаточная нефтенасыщенность.

Подставив (3) в (2) для стандартных условий получим:

$$Q_{H.c} = \frac{\sigma_H \cdot V_{ox6}}{B_H}; \quad Q_{o.c} = \frac{\sigma_o \cdot V_{ox6}}{B_o}. \quad (4)$$

Накопленная нефть Q из охваченного фильтрацией объема V_{ox6} для стандартных условий составляет:

$$\begin{aligned} Q &= Q_{H.c} - Q_{o.c} = \frac{\sigma_H \cdot V_{ox6}}{B_H} - \frac{\sigma_o \cdot V_{ox6}}{B_o} = \\ &= V_{ox6} \cdot \left(\frac{\sigma_H}{B_H} - \frac{\sigma_o}{B_o} \right). \end{aligned} \quad (5)$$

Разделив (5) на общий поровый объем залежи V_n , получим коэффициент извлечения нефти за счет ОПГС при заводнении:

$$\begin{aligned} \eta_+ &= \frac{V_{ox6}}{V_n} \cdot \frac{\left(\frac{\sigma_H}{B_H} - \frac{\sigma_o}{B_o} \right)}{\frac{\sigma_H}{B_H}} = \eta_o \cdot \left(1 - \frac{\sigma_o \cdot B_H}{\sigma_H \cdot B_o} \right) = \eta_o \cdot \eta_{1+}, \\ \eta_o &= \frac{V_{ox6}}{V_n}, \end{aligned} \quad (6)$$

где η_+ – коэффициент извлечения нефти оторочкой ПГС при заводнении;

η_{1+} – коэффициент вытеснения нефти оторочкой ПГС при заводнении;

η_o – коэффициент охвата вытеснением нефти оторочкой ПГС при заводнении.

При вытеснении нефти исключительно водой коэффициент вытеснения рассчитывается как:

$$\eta_1 = \frac{\sigma_H - \sigma_o}{\sigma_H}. \quad (7)$$

Преобразуя формулу (6) с учетом (7), получим:

$$\begin{aligned} \eta_+ &= \eta_o \cdot \left(1 - \frac{\sigma_H - (\sigma_H - \sigma_o)}{\sigma_H} \cdot \frac{B_H}{B_o} \right) = \\ &= \eta_o \cdot \left(1 - (1 - \eta_1) \cdot \frac{B_H}{B_o} \right). \end{aligned} \quad (8)$$

Таким образом, коэффициент вытеснения нефти с применением технологии ОПГС при заводнении соответственно равен:

$$\eta_{1+} = \left(1 - (1 - \eta_1) \cdot \frac{B_H}{B_o} \right). \quad (9)$$

В этом случае прирост коэффициента вытеснения нефти составит:

$$\begin{aligned} \Delta \eta_{1+} &= \left(1 - (1 - \eta_1) \cdot \frac{B_H}{B_o} \right) - \eta_1 = \\ &= (1 - \eta_1) \cdot \left(1 - \frac{B_H}{B_o} \right), \end{aligned} \quad (10)$$

$\Delta \eta_{1+}$ – прирост коэффициента вытеснения за счет применения технологии ОПГС.

Алгоритм расчета коэффициента охвата фильтрацией при реализации технологии ОПГС.

Целый ряд работ посвящен анализу влияния показателей разработки на коэффициент извлечения нефти (Абасов, Закиров, 2005). Впервые расчетная формула для коэффициента извлечения нефти с использованием коэффициентов-сомножителей была предложена в работе (Крылов, Ковалев, 1959):

$$\eta_k = \eta_1 \cdot \eta_2, \quad (11)$$

где η_k – коэффициент извлечения нефти при заводнении;

η_1 – коэффициент вытеснения нефти водой;

η_2 – коэффициент охвата вытеснением нефти водой.

Если за основу принять исключительно процесс вытеснения нефти водой, как составную часть в целом процесса фильтрации, то формула (11) достаточно корректно оценивает

КИН, полученный за счет естественных и/или искусственных режимов заводнения.

Любая расширительная трактовка формулы (11) и требование универсальности приводит к ее корректировке с введением дополнительных коэффициентов-сомножителей. Известно, что коэффициент извлечения нефти рассчитывается как отношение накопленного отбора нефти, полученного из 3D фильтрационной модели, к балансовым запасам нефти. При этом очевидно, что установленный расчетным путем накопленный отбор нефти, характеризует в целом потенциал всего процесса фильтрации и в частности – вытеснения нефти водой. Следовательно, этот посыл касается и коэффициента извлечения нефти. Таким образом, коэффициент охвата вытеснением не всегда равен коэффициенту охвата фильтрацией:

$$\eta_k = \eta_1 \cdot \eta_2 \neq \eta_\phi$$

$$\eta_\phi > \eta_1 \cdot \eta_2, \text{ т.к. } \eta_\phi > \eta_k. \quad (12)$$

Уравнять формулу (12) не удастся, так как общий накопленный отбор нефти, как правило, существенно больше той части накопленного отбора нефти, которая получена исключительно за счет вытеснения нефти водой.

В работе (Борисов и др., 1976) авторы для корректировки η предложили оценивать КИН произведением трех коэффициентов-сомножителей, включая коэффициент охвата заводнением η_3 :

$$\eta = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3. \quad (13)$$

Необходимость появления этого коэффициента формально обосновывалась тем соображением, что для получения текущего значения КИН необходимо в формуле (11) ввести дополнительный коэффициент охвата заводнением, который характеризует потери нефти, обусловленные неоднородностью пласта, реологией флюидов, а также рентабельной добычей нефти при предельной обводненности ниже или существенно ниже 100%. Все коэффициенты-сомножители в формулах (11) - (13) требуют определенных уточнений. Коэффициент вытеснения нефти водой указывает на потенциальную возможность воды

вытеснять нефть в предполагаемых пластовых условиях, которые пытаются искусственно воспроизвести в лабораторных экспериментах. Поскольку всего разнообразия пластовых условий в физических экспериментах создать невозможно, коэффициент вытеснения, полученный из экспериментальных исследований, будет выше, чем тот, который наблюдается в реальных пластовых условиях.

Поэтому так важно проведение большого числа лабораторных исследований в условиях максимального приближения к пластовым и с различными агентами вытеснения.

Следует отметить, что основная задача в обеспечении полноценного охвата при добыче нефти заключается в повсеместной организации процесса фильтрации оптимальным количеством скважин, а не только охвата вытеснением нефти водой. Во вторую очередь требуется обеспечение наиболее качественного вытеснения нефти водой, газом, газированной водой, водными растворами химреагентов, способных на эффективное вытеснение. В этом случае коэффициент охвата вытеснением приобретает более широкое толкование и представляет собой коэффициент охвата фильтрацией.

При этом коэффициент охвата фильтрацией представляет отношение нефтенасыщенного объема порового пространства, охваченного процессом фильтрации, к общему объему нефтенасыщенного порового пространства. Под нефтенасыщенным объемом порового пространства, охваченного процессом фильтрации, подразумевается любой нефтенасыщенный объем порового пространства, в котором происходит фильтрация флюидов к добывающим скважинам при любом естественном и/или искусственном режиме пласта.

К примеру, при режиме растворенного газа вначале движение флюидов обеспечивается энергией упругого расширения нефти и газа, и в данном случае о вытеснении нефти водой, а также охвате заводнением речь не идет. Однако при расчетах накопленная нефть, добытая за счет режима растворенного газа, приписывается к накопленной нефти, добытой за счет вытеснения нефти водой, которое обычно организовывается после того, как предыдущий режим пласта исчерпает свои возможности.

Чаще встречаются смешанные режимы, для которых оценка и прогноз коэффициента нефтеизвлечения остаются актуальной проблемой.

Таким образом, известно, что начальные объемы, или балансовые запасы нефти Q_H , в пластовых условиях состоят из извлекаемой (накопленной) Q и остаточной Q_O к концу разработки частей нефти:

$$Q = Q_H - Q_O. \quad (14)$$

При этом накопленная нефть Q состоит из нефти, добытой за счет фильтрации при естественном режиме до заводнения Q_E , за счет вытеснения нефти при естественном и/или искусственном заводнении Q_K , и, наконец, за счет применения новых технологий повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) и интенсификации добычи нефти (ИДН) и в целом различных геолого-технических мероприятий (ГТМ) Q_T , что можно выразить равенством:

$$Q = Q_E + Q_K + Q_T. \quad (15)$$

Разделив каждую составляющую (15) на геологические (балансовые) запасы нефти Q_H , получим конечный коэффициент извлечения нефти:

$$\eta = \eta_E + \eta_K + \eta_T, \quad (16)$$

где η – конечный коэффициент извлечения нефти, рассчитываемый посредством 3D фильтрационной модели в целях проектирования; η_E – составляющая КИН, характеризующая процесс фильтрации при естественном режиме до начала вытеснения нефти водой; η_K – составляющая КИН, характеризующая процесс вытеснения нефти водой при естественном и/или искусственном заводнении пласта; η_T – составляющая КИН, характеризующая процесс добычи нефти за счет применения новых технологий ПНП и ИДН и в целом различных ГТМ.

Из формулы (11) и (16) для коэффициента охвата вытеснением получим:

$$\eta_2 = \frac{\eta - \eta_E - \eta_T}{\eta_1}. \quad (17)$$

В этом случае коэффициент охвата фильтрацией η_ϕ рассчитывается как:

$$\eta_\phi = \frac{\eta_E + \eta_K + \eta_T}{\eta_{1+}}. \quad (18)$$

Все составляющие формул (16) – (18) определяются традиционно известными методами. Определенные особенности имеет расчет коэффициента η_T , поскольку это сопряжено с множеством технологий и их влиянием на конечный результат.

Пример промысловой реализации технологии ОПГС

Таким образом, объемные коэффициенты до насыщения пластовой нефти диоксидом углерода и после насыщения составляют соответственно $B_H = 1.05$ и $B_O = 1.22$.

В свою очередь составляющие КИН η_E , η_K , η_T определяются из (16) – (18).

Согласно условиям задачи коэффициент извлечения нефти при естественном режиме растворенного газа составил:

$$\eta_E = \frac{Q_E}{Q_B} = \frac{240000}{1900000} = 0,126.$$

После ввода системы поддержания пластового давления коэффициент извлечения нефти при искусственном заводнении составил:

$$\eta_K = \frac{Q_K}{Q_B} = \frac{495000}{1900000} = 0,261,$$

$$\eta_E = \frac{\eta_K}{\eta_1} = \frac{0,261}{0,58} = 0,45.$$

Из (16) определим коэффициент извлечения нефти за счет технологии ОПГС

$$\eta_T = \eta - \eta_E - \eta_K = 0,52 - 0,126 - 0,261 = 0,133.$$

В этом случае накопленная добыча нефти за счет технологии ОПГС составит

$$Q_T = \eta_T \cdot Q_B = 0,133 \cdot 1900000 = 252700 \text{ т}.$$

Из формулы (8) и (10) определим коэффициент прироста вытеснения при технологии ОПГС:

$$\eta_{1+} = \left[1 - (1 - \eta_1) \frac{B_H}{B_O} \right] = \left[1 - (1 - 0,58) \frac{1,05}{1,22} \right] = 0,639$$

$$\begin{aligned} \Delta \eta_{1+} &= (1 - \eta_1) \cdot \left(1 - \frac{B_H}{B_O} \right) = \\ &= (1 - 0,58) \cdot \left(1 - \frac{1,05}{1,22} \right) = 0,059. \end{aligned}$$

Таким образом, после применения технологии ОПГС прирост коэффициента вытеснения составил 5,9%.

При этом в целом коэффициент охвата фильтрацией после применения ОПГС составляет:

$$\begin{aligned} \eta_\phi &= \frac{\eta_E + \eta_K + \eta_T}{\eta_{1+}} = \frac{0,126 + 0,261 + 0,133}{0,639} = \\ &= \frac{0,52}{0,639} = 0,814 \end{aligned}$$

Как правило, в проектных документах представляется конечный КИН и его составляющие – коэффициент вытеснения нефти водой и коэффициент охвата вытеснением без учета вклада η_E и η_T , что приводит к завышению значения коэффициента охвата вытеснением. Если следовать этой логике, то в данном примере коэффициенту охвата вытеснением, без учета вышеуказанных η_E и η_T составляющему $\eta_2 = 0,45$, пришлось бы присвоить значение $\eta_2 = 0,814$, что существенно выше его реального значения. Это не позволило бы достоверно оценить эффективность технологии воздействия на залежь и в свою очередь регулировать технологические показатели процесса разработки залежи, а главное – не удалось бы выявить необходимости применения третичного метода ПНП.

Заключение

Экспериментально показано, что процесс внутрипластового газообразования диоксида углерода за счет термохимической реак-

ции сопровождается изменением термодинамического состояния пластовой системы и, как следствие, восполнением упругой энергии пласта, что обеспечивает качественное вытеснение углеводородов и охват пласта воздействием.

Итогом осуществленного комплекса лабораторных и промысловых работ явилась разработка системного подхода к подбору, технико-экономическому обоснованию и реализации новых технологий повышения нефтеотдачи пластов на основе внутрипластовой генерации диоксида углерода.

ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., ЗАКИРОВ, С.Н. 2005. Влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу. *Нефтяное хозяйство*, 9, 90 – 92.
- АБАСОВ, М.Т., ТАИРОВ, Н.Д., ВЕЗИРОВ, Д.Ш., МУСАЕВ, Р.А. 1982. Исследования в области новых методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. *Известия АН Азербайджана, серия наук о Земле*, 6, 93 – 102.
- БАЛИНТ, В., БАН, А., ДОЛЕШАЛ, Ш. и др. 1977. Применение углекислого газа в добыче нефти. Недра. Москва. 240.
- БОРИСОВ, Ю.П., РЯБИНИНА, З.К. ВОИНОВ, В.В. 1976. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. Недра. Москва. 285.
- ЕНТОВ, В.М., ЗАЗОВСКИЙ, А.Ф. 1989. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи. Недра. Москва. 232.
- ЖУЗЕ, Т.П. 1981. Роль сжатых газов как растворителей. Недра. Москва. 165.
- КРЫЛОВ, А.П., КОВАЛЕВ, А.Г. 1959. О влиянии плотности сетки скважин на нефтеотдачу пласта. *Известия АН СССР, Металлургия и топливо*, 3, 152-157.
- ПАНАХОВ, Г.М. 1996. Разработка и внедрение новых композитных систем в нефтегазодобыче. Автореферат дис. на соиск. уч. степ. д.т.н. Баку. 42.
- Руководство по проектированию и применению метода заводнения с CO₂. 1978. РД 39-3-69-78. Уфа. 184.
- СТЕПАНОВА, Г.С. 2006. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. Газойл пресс. 200.
- СУРГУЧЕВ, М.Л. 1985. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. Недра. Москва. 308.
- СУРГУЧЕВ, М.Л. 1985. О влиянии объемных эффектов на увеличение нефтеотдачи пластов при применении двуоксида углерода. *Тр. ВНИИ*, 92, 167-175.
- ШАХВЕРДИЕВ, А.Х., ПАНАХОВ, Г.М. 2005. Способ разработки нефтяной залежи. Федеральная Служба по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам РФ. Патент Российской Федерации № 2244110. 6.
- ШАХВЕРДИЕВ, А.Х., ПАНАХОВ, Г.М., АБАСОВ, Э.М. 2002. Синергетические эффекты при систем-

- ном воздействии на залежь термо-реохимическими технологиями. *Нефтяное хозяйство*, 11, 61-65.
- ШАХВЕРДИЕВ, А.Х., ПАНАХОВ, Г.М., АББАСОВ, Э.М., МАНДРИК, И.Э., БАХТИЯРОВ, С.И. 2006. Интегративная эффективность воздействия на пласт при внутрипластовой генерации газа. *Нефтяное хозяйство*, 11, 76 – 78.
- DIAZ, D., BASSIUNI, Z., KIMBRELL, W. AND WOLCOTT, J. 1996. Screening criteria for application of carbon dioxide miscible displacement in water flood reservoirs containing light oil. SPE Paper 35431, presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, 21-24 April.
- GASPAR, A.T. F. S., LIMA, G. A. C., SUSLICK, S.B. 2004. CO₂ capture and storage in mature oil reservoir: Physical description, EOR and economic valuation of a case of a Brazilian mature field. State University of Campinas, SPE 94181.
- IEA Greenhouse Gas Programme. 2000. Barriers to overcome in implementation of CO₂ capture and storage (1): Storage in disused oil and gas fields. Report Number PH3/22, February.
- ROSS, G.D., TODD, A.C. AND TWEEDIE, J.A 1981. The effect of simulated CO₂ flooding on the permeability of reservoir rocks. Proceedings 2nd European Symposium on Enhanced Oil Recovery “Developments in Petroleum Science-EOR”. Published by Elsevier, J. Fayers (ed.).
- SCHULTE, W. 2004. Experience for use in CO₂ for enhanced oil recovery in the USA. Presentation to the 2004 CO₂ Conference, Norway.
- SHAKHVERDIEV, A.KH., PANAKHOV, G.M. 2000. Rheochemical technologies for stimulation of oil production. In: *Novelties in enhanced oil and gas recovery*, Academia Kiado, Budapest, 151–159.
- TUCKER, S.C. 1999. Solvent density inhomogeneities in SCFluids. *Chemical Reviews*, 99, 2, 391-420.
- TUCKER, S.C.; MADDOX, M.W. 1998. *J.Phys.Chem. B.*, 102, 2437.
- TZIMAS, E., GEORGAKAKI, A., GARCIA-CORTEZ, C. AND PETEVES, S.D. 2005. European Commission EUR 21895 EN–DG JRC. Institute for Energy. Enhanced oil recovery using carbon dioxide in the European energy system Luxembourg: Office for official publications of the European Communities. 117.
- WINTER, E.M. AND BERGMAN, P.D. 1993. Availability of depleted oil and gas reservoirs for disposal of carbon dioxide in the United States. *Energy Conversion and Management*, 34, 1177-1187.