

УДК: 533.1

А.В. Радаев, Н.Р. Батраков, И.А. Кондратьев, А.А. Мухамадиев, А.Н. Сабирзянов  
 Казанский государственный технологический университет, Казань  
 neftianik@inbox.ru

# ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ СВЕРХКРИТИЧЕСКИМ ДИОКСИДОМ УГЛЕРОДА В ШИРОКОМ ДИАПАЗОНЕ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

Создана экспериментальная установка, позволяющая исследовать процесс вытеснения нефти при термобарических условиях реальных пластов в интервалах давлений до 20 МПа и температур до 373 К в широком интервале термобарических, геологических, физико-химических условий в пласте и режимных параметров вытесняющего агента. Проведены опыты по вытеснению трансформаторного масла из модели пласта сверхкритическим диоксидом углерода в интервале температур 313 – 353 К, давлений 7 – 12 МПа. Повышение температуры приводит к значительному снижению коэффициента извлечения нефти при давлениях выше критического.

**Ключевые слова:** коэффициент извлечения нефти, сверхкритический флюид, трудноизвлекаемые запасы.

Одним из перспективных методов освоения месторождений трудноизвлекаемых запасов нефти является технология сверхкритического (СК) CO<sub>2</sub>-вытеснения, преимущества применения которой в сравнении с традиционными методами описаны в работах (Сургучев, 1985; Антониади, 1995; Лейк, 2004). По сравнению с другими газовыми агентами СК CO<sub>2</sub> также обладает рядом преимуществ. При пластовых температурах и давлениях вязкость азота, дымовых и углеводородных газов почти одинаковые, а вязкость CO<sub>2</sub> в 2-3 раза выше (Фаткуллин, 2000; Hong, 2006; Shayegi, Schenewerk, Wolcott, 1998). Это позволяет увеличить коэффициент охвата пласта по объему за счет снижения отношения подвижности системы CO<sub>2</sub>-нефть, что актуально при разработке месторождений, содержащих высоковязкие нефти. Кроме того, существенное влияние диоксид углерода оказывает на теплофизические свойства нефтей: вязкость и коэффициент объемного расширения. Снижение вязкости пластовой нефти и увеличение коэффициента объемного расширения – основные факторы, определяющие эффективность применения диоксида углерода в процессах добычи нефти. Объемное расширение нефти вызывает искусственное увеличение нефтенасыщенного объема порового пространства коллектора. Давление в порах повышается, в результате чего дополнительно вытесняется часть остаточной неподвижной нефти. При этом увеличение объема нефти может быть весьма значительным, достигая в ряде случаев 150 – 500 % к первоначальному объему (Сургучев, 1985; Антониади, 1995; Лейк, 2004; Фаткуллин, 2000; Hong 2006; Shayegi, Schenewerk, Wolcott, 1998; Вяхирев, 2002).

Механизм процесса вытеснения высоковязкой нефти аналогичен механизму вытеснения мало-

вязкой нефти: CO<sub>2</sub> в пластовых условиях, контактируя с нефтью, экстрагирует легкие углеводороды, обогащаясь ими и частично растворяется в ней. Растворение газа в нефти обуславливает более высокую относительную проницаемость для нефти, выше той, какой она была бы в отсутствие растворения, что приводит к более эффективному вытеснению нефти по сравнению с другими вытесняющими агентами и приближает вытеснение к смешивающемуся. Однако, в случае вытеснения тяжелых углеводородов давление, необходимое для полной смешиваемости и предотвращения образования менисков, оказывается значительно выше, чем для маловязких нефтей. Это приводит к возрастанию роли капиллярных сил в процессе вытеснения нефти, направленных против движения газа и, как следствие, к возрастанию доли капиллярно-защемленной нефти в порах.

Для физического моделирования процесса вытеснения нефти в широком диапазоне термобарических, геологических, физико-химических условий и режимных параметров вытесняющего агента создана экспериментальная установка, схема которой, методика проведения опыта и результаты экспериментов на модели маловязкой нефти приведены в (Радаев и др., 2007). В качестве модели нефти

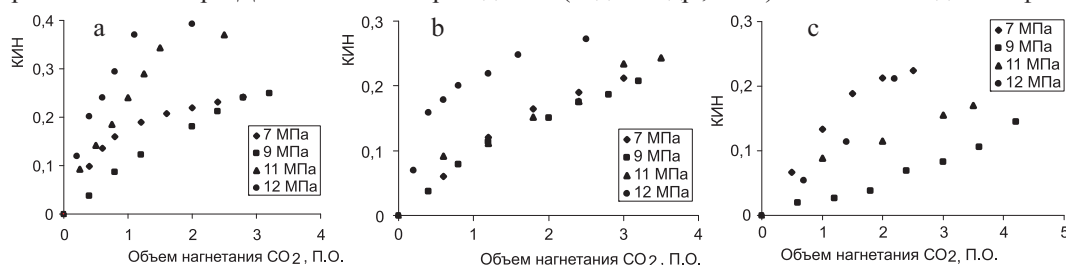


Рис. 1. Зависимость КИН от объема нагнетания CO<sub>2</sub> на изотерме: а – 313 К, б – 333 К, с – 353 К.

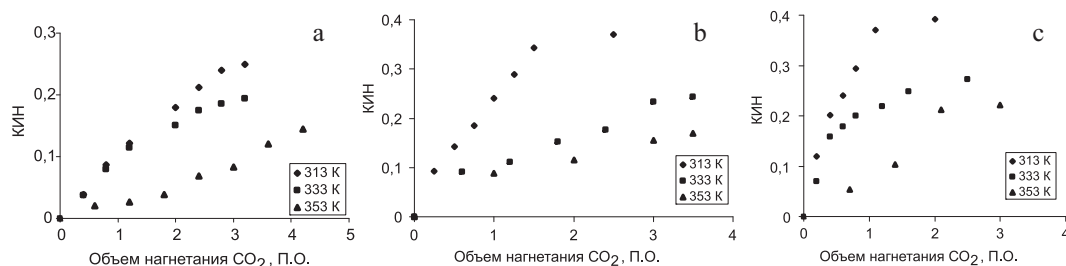


Рис. 2. Зависимость КИН от объема нагнетания CO<sub>2</sub> на изобаре: а – 2 МПа, б – 11 МПа, с – 2 МПа.

применялись керосин осветительный марки КО-25 ТУ 38-402-58-10-01 (Радаев и др., 2007) и в настоящей работе масло трансформаторное ГОСТ 10121-62. Результаты опытов приведены на рис. 1, 2.

Установлено, что повышение вязкости углеводорода – фактор, отрицательно влияющий на коэффициент извлечения нефти (КИН). Во всех опытах, моделирующих процесс вытеснения нефти высокой вязкости, КИН, как и следовало ожидать, оказался существенно ниже, чем КИН маловязкой нефти. Обращает на себя внимание коренное отличие кривых зависимости КИН от объема нагнетания  $\text{CO}_2$  в опытах с керосином и трансформаторным маслом во всем исследованном интервале температур. Опыты с трансформаторным маслом показали, что, во-первых, прорыв газа при давлениях выше критического происходит еще до выхода экспериментальной кривой на плато, что резко отличается от результатов опытов на керосине при тех же условиях, во-вторых, процесс вытеснения нефти высокой вязкости сопровождается микропрорывами в течение всего времени проведения опыта. О существовании такого явления можно судить по тому факту, что температура газа в сепараторе (Рис. 1а) (Радаев и др., 2007), начинает снижаться уже через 1,5-3 часа после начала опыта. Причиной описанного явления, по мнению авторов, является высокая подвижность вытесняющего агента, что обусловлено высокой скоростью фильтрации, примерно в 1,5-2 раза выше скорости в опытах с керосином. Это и определяет частоту микропрорывов газа. Примерно в таком же соотношении находилось и время прорыва при одинаковых термобарических условиях в опытах на керосине и трансформаторном масле.

По мере увеличения газонасыщенности пласта вследствие крайне низкой растворимости  $\text{CO}_2$  в трансформаторном масле происходит интенсивное образование газовых пузырьков вначале у твердой поверхности, так как затрачиваемая работа, необходимая для образования пузырьков у стенки меньшая, чем необходимо для образования их в свободном объеме жидкости (нефти). После образования пузырька газонасыщенные структуры растут в свободном объеме жидкости, однако капиллярное давление менисков препятствует движению газа в зоны с малым сечением каналов. Капиллярное давление оказывается столь значительным, что пузырьки газа оказываются запертыми в порах, значительно затрудняя движение газа и снижая его скорость, что и было зафиксировано в опытах на изобаре 7 МПа – расход газа составлял  $1,5 \cdot 10^{-5}$ ,  $1,6 \cdot 10^{-5}$ ,  $2,16 \cdot 10^{-5}$  кг/с соответственно на изотермах 313, 333 и 353 К, при этом, прорыва газа не наблюдалось даже после 18 часов проведения опыта во всем исследованном интервале температур. Кроме того, повышение температуры с 313 до 353 К не привело ни к прорыву газа, ни к существенному изменению КИН, что указывает, на то, что изменение температуры, по-видимому, не влияет на движение пузырьков газа, запертых в порах.

Повышение давления выше критического приводит к значительному повышению его плотности и, как следствие, снижению его кинематической вязкости, что повышает коэффициент объемной диффузии  $\text{CO}_2$ . Кроме того, повышение давления приводит к нарушению сферичности пузырьков газа, которые приобретают удлиненную форму, что позволяет им проходить в сужения пор и вытес-

нять нефть из тех зон, которые до этого для газа были недоступны. Этим, по мнению авторов, объясняется тот факт, что прорывы газа начали наблюдаться, как только давление нагнетания газа превысило его критическое давление. С увеличением давления количество пузырьков газа, запертых в порах, стремительно сокращается, скорость движения газа увеличивается до  $5 \cdot 10^{-5} - 10^{-4}$  кг/с. Это и приводит к резкому уменьшению времени прорыва газа. Увеличение же температуры газа при давлениях выше критического, как и в опытах с керосином, приводит к снижению КИН за счет снижения растворимости газа. А поскольку, как было указано выше, растворимость газа при докритических давлениях очень мала и от температуры практически не зависит, то этим и объясняются зависимости (Рис.1) – последовательное уменьшение КИН с увеличением температуры в интервале давлений 9–12 МПа.

Сравнивая изотермы, приведенные на рис. 2, можно отметить их “расслоение” в опытах на трансформаторном масле, означающее, что в этом случае КИН при вытеснении нефти диоксидом углерода под давлением выше критического резко снижается при повышении температуры с 333 до 353 К. Как и в опытах с керосином, скорость движения  $\text{CO}_2$  при изменении температуры в указанных пределах, изменялись незначительно на одной и той же изобаре. Поэтому наблюдаемое явление можно объяснить резким снижением растворимости  $\text{CO}_2$  в трансформаторном масле с повышением температуры (Дубовкин, 1985).

Результаты опытов по вытеснению высоковязкой нефти свидетельствуют о том, что повышение температуры так же, как и в опытах с маловязкой нефтью приводит к значительному снижению КИН при давлениях выше критического. Это позволяет сделать предположение о том, что при разработке такого рода месторождений наиболее рациональным является нагнетание газа при давлениях не выше критического. Вместе с тем, на месторождениях, пластовая температура которых не превышает критическую  $\text{CO}_2$ , наиболее целесообразным является нагнетание газа при давлениях, значительно превышающих критическое, что позволяет значительно увеличить КИН.

## Литература

- Антииади Д.Г. Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами. М.: Недр. 1995. 313.
- Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. М.: ООО Недр-Бизнес-центр. 2002. 880.
- Дубовкин Н.Ф. и др. Физико-химические и эксплуатационные свойства реактивных топлив. М.: Химия. 1985. 240.
- Лейк Л. Основы методов увеличения нефтеотдачи. 2004. 449.
- Радаев А.В., Батраков Н.Р., Мухамадиев А.А., Сабирзянов А.Н.. Экспериментальная установка для исследования процесса вытеснения высоковязких нефтей в широком интервале температур и давлений с использованием сверхкритических флюидов. *Мат. науч.-практ. конф.: Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов*. 2007.
- Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недр. 1985. 313.
- Фаткуллин А.А. Значение газовых методов в освоении трудноизвлекаемых запасов нефти. *Нефтяное хозяйство*. 2000. №1. 32-35.
- Hong L. Identification, design and synthesis of oxigenated hydrocarbon-based  $\text{CO}_2$  – soluble polymers for chemical and petroleum engineering application. *PhD*, University of Pittsburg. 2006. 186.
- Shayegi S., Schenewerk P.A., Wolcott J.M. Enhancement of residual oil recovery using a mixture of nitrogen or methane diluted with carbon dioxide in a single-well injection process. *U.S. Patent N 5725054*. 1998.

# МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ТЕЛ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СТРУКТУРНО-ГЕНЕТИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ

В статье на примере пласта БС<sub>10</sub> одного из нефтяных месторождений Западной Сибири предложено обсудить проблему повышения достоверности построения геолого-фильтрационных моделей и эффективности её практического использования путём совершенствования методики построения модели геологических тел с привлечением классических и новых представлений о фациях, а так же на основе структурно-генетического подхода.

*Ключевые слова:* структурные построения, фация, моделирование, геологическое тело.

В настоящее время специалистами высказаны ряд предложений, касающихся возможных путей повышения достоверности построения моделей и эффективности её практического использования. В данной статье авторы обращаются к известным в геологической практике положениям и предлагают обсудить их на примере пласта БС<sub>10</sub> одного из Западно-Сибирских нефтяных месторождений.

**1. Направления развития математического моделирования.** При рассмотрении основных направлений развития моделирования обычно речь идёт об усложнении модели за счёт дополнительных факторов, сопровождающих процесс разработки и пространственно-временной детализации. Детализацию модели можно провести за счёт измельчения расчётных сеток или уменьшения шагов по времени и улучшения техники счёта, а также усложнения используемых алгоритмов. При этом собственно геологические вопросы, считаются давно решёнными, и поэтому их принято учитывать с помощью стандартных процедур моделирования (интерполяция, стохастика и др.). Информация о толщине, начальной нефтенасыщенности, пористости, проницаемости, свойствах нефтей и относительных фазовых проницаемостях считается известной и берётся из научно-производственных отчётов. Необходимость проведения новых исследований при этом часто игнорируется. К этому следует добавить процедуру «апскейлинга», которая нивелирует геологическую структуру пласта. В результате в модели геологическое строение передаётся в достаточно общей форме. По этой причине построенная на ее основе фильтрационная модель будет

иметь низкую информативность и не будет способна передать влияние геологических факторов на выработку текущих запасов нефти. Такая модель не окупает затраченных средств на приобретение программных средств, формирование базы данных и создание геолого-фильтрационной модели.

Усложнение «математического аппарата» наиболее целесообразно для более детальной передачи в модели геологических особенностей, таких как тектонические нарушения, строение и морфология геологических тел, что позволяет достичь лучшей увязки модели с особенностями разработки. Основным критерием целесообразности построения геологической модели должно быть получение новых, ранее не известных науке и практике результатов.

**2. Выбор способа построения сеточной области.** Согласно национальному стандарту РФ (Поиск, разведка и разработка..., 2008) цифровая геологическая модель это «представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде набора цифровых карт (двумерных сеток) или трёхмерной сетки ячеек». Модель включает также базу данных и программное обеспечение. При моделировании наибольшее распространение получил геометрический способ построения сеточной области, когда расстояние от кровли до подошвы пласта покрывается равномерной по координате Z сеточной областью. Причём наиболее достоверным вариантом считается шаг сетки по вертикали равный шагу квантования по геофизическим данным, то есть – 0.2 м. Затем все элементы сеточной области делятся на «коллектор – неколлектор» для чего

Окончание статьи А.В. Радаева, Н.Р. Батракова, И.А. Кондратьева, А.А. Мухамадиева, А.Н. Сабирзянова «Экспериментальное исследование процесса вытеснения...»

A.V. Radaev, N.R. Batrakov, I.A. Kondratiev, A.A. Mukhamadiev, A.N. Sabirsyaynov. **Experimental research of process of replacement heavy oil by supercritical carbon dioxide in the wide range of thermobaric conditions.**

The experimental installation is created, allowing to carry out research of oil replacement at termobaric conditions of real deposits at pressure up to 20 MPa and temperatures to 373 K within a wide range of termobaric, geological, physical and chemical conditions in a layer and regime parameters of the superseding agent. Replacement experiments of transformer oil from layer model by supercritical carbon dioxide in the range of temperatures 313 – 353 K, pressure – 7 – 12 MPa are made. Results testified that increase of temperature leads to considerable decrease of oil recovery factor at pressure above the critical.

*Key words:* supercritical fluid, oil recovery factor, difficult oil.

*Андрей Викторович Радаев*

ассистент каф. теоретических основ теплотехники

*Нурис Ренатович Батраков*

инженер каф. теоретических основ теплотехники.

*Илья Александрович Кондратьев*

студент каф. энергомашиностроения и технологического оборудования.

*Анвар Ахнафович Мухамадиев*

к.т.н., доц. каф. теоретических основ теплотехники

*Айдар Назимович Сабирзянов*

д.т.н., проф. каф. теоретических основ теплотехники.

Казанский государственный технологический университет. 420008, Казань, Халева, 9-36. Тел.: 8-9274-019368.