

**ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ
ПРОЦЕССОВ ВЫТЕСНЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ
НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ ЕН-ЯХИНСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*В.И. Маринин, А.В. Кошелев (ООО «Газпром добыча Уренгой»),
С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, В.П. Ваньков,
А.Ф. Соколов, А.В. Мизин (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Для эффективной разработки нефтяных месторождений уже на стадии проектирования важно подобрать технологию, позволяющую извлечь максимальное количество содержащейся в пласте нефти. В настоящее время в промысловой практике для повышения коэффициента нефтеотдачи широко применяется технология вытеснения нефти водой и газом. Однако не вполне ясно, каким образом следует использовать эту технологию для получения максимального коэффициента извлечения нефти. Поэтому изучение процессов фильтрации на моделях пласта с целью выбора наиболее эффективных технологий и агентов вытеснения нефти для конкретных термобарических условий представляет несомненный научный и практический интерес.

На современном этапе развития нефтегазовых технологий метод заводнения считается наиболее приемлемым и соответствующим основным принципам разработки месторождений. Однако при его использовании более 50 % запасов нефти остается в пласте. Значения коэффициента извлечения нефти становятся еще меньше (менее 20 %) при вводе в разработку объектов с трудноизвлекаемыми запасами (газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками, водонефтяными зонами и низкопроницаемыми коллекторами и т.д.).

Коллекторские свойства и состояние флюидальной системы перечисленных объектов таковы, что либо исключают возможность применения традиционного метода заводнения, либо его применение не позволяет достичь высоких коэффициентов извлечения нефти. Следовательно, широкое применение могут получить вторичные и третичные методы активного воздействия на пласт, и в первую очередь водогазовые методы.

Существуют различные методы увеличения нефтеотдачи как при смешивающемся режиме вытеснения нефти оторочками углеводородных растворителей и газов, так и при несмешивающемся режиме —

в условиях ограниченной растворимости углеводородного газа в пластовой нефти.

Совершенно очевидно, что выбор того или иного агента воздействия, а также режима вытеснения должен основываться на детальном лабораторных исследованиях или опытно-промышленных испытаниях.

Настоящая статья посвящена экспериментальному определению наиболее эффективных агентов вытеснения нефти из нефтяной оторочки пласта БУ8(3)-9 Ен-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), а также выбору наиболее эффективного режима водогазового вытеснения.

Методика измерения

Экспериментальные исследования выполнены на установке двухфазной фильтрации. Основным измеряемым параметром был коэффициент вытеснения $K_{\text{выт}}$ нефти различными агентами: водой, газом сепарации, азотом, углекислым газом (CO_2), широкой фракцией легких углеводородов (ШФЛУ). Кроме того, сравнивалась эффективность разных режимов водогазового воздействия: попеременная (циклическая) закачка воды и газа с различным коэффициентом цикличности и одновременная закачка воды и газа.

В табл. 1 приведены основные технические параметры двухфазной установки фильтрации, а на рис. 1 – блок-схема указанной установки.

Таблица 1

Технологические параметры двухфазной установки фильтрации

Параметр	Установка двухфазной фильтрации
Пластовое давление, МПа	до 70
Горное (обжимное) давление, МПа	до 70
Рабочая температура, °С	до 150
Скорость в керне, м/сут	0,10–255
Диапазон задаваемых при фильтрации расходов, $\text{см}^3/\text{мин}$	0,00001–25
Точность поддержания расхода насосами, % от установленного значения	$\pm 0,3$
Длина керна, м	до 1
Диаметр керна, м	0,03

Фильтрация вытесняющего агента происходит по цепи: от блока аккумуляторов, содержащих вытесняющий агент, через кернодержатель, содержащий модель пласта, до блоков замера объема жидкой и газовой фаз (см. рис. 1). Гидравлические аккумуляторы представляют собой сосуды высокого давления, разделенные на две части плавающими поршнями: в верхнюю часть аккумуляторов заправляются соответствующие вытесняющие агенты, в нижнюю часть с помощью насосов фильтрации подается диэтиленгликоль.

Две пары насосов фильтрации фирмы *ISCO* (США), модель 100DM, работающие в непрерывном режиме, позволяют устанавливать необходимый расход диэтиленгликоля и прецизионно перемещать разделительные поршни аккумуляторов, обеспечивая тем самым необходимую скорость фильтрации изучаемых агентов, подаваемых на вход кернодержателя для вытеснения нефти.

В описываемых исследованиях применялся кернодержатель гидростатического типа (двухосевого обжима) в стальном корпусе длиной до 100 см диаметром 3 см.

Пластовое давление в цепи фильтрации поддерживалось регулятором противодействия (модель *BPR Temco* ВР-10), обеспечивающим надежную работу при температурах до 150 °С и давлениях до 70 МПа. Установка двухфазной фильтрации позволяет проводить исследования в диапазоне скоростей движения флюидов в пористой среде от 0,1 до 255 м/сут, при этом колебания объемной скорости насосов не превышают 0,03 % от заданной величины.



Рис. 1. Функциональная блок-схема экспериментальной установки двухфазной фильтрации

Приведенная техническая схема позволяет особенно эффективно использовать установку двухфазной фильтрации для изучения процессов вытеснения нефти различными агентами в разных соотношениях.

Управление установкой полностью автоматизировано [1–3].

Подготовка флюидов

Пластовая вода для фильтрации и создания начальной водонасыщенности моделировалась растворением 8 г соли NaCl на каждый литр дистиллированной воды. Указанный раствор использовался далее в качестве вытесняющего агента, а также для создания начальной водонасыщенности модели пласта.

В качестве газа в эксперименте использовалась модель газа сепарации, а в качестве нефти – рекомбинированная смесь, полученная насыщением сепарированной («мертвой») нефти пласта БУ8(3)-9 модельным газом в специальном сосуде при давлении 30 МПа и температуре 80 °С. Использовалась современная измерительная техника и камеры *PVT* компании *Chandler Engineering* (3000-GL *PVT system*).

Создание начальной водонасыщенности

Для керновых моделей пласта БУ8(3)-9 Ен-Яхинского НГКМ создавалась начальная водонасыщенность S_{wo} , равная 45 %. Образцы горных пород, составляющие каждую модель, высушивали при температуре $t = 105$ °С до постоянной массы ($M_{сух}$), затем насыщали их моделью пластовой воды, измеряли массу образцов ($M_{нас}$) при 100%-ной насыщенности и определяли коэффициент открытой пористости по воде (K_{no}).

Для получения требуемой начальной водонасыщенности S_{wo} образцы горных пород центрифугировали при 2000 об/мин в течение 30 мин, затем методом взвешивания определяли полученную водонасыщенность образцов, которую и доводили до требуемой методом капиллярной вытяжки.

Оценка эффективности вытеснения нефти различными агентами (вода, газ сепарации, азот, двуокись углерода)

Коэффициент извлечения нефти $K_{изв}$ в случае использования различных агентов для ее вытеснения определяется по формуле:

$$K_{изв} = \beta \cdot K_{охв}, \quad (1)$$

где β – коэффициент вытеснения нефти, полученный по данным лабораторного эксперимента в соответствии с [4]; $K_{охв}$ – коэффициент охвата (технологический параметр, зависящий от особенностей коллектора, свойств пластовых и закачиваемых флюидов, а также от конкретной схемы разбуривания нефтяной залежи).

Размеры моделей и скорости фильтрации флюидов подбирались так, чтобы максимально удовлетворялись критерии подобия [5].

Процесс вытеснения нефти различными агентами осуществлялся до тех пор, пока из модели пласта при заданных пластовых условиях не прекращался вынос нефти. При этом через модель пласта прокачивалось порядка пяти поровых объемов агента.

Выбор агентов для воздействия на нефтяной пласт

Из всего многообразия газообразных агентов для исследования были выбраны те, которые легко получить в достаточном объеме непосредственно на промысле или из внешнего источника, позволяющего производить закачку газа в масштабах всего месторождения. В качестве основных агентов воздействия рассматривались вода, газ сепарации, азот, двуокись углерода и ШФЛУ (табл. 2).

Таблица 2

Составы агентов вытеснения

Компонентный состав агента, % мол.	Вода	Газ сепарации (модельный газ)	Азот	Двуокись углерода	ШФЛУ
CO ₂	-	0	-	100	-
N ₂	-	0	100	-	-
C ₁	-	73,79	-	-	-
C ₂	-	10,27	-	-	3,515
C ₃	-	8,82	-	-	35,955
iC ₄	-	0	-	-	-
nC ₄	-	5,76	-	-	56,374
iC ₅	-	0	-	-	-
nC ₅	-	1,11	-	-	2,93
nC ₆	-	0,25	-	-	1,226
C ₅₊	-	1,36	-	-	4,156
Всего:	-	100,00	-	-	100,00

Результаты измерений

Результаты выполненных исследований по закачке различных агентов в модели пласта нижнемеловых отложений Ен-Яхинского НГКМ (пласт БУ8(3)-9) отражены в табл. 3 и на рис. 2.

Таблица 3

Эффективность вытеснения нефти различными агентами
в разных режимах

Агент воздействия	Способ вытеснения	$K_{выт}$ %
Вода	Непрерывный	32
Азот	Непрерывный	14
Газ сепарации	Непрерывный	78
Двуокись углерода	Непрерывный	59
ШФЛУ	Непрерывный	97
Вода + газ сепарации	Циклическая закачка при $z = 0,1$	39
Вода + газ сепарации	Циклическая закачка при $z = 0,25$	52
Вода + газ сепарации	Одновременная закачка (в равных долях)	24

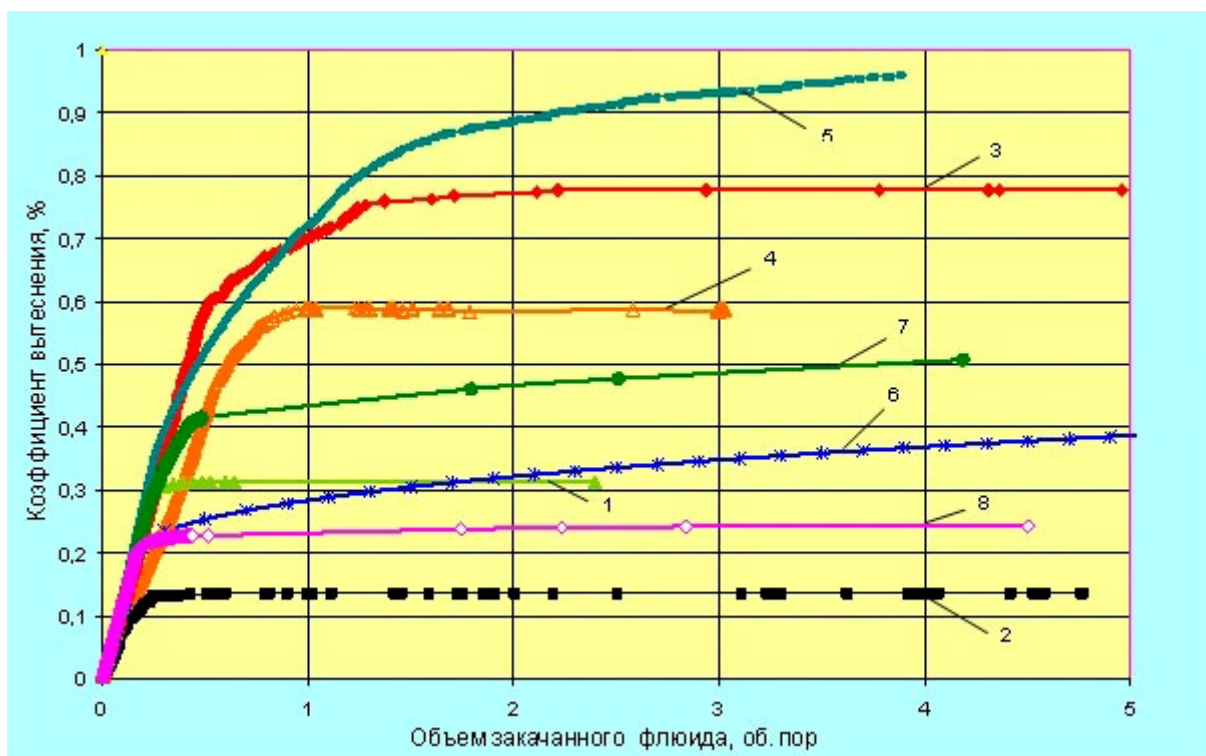


Рис. 2. Зависимость коэффициента вытеснения нефти из моделей пласта от закачанного объема для различных вытесняющих агентов (1 – вода; 2 – азот; 3 – газ сепарации; 4 – двуокись углерода; 5 – ШФЛУ) и режимов вытеснения (6 – циклическая закачка, $z = 0,1$; 7 – циклическая закачка, $z = 0,25$; 8 – одновременная закачка воды и газа сепарации)

Из табл. 3 и рис. 2 видно, что наименее эффективным вытесняющим агентом является азот. Таким образом, при закачке инертного к породе и нефти агента (азота) реализуется несмешивающееся вытеснение, эффективность которого для конкретных условий Ен-Яхинского НГКМ (пласт БУ8(3)-9) составляет всего 14 %.

При закачке в модель пласта как газа сепарации, так и оторочки ШФЛУ осуществляется смешивающееся вытеснение, традиционно демонстрирующее свою высокую эффективность [6]. Так, при закачке ШФЛУ порядка четырех поровых объемов удается вытеснить практически всю нефть (97 %), содержащуюся в модели пласта.

Неожиданно высокую эффективность показывает закачка двуокиси углерода ($K_{\text{выт}} = 59 \%$), что открывает перспективу утилизации парниковых газов в нефтесодержащем пласте при одновременном повышении коэффициента извлечения нефти.

При одновременной закачке минерализованной воды и газа сепарации коэффициенты вытеснения нефти ($K_{\text{выт}} = 24 \%$) гораздо ниже, чем при закачке только газа сепарации ($K_{\text{выт}} = 78 \%$). Это можно объяснить тем, что минерализованная вода, закачиваемая в модель пласта одновременно с газом сепарации, препятствует установлению режима смешивающегося вытеснения. В этом случае минерализованную воду необходимо использовать в качестве оторочки для продавливания газа сепарации в пласт, что и происходит при реализации циклического вытеснения нефти. Таким образом, даже из технологических соображений целесообразнее проводить на месторождении попеременную закачку воды и газа, чем их одновременную закачку.

При циклическом воздействии можно достичь довольно высоких коэффициентов вытеснения нефти (до 52 %), причем $K_{\text{выт}}$ можно увеличить за счет увеличения коэффициента цикличности.

Полученные результаты представляют практический интерес, поскольку позволяют дать научно обоснованные рекомендации для повышения коэффициента извлечения нефти из нефтяной оторочки пласта БУ8(3)-9 Ен-Яхинского НГКМ.

При применении вторичных и третичных методов повышения коэффициента нефтеотдачи рекомендуется:

- не использовать азот в качестве вытесняющего агента из-за его низкой эффективности;
- использовать в качестве наиболее эффективных вытесняющих агентов либо газ сепарации, либо оторочку ШФЛУ, при закачке которых в пласт реализуется режим смешивающегося вытеснения;
- практиковать закачку двуокиси углерода в нефтесодержащий пласт для повышения углеводородоотдачи, а также решения проблемы захоронения парниковых газов;

- избегать одновременной закачки газа и пластовой воды с целью повышения коэффициента извлечения нефти из-за крайне низкой технологической эффективности этого режима;
- чередовать закачку пластовой воды и газа сепарации долями 0,15–0,25 порового объема при использовании циклического водогазового воздействия на выбранный участок нефтяной залежи.

Следует учитывать, что предлагаемые рекомендации разработаны на основании изучения процессов вытеснения, происходящих в пласте БУ8(3)-9 Ен-Яхинского НГКМ при следующих начальных пластовых условиях: давлении $P_{пл} = 29,5$ МПа, температуре $T_{пл} = 80$ °С и водонасыщенности 45 %.

К сожалению, провести аналогичные исследования для других начальных значений водонасыщенности или смоделировать ситуацию разработки нефтяного пласта, при которой текущее пластовое давление $P_{тек}$ становится ниже давления насыщения $P_{нас}$ ($P_{тек} < P_{нас}$), не удалось из-за недостаточного количества имеющегося кернового материала.

Очевидно, что указанные причины ограничивают сферу применения полученных результатов и делают выводы из настоящей статьи справедливыми только для вполне конкретных условий эксперимента: $P_{пл} = 29,5$ МПа; $T_{пл} = 80$ °С; $S_{wo} = 45$ %.

Список литературы

1. Рассохин С.Г. Моделирование водогазового воздействия на низкопроницаемый нефтяной пласт / С.Г.Рассохин., В.М.Троицкий, А.В. Мизин, А.С. Рассохин // Газовая промышленность. – 2009. – № 5 – С. 40–44.
2. Рассохин С.Г. Влияние начальной водонасыщенности и смены режима дренирования на фазовые проницаемости нефтенасыщенных неоконских залежей / С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.В. Мизин и др. // Разработка месторождений углеводородов: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2008. – С. 169–178.
3. Тер-Саркисов Р.М. Компьютеризированные установки многофазной фильтрации и их применение при разработке методов повышения конденсатоотдачи / Р.М. Тер-Саркисов, В.А. Николаев, С.Г. Рассохин и др. // Повышение углеводородоотдачи пласта газоконденсатных месторождений: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 1998. – С. 27–38.

4. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: ИРЦ Газпром, 1987. – 12 с.

5. Эфрос Д.Ф. Исследования фильтрации неоднородных систем / Д.Ф. Эфрос. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 351 с.

6. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты / Г.С. Степанова. – М.: Газоил пресс, 2006. – 199 с.