

## **ВЛИЯНИЕ УРОВНЯ СМЕСИМОСТИ НА ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ (РАСТВОРИТЕЛЕМ)**

Лян Мэн, С.В. Антонов, А.С. Мишин, В.Н. Хлебников, В.А. Винокуров  
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва,  
e-mail: [Khlebnikov\\_2011@mail.ru](mailto:Khlebnikov_2011@mail.ru)

### **Введение**

При моделировании процессов вытеснения нефти применяются различные типы моделей пласта, например насыпные трубки (из дисперсного материала), длинные тонкие трубки (slim tube), кернавые модели и микромодели [1]. В России наиболее известен метод лабораторного моделирования пластовых процессов при добыче нефти, основанный на использовании кернавых моделей пласта по методике, описанной в документе ОСТ 39-195-86 [2].

При проведении лабораторных экспериментальных исследований важно знать, насколько полно и точно результаты отражают явления, происходящие в моделируемом пласте. При физическом моделировании нефтяных и газовых пластов наиболее сложно воспроизвести масштабный фактор  $L/\sqrt{K}$  ( $L$  – длина пористой среды,  $K$  – проницаемость), ввиду несоизмеримости размеров пласта и его физической модели. Рассмотрение этой проблемы в классических работах Д.А. Эфроса и В.П. Оноприенко показало, что невозможно точное физическое моделирование даже процесса одномерного вытеснения нефти водой. Решение проблемы моделирования заключается в нахождении условий автомодельности процесса (получение критериев подобия), которое позволяет перенести результаты лабораторных опытов на реальные объекты. ОСТ 39-195-86 разработан для физического моделирования вытеснения нефти водой, однако в России он применяется для исследования и моделирования вытеснения нефти газами, т.е. для смешивающегося вытеснения.

Повышение нефтеотдачи пластов, добыча нефти из низкопроницаемых коллекторов и сланцев требуют применения газовых и смешивающихся агентов для добычи нефти, т.к. высокий уровень смесимости газа и нефти позволяет уменьшить (подавить) капиллярные силы. Поэтому тип смесимости газового агента и нефти необходимо определить точно. Смешивающееся вытеснение нефти обычно достигается по многоконтakтному меха-

низму, что требует значительного фильтрационного пути. Часть пласта, в которой в результате массообмена достигается многоконтактная смесимость, называется переходной зоной (зоной изменения состава контактирующих фаз), т.е. для исследования многоконтактной смесимости необходимо использовать значительные по длине модели пласта. Исследование вытеснения нефти газом с использованием коротких моделей пласта, длина которых меньше ширины переходной зоны или соизмерима с ней, может дать искаженные результаты. Для повышения качества физического моделирования вытеснения нефти газами (растворителями) необходимо сопоставить данные по вытеснению нефти из керновых моделей пласта и из slim tube, т.е. провести сопоставление результатов наиболее известных методов физического моделирования [3]. Важно это сравнение провести с различными газами и растворителями применительно к условиям одного месторождения при несмешивающемся, ограниченно-смешивающемся и смешивающемся вытеснении нефти, т.е. при различной глубине массообмена между нефтью и газом.

### Экспериментальная часть

Все эксперименты проводили на модернизированной фильтрационной установке УИК-5 при давлении 19,2 МПа и температуре 19,2 °С. В экспериментах использовали рекомбинированную модель нефти, которую готовили растворением в дегазированной, обезвоженной нефти месторождения основных компонентов нефтяного газа (с содержанием 1% и более): метана, этана, пропана, *n*-бутана и изобутана. Модель попутного нефтяного газа (ПНГ) готовили смешением метана, этана, пропана, *n*-бутана и изобутана. Вязкость рекомбинированной модели нефти, равную 3,44–3,45 мПа\*с, измеряли при пластовых условиях с помощью капиллярного вискозиметра высокого давления. Молекулярный вес модельного попутного газа был равен молекулярному весу реального попутного газа. Состав модели ПНГ приведен в табл. 1. Содержание основного компонента использованных индивидуальных газов (азот, метан, CO<sub>2</sub>, этан, пропан, *n*-бутан и изобутан) составляло не менее 99,9%.

Таблица 1

## Состав модели ПНГ

Компонент, параметр	Концентрация компонентов в модели ПНГ, об.%	
Метан	78,080	
Этан	12,525	
Пропан	6,740	
Изобутан	0,882	
<i>n</i> -Бутан	1,773	
Сумма компонентов	100	
	ПНГ месторождения	Модельный ПНГ
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	112	110
Средний молекулярный вес	21,8	21,8
Давление насыщения, МПа	17,67	–

**Эксперимент с применением slim tube.** Эксперименты проводили по ранее описанной методике с использованием установки УИК-5 [4]. Slim tube представлял собой трубку из нержавеющей стали длиной 990 см и внутренним диаметром 0,8 см, набитую кварцевым песком (0,315–1,0 мм) и скрученную в спираль диаметром 35 см. Slim tube перед опытом очищали спирто-бензольной смесью, сушили в токе воздуха при 60–70 °С и насыщали керосином. В ходе фильтрации керосин замещали на рекомбинированную модель нефти. Затем осуществляли вытеснение нефти газовым агентом или растворителем. Скорость закачивания вытесняющего флюида во всех опытах составляла 12 см<sup>3</sup>/ч.

В качестве параметра, характеризующего степень смесимости нефти и газа, использовали коэффициент вытеснения нефти после закачки 1,2 порового объема (п.о.) агента [4]. При коэффициенте вытеснения нефти 90% и выше – смешивающийся режим вытеснения нефти газом. При коэффициенте вытеснения нефти 60–90% – ограниченно смешивающийся режим вытеснения нефти газом. При коэффициенте вытеснения нефти менее 60% – несмешивающийся режим вытеснения нефти газом.

Для измерения объемов нефти и газа, выделившихся из моделей пласта при вытеснении газами, использовали ультразвуковой двухфазный сепаратор-измеритель. В сепараторе (подключенном к выходу из модели пласта) поддерживали пластовое давление. При вытеснении нефти из slim tube растворителями для поддержания пластового давления в

системе использовали гидравлический демпфированный клапан, который был установлен на выходе из модели пласта. Клапан снижал давление флюидов на выходе из модели пласта с пластового до атмосферного. Объем дегазированной нефти измеряли ультразвуковым сепаратором-измерителем, количество газа измеряли газовыми часами.

**Подготовка керновых моделей пласта.** В эксперименте использовали линейные составные модели низкопроницаемого пласта из цилиндрических образцов керна, которые готовили по общепринятым методикам. Каждая модель пласта состояла из пяти кернов. Керны в моделях пласта подбирали таким образом, чтобы они относились к одному литологическому типу и соответствовали единой выборке по зависимости проницаемости от пористости. Связанную воду в кернах создавали с помощью капилляриметра. Состав моделей воды приведен в табл. 2.

Таблица 2

**Состав моделей воды**

Компоненты	Содержание, г/л	
	пластовая вода	закачиваемая вода
CaCl <sub>2</sub>	222,44	2,775
KBr	4,17	–
MgSO <sub>4</sub> *7H <sub>2</sub> O	0,96	7,483
MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O	90,63	–
NaCl	71,87	8,965
NaHCO <sub>3</sub>	0,9	0,275
KCl	33,64	–
Плотность, кг/м <sup>3</sup> (при 20 °C)	1255	1010

Подготовку моделей пласта осуществляли специалисты кафедры литологии РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина под руководством проф. О.В. Постниковой. Характеристика моделей пласта приведена в табл. 3.

Таблица 3

## Характеристика моделей пласта

Мо- дель пла- ста	Проницаемость*10 <sup>3</sup> , мкм <sup>2</sup>			Объем пор, мл	Начальная нефтен- сыщен- ность, %	Длина, см	Диа- метр, см
	по газу	по керосину	по нефти				
М1	7,09	0,55	0,27	8,66	57,3	16,69	2,95
М2	7,24	0,08	0,07	7,92	53,7	16,63	2,95
М3	6,97	0,07	0,07	7,73	52,0	16,60	2,95
М4	7,46	0,026	0,019	8,30	52,9	16,69	2,95
М5	4,58	0,098	0,091	7,05	62,7	16,675	2,95

## Экспериментальные результаты и их обсуждение

**Результаты вытеснения нефти газовыми агентами и растворителями из slim tube** (табл. 4). Типичная динамика вытеснения нефти из slim tube газом (на примере метана) приведена на рис. 1. Первоначально нефть вытесняется в поршневом режиме. После прорыва газа происходят замедление скорости вытеснения нефти и стабилизация перепада давления. В конце эксперимента газ фильтруется через slim tube при небольшом перепаде давления.

Таблица 4

**Результаты опытов с использованием slim tube**  
(Характеристика slim tube: длина – 9,9 м, диаметр – 0,8 см, средние проницаемости по газу – 31 мкм<sup>2</sup>, по керосину – 17,4 мкм<sup>2</sup>, по нефти – 16,5 мкм<sup>2</sup>)

Вытесняющий флюид	Объем закачива- ния флюида, п.о.	Момент прорыва газа, п.о.	Коэффициент вытеснения нефти, %
Метан	1,20	0,21	38,3
	1,29		38,5
Азот	1,20	0,13	19,1
	1,35		19,2
ПНГ	1,20	0,225	68,3
	1,31		69,7
Жидкий CO <sub>2</sub>	1,20	0,86	94,8
	1,56		95,8

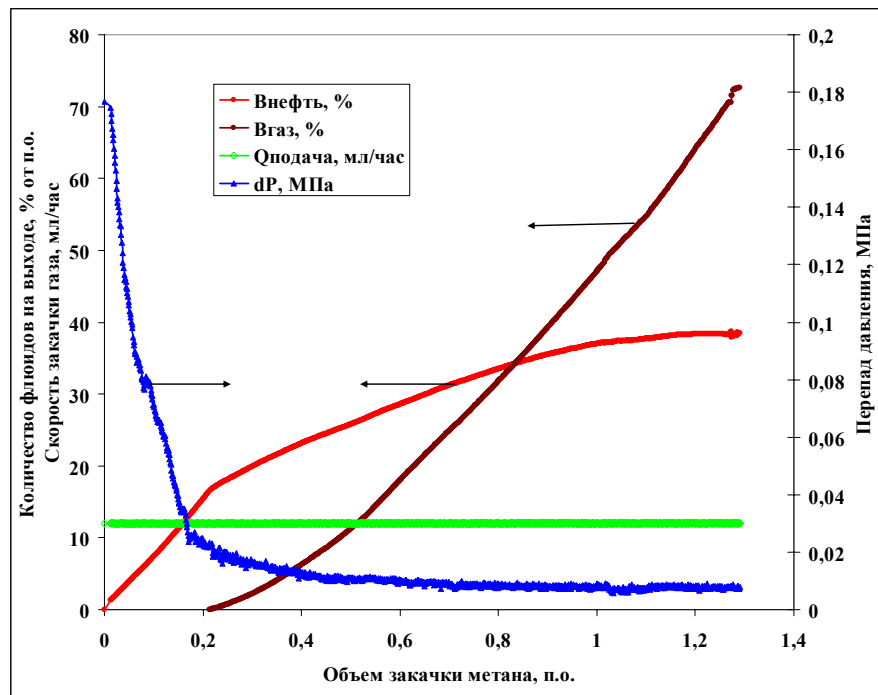


Рис. 1. Динамика вытеснения нефти метаном из slim tube

В случае вытеснения нефти  $\text{CO}_2$  (рис. 2, табл. 4) прорыв флюида происходит значительно позднее, чем при вытеснении нефти азотом, метаном и ПНГ. Прорыв флюида в экспериментах с растворителем (рис. 2) определяли по резкому росту газового фактора. При использовании углекислоты степень вытеснения нефти после закачивания 1,2 п.о. флюида составляла 94,8%, т.е. наблюдался смешивающийся режим вытеснения нефти.

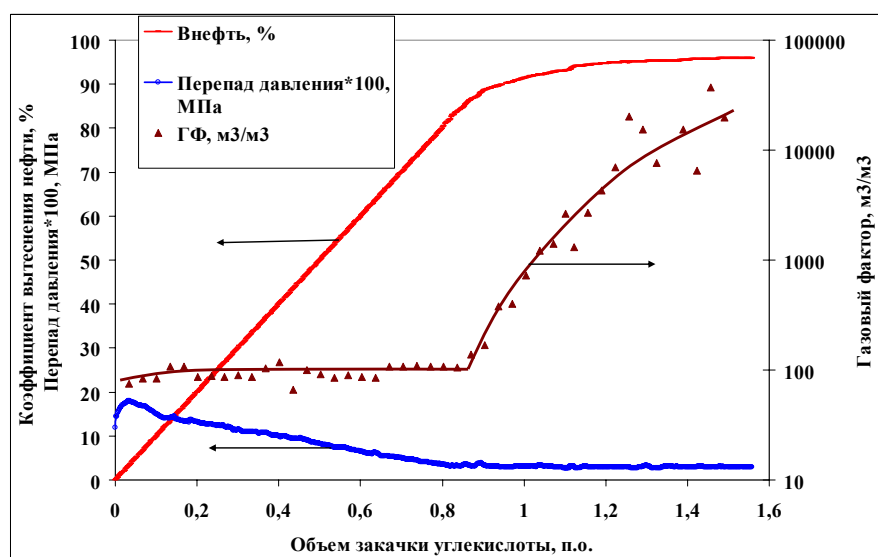


Рис. 2. Динамика вытеснения нефти углекислотой из slim tube

Данные табл. 4 показывают, что в условиях выбранного месторождения газовые флюиды имеют различную эффективность. Азот и метан не являются эффективными нефтевытесняющими агентами в условиях выбранного пласта. Лучшие результаты получены в случае ПНГ и жидкой углекислоты.

**Результаты исследования вытеснения нефти из керновых моделей пласта.** Сначала рассмотрим вытеснение нефти углеводородными газами и азотом. Экспериментальные результаты приведены в табл. 5, типичная динамика фильтрации представлена на рис. 3. Все эксперименты начинались при перепаде давления, равном нулю. Первоначально при нагнетании инертных газов в нефтенасыщенные модели пласта наблюдался быстрый рост перепада давления, что связано с началом движения (фильтрации) нефти через низкопроницаемые керны (максимальный перепад давления достигался обычно в период прокачивания паразитного объема модели пласта и на рис. 3 не показан). Затем происходило снижение перепада давления и прорыв газа. До прорыва газа нефть вытеснялась в поршневом режиме, после прорыва газа вытеснение нефти быстро прекращалось. Фильтрацию газов вели до прекращения вытеснения нефти и стабилизации перепада давления.

Таблица 5

**Результаты фильтрационных экспериментов с составными керновыми моделями пласта**

Модель пласта	Флюид	Объем закачки, п.о.	Прорыв газа, п.о.	Перепад давления, МПа		Скорость закачивания, мл/час	Коэффициент вытеснения нефти, %
				максимальный	в конце фильтрации		
М1	Метан	2,48	0,20	0,364	0,088	1,19	21,5
М2	Азот	0,54	0,13	—	1,084	0,3	21,0
М3	CO <sub>2</sub> *	1,54	0,30	0,904	1,95**	0–0,6	52
М4	ПНГ	3,76	0,25	—	1,35	3,0	41

Примечание: (\*) – затухание фильтрации, (\*\*) – аппаратно-ограниченный перепад давления.

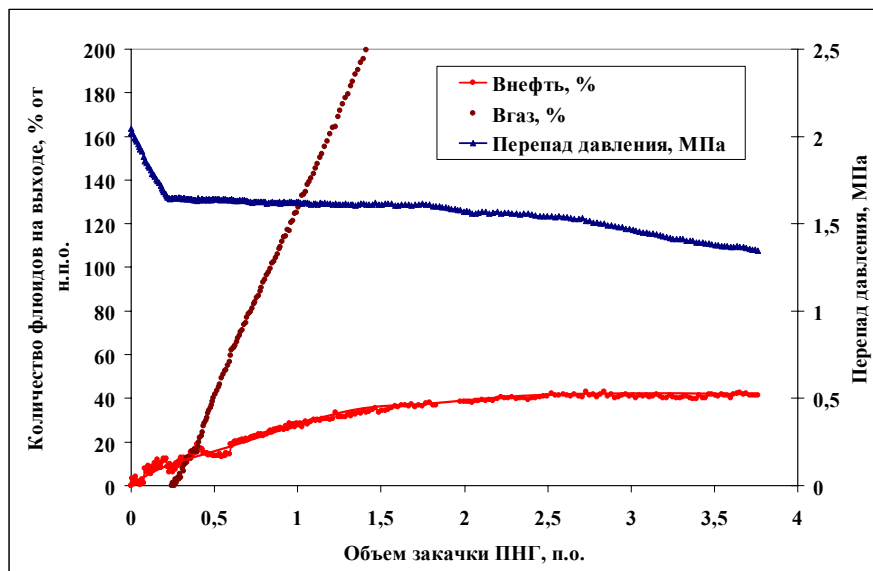


Рис. 3. Динамика вытеснения нефти ПНГ из модели М4

Данные табл. 5 показывают, что при использовании керновых моделей пласта азот и метан демонстрируют практически одинаковые нефтевытесняющие свойства, а ПНГ имеет заметно лучшие нефтевытесняющие характеристики, чем метан и азот. Сопоставление результатов вытеснения нефти инертными газами из керновых моделей пласта с результатами опытов с использованием slim tube показывает (табл. 6):

- 1) коэффициенты вытеснения нефти из керновых моделей пласта для метана и ПНГ значительно ниже, чем при использовании slim tube;
- 2) в случае азота наблюдаются близкие значения коэффициентов вытеснения нефти при использовании керновой модели пласта и slim tube;
- 3) прорыв азота, метана и ПНГ при использовании обоих типов моделей пласта происходит практически одновременно.



Таблица 6

**Сопоставление результатов опытов с использованием slim tube  
и составных керновых моделей пласта**

Вытесняющий агент	Режим вытеснения нефти	Результаты вытеснения нефти из slim tube (объем закачивания 1,2 п.о.)		Результаты вытеснения нефти из составных керновых моделей пласта		Разность коэффициентов вытеснения нефти из slim tube и из керновой модели пласта, %
		коэффициент вытеснения, %	прорыв флюида, п.о.	коэффициент вытеснения, %	прорыв флюида, п.о.	
Азот	Несмешивающийся	19,1	0,13	21	0,13	~ 0
Метан		38,3	0,21	21,5	0,20	16,8
ПНГ	Ограниченно-смешивающийся	68,3	0,225	41	0,25	27,3
Углекислота	Смешивающийся	94,8	0,85–0,87	52	~ 0,30	42,8

Отметим, что при исследовании вытеснения нефти жидкой углекислотой возникла экспериментальная трудность, связанная с невозможностью использования демпфированного клапана на выходе из модели пласта (аналогично slim tube – эксперименту с CO<sub>2</sub>) ввиду весьма низкой скорости фильтрации в опытах с низкопроницаемыми керновыми моделями пласта. Из-за смесимости CO<sub>2</sub> и нефти также невозможно прямо использовать для измерения количества нефти ультразвуковой сепаратор-отстойник. Проблема измерения количества вытесняемой нефти была решена в результате применения химического связывания CO<sub>2</sub> раствором щелочи. Для этого двухфазный вариант ультразвукового сепаратора-измерителя заполнили в качестве водной фазы 150 мл 20%-ного раствора гидроксида натрия, что позволяло связывать CO<sub>2</sub> и измерять объем вытесненной нефти.

Табл. 5 и 6 показывают, что углекислота является значительно более эффективным вытесняющим агентом, чем инертные газы. Однако коэффициент вытеснения нефти углекислотой из керновой модели пласта значительно ниже, чем в случае slim tube (соответственно 52,0 и 94,8–95,8%).

Рис. 4 демонстрирует сложную зависимость перепада давления от объема закачки. Сразу после начала фильтрации CO<sub>2</sub> наблюдался рост перепада давления (одновременно с

вытеснением нефти). После достижения максимального значения (0,904 МПа) перепад давления быстро снизился, и вскоре вытеснение нефти прекратилось. Все это указывает на прорыв флюида. На заключительном этапе эксперимента происходил монотонный рост перепада давления, а после закачивания  $\text{CO}_2$  в количестве 1,35–1,4 п.о. рост перепада давления резко ускорился вплоть до затухания фильтрации. Вид динамики фильтрации указывает на то, что затухание фильтрации не связано с вытеснением нефти или с выпадением смол и асфальтенов из нефти под действием углекислоты. Наиболее вероятной причиной затухания фильтрации является выпадение солей из высокоминерализованной остаточной воды под действием  $\text{CO}_2$ .

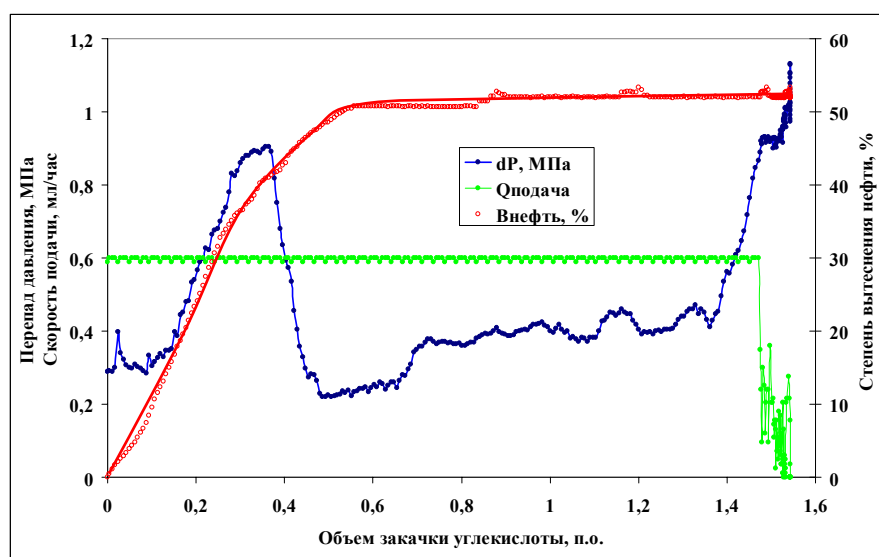


Рис. 4. Динамика вытеснения нефти углекислотой из модели МЗ

**Сопоставление результатов вытеснения нефти из керновых моделей пласта и из slim tube.** Проведенное сопоставительное исследование показало, что использование керновых моделей пласта не позволяет в полной мере выявить нефтевытесняющий потенциал газового агента или растворителя. Чем выше степень смесимости нефти и газового агента, тем больше различие коэффициентов вытеснения нефти из slim tube и из керновой модели пласта (табл. 6). Это прямо указывает на то, что линейные керновые модели пласта не обеспечивают достаточного фильтрационного пути, необходимого для достижения смесимости между газом и нефтью. Керновые модели пласта позволяют получить достоверные результаты только в случае несмешивающегося вытеснения нефти. Так, при вытеснении нефти азотом реализуется жестко несмешивающийся режим, поэтому массооб-

мен не влияет на процесс вытеснения нефти (как и в случае воды), что объясняет практически полное совпадение коэффициентов вытеснения нефти из керновой модели пласта и из slim tube (соответственно 21 и 19,1%).

### Заключение

1. Керновые модели пласта надежно моделируют вытеснение нефти несмешивающимися агентами (водой и газами при жестко несмешивающемся режиме вытеснения).

2. Керновые модели пласта не позволяют в полной мере выявить нефтевытесняющие характеристики газовых флюидов, что объясняется невозможностью достичь многоконтактной смесимости при коротком пути фильтрации.

3. Сопоставление (тестирование) нефтевытесняющей способности газовых агентов и растворителей с целью подбора оптимального флюида с применением керновых моделей пласта не позволяет получать надежные результаты. В случае низкопроницаемых низкотемпературных пластов одного из месторождений Восточной Сибири газовые агенты располагаются в ряд по возрастанию эффективности вытеснения нефти:  $N_2$ ;  $CH_4$ ; ПНГ; жидкий  $CO_2$  (различие в эффективности при вытеснении нефти в 1,5–2 раза), а при использовании керновых моделей пласта по повышению нефтевытесняющей эффективности ряд имеет следующий вид:  $N_2$  и  $CH_4$ ; ПНГ; жидкий  $CO_2$  ( $N_2$  и  $CH_4$  не различаются по эффективности, различие между ПНГ и  $CO_2$  небольшое).

4. В условиях сложных месторождений необходимо исследовать вытеснение нефти активными флюидами (способными менять свойства нефти, воды и породы) с использованием представительных керновых моделей пласта, что позволяет предотвратить осложнения при применении активных флюидов в условиях сложно-построенных коллекторов.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Du Baojian, Cheng Linsong. Experimental study of enhanced oil recovery with  $CO_2$  slug+ $N_2$  flood in low permeability reservoir // Geosystem Engineering. – 2014. – Vol. 17, № 5. – P. 279–286.

2. ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М., 1986.
3. *Хлебников В.Н., Мишин А.С., Антонов С.В., Хамидуллина И.В., Лян Мэн, Полищук А.М.* Сопоставление результатов вытеснения нефти газовыми агентами из линейных керновых и слим-моделей пласта (slim-tube) // Вестн. ЦКР Роснедра. – 2015. – № 5/6. – С. 20–27.
4. *Хлебников В.Н., Губанов В.Б., Полищук А.М.* Использование слим-моделей пласта (slim tube) для физического моделирования процессов вытеснения нефти смешивающимися агентами: Ч. 2. Оценка возможности применения стандартного фильтрационного оборудования для осуществления слим-методики // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 6. – С. 32–38.