

УДК 622.276.6

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2016

## ЭПОХА ПОЛНОРАЗМЕРНОГО КЕРНА ПРИ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

И.С. Путилов, П.Н. Рехачев, И.П. Гурбатова, Н.Н. Барковский, О.И. Якимов, О.А. Морозюк<sup>1</sup>

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614010, Россия, г. Пермь, ул. Героев Хасана, 9а)  
<sup>1</sup>Ухтинский государственный технический университет (169300, Россия, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, 13)

## FULL-SIZE CORE EPOCH AT LABORATORY RESEARCH OF EOR TECHNOLOGIES

I.S. Putilov, P.N. Rekhachev, I.P. Gurbatova, N.N. Barkovskii, O.I. Iakimov, O.A. Morozjuk<sup>1</sup>

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (9 Geroev Khasana st., Building A., Perm, 614066, Russian Federation)

<sup>1</sup>Ukhta State Technical University (13 Pervomaikaia st., Ukhta, Republic of Коми, Russian Federation)

Получена / Received: 19.01.2016. Принята / Accepted: 05.05.2016. Опубликовано / Published: 30.06.2016

### Ключевые слова:

полноразмерный керновый образец, сложнопостроенный карбонатный коллектор, анизотропия, коэффициент вытеснения нефти, опытно-промышленные работы.

Приведен анализ влияния размера керновых образцов на достоверность данных, получаемых в ходе лабораторного моделирования технологий воздействия на пласт в зависимости от типа коллекторов.

Определено, что, в отличие от составных моделей, полноразмерный керн максимально полно отражает взаимосвязь поровых систем сложнопостроенных коллекторов, что позволяет делать более корректные выводы об эффективности технологий, в частности, определять адсорбцию и механическую деструкцию полимерных составов, прочность созданного водоизоляционного барьера, динамику давления в процессе закачки составов и т.д. При подборе полноразмерных образцов керна с целью повышения достоверности полученных результатов при лабораторном моделировании необходимо учитывать анизотропию пород, которая присуща карбонатным коллекторам и, как правило, связана с трещиноватостью пород.

На основании сформированных представлений о повышении эффективности моделирования технологий повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) для условий сложнопостроенных карбонатных коллекторов проведены лабораторные исследования с использованием кернового материала на примере испытаний термообратимой полимерной композиции «МЕТКА», разработанной Институтом химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук. Использование полноразмерного керна позволило оценить эффективность технологии «МЕТКА» при вовлечении в разработку не только низкопроницаемых пропластков, но и высокопроницаемых зон пласта, ранее не охваченных или слабо охваченных заводнением. Проведение исследований составных моделей из керна стандартного размера показало неинформативность полученных результатов для оценки охвата заводнением.

Определена необходимость использования керновых образцов максимального диаметра при проведении испытаний для условий сложнопостроенных карбонатных коллекторов ввиду низкой представительности стандартных образцов. Полученные результаты имеют практическое значение для корректного определения параметров реализации технологий ПНП на скважинах при разработке месторождений.

### Key words:

full-size core sample, complex carbonate reservoir, anisotropy, oil recovery factor, pilot project

The article analyzes influence of core sample size on authenticity of data, obtained in laboratory simulation of reservoir stimulation technologies depending on reservoir type.

It is found that in contrast to composite models, a full-size core reflects relationship of pore systems of complex reservoirs to the full extend. That allows making more correct conclusions about the effectiveness of technologies. In particular determination of adsorption and mechanical destruction of polymer compositions, strength of created water-proof barrier, dynamics of pressure during mixture injection etc. In order to improve authenticity of results obtained in laboratory simulation at the stage of selection of full-size core samples rock anisotropy, which is common for carbonate reservoirs and are usually connected to rocks fracture system, have to be taken into account.

On the basis of ideas about improved efficiency of modeling technologies for enhanced oil recovery (EOR) for the conditions of complex carbonate reservoirs laboratory study is performed. The study used core samples with thermo reversible polymer composition METKA, developed by the Institute of Petroleum Chemistry of Siberian Branch of the Russian Academy of Science. Use of a full-size core allowed evaluating the effectiveness of METKA technology. The technology allowed to involve in the development low-permeability reservoirs and reservoirs that were not flooded. Study showed that results of standard-size core models are not informative to evaluate flooding efficiency.

For the conditions of complex carbonate reservoirs due to low representation of standard samples the need to use core samples of maximal diameter is determined. Results obtained have practical importance in correct determination of parameters for EOR application during field development.

**Путилов Иван Сергеевич** – кандидат технических наук, заместитель директора по научной работе в области геологии (тел.: +007 342 233 64 58, e-mail: Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com).

**Рехачев Павел Николаевич** – начальник центра исследования керна и пластовых флюидов (тел.: +007 342 233 64 41, e-mail: Pavel.Rehachev@pnn.lukoil.com).

**Гурбатова Ирина Павловна** – кандидат технических наук, заместитель начальника центра исследования керна и пластовых флюидов (тел. +007 342 233 64 93, e-mail: Irina.Gurbatova@pnn.lukoil.com).

**Барковский Николай Николаевич** – начальник отдела исследования методов повышения нефтеотдачи пласта на керне (тел.: +007 342 233 64 93, e-mail: Nikolaj.Barkovskij@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.

**Якимов Олег Игоревич** – заведующий лабораторией химических методов повышения нефтеотдачи пластов (тел.: +007 342 717 01 55, e-mail: Oleg.Jakimov@pnn.lukoil.com).

**Морозюк Олег Александрович** – кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики (тел.: +007 8216 77 44 75, e-mail: zav\_rangm@ugtu.net).

**Ivan S. Putilov** (Author ID in Scopus: 25723777700) – PhD in Engineering, Deputy Director for Science in Geology (tel.: +007 342 233 64 58, e-mail: Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com).

**Pavel N. Rekhachev** (Author ID in Scopus: 56088245400) – Head of the Centre of Core and Reservoir Fluid Study (tel.: +007 342 233 64 41, e-mail: Pavel.Rehachev@pnn.lukoil.com).

**Irina P. Gurbatova** (Author ID in Scopus: 55536701100) – PhD in Engineering, Deputy Head of the Centre of Core and Reservoir Fluid Study (tel. +007 342 233 64 93, e-mail: Irina.Gurbatova@pnn.lukoil.com).

**Nikolai N. Barkovskii** – Head of the Department of Study of Enhanced Oil Recovery Methods on Core (tel.: +007 342 233 64 93, e-mail: Nikolaj.Barkovskij@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondence.

**Oleg I. Iakimov** – Head of the Laboratory for Chemical Enhanced Oil Recovery Methods (tel.: +007 342 717 01 55, e-mail: Oleg.Jakimov@pnn.lukoil.com).

**Oleg A. Morozjuk** (Author ID in Scopus: 56006963800) – PhD in Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields and Underground Hydromechanics (tel.: +007 8216 77 44 75, e-mail: zav\_rangm@ugtu.net).

## Введение

Неравномерная выработка запасов в процессе разработки нефтяных месторождений и, как следствие, недостижение проектного коэффициента извлечения нефти (КИН) требуют проведения работ по повышению нефтеотдачи пластов (ПНП). Одним из наиболее распространенных методов увеличения нефтеотдачи пластов является метод выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин. Главные цели выравнивания профилей приемистости – увеличение охвата пласта заводнением по толщине, площади, перераспределение объемов закачки между пластами и пропластками при одновременном воздействии на них вытесняющим агентом. Обработки проводят с применением временно изолирующих материалов: гелеобразующих составов, эмульсий, осадкообразующих растворов, водных растворов полиакриламида и т.д. Ухудшение геолого-физических характеристик и технологических параметров работы скважины ограничивает область применения существующих методов воздействия на пласт, что обуславливает необходимость поиска и внедрения новых технологий.

Особое внимание при выборе новых технологий ПНП необходимо уделять этапу лабораторных исследований, в частности, этапу фильтрационных испытаний на керновом материале, позволяющих наглядно оценить эффективность исследуемой технологии. Неверные выводы на стадии лабораторного моделирования могут либо дискредитировать высокоэффективный метод, либо, наоборот, вызвать неоправданно большие материальные затраты при внедрении в промышленных масштабах малоэффективного способа увеличения нефтеотдачи [1].

Для повышения достоверности получаемых результатов при моделировании технологий ПНП на этапе фильтрационных испытаний необходимо учитывать особенности геологического строения месторождения и строения различных пород, ввиду чего особое внимание необходимо уделить выбору адекватных моделей пласта.

## Анализ влияния размера керновых образцов на достоверность данных, получаемых в ходе исследований технологий ПНП

В соответствии с существующими представлениями керновые образцы, моделирующие участки пласта объектов воздействия технологии, должны обладать свойствами статистической представительности с точки зрения изучаемого пласта-коллектора. Это возможно лишь при условии, когда изучаемый керн содержит такое большое число элементов, слагающих пласт, что их совокупное поведение и в пласте, и в изучаемом керне окажется тождественным [2].

Для объектов, представленных терригенными отложениями с поровым типом пустотного пространства, фильтрация пластовых жидкостей и закачиваемых химических реагентов как в полноразмерных (10×10 см), так и в стандартных образцах (3×3 см) происходит по сходной системе каналов. Достоверность получаемых результатов в данном случае не будет зависеть от геометрического размера образца.

Для сложнопостроенных карбонатных коллекторов трещинно-порово-кавернового типа ситуация не столь однозначная. Для них характерен сложный полимодальный характер распределения пустот по размерам [2–4]. Структуру пустотного пространства карбонатного коллектора в общем случае можно рассматривать как систему крупных пустот (каверны, крупные трещины, очаги крупных пор), сообщающихся за счет системы более мелких пустот (микротрещины, мелкие поры) (рис. 1).

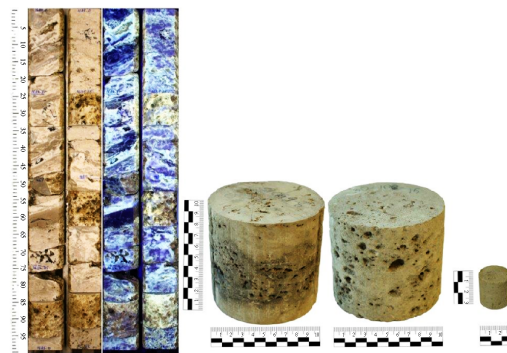


Рис. 1. Образцы керна различного размера

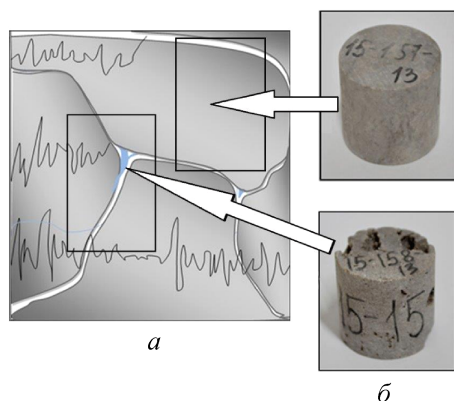


Рис. 2. Распределение поровых систем в образце керна:  
*a* – полноразмером; *б* – стандартом

Как видно из рис. 1, полноразмерный керн четко иллюстрирует направленность поровых систем, в то время как проницаемость стандартного образца зависит от точки выпиливания (рис. 2).

Поровый объем образца стандартного размера составляет  $\approx 20,9 \text{ см}^3$ , полноразмерного керна  $\approx 785,4 \text{ см}^3$ . Таким образом, объем полноразмерного образца диаметром 10 см в 37,5 раза больше стандартного, соответственно, и представительность полученных результатов заметно выше. С целью увеличения порового объема возможно создание моделей, состоящих из нескольких стандартных керновых образцов. Однако вследствие высокой неоднородности сложнопостроенного карбонатного коллектора разница значений проницаемости стандартных образцов, выпиленных из одного полноразмерного керна, может достигать нескольких порядков.

В отличие от составных моделей, полноразмерный керн максимально полно отражает взаимосвязь поровых систем сложнопостроенных коллекторов, что позволяет делать более корректные выводы об эффективности технологий, в частности, определять адсорбцию и механическую деструкцию полимерных составов, прочность созданного водоизоляционного барьера, динамику давления в процессе закачки составов и т.д. При подборе полноразмерных образцов керна с целью повышения достоверности полученных результатов при лабораторном моделировании необходимо учитывать

анизотропию пород, которая присуща карбонатным коллекторам и, как правило, связана с трещиноватостью пород [5–12].

### Реализация разработанного подхода моделирования технологий ПНП на примере испытания технологии «МЕТКА»

На основании сформированных представлений о повышении эффективности моделирования технологий ПНП для условий сложнопостроенных карбонатных коллекторов филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми проведены лабораторные исследования с использованием кернового материала. Данный подход реализован в рамках выполнения фильтрационных испытаний новой термообратимой полимерной композиции «МЕТКА», разработанной Институтом химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук для месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, характеризующегося сложнопостроенным типом коллектора.

Технология направлена на повышение коэффициента охвата пласта при заводнении, паротепловом и пароциклическом воздействии и ограничении водопритока, достигаемого закачкой через водонагнетательные, паронагнетательные, пароциклические или добывающие скважины водных растворов композиции «МЕТКА», способных образовывать термообратимые полимерные гели непосредственно в пластовых условиях. Фактором, вызывающим обратимый фазовый переход «раствор – гель», является тепловая энергия пласта или закачиваемого теплоносителя. Образующиеся в пласте гели сдерживают прорыв воды или пара из нагнетательных в добывающие скважины, перераспределяют фильтрационные потоки пластовых флюидов в нефтяном пласте, что приводит к стабилизации либо снижению обводненности продукции окружающих добывающих или пароциклических скважин, увеличению добычи нефти [13–14].

Принцип действия технологии показан на рис. 3.

Ввиду высокой неоднородности фильтрационно-емкостных средств исследуемых пла-

стов по разрезу исследования проводились на двухслойных моделях объекта опытно-промышленных работ. Каждая модель состояла из двух параллельно расположенных полноразмерных керновых образцов (длина/диаметр – 110/110 мм), моделирующих низкопроницаемый и высокопроницаемый пропластки (рис. 4).

В ходе работы определена способность технологии перераспределять фильтрационные потоки в условиях ожидаемых температур (50 и 100 °С), а также эффективность композиции в условиях повышенных температур (200 °С).

На начальном этапе проводились исследования в «свободном объеме» с выбором оптимальной рецептуры композиции «МЕТКА» [15–19].

Порядок проведения фильтрационных испытаний:

– создание начальной нефтенасыщенности керновых моделей в соответствии с ОСТ 39-195-86 [20];

– вытеснение нефти путем фильтрации воды системы ППД через двухслойную модель (моделирование процесса первичного заводнения);

– закачка композиции «МЕТКА» в объеме  $0,5 V_{\text{пор}}$  при скорости закачки  $1,0 \text{ см}^3/\text{мин}$ ;

– выдержка для созревания состава в породе в течение 24 часов (определена по результатам предварительных исследований в «свободном объеме»);

– фильтрация воды системы ППД после воздействия состава;

– расчет изменения коэффициента вытеснения нефти водой ( $K_{\text{вт}}$ ), остаточного фактора сопротивления по воде ( $RRF_w$ ).

При проведении опытов фиксировались перепады давления, объемы и время прокачки, скорость фильтрации.

Результаты исследований приведены в табл. 1, динамика давления и коэффициента вытеснения представлена на рис. 5.

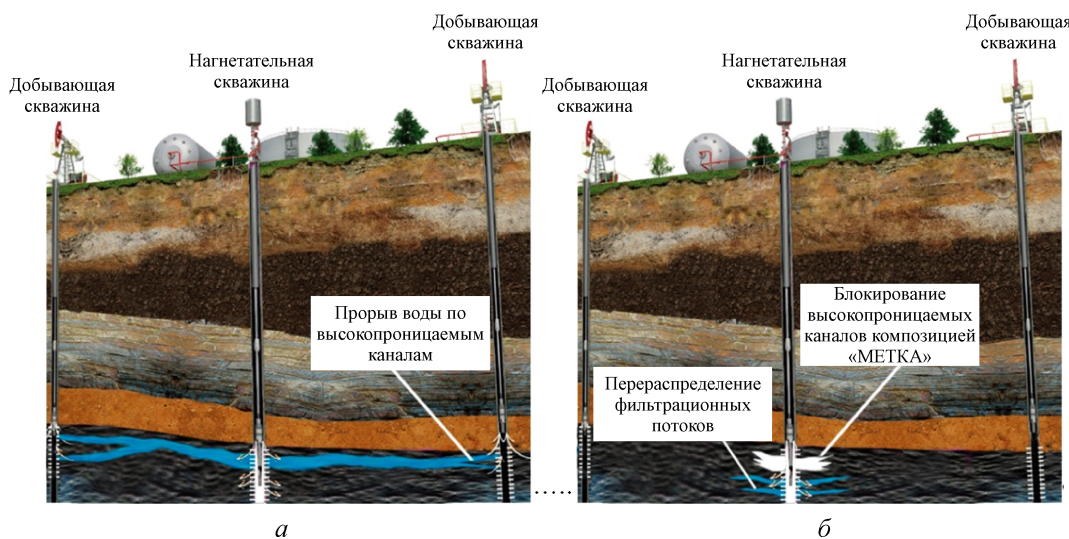


Рис. 3. Принцип действия технологии: *а* – до закачки композиции «МЕТКА»; *б* – после закачки композиции «МЕТКА»



Рис. 4. Общий вид двухслойной модели пласта

Таблица 1

## Результаты фильтрационных испытаний композиции «МЕТКА»

№ п/п	Тип двухфазной модели	№ образца	$K_{прн}$	$K_{вт.1}$	$K_{прв.1}$ по воде до реагента	Объемный расход до реагента	Скорость закачки реагента	$V_{пор}$	Максимальное давление при прокачке реагента	$K_{вт.2}$ ( $K_{вт.3}$ при 200 °С)	$K_{прв.2}$ ( $K_{прв.3}$ при 200 °С) по воде после реагента	Абс. $\Delta K_{вт.}$ (при 200 °С)	Отн. $\Delta K_{вт.}$ (при 200 °С)	Объемный расход после реагента (при 200 °С)	$RRF_{пр}$
1	Низкопроницаемый образец	8-671-12	97,26	0,112	–	0,074	1	149,82 (0,5)	1,36	0,266	–	0,154	137,50	0,674	7,05
	Высокопроницаемый образец	17-500-13	602,10	0,274	–	0,926	–	–	–	0,331	–	0,057	20,80	0,326	
	Общая модель	–	273,98	0,210	18,19	1,000	–	–	–	0,305	2,59	0,095	45,24	1,000	
2	Низкопроницаемый образец	8-658-12	131,23	0,123	–	0,052	–	–	–	0,372 (0,526)	–	0,249 (0,403)	202,44 (327,64)	0,773 (0,750)	5,38
	Высокопроницаемый образец	17-501-13	506,04	0,370	–	0,948	1	211,99 (0,5)	0,97	0,424 (0,483)	–	0,054 (0,113)	14,59 (30,54)	0,227 (0,250)	
	Общая модель	–	235,83	0,257	24,65	1,000	–	–	–	0,396 (0,498)	4,57 (7,81)	0,139 (0,241)	54,09 (60,86)	1,000	

Примечание:  $K_{прн}$  – фазовая проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности,  $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ ;  $K_{вт.1}$  – коэффициент вытеснения нефти до закачки композиции «МЕТКА», доли ед.;  $K_{прв.1}$  – фазовая проницаемость по воде системы ПВД до закачки композиции «МЕТКА»,  $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ ;  $V_{пор}$  – поровый объем керновой модели,  $\text{см}^3$ ;  $K_{вт.2}$  – коэффициент вытеснения нефти после закачки композиции «МЕТКА», доли ед.;  $K_{вт.3}$  – коэффициент вытеснения нефти после закачки композиции «МЕТКА» при 200 °С;  $K_{прв.2}$  – фазовая проницаемость по воде системы ПВД после закачки композиции «МЕТКА»,  $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ ; Абс.  $\Delta K_{вт.}$  – абсолютный прирост коэффициента вытеснения, доли ед.; Отн.  $\Delta K_{вт.}$  – относительный прирост коэффициента вытеснения, %.

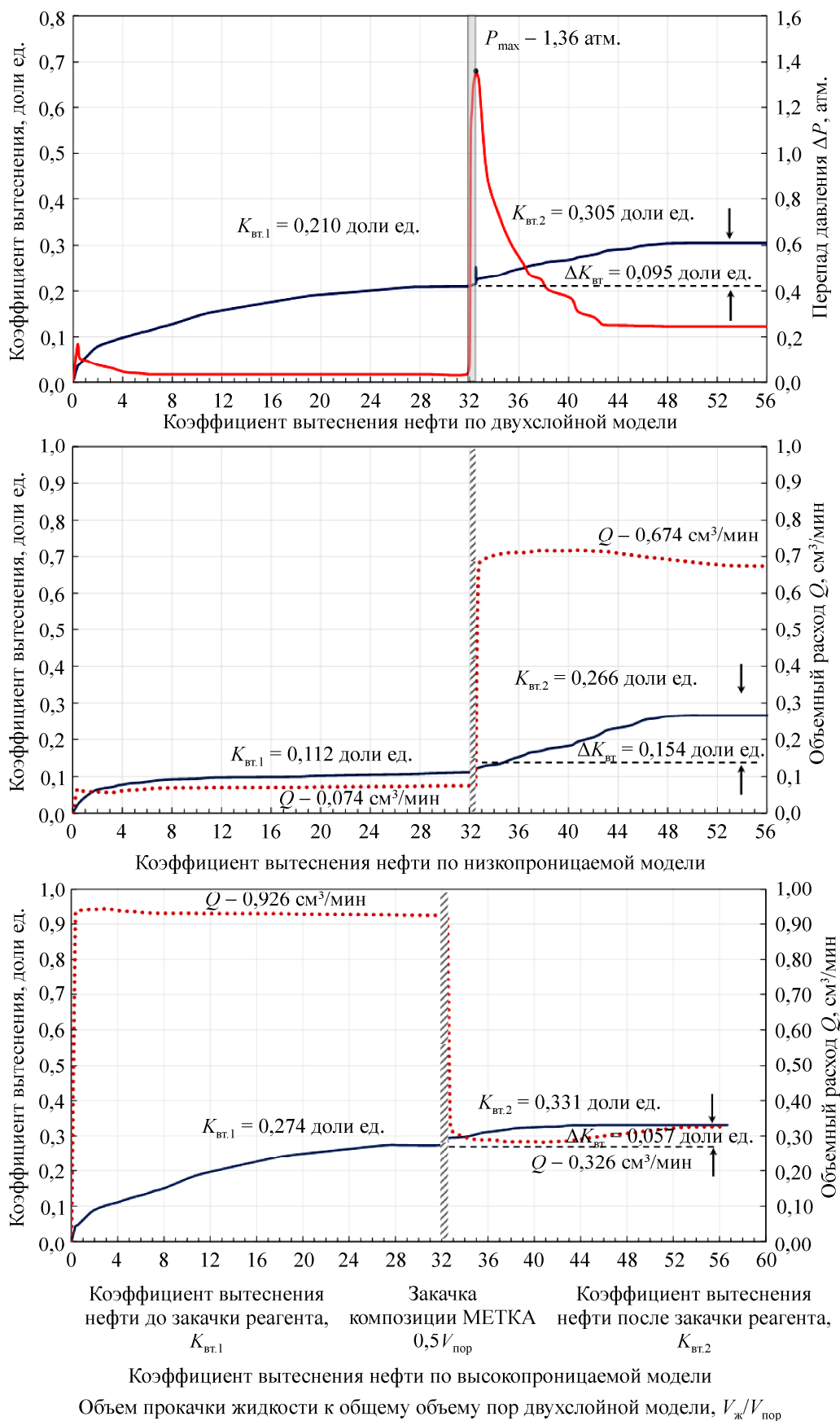


Рис. 5. Динамика основных показателей вытеснения по двухслойной модели объекта опытно-промышленных работ (50 °С)

В результате проведенных фильтрационных испытаний композиции «МЕТКА» на двухслойных керновых моделях зафиксировано изменение коэффициента вытеснения нефти водой. Значения основных показателей представлены в табл. 2.

При проведении фильтрационных испытаний отмечено, что основной прирост связан с нефтью, довытесненной из низкопроницаемых образцов за счет выравнивания профиля нагнетания закачиваемой воды и перераспределения фильтрационных потоков в недрунируемые участки двухслойных моделей. Также прирост обусловлен нефтью, довытесненной из высокопроницаемых образцов за счет блокирования промытых поровых каналов и вовлечения в процесс фильтрации ранее не задействованных или слабо охваченных участков.

Таким образом, подтвердились заявленные эффекты от применения технологии по

блокированию высокопроницаемых и высокообводненных зон, перераспределению течения закачиваемой воды в менее проницаемые нефтенасыщенные пропластки и участки пласта. При этом композиция показала свою эффективность как при низких (50 °С), так и повышенных температурах (100, 200 °С).

Для определения необходимости использования керновых образцов максимального диаметра при проведении испытаний для условий сложнопостроенных карбонатных коллекторов проведены исследования технологии «МЕТКА» с использованием двухслойных моделей, состоящих из образцов стандартного размера (3×3 см). Исследования стандартных керновых моделей проводились по аналогичной методике при температуре 50 °С.

Сравнительные характеристики исследований полноразмерных и стандартных керновых моделей представлены в табл. 3.

Таблица 2  
Показатели фильтрационных испытаний композиции «МЕТКА» по двухслойной модели

T, °С	№ п/п	Тип модели	$K_{вт.1}$ , доли ед.	Распределение объемного расхода по модели до обработки, %	$RRF_w$ , доли ед.	Распределение объемного расхода по модели после обработки, %	$K_{вт.2}$ , доли ед.	Абс. $\Delta K_{вт.}$ , доли ед.	Отн. $\Delta K_{вт.}$ , %
50	1	Низкопроницаемая	0,210	7,4	7,02	67,4	0,305	0,095	45,24
		Высокопроницаемая		92,6		32,6			
100	2	Низкопроницаемая	0,257	5,2	5,38	77,3	0,396	0,139	54,09
		Высокопроницаемая		94,8		22,7			
200		Низкопроницаемая	0,396	77,3	–	75,0	0,498	0,102	25,76
		Высокопроницаемая		22,7		25,0			

Таблица 3  
Основные показатели фильтрационных испытаний композиции «МЕТКА» на полноразмерных и стандартных керновых моделях при температуре 50 °С

№ п/п	Тип модели	$K_{прн}$ по нефти, $мкм^2 \cdot 10^{-3}$	$K_{прв.1}$ по воде до реагента, мД	$K_{вт.1}$ , доли ед.	Распределение объемного расхода по модели до обработки, %	$RRF_w$ , доли ед.	Распределение объемного расхода по модели после обработки, %	$K_{вт.2}$ , доли ед.	Абс. $\Delta K_{вт.}$ , доли ед.	Отн. $\Delta K_{вт.}$ , %
Полноразмерная керновая модель										
1	Низкопроницаемая	97,26	18,19	0,112	7,4	7,02	67,4	0,266	0,154	137,50
	Высокопроницаемая	602,10		0,274	92,6		32,6	0,331	0,057	20,80
	Общая модель	273,98		0,210	100,0		100,0	0,305	0,095	45,24
Стандартная керновая модель										
2	Низкопроницаемая	86,56	16,28	0,260	7,4	10,86	88,3	0,315	0,055	21,15
	Высокопроницаемая	585,33		0,327	92,6		11,7	0,327	0	0
	Общая модель	253,75		0,292	100,0		100,0	0,320	0,028	9,59

Как видно из табл. 3, уже на начальном этапе испытаний в процессе определения  $K_{вт.1}$  (до закачки композиции) результаты при исследовании полноразмерных образцов ( $K_{вт.1} = 0,21$  доли ед.) более близки к принятому значению проектного КИН = 0,15 доли ед. по сравнению со стандартными образцами ( $K_{вт.1} = 0,292$  доли ед.).

Кроме того, при последующем определении  $K_{вт.2}$  (после закачки композиции «МЕТКА»):

1) в отличие от полноразмерного керна, на образцах стандартного размера не зафиксировано довытеснение нефти из высокопроницаемой модели, композиция практически полностью блокировала фильтрационные каналы керновых образцов, составляющих основную долю порового пространства;

2) значения прироста ( $\Delta K_{вт}$ ) на стандартных образцах по низкопроницаемой модели (0,055 доли ед.) гораздо ниже, чем прирост на аналогичной модели из полноразмерного керна (0,154 доли ед.). Данные расхождения объясняются невысокими значениями порового объема стандартных образцов, что привело к их значительному обводнению при моделировании процесса первичного заводнения.

Итак, результаты исследования прироста коэффициента вытеснения после применения

композиции «МЕТКА» на моделях, состоящих из стандартных образцов, по сравнению с данными, полученными при экспериментах полноразмерным керном, занижены в несколько раз.

### Заключение

Таким образом, выполненный анализ позволил определить необходимость использования керновых образцов максимального диаметра при проведении испытаний для условий сложнопостроенных карбонатных коллекторов ввиду низкой представительности стандартных образцов в части отражения взаимосвязи поровых систем, что подтверждено результатами фильтрационных испытаний технологии «МЕТКА».

Использование полноразмерного керна при лабораторном моделировании позволило оценить эффективность технологии при вовлечении в разработку не только низкопроницаемых пропластков, но и высокопроницаемых зон пласта, ранее не охваченных или слабо охваченных заводнением.

Полученные результаты имеют практическое значение при разработке месторождений для корректного определения параметров реализации и условий эксплуатации скважин при проведении работ по повышению нефтеотдачи пластов.

### Список литературы

1. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 639 с.

2. Михайлов Н.Н., Гурбатова И.П. Масштабный эффект при лабораторном определении фильтрационно-емкостных свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов // Технологии нефти и газа. – 2011. – № 4. – С. 32–36.

3. Михайлов Н.Н., Гурбатова И.П. Анализ информативности определений емкостных свойств пласта для подсчета запасов нефти и газа // Труды VII международного симпозиума «Новые технологии освоения и разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа и повышения нефтеотдачи». – М., 2008. – С. 184–192.

4. Гурбатова И.П., Михайлов Н.Н. Анализ информативности различных методик определения емкостных свойств карбонатных пластов со сложным типом пористости // Вестник ЦКР Роснедра. – 2008. – № 2. – С. 52–56.

5. Экспериментальное исследование микроструктурных особенностей проявления

анизотропии карбонатных коллекторов / В.А. Кузьмин, В.М. Максимов, Н.Н. Михайлов, И.П. Гурбатова // Вестник ЦКР Роснедра. – 2011. – № 4. – С. 39–47.

6. Исследование анизотропии коллекторов нефтяных месторождений / В.П. Меркулов, Л.А. Краснощекова, Д.В. Александров, Т.Е. Мартынова // Сборник тезисов докладов 9-й международной научно-практической конференции «Геомодель-2007», Геленджик, 16–21 сентября 2007. – М.: ЕАГЕ, 2007. – С. 55.

7. Альвард А.А., Зайнутдинов Р.С. Анизотропия проницаемости горных пород коллекторов и ее роль в регулировании процессов разработки // Интервал. – 2003. – № 9 (56). – С. 26–31.

8. Краснощекова Л.А., Меркулов В.П. Петрофизическая неоднородность нефтеносных коллекторов Игольско-Талового месторождения (Томская область) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 2.

9. Bandiziol D., Massonat G. Horizontal permeability anisotropy characterization by pres-



sure transient testing and geological data // SPE paper 24667. 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of petroleum Engineers, October 4–7, 1992. – Washington D.C., USA, 1992. – P. 39–52.

10. Hidayati D.T., Chen H.Y., Teufel L.W. The reliability of permeability-anisotropy estimation from interference testing of naturally fractured reservoirs // SPE Paper 59011. International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, Feb. 1–3 2000. – Villahermosa, 2000. – 13 p.

11. Wade J.M., Hough E.V., Pedersen S.H. Practical methods employed in determining permeability anisotropy for optimization of a planned waterflood of the eldfisk field // SPE Paper 48961. Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, USA, September 27–30, 1998. – New Orleans, 1998. – 36 p.

12. Al-Hadrami H. K., Teufel L. W. Influence of permeability anisotropy and reservoir heterogeneity on optimization of infill drilling in naturally fractured tight-gas mesaverde sandstone reservoirs, san juan basin // SPE Paper 60295, Rocky Mountain Regional. Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, USA, March 12–15, 2000. – Denver, 2000. – 12 p.

13. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А. Термообратимые полимерные гели для увеличения нефтеотдачи // Химия в интересах устойчивого развития. – 2011. – № 19. – С. 127–136.

14. Thermoreversible polymer gels for EOR / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, L.A. Stasyeva et al. // Proc. 9th Europe an Symposium on Improved Oil Recovery. The Haque, Netherlands, October 20–22, 1997. – Haque, 1997. – P. 205.

15. Шрамм Г. Основы практической реологии и реометрии: пер. с англ. – М.: КолосС, 2003. – 312 с.

16. Черепанова Н.А., Галимов И.М. Реология и фильтрационные свойства сшитых полимерных гидрогелей // Интервал. – 2002. – № 1. – С. 40–43.

17. Виноградов Г.В., Малкин А.Я. Реология полимеров. – М.: Химия, 1977. – 440 с.

18. API RP 63-1990. Recommended practices for evaluation of polymers used in enhanced oil recovery operations first edition. – Washington D.C., 2005. – С. 86.

19. ГОСТ 1929-1987. Нефтепродукты. Методы определения динамической вязкости на ротационном вискозиметре [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.vashdom.ru/gost/1929-87/> (дата обращения: 24.12.2015).

20. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях [Электронный ресурс]. – URL: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293836/4293836586.htm> (дата обращения: 24.12.2015)

## References

1. Gazizov A.A. Uvelichenie nefteotdachi neodorodnykh plastov na pozdnei stadii razrabotki [Enhanced oil recovery of heterogeneous reservoirs at a late stage of development]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2002. 639 p.

2. Mikhailov N.N., Gurbatova I.P. Masshtabnyi effekt pri laboratornom opredelenii fil'tratsionno-emkostnykh svoystv slozhnopostroennykh karbonatnykh kollektorov [Scale effect at laboratory determination of permeability and porosity properties of complex structured carbonate reservoirs]. *Oil and Gas Technologies*, 2011, no.4, pp.32-36.

3. Mikhailov N.N., Gurbatova I.P. Analiz informativnosti opredelenii emkostnykh svoystv plasta dlia podscheta zapasov nefli i gaza [Analysis of informativeness determination of reservoir properties for avaluation of oil and gas reserves]. *Novye tekhnologii osvoeniia i razrabotki*

*trudnoizvlekaemykh zapasov nefli i gaza i povysheniia nefteotdachi: trudy VII mezhdunarodnogo simpoziuma*. Moscow, 2008. Pp.184-192.

4. Gurbatova I.P., Mikhailov N.N. Analiz informativnosti razlichnykh metodik opredeleniia emkostnykh svoystv karbonatnykh plastov so slozhnym tipom poristosti [Analysis of the information content of different methods for determination of reservoir properties of carbonate reservoirs with a complex type of porosity]. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2008, no.2, pp.52-56.

5. Kuz'min V.A., Maksimov V.M., Mikhailov N.N., Gurbatova I.P. Eksperimental'noe issledovanie mikrostrukturnykh osobennostei proiavleniia anizotropii karbonatnykh kollektorov [Pilot study of microstructure peculiarities of appearance of carbonate reservoir anisotropy]. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2011, no.4, pp.39-47.

6. Merkulov V.P., Krasnoshchekova L.A., Aleksandrov D.V., Martynova T.E. Issledovanie anizotropii kollektorov neflianykh mestorozhdenii [Research of anisotropy of oil reservoirs]. *Sbornik tezisov dokladov 9 mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Geomodel'-2007»*, Gelendzhik, 16–21 sentyabrya 2007. Moscow: EAГE, 2007. pp.55.

7. Al'vard A.A., Zainutdinov R.S. Anizotropiia pronitsaemosti gornyykh porod kollektorov i ee rol' v regulirovaniy protsessov razrabotki [Anisotropy of reservoirs rock permeability and its role in development processes regulation]. *Interval*, 2003, no.9 (56), pp.26-31.

8. Krasnoshchekova L.A., Merkulov V.P. Petrofizicheskaia neodnorodnost' neftenosnykh kollektorov Igol'sko-Talovogo mestorozhdeniia (Tomaskaia oblast') [Petrophysical heterogeneity of the oil-bearing formations belonging to the Igol'sko-Talovskoye field (Tomsk region)]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika – Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*, 2014, vol.9, no.2.

9. Bandiziol D., Massonat G. Horizontal permeability anisotropy characterization by pressure transient testing and geological data. *SPE paper 24667. 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of petroleum Engineers*. October 4–7, 1992. Washington D.C., 1992. Pp.39-52.

10. Hidayati D.T., Chen H.Y., Teufel L.W. The reliability of permeability-anisotropy estimation from interference testing of naturally fractured reservoirs. *SPE Paper 59011. International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico*. Villahermosa, Mexico, Feb. 1–3, 2000. 13 p.

11. Wade J.M., Hough E.V., Pedersen S.H. Practical methods employed in determining permeability anisotropy for optimization of a planned waterflood of the eldfisk field. *SPE Paper 48961. Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, USA, September 27–30, 1998. 36 p.

12. Al-Hadrami H.K., Teufel L.W. Influence of permeability anisotropy and reservoir heterogeneity on optimization of infill drilling in naturally

fractured tight-gas mesaverde sandstone reservoirs, San Juan Basin. *SPE Paper 60295. Rocky Mountain Regional. Low Permeability Reservoirs Symposium*. Denver, USA, March 12–15, 2000. 12 p.

13. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stas'eva L.A. Termoobratimye polimernye geli dlia uvelicheniia nefteotdachi [Thermoreversible polymer gels for enhanced oil recovery]. *Khimiia v interesakh ustoychivogo razvitiia*, 2011, no.19, pp.127-136.

14. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A. et al. Thermoreversible polymer gels for EOR. *Proc. 9th Europe an Symposium on Improved Oil Recovery*. The Hague, Netherlands, October, 20–22, 1997. Pp. 205.

15. Shramm G. Osnovy prakticheskoi reologii i reometrii [Basics of practical rheology and rheometry]: perevod s angliiskogo. Moscow: KolosS, 2003. 312 p.

16. Cherepanova N.A., Galimov I.M. Reologiya i fil'tratsionnye svoystva sshitykh polimernykh gidrogelei [The rheology and fluid flow properties of the crosslinked polymeric hydrogels]. *Interval*, 2002, no.1, pp.40-43.

17. Vinogradov G.V., Malkin A.Ia. Reologiya polimerov [Polymer rheology]. Moscow: Khimiia, 1977. 440 p.

18. API RP 63-1990. Recommended practices for evaluation of polymers used in enhanced oil recovery operations first edition. Washington D.C., 2005. P.86.

19. GOST 1929-1987. Nefteprodukty. Metody opredeleniia dinamicheskoi viazkosti na rotatsionnom viskozimetre [Petroleum products. Methods for determination of dynamic viscosity at a rotary viscometer], available at: <http://www.vashdom.ru/gost/1929-87/>

20. OST 39-195-86. Neft'. Metod opredeleniia koeffitsienta vytesneniia nefli vodoi v laboratornykh usloviyakh [Oil. Method of determining the coefficient of oil displacement by water in the laboratory], available at: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293836/4293836586.htm>

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Эпоха полноразмерного ядра при лабораторных исследованиях технологий повышения нефтеотдачи пластов / И.С. Путилов, П.Н. Рехачев, И.П. Гурбатова, Н.Н. Барковский, О.И. Якимов, О.А. Морозюк // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т.15, №19. – С.155–164. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.6

Please cite this article in English as:

Putilov I.S., Rekhachev P.N., Gurbatova I.P., Barkovskii N.N., Iakimov O.I., Morozjuk O.A. Full-size core epoch at laboratory research of EOR technologies. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2016, vol.15, no.19, pp.155-164. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.6