

УДК 622.276.4

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2016

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ

Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, Е.А. Гладких, А.П. Кишмирян, М.А. Потаскуев

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29)

EFFICIENCY OF APPLICATION OF WATER-GAS MIXTURES USED TO INCREASE OIL RECOVERY AND REARRANGE FLUID FLOW

G.P. Khizhniak, A.M. Amirov, E.A. Gladkikh, A.P. Kishmirian, M.A. Potaskuev

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskii av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 30.11.2015. Принята / Accepted: 23.02.2016. Опубликовано / Published: 30.03.2016

Ключевые слова:

лабораторные исследования, керн, модель пласта, проницаемость, коэффициент вытеснения нефти водой, водогазовая смесь, слоисто-неоднородный коллектор, потокоотклоняющая технология.

Текущее состояние разработки ряда месторождений Пермского края отличается невысоким текущим коэффициентом нефтеотдачи и исчерпанием потенциала заводнения для продолжения экономически эффективной добытки остаточных запасов нефти. Для повышения эффективности разработки, увеличения коэффициента нефтеотдачи залежей применяются водогазовые смеси. Учитывая слоисто-неоднородное строение коллекторов и небольшие мощности прослоев, водогазовая смесь может быть экономически эффективно применена для создания значительных по объему потокоотклоняющих барьеров с целью повышения охвата пласта заводнением и, как следствие, увеличения коэффициента извлечения нефти в различных геолого-технологических условиях разработки терригенных и карбонатных коллекторов Пермского края.

Одной из разновидностей газовых методов воздействия на пласт является закачка водогазовой смеси с недиспергированной или диспергированной газовой фазой. В результате применения этих смесей происходит повышение насыщенности газом промытых зон пласта, что снижает их фазовую проницаемость и перераспределяет потоки вытесняющих агентов как по толщине, так и по площади. Рассмотрено применение водогазовой смеси с недиспергированной и диспергированной газовой фазой для довытеснения нефти из терригенной и карбонатной двухслойных керновых моделей пласта. Каждая двухслойная модель состояла из двух параллельно расположенных керновых моделей, моделирующих низкопроницаемый и высокопроницаемый пропластки.

Результаты выполненных исследований свидетельствуют об эффективности применения водогазовых смесей для повышения нефтеотдачи в карбонатных и терригенных коллекторах. Водогазовые смеси показали также свою эффективность для перераспределения потоков в слоисто-неоднородных пластах.

Использование недиспергированной и диспергированной водогазовой смеси приводит к увеличению коэффициента вытеснения как низкопроницаемой, так и высокопроницаемой моделей, при этом применение диспергированной водогазовой смеси приводит к более высоким значениям коэффициента вытеснения и более существенному перераспределению потоков.

Сравнение результатов применения водогазовых смесей в терригенной и карбонатной моделях показало: применение диспергированной водогазовой смеси с целью увеличения коэффициента вытеснения одинаково эффективно при закачке как в терригенные, так и в карбонатные коллекторы; применение недиспергированной водогазовой смеси более эффективно в карбонатном коллекторе.

Key words:

laboratory study, core, reservoir model, permeability, coefficient of oil displacement by water, water-gas mixture, layered heterogeneous reservoir, flow changing technology.

Current development state of the several fields in Perm region shows low oil recovery coefficient and decrease in possible flooding that could maintain residual oil production at economically reliable level.

Water-gas mixtures are used in order to increase development efficiency and oil recovery. Taking into account layered heterogeneous structure of reservoirs and its little thicknesses water-gas mixture could be effectively applied to create significant flow changing barriers. That could increase flooding and, as a result, oil recovery in different geological and technological conditions of siliciclastic and carbonate reservoirs development in Perm region.

One of the gas methods of reservoir stimulation is injection of water-gas mixture that contain undispersed or dispersed gas phase. Application of such mixtures increases gas saturation in washed reservoir zones, reduces its phase permeability and rearrange the flow of displacing agents both in thickness and in size.

Paper reveals application of water-gas mixture that contain undispersed or dispersed gas phase in order to finish oil displacement from siliciclastic and carbonate plug reservoir models made from two layers. Each of the two-layer models was made from two parallel plug models that model interlayer with low and high permeability.

The results of carried study prove the efficiency of water-gas mixtures application for increase of oil recovery from carbonate and siliciclastic reservoirs as well as in flow rearrangement in layered heterogeneous reservoirs.

The use of water-gas mixture that contain undispersed or dispersed gas phase leads to increase of displacement coefficient both in low-permeable and high-permeable models. Wherein, use of water-gas mixture with dispersed gas phase leads to higher displacement coefficient and more significant flow rearrangement.

Comparison of the results of water-gas mixture application in siliciclastic and carbonate models showed that dispersed water-gas mixture is efficient while injection into both siliciclastic and carbonate reservoirs, application of undispersed water-gas mixture is more efficient in carbonate reservoir.

Хижняк Григорий Петрович – доктор технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий (тел.: +007 (342) 219 82 92, e-mail: xgp@pstu.ru). Контактное лицо для переписки.
Амиров Алексей Маратович – заведующий лабораторией моделирования процессов фильтрации и повышения нефтеотдачи (тел.: +077 (342) 219 85 44, e-mail: aam@pstu.ru).
Гладких Евгений Александрович – инженер-исследователь (тел.: +007 (342) 219 85 44, e-mail: gladkikh.ea@mail.ru).
Кишмирян Артак Паргевович – студент ГНП-14-16 (тел.: +007 (342) 219 85 44, e-mail: artakkishmiryan@mail.ru).
Потаскуев Максим Андреевич – студент ГНП-14-16 (тел.: +007 (342) 219 85 44, e-mail: mpotaskuev@mail.ru).

Grigoriy P. Khizhniak (Author ID in Scopus: 36711848000) – Doctor of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 (342) 219 82 92, e-mail: xgp@pstu.ru). The contact person for correspondence.

Aleksei M. Amirov (Author ID in Scopus: 56006619300) – Head of the Laboratory of Fluid Flow Modeling and Increased Oil Recovery (tel.: +077 (342) 219 85 44, e-mail: aam@pstu.ru).

Evgenii A. Gladkikh (Author ID in Scopus: 6601914558) – Engineer-Researcher (tel.: +007 (342) 219 85 44, e-mail: gladkikh.ea@mail.ru).

Artak P. Kishmirian – undergraduate student from GNP-14-1b (tel.: +007 (342) 219 85 44, e-mail: artakkishmiryan@mail.ru).

Maksim A. Potaskuev – undergraduate student from GNP-14-1b (tel.: +007 (342) 219 85 44, e-mail: mpotaskuev@mail.ru).

Введение

Текущее состояние разработки ряда месторождений Прикамья отличается невысоким текущим коэффициентом нефтеотдачи и исчерпанием потенциала заводнения для продолжения экономически эффективной довыработки остаточных запасов нефти.

Для повышения эффективности разработки, увеличения коэффициента нефтеотдачи залежей возможно применение газовых методов воздействия на пласт с использованием газа газовых шапок и азота воздуха. К таким методам относится попеременная циклическая закачка оторочек воды и газа или воды и водогазовой смеси.

Технология вытеснения нефти газом и водой с целью повышения нефтеотдачи давно исследуется зарубежными и отечественными учеными и успешно применяется в промысловой практике [1–6]. Несмотря на это, в настоящее время не получен окончательный ответ, каким образом проводить вытеснение для достижения максимального извлечения нефти. Очередность и объемы закачки вытесняющих агентов, их комбинация и цикличность, а также длительность воздействия каждым агентом в цикле могут быть самыми различными [7–9].

В связи с этим актуально проведение лабораторных исследований с использованием реального ядра для определения наиболее эффективной технологии вытеснения нефти из слоисто-неоднородных коллекторов, так как теория фильтрации газированных жидкостей основана на ряде правил, которые не являются очевидными и требуют всегда экспериментальной проверки. К ним, в частности, относятся предположения о существовании термодинамического равновесия в пластовой системе, об универсальности зависимостей фазовых проницаемостей для нефти и газа от насыщенности и др. [2, 10].

В результате применения водогазовой смеси с недиспергированной (НВГС) или диспергированной (ДВГС) газовой фазой происходит повышение насыщенности газом промытых зон пласта, что снижает их фазовую проницаемость и перераспределяет потоки вытесняющих агентов как по толщине, так и по площади [11].

Учитывая слоисто-неоднородное строение коллекторов и небольшие мощности прослоев, водогазовая смесь может быть экономически эффективно применена для создания значительных по объему потокоотклоняющих барьеров с целью повышения охвата пласта заводнением и, как следствие, увеличения коэффициента извлечения нефти в различных геолого-технологических условиях разработки терригенных и карбонатных коллекторов Пермского края [12].

Образцы ядра для исследования

Для исследований готовилась коллекция, состоящая из двух двухслойных ядерных моделей пласта. Первая двухслойная модель (модель 1) состояла из двух параллельно расположенных терригенных ядерных моделей, моделирующих низкопроницаемый (модель 1.1) и высокопроницаемый (модель 1.2) пропластки. Вторая двухслойная модель (модель 2) состояла из двух параллельно расположенных карбонатных ядерных моделей, также моделирующих низкопроницаемый (модель 2.1) и высокопроницаемый (модель 2.2) пропластки.

Ввиду отсутствия достаточного количества ядра конкретного месторождения, исследования проводились на сборных моделях, состоящих из образцов ядра различных месторождений, обладающих составом и поверхностными свойствами пород в пласте.

Коллекторские свойства исследованных двухслойных моделей приведены в табл. 1.

Фильтрационные испытания

При подготовке и проведении исследований на ядерных моделях использовалась изовязкозная модель нефти, в которой реальная нефть доводилась до вязкости 3,8 мПа·с в пластовых условиях при пластовой температуре 25 °С путем добавления керосина не более 30 %.

В качестве модели пластовой воды применялся раствор NaCl с плотностью 1,144 г/л, вязкостью 1,48 мПа·с.

Фильтрационные испытания были проведены на установке УИК-5ВГ, которая оснащена блоком создания водогазовой смеси, укомплектована визуальной ячейкой высокого давления, цифро-

Таблица 1

Фильтрационно-емкостные свойства керновых моделей пласта

№ п/п	Описание опыта	Номер модели	Пористость, доли ед.	Проницаемость абсолютная по газу, мД	Проницаемость по пластовой воде, мД	Проницаемость по нефти, мД	Остаточная водонасыщенность $K_{об}$, доли ед.	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.
1	Вытеснение нефти из терригенной двухслойной керновой модели пласта оторочками недиспергированной водогазовой смеси и воды объемом 30 % от объема пор	1.1	17,33	40,4	39,2	31,1	16,74	83,26
		1.2	18,42	199,6	192,4	178,6	8,69	91,31
2	Вытеснение нефти из карбонатной двухслойной керновой модели пласта оторочками недиспергированной водогазовой смеси и воды объемом 30 % от объема пор	2.1	14,03	9,3	9,1	7,2	16,97	83,03
		2.2	7,99	99,5	92,9	100,3	11,61	88,39
3	Вытеснение нефти из терригенной двухслойной керновой модели пласта оторочками диспергированной водогазовой смеси и воды объемом 30 % от объема пор	1.1	17,32	35,4	33,2	30,2	14,03	85,97
		1.2	20,84	196,5	191,5	175,3	7,99	92,01
4	Вытеснение нефти из карбонатной двухслойной керновой модели пласта оторочками диспергированной водогазовой смеси и воды объемом 30 % от объема пор	2.1	16,40	9,7	9,5	7,4	16,40	83,60
		2.2	9,03	93,9	91,0	101,5	9,03	90,97

вой камерой с микроскопом для фото- и видеофиксации структуры потока водогазовой смеси. Блок создания водогазовой смеси позволяет производить недиспергированные и диспергированные водогазовые смеси с размером пузырьков порядка 30 мкм.

Для проведения исследований стандартная гидравлическая схема установки была доработана трехпозиционными вентилями, тройниковыми соединителями и трубками высокого давления, что обеспечило возможность использования дополнительного (второго) кернодержателя для моделирования гидродинамически связанных разнопроницаемых пропластков.

Проницаемость моделей по газу ранжировалась следующим образом:

- а) от 30 до 50 мД – низкопроницаемые терригенные модели;
- б) от 50 до 200 мД – высокопроницаемые терригенные модели;
- в) от 2 до 10 мД – низкопроницаемые карбонатные модели;
- г) от 50 до 150 мД – высокопроницаемые карбонатные модели.

Общий вид двухслойной модели пласта представлен на рис. 1.

Подготовка образцов керна к исследованиям

Подготовка двухслойных керновых моделей пласта осуществлялась в соответствии с ОСТ 39-195-86 следующим образом [13]:

1. Экстрагирование образцов керна.
2. Сушка образцов керна.
3. Определение газопроницаемости и пористости.
4. Отбор керновых образцов с близкими фильтрационно-емкостными свойствами, соответствующими геолого-физическим характеристикам модели пласта.
5. Насыщение образцов керна пластовой водой.
6. Взвешивание насыщенных пластовой водой кернов и определение их поровых объемов.
7. Моделирование остаточной водонасыщенности методом капилляриметрии (метод полупроницаемой мембраны).

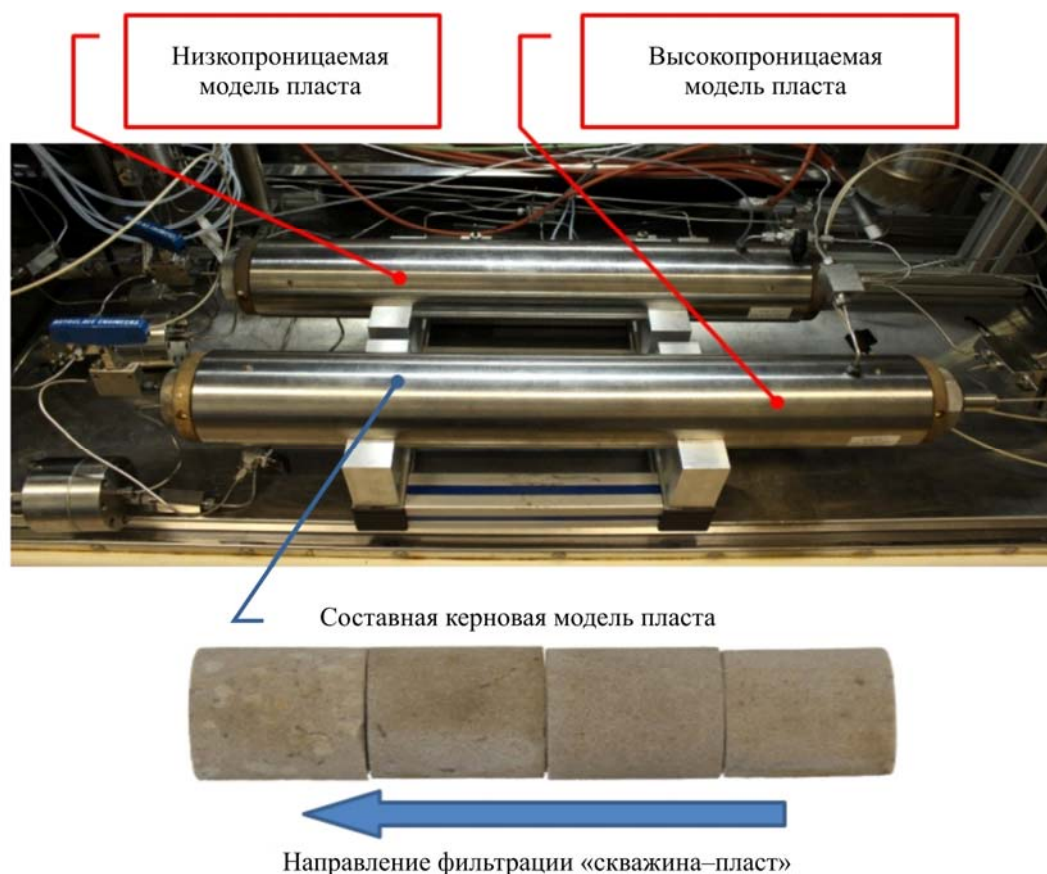


Рис. 1. Общий вид двухслойной модели на установке УИК-5ВГ

8. Насыщение керновых образцов керосином под вакуумом.

9. По известным значениям коэффициента газопроницаемости отдельных цилиндрических образцов принимался порядок компоновки составного образца таким, чтобы по направлению фильтрации флюида каждый последующий образец имел меньшую проницаемость. Отдельные элементы при компоновке составного образца притирались по торцовым поверхностям, а в резиновой манжете на стыках для обеспечения надежного капиллярного контакта помещался слой измельченной породы толщиной не более 0,3 мм.

10. Двухслойная керновая модель помещалась в установку УИК-5ВГ, где производилось моделирование пластовых условий следующим образом:

- донасыщение образцов керна керосином путем фильтрации через керновую модель пласта;
- далее в образцах керна происходило замещение керосина моделью пластовой нефти путем ее фильтрации через керновую модель пласта со

скоростью 0,1 см³/мин (фильтрация нефти осуществлялась до стабилизации перепада давления в количестве не менее 3 объемов пор керновой модели);

- производилась выдержка насыщенной пластовыми флюидами керновой модели при пластовых условиях в течение 24 часов.

Проведение фильтрационных испытаний

На первом этапе производилось вытеснение нефти пластовой водой при ее одновременной подаче в обе модели с суммарным объемным расходом 0,2 см³/мин. Этап заканчивался при прекращении выхода нефти из высокопроницаемой модели. В конце этапа для каждой модели определялись коэффициенты вытеснения и остаточная нефтенасыщенность.

На втором этапе проводилось довытеснение нефти путем последовательной закачки оторочек воды и водогазовой смеси с недиспергированным или диспергированным азотом.

Таблица 2

Результаты лабораторных испытаний на керновых моделях пласта

Описание опыта	Модель пласта	Проницаемость по нефти, мД	$K_{вт.1}$, доли ед.	Объемный расход до закачки ВГС – Q_1 , см ³ /мин	Количество циклов ВГС + вода	$K_{вт.2}$, доли ед.	$\Delta K_{вт}$ (абс.), доли ед.	$\Delta K_{вт}$ (отн.), %	Объемный расход после закачки ВГС – Q_2 , см ³ /мин	ΔQ (абс.), см ³ /мин	ΔQ (отн.), %
Вытеснение нефти из терригенной двухслойной керновой модели пласта оторочками недиспергированной водогазовой смеси и воды объемом 30 % от объема пор	н.м.	31,1	0,548	0,012	15	0,585	0,037	6,75	0,026	0,014	116,67
	в.м.	178,6	0,595	0,188		0,612	0,017	2,86	0,174	-0,014	-7,45
Вытеснение нефти из карбонатной двухслойной керновой модели пласта оторочками недиспергированной водогазовой смеси и воды объемом 30 % от объема пор	н.м.	7,2	0,462	0,016	13	0,501	0,039	8,44	0,025	0,009	56,25
	в.м.	100,3	0,578	0,184		0,598	0,02	3,46	0,175	-0,009	-4,89
Вытеснение нефти из терригенной двухслойной керновой модели пласта оторочками диспергированной водогазовой смеси и воды объемом 30 % от объема пор	н.м.	30,2	0,540	0,011	19	0,612	0,072	13,33	0,032	0,021	190,91
	в.м.	175,3	0,590	0,189		0,616	0,026	4,41	0,168	-0,021	-11,11
Вытеснение нефти из карбонатной двухслойной керновой модели пласта оторочками диспергированной водогазовой смеси и воды объемом 30 % от объема пор	н.м.	7,4	0,459	0,022	17	0,512	0,053	11,55	0,044	0,022	100
	в.м.	101,5	0,571	0,178		0,608	0,037	6,48	0,156	-0,022	-12,36

Примечание: $K_{вт.1}$ – коэффициент вытеснения до воздействия водогазовой смеси; $K_{вт.2}$ – после воздействия; н.м. – низкопроницаемый; в.м. – высокопроницаемый.

Довытеснение осуществлялось одновременной подачей в обе модели оторочек с суммарным объемным расходом 0,2 см³/мин. Каждый цикл включал в себя последовательную закачку равных оторочек водогазовой смеси и воды – по 0,3 $V_{пор}$ высокопроницаемой модели. Воздействие оторочками продолжалось до прекращения вытеснения нефти из обеих моделей.

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

Результаты фильтрационных испытаний приведены в табл. 2 и на рис. 2, 3.

Терригенная керновая модель, закачка НВГС

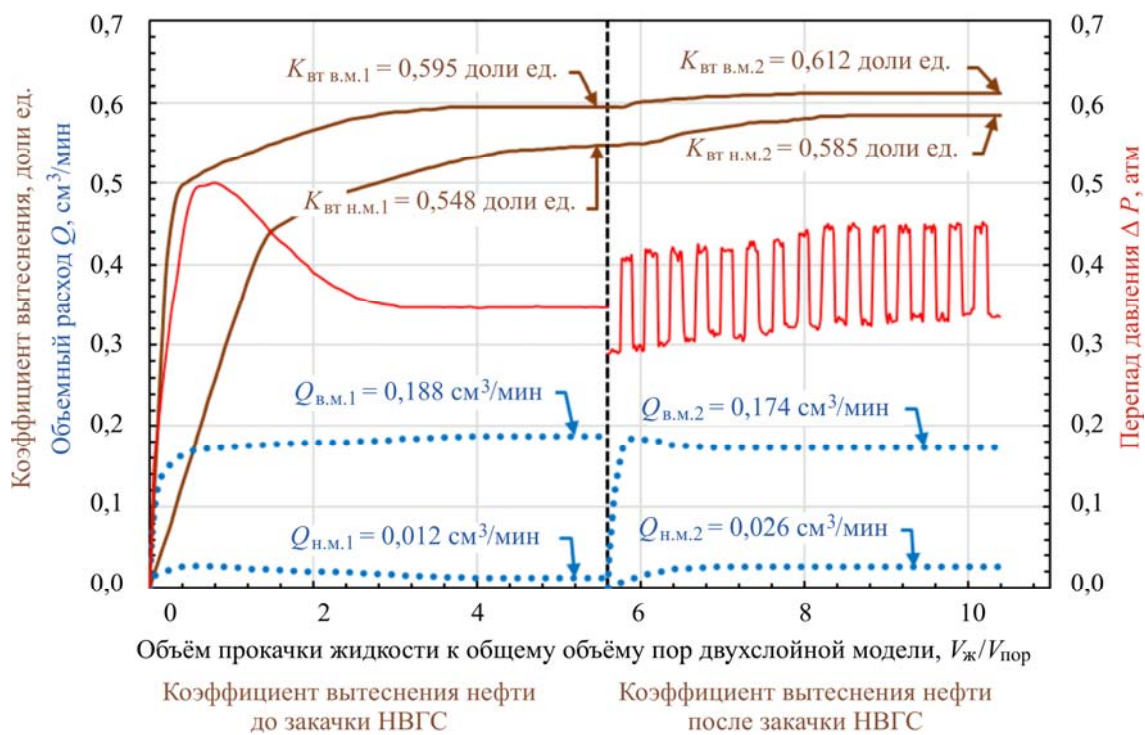
При вытеснении нефти водой на 1-м этапе коэффициент $K_{вт}$ высокопроницаемой модели соста-

вил 0,595 доли ед., низкопроницаемой – 0,548 доли ед. (см. рис. 2, а). Динамика изменения $K_{вт}$ для каждой модели соответствует ее проницаемости – резкий подъем для высокопроницаемой модели и пологий – для низкопроницаемой.

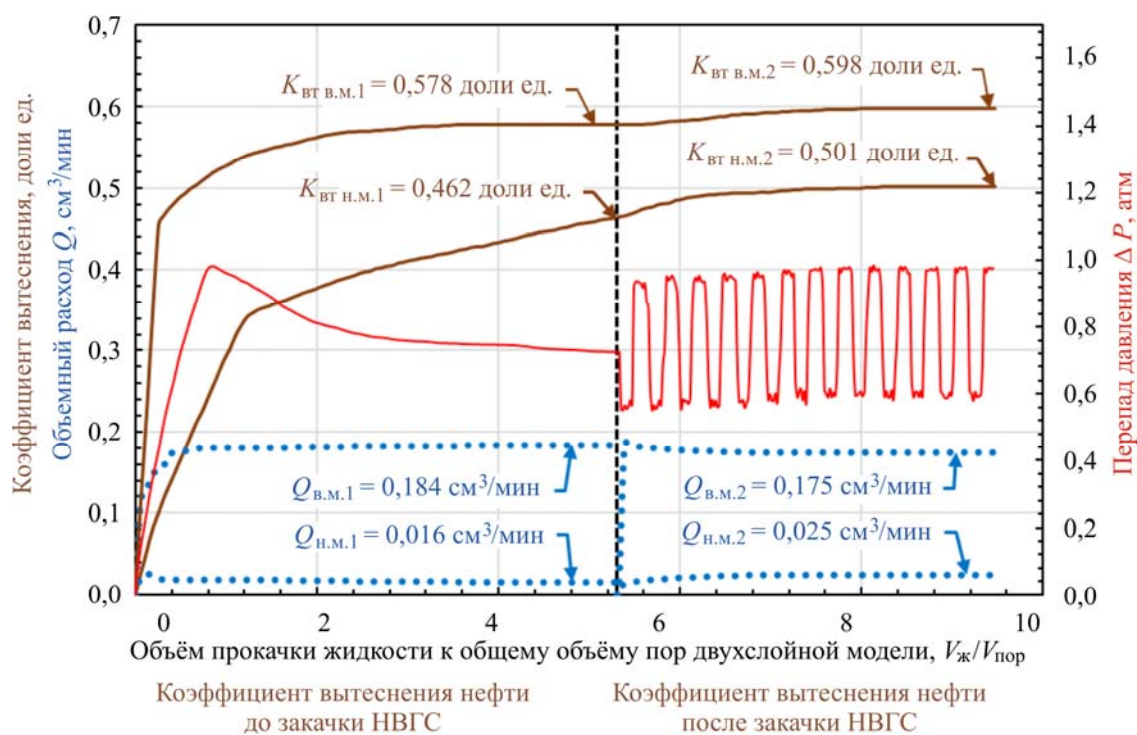
Динамика изменения перепада давления характерна для вытеснения нефти водой из керновых моделей пласта – подъем давления до максимального значения 0,50 атм, затем перегиб с дальнейшим уменьшением и выполаживанием кривой.

После 15 циклов закачек оторочек (НВГС + вода) объемом 30 % от объема пор высокопроницаемой модели относительный прирост $K_{вт}$ на обеих моделях составил: 6,75 % – у высокопроницаемой и 2,86 % – у низкопроницаемой.

Произошло перераспределение объемных расходов через разнопроницаемые модели – в высокопроницаемой модели скорость снизилась



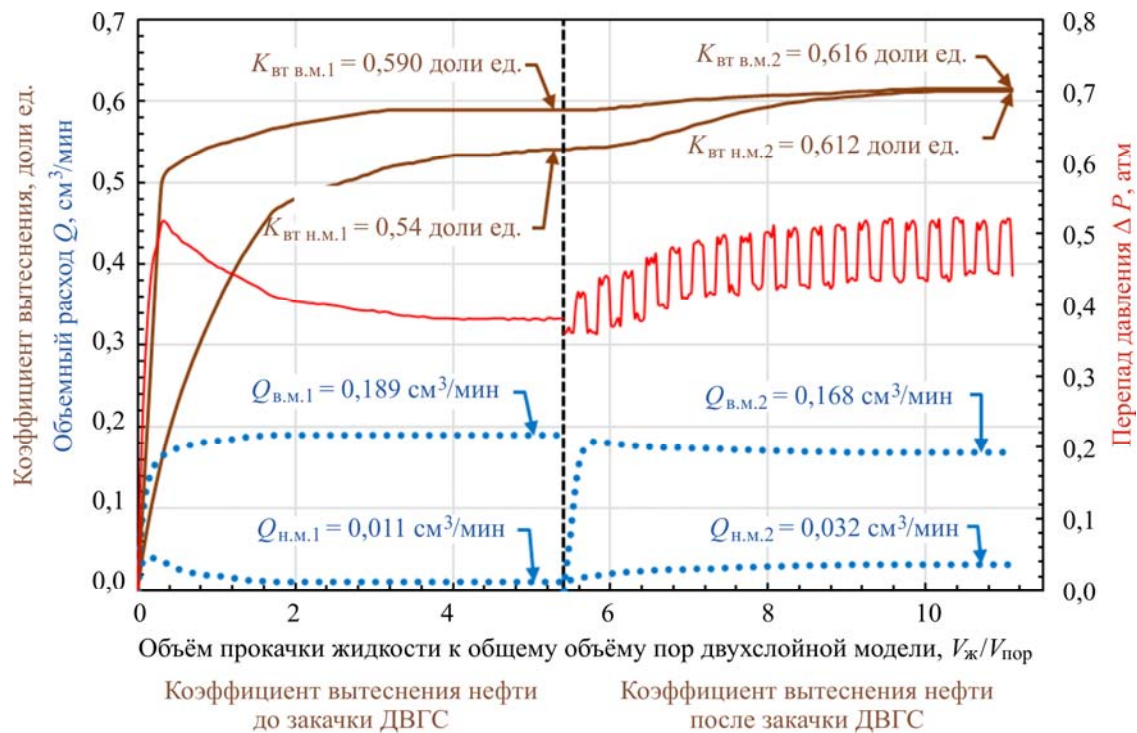
а



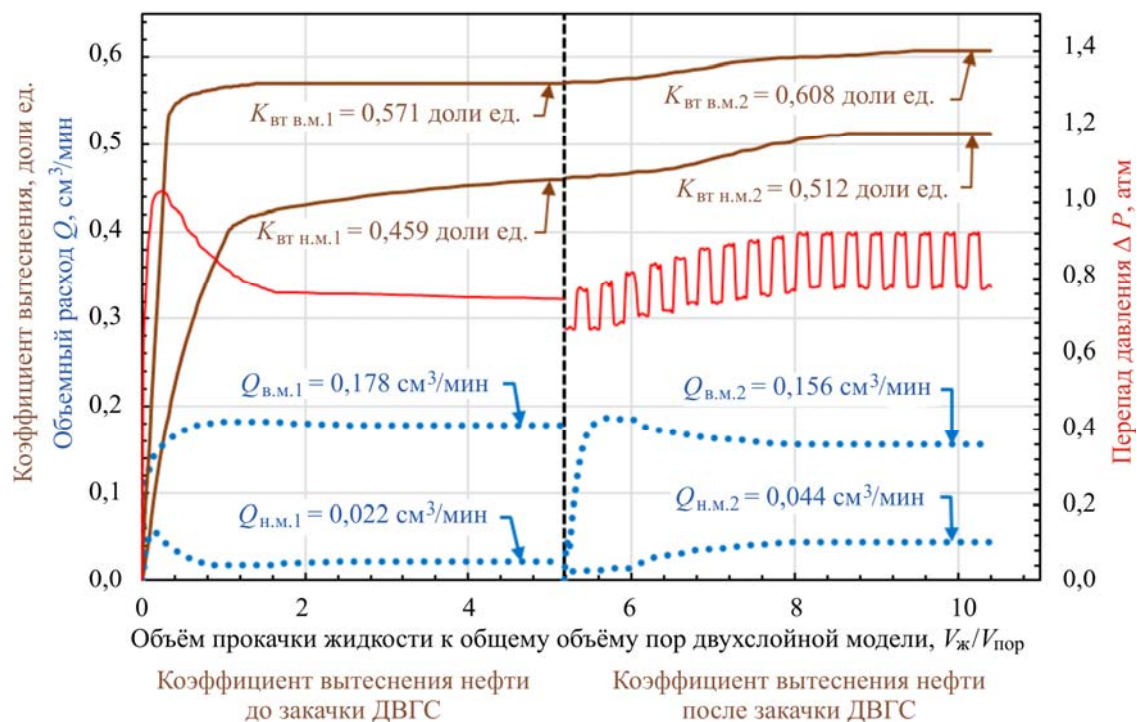
б

Рис. 2. Динамика основных показателей для двухслойной модели 1 (а) и модели 2 (б) при закачке НВГС:

в.п. – высокопроницаемая модель; н.м. – низкопроницаемая модель;
нижние индексы 1 и 2 – до воздействия и после воздействия соответственно



а



б

Рис. 3. Динамика основных показателей для двухслойной модели 1 (а) и модели 2 (б) при закачке ДВГС:
 в.п. – высокопроницаемая модель; н.м. – низкопроницаемая модель;
 нижние индексы 1 и 2 – до воздействия и после воздействия соответственно

с 0,188 до 0,174 см³/мин, а в низкопроницаемой, наоборот, повысилась в 2,2 раза – с 0,012 до 0,026 см³/мин.

Карбонатная керновая модель, закачка НВГС

При вытеснении нефти водой на 1-м этапе коэффициент $K_{вт}$ высокопроницаемой модели составил 0,578 доли ед., низкопроницаемой – 0,462 доли ед. (см. рис. 2, б). Динамика изменения $K_{вт}$ для каждой модели соответствует ее проницаемости – резкий подъем для высокопроницаемой модели и пологий – для низкопроницаемой.

Динамика изменения перепада давления характерна для вытеснения нефти водой из керновых моделей пласта – подъем давления до максимального значения 0,98 атм, затем перегиб с дальнейшим уменьшением и выполаживанием кривой.

После 13 циклов закачек оторочек (НВГС+вода) объемом 30 % от объема пор высокопроницаемой модели относительный прирост $K_{вт}$ на обеих моделях составил: 8,44 % – у высокопроницаемой и 3,46 % – у низкопроницаемой.

Произошло перераспределение объемных расходов через разнопроницаемые модели – в высокопроницаемой модели скорость снизилась с 0,184 до 0,175 см³/мин, а в низкопроницаемой, наоборот, повысилась в 1,5 раза – с 0,016 до 0,025 см³/мин.

Терригенная керновая модель, закачка ДВГС

При вытеснении нефти водой на 1-м этапе коэффициент $K_{вт}$ высокопроницаемой модели составил 0,590 доли ед., низкопроницаемой – 0,540 доли ед. (см. рис. 3, а). Динамика изменения $K_{вт}$ для каждой модели соответствует ее проницаемости – резкий подъем для высокопроницаемой модели и пологий – для низкопроницаемой.

Динамика изменения перепада давления характерна для вытеснения нефти водой из керновых моделей пласта – подъем давления до максимального значения 0,52 атм, затем перегиб с дальнейшим уменьшением и выполаживанием кривой.

После 19 циклов закачек оторочек (ДВГС+вода) объемом 30 % от объема пор высокопроницаемой модели относительный прирост $K_{вт}$ на обеих моделях составил: 13,33 % – у высокопроницаемой и 4,41 % – у низкопроницаемой.

Произошло перераспределение объемных расходов через разнопроницаемые модели – в высокопроницаемой модели скорость снизилась с 0,189 до 0,168 см³/мин, а в низкопроницаемой, наоборот, повысилась в 2,9 раза – с 0,011 до 0,032 см³/мин.

Карбонатная керновая модель, закачка ДВГС

При вытеснении нефти водой на 1-м этапе коэффициент $K_{вт}$ высокопроницаемой модели составил 0,571 доли ед., низкопроницаемой – 0,459 доли ед. (см. рис. 3, б). Динамика изменения $K_{вт}$ для каждой модели соответствует ее проницаемости – резкий подъем для высокопроницаемой модели и пологий – для низкопроницаемой.

Динамика изменения перепада давления характерна для вытеснения нефти водой из керновых моделей пласта – подъем давления до максимального значения 1,03 атм, затем перегиб с дальнейшим уменьшением и выполаживанием кривой.

После 17 циклов закачек оторочек (ДВГС+вода) объемом 30 % от объема пор высокопроницаемой модели относительный прирост $K_{вт}$ на обеих моделях составил: 11,55 % – у высокопроницаемой и 6,48 % – у низкопроницаемой.

Произошло перераспределение объемных расходов через разнопроницаемые модели – в высокопроницаемой модели скорость снизилась с 0,178 до 0,156 см³/мин, а в низкопроницаемой, наоборот, повысилась в 2 раза – с 0,022 до 0,044 см³/мин.

Перераспределение скоростей в двухслойной терригенной модели 1 в зависимости от типа ВГС представлено на рис. 4, а, а в двухслойной карбонатной модели 2 – на рис. 4, б.

В двухслойной терригенной модели 1 при использовании недиспергированной водогазовой смеси доля от общей скорости закачки, поступающей в низкопроницаемую модель 1.1, возросла с 6 до 13 %, а при использовании диспергированной водогазовой смеси возросла с 5,5 до 16 %.

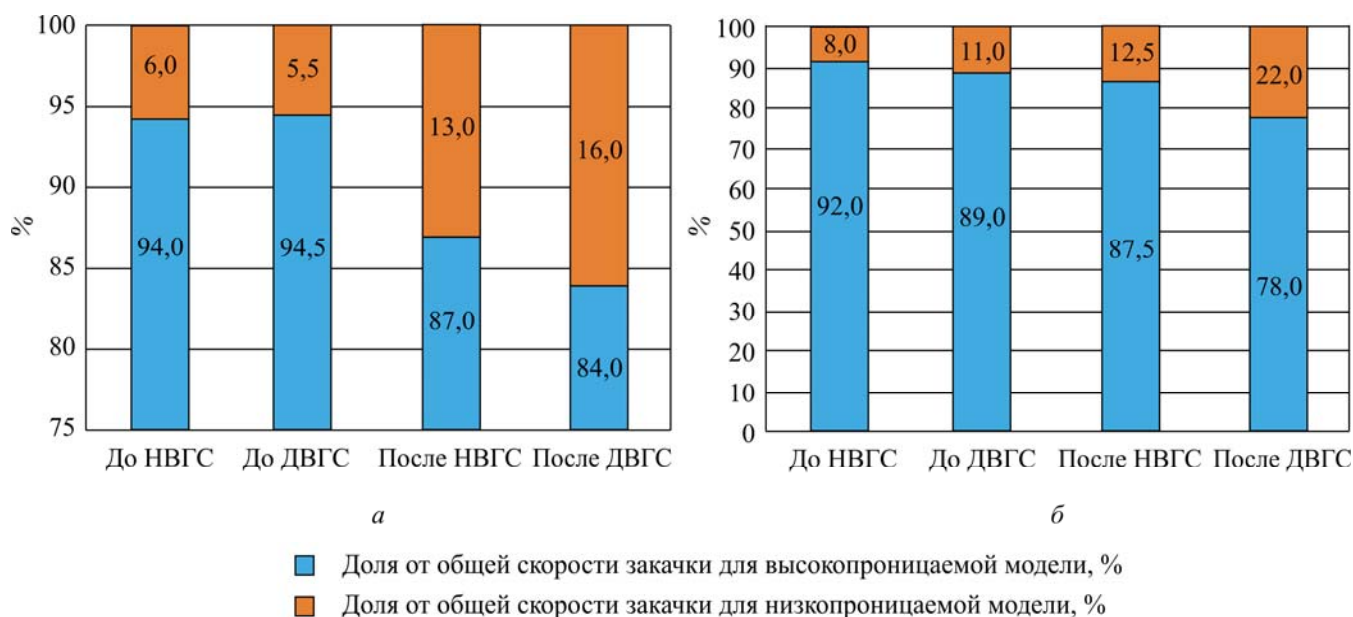


Рис. 4. Перераспределение скоростей: *а* – в двухслойной терригенной модели 1; *б* – в двухслойной карбонатной модели 2 в зависимости от типа ВГС

В двухслойной карбонатной модели 2 при использовании недиспергированной водогазовой смеси доля от общей скорости закачки, поступающей в низкопроницаемую модель 2.1, возросла с 8 до 12,5 %, а при использовании диспергированной водогазовой смеси – с 11 до 22 %.

Таким образом, применение ДВГС приводит к более высоким значениям $K_{вт}$ и более существенному перераспределению потоков между высоко- и низкопроницаемыми моделями.

Заклучение

Результаты выполненных исследований свидетельствуют об эффективности применения водогазовых смесей для повышения нефтеотдачи в карбонатных и терригенных коллекторах, что подтверждает ранее полученные результаты зарубежных и российских исследователей [14–16]. Также водогазовые смеси показали свою эффек-

тивность для перераспределения потоков в слоисто-неоднородных пластах.

Использование недиспергированной и диспергированной ВГС приводит к увеличению коэффициента вытеснения как низкопроницаемой, так и высокопроницаемой моделей, при этом применение диспергированной ВГС приводит к более высоким значениям коэффициента вытеснения и более существенному перераспределению потоков.

Сравнение результатов применения водогазовых смесей в терригенной и карбонатной моделях показало:

- применение диспергированной ВГС с целью увеличения коэффициента вытеснения одинаково эффективно при закачке как в терригенные, так и в карбонатные коллекторы;
- применение недиспергированной ВГС более эффективно в карбонатном коллекторе.

Список литературы

1. Walker J.V., Turner J.L. Performance of seeligson zone 20B-07 enriched-gas-drive project // *Journal of Petroleum Technology*. – 1968. – Vol. 20. – P. 369–373. DOI: 10.2118/1884-PA.
2. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах / М.Д. Ро-

References

1. Walker J.V., Turner J.L. Performance of seeligson zone 20B-07 enriched-gas-drive project. *Journal of Petroleum Technology*, 1968, vol. 20, pp. 369-373. DOI: 10.2118/1884-PA.
2. Rozenberg M.D., Kundin S.A., Kurbanov A.K. et al. Fil'tratsiia gazirovannoi zhidkosti i drugikh mnogokomponentnykh

зенберг, С.А. Кундин, А.К. Курбанов [и др.]. – М.: Недра, 1969. – 454 с.

3. Степанова Г.С. Оценка коэффициента нефтевытеснения при различных методах газового и водогазового воздействия // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 7. – С. 18–19.

4. Stephenson D.J., Graham A.G., Luhning R.W. Mobility control experience in the joffre viking miscible CO₂ flood // SPE Reservoir Engineering. – 1993. – 193. DOI: 10.2118/23598-PA.

5. Christensen J.R., Stenby E.H., Skauge A. Review of WAG field experience // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2001. – Vol. 4, № 2. – P. 97–106. DOI: 10.2118/71203-PA.

6. Результаты закачек мелкодисперсной водогазовой смеси для увеличения нефтеотдачи объекта БВ8 Самотлорского месторождения / Ю.В. Земцов, А.С. Тимчук, А.В. Баранов, А.С. Гордеев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 10. – С. 49–54.

7. Зацепин В.В., Максудов Р.А. Основные факторы, определяющие эффективность водогазового воздействия с одновременной закачкой воды и газа // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 10. – С. 18–24.

8. Моделирование водогазового воздействия на низкопроницаемый нефтяной пласт / С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.В. Мизин [и др.] // Газовая промышленность. – 2009. – № 5. – С. 40–44.

9. Исследование водогазового воздействия на пласт и перспективы его внедрения с помощью насосно-эжекторных систем в условиях существующей инфраструктуры нефтепромыслов / А.Н. Дроздов, Н.А. Дроздов, Е.А. Малияко, Я.Л. Алексеев, И.К. Шайхутдинов, А.Г. Захарян // SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition 2012, SPE-160687 Investigation of SWAG Injection and Prospects of Its Implementation with the Usage of Pump-Ejecting Systems at Existing Oil-Field Infrastructure. – 2012. – С. 852. DOI: 10.2118/160687-MS

10. Движение углеводородных смесей в пористой среде / В.Н. Николаевский, Э.А. Бондарев, М.И. Миркин [и др.]. – М.: Недра, 1986. – 190 с.

11. Симкин Э.М. Механизм доизвлечения остаточной нефти при водогазовом воздействии на обводненные пласты // Нефтегазовые технологии. – 2011. – № 6. – С. 11–16.

12. Хижняк Г.П., Амиров А.М., Савицкий Я.В. Возможности учета коэффициента вытеснения при оценке коэффициента извлечения нефти в различных геолого-технологических условиях разработки терригенных и карбонатных коллекторов Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 49–55.

13. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1986. – 19 с.

14. Experimental investigation of the effect of injection water salinity on the displacement efficiency of miscible carbon dioxide WAG flooding in a selected carbonate reservoir / A. Zekri, H. Al-Attar, O. Al-Farisi, R. Almehaideb, E.G. Lwisa // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2015. – № 5. – С. 363–373. DOI: 10.1007/s13202-015-0155-0.

15. Зацепин В.В., Максудов Р.А. Обзор современного состояния экспериментальных исследований технологий водoga-

smesei v nefiannykh plastakh [Flow of gas liquids and other multi-component mixtures in oil reservoirs]. Moscow: Nedra, 1969. 454 p.

3. Stepanova G.S. Otsenka koeffitsienta neftevytesneniia pri razlichnykh metodakh gazovogo i vodogazovogo vozdeistviia [Evaluation of oil displacement coefficient at various methods of gas and water-alternating-gas influence]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 1991, no. 7, pp. 18-19.

4. Stephenson D.J., Graham A.G., Luhning R.W. Mobility control experience in the joffre viking miscible CO₂ flood. *SPE Reservoir Engineering*, 1993, 193. DOI: 10.2118/23598-PA.

5. Christensen J.R., Stenby E.H., Skauge A. Review of WAG field experience. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2001, vol. 4, no. 2, pp. 97-106. DOI: 10.2118/71203-PA/

6. Zemtsov Iu.V., Timchuk A.S., Baranov A.V., Gordeev A.S. Rezul'taty zakachek melkodiespersnoi vodogazovoi smesi dlia uvelicheniia nefteotdachi ob"ekta BV8 Samotlorskogo mestorozhdeniia [The results of the injection of fine water-gas mixture for increase of oil recovery of BV8 deposits of Samotlor field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2013, no. 10, pp. 49-54.

7. Zatsepin V.V., Maksutov R.A. Osnovnye faktory, opredel'iaushchie effektivnost' vodogazovogo vozdeistviia s odnovremennoi zakachkoi vody i gaza [The main factors that determine efficiency of water-alternating-gas with simultaneous injection of water and gas]. *Oilfield Engineering*, 2008, no. 10, pp. 18-24.

8. Rassokhin S.G., Troitskii V.M., Mizin A.V. et al. Modelirovanie vodogazovogo vozdeistviia na nizkopronitsaemyi nefianoi plast [Modeling of water-alternating-gas influence on the low-permeability oil reservoir]. *Gazovaya promyshlennost'*, 2009, no. 5, pp. 40-44.

9. Drozdov A.N., Drozdov N.A., Maliavko E.A., Alekseev Ia.L., Shaikhutdinov I.K., Zakharian A.G. Issledovanie vodogazovogo vozdeistviia na plast i perspektivy ego vnedreniia s pomoshch'iu nasosno-ezhektornykh sistem v usloviakh sushchestvuiushchei infrastruktury neftepromyslov [Investigation of SWAG injection and prospects of its implementation with the usage of pump-ejecting systems at existing oil-field infrastructure]. *SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition 2012, SPE-160687 Investigation of SWAG Injection and Prospects of Its Implementation with the Usage of Pump-Ejecting Systems at Existing Oil-Field Infrastructure*, 2012, pp. 852. DOI: 10.2118/160687-MS.

10. Nikolaevskii V.N., Bondarev E.A., Mirkin M.I. et al. Dvizhenie uglevodorodnykh smesei v poristoi srede [Movement of hydrocarbon mixtures in porous media]. Moscow: Nedra, 1986. 190 p.

11. Simkin E.M. Mekhanizm doizvlecheniia ostatechnoi nefi pri vodogazovom vozdeistvii na obvodnennye plasty [The mechanism of residual oil extraction while water-alternating-gas influence on the reservoirs with high water cut]. *Oil & Gas Technology Magazine*, 2011, no. 6, pp. 11-16.

12. Khizhniak G.P., Amirov A.M., Savitskii Ia.V. Vozmozhnosti ucheta koeffitsienta vytesneniia pri otsenke koeffitsienta izvlecheniia nefi v razlichnykh geologo-tekhnologicheskikh usloviakh razrabotki terrigenykh i karbonatnykh kollektorov Permskogo kraia [Possibilities of the displacement factor correction while evaluating the recovery ratio in different geologic settings of the terrigenous and carbonate reservoirs of the Perm region]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2012, no. 4, pp. 49-55.

зового воздействия с отдельной закачкой воды и газа // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 6. – С. 16–24.

16. Majidaie S., Onur M., Tan I.M. An experimental and numerical study of chemically enhanced water alternating gas injection // *Petroleum Science*. – 2015. – № 12. – P. 470–482. DOI: 10.1007/s12182-015-0033-x.

13. OST 39-195-86. Neft'. Metod opredeleniia koeffitsienta vytesneniia nefiti vodoi v laboratornykh usloviakh [Oil. The method of determination of the oil displacement by water coefficient in the laboratory]. Moscow: Minnefteprom, 1986. 19 p.

14. Zekri A., Al-Attar H., Al-Farisi O., Almehaideb R., Lwisa E.G. Experimental investigation of the effect of injection water salinity on the displacement efficiency of miscible carbon dioxide WAG flooding in a selected carbonate reservoir. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2015, no. 5, pp. 363-373. DOI: 10.1007/s13202-015-0155-0.

15. Zatsepin V.V., Maksutov R.A. Obzor sovremennogo sostoiianiia eksperimental'nykh issledovaniia tekhnologii vodogazovogo vozdeistviia s razdel'noi zakachkoi vody i gaza [Review of modern water-alternating-gas experimental study with separate water and gas injection]. *Oilfield Engineering*, 2009, no. 6, pp. 16-24.

16. Majidaie S., Onur M., Tan I.M. An experimental and numerical study of chemically enhanced water alternating gas injection. *Petroleum Science*, 2015, no. 12, pp. 470-482. DOI: 10.1007/s12182-015-0033-x.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Эффективность применения водогазовых смесей для повышения нефтеотдачи и перераспределения фильтрационных потоков / Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, Е.А. Гладких, А.П. Кишмирян, М.А. Потаскуев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т.15, №18. – С. 42–52. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.5

Please cite this article in English as:

Khizhniak G.P., Amirov A.M., Gladkikh E.A., Kishmirian A.P., Potaskuev M.A. Efficiency of application of water-gas mixtures used to increase oil recovery and rearrange fluid flow. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2016, vol.15, no.18, pp. 42-52. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.5