

УДК 622.276

ЭМПИРИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ НЕСМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТРЕТИЧНЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В УСЛОВИЯХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Соромотин Андрей Витальевич¹,
mrsavip@gmail.com

Бартов Дмитрий Олегович¹,
bartov1999@mail.ru

Сюзёв Андрей Викторович¹,
aandrei.syuzev@girngm.ru

Илюшин Павел Юрьевич¹,
pavel.ilushin@girngm.ru

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

Актуальность. Потребление нефтепродуктов растет во всем мире, повышается доля трудноизвлекаемых запасов, поэтому традиционные технологии не позволяют извлечь остаточную нефть. Приоритетным направлением в нефтедобыче является развитие современных методов увеличения нефтеотдачи, которые смогут обеспечить высокий коэффициент нефтеотдачи на уже разрабатываемых, а также новых месторождениях. Такими методами являются водогазовое воздействие, полимерное заводнение и вытеснение нефти растворами поверхностно-активных веществ. Интерес к данным технологиям обусловлен повышением коэффициента нефтеизвлечения в условиях высоковязкой нефти и низкопроницаемых коллекторов.

Цель: оценка эффективности технологии с помощью экспериментальных исследований вытеснения нефти водой, вытеснения нефти азотом и чередующегося метода водогазового воздействия.

Объект: карбонатные модели пласта турнейского объекта Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Методы: исследования коэффициента вытеснения нефти с использованием фильтрационной установки высокого давления УИК-5ВГ: вытеснение водой, вытеснение азотом и чередующийся метод водогазового воздействия с циклическостью 0,2 порового объема. В опытах корректно воспроизведены пластовые начальные нефтенасыщенности и получены сопоставимые со средними проектными значениями коэффициенты вытеснения нефти водой.

Результаты. Проведены экспериментальные исследования вытеснения нефти водой, вытеснения нефти азотом и чередующийся метод водогазового воздействия. Доказана перспективность технологии несмешивающегося чередующегося водогазового воздействия при маловязкой и вязкой нефти в условиях карбонатного коллектора. Выполнено прогнозирование и сравнение эффекта повышения нефтеотдачи при вытеснении растворами полимеров и поверхностно-активных веществ с эффективностью несмешивающегося чередующегося водогазового воздействия. Предложена методика прогнозирования эффективности несмешивающегося водогазового воздействия с помощью пересчетных коэффициентов.

Ключевые слова:

коэффициент вытеснения, несмешивающееся водогазовое воздействие, методы увеличения нефтеотдачи, вытеснение азотом, полимерное заводнение

Введение

Технология водогазового воздействия (Water-Alternating-Gas – WAG) предлагается как метод, который может сочетать повышенную эффективность микроскопического вытеснения цикла закачки газа с улучшенной эффективностью макроскопического охвата цикла закачки воды [1]. В работе [2] проанализировано 60 проектов WAG и обнаружено увеличение нефтеотдачи на 5–10 %. Авторами [3] изучено 59 практик WAG со средним приростом нефтеотдачи 10 %. Результаты, полученные в результате испытаний водогазового воздействия, показали увеличение коэффициента извлечения нефти на 7 % [4]. Проанализировано 14 проектов WAG в Северном море за 30-летний период и отмечено несмешиваемое водогазовое воздействие на месторождении Статфьорд с прогнозируемым приростом нефтеотдачи 7–13 % [5].

В работе [6] исследована точность ряда трехфазных гистерезисных моделей относительной проницаемости. Предложено использование трехфазного капиллярного давления, оцененного на основе данных двухфазного капиллярного давления, при моделировании несмешивающегося водогазового воздействия [7]. Опытные промышленные испытания демонстрируют успех смешивающейся и несмешивающейся технологии процессов водогазового воздействия [8]. Циклическая закачка воды и газа отличается улучшенной микроскопической эффективностью вытеснения газом, улучшенным контролем подвижности и эффективностью объемного вытеснения водой [9, 10]. Одним из способов этого является образование зоны трехфазного смешения, охватывающей большую часть коллектора по сравнению с непрерывной закачкой газа [11]. При этом понижается относительная проницаемость по газу, что делает его менее подвижным при

прохождении через нефтяную фазу, и как следствие снижает вероятность образования прорывов флюидов [12–15]. В условиях тяжелой нефти и карбонатного коллектора прирост дополнительной добычи нефти составил 4 % [16]. Результаты экспериментов несмешивающегося водогазового воздействия показывают, что коэффициент извлечения нефти может достигать 74 %. Моделирование заводнения ядра показывает, что закачка IWAG (несмешивающееся ВГВ) имеет потенциал до 7 % дополнительной нефтеотдачи, а также до 2 % благодаря эффекту гистерезиса от чередующейся водогазовой технологии [17]. Пилотная закачка N2-WAG была проведена на месторождении Маракайбо, содержащем легкую нефть, и было достигнуто увеличение нефтеотдачи на 4,4 % по сравнению с заводнением [18]. По результатам моделирования PAG (polymer-alternating-gas/полимер-газовое воздействие) увеличивает нефтеотдачу до 14,3 %, что на 7,0 % выше, чем при закачке WAG [19]. В однородных коллекторах с проницаемостью выше, чем 500 мД, процесс PAG дал на 7–15 % более высокую нефтеотдачу, чем закачка WAG [20].

Методология

На образцах ядра были проведены фильтрационные исследования: вытеснение нефти водой, вытеснение нефти азотом и чередующийся метод водогазового воздействия с цикличностью 0,2 порового объема.

В опытах корректно воспроизведены пластовые начальные нефтенасыщенности и получены сопоставимые со средними проектными значениями коэффициенты вытеснения водой. Для исследований отобраны карбонаты турнейского яруса Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

В табл. 1, 2 отражены фильтрационно-емкостные параметры карбонатных керновых моделей месторождений А и Б.

На рис. 1 представлена схема проведения лабораторных исследований водогазового воздействия на ядре.

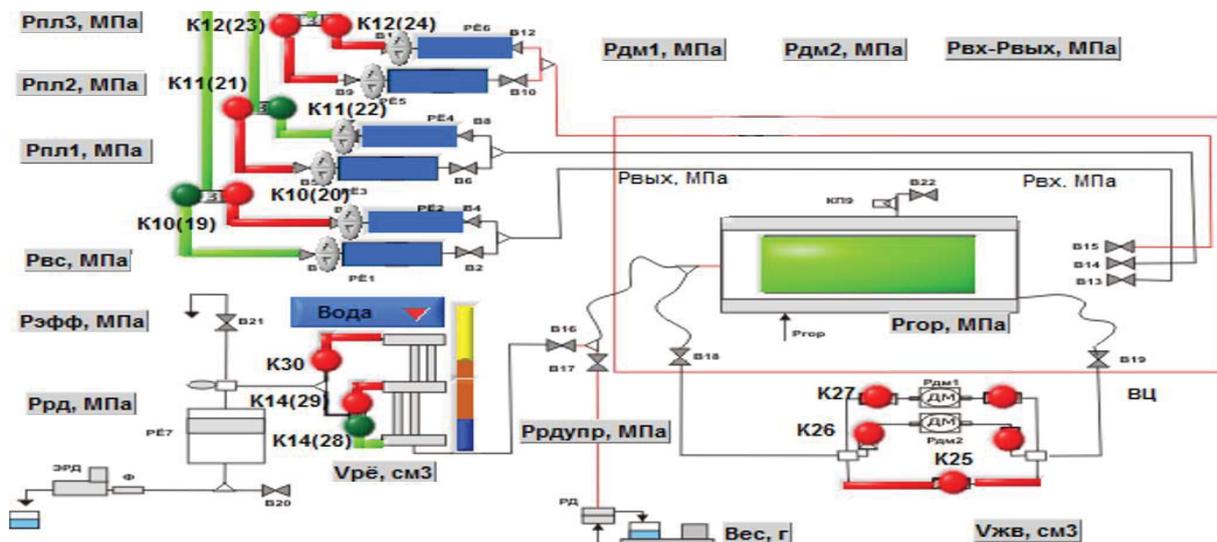


Рис. 1. Схема проведения лабораторных исследований водогазового воздействия на ядре
 Fig. 1. Scheme of laboratory studies of water-gas exposure on the core

Проведение фильтрационных опытов осуществлялось с использованием фильтрационной установки высокого давления УИК-5ВГ. Определение коэффициента проницаемости по жидкости и фазовых проницаемостей основано на измерении перепада давления на образце ядра P_{DM} при известном расходе жидкости $Q_{ж}$ (одной или двух фаз) или измерении расхода жидкости при заданном поддерживаемом перепада давления.

Таблица 1. Список образцов пород

Table 1. List of rock samples

Модель Core model	Глубина, м Depth, m	$K_{п}$, % Porosity, %
А карбонат A carbonate	1750,09	14,02
	1751,76	13,70
	1745,45	13,89
	1760,08	13,59
Б карбонат B carbonate	1449,90	6,42
	1444,57	13,26
	1413,07	13,1
	1443,16	9,73

Таблица 2. Фильтрационно-емкостные параметры карбонатных моделей турнейского пласта А и Б

Table 2. Filtration and capacitance parameters of the carbonate models of the Tournaisian formation А, В

Модель Core model	$K_{пр}$, мкм ² Permeability, μm^2	Длина, см Length, cm	Диаметр, см Diameter, cm	Объем модели, см ³ Core volume, cm^3	Объем пор, см ³ Porosity volume, cm^3	$K_{п}$, % Porosity, %
А карбонат A carbonate	48,3	12,15	2,97	84,13	11,76	13,55
	31,4					
	17,8					
	14,1					
Б карбонат B carbonate	10,68	12,03	3,02	86,13	9,11	10,61
	10,68					
	5,64					
	4,36					

Подача жидкости обеспечивается насосами высокого давления Н1 и Н2. Подача второй фазы жидкости или газа обеспечивается насосами высокого давления Н3 и Н4. Насосы высокого давления также выполняют функцию замера поданных объемов. Перепад давления на керне измеряется двумя дифференциальными манометрами (P_{DM1} и P_{DM2}). Дифференциальный манометр P_{DM2} при повышении предельно допустимой нагрузки автоматически блокируется клапаном К26. Дифференциальный манометр P_{DM1} при повышении предельно допустимой нагрузки автоматически блокируется клапаном К27, и перепад давления на керне фиксируется по разности датчиков давления $P_{ВХ}$ и $P_{ВЫХ}$. Расчетное значение падения давления на керне определяется при включённом дифманометре P_{DM2} как $P_{DM} = P_{DM1}$, при отключённом P_{DM1} как $P_{DM} = P_{ВХ} - P_{ВЫХ}$.

Измерение объема газа, лёгкой и тяжелой фаз жидкости на выходе из кернодержателя в пластовых условиях обеспечивается сепаратором-измерителем. Поддержание постоянного противодействия обеспечивается регулятором давления РД по показаниям датчика давления на выходе из керна $P_{РД}$. Для стабилизации работы РД применяется разделительная ёмкость, обеспечивающая разделения флюидов на выходе из кернодержателя КД и рабочей жидкости регулятора давления – дистиллированной воды. Расчёт коэффициента проницаемости $K_{прж}$ ведётся программно в непрерывном режиме (при известной вязкости жидкости и размерах образца керна). Датчики давления $P_{П1}$, $P_{П2}$ и $P_{П3}$ обеспечивают измерение давления на входе в кернодержатель КД. Датчик давления $P_{РДУПР}$ обеспечивает измерение управляющего давления на регуляторе давления РД. Насосы, пневматические клапаны и датчики давления обеспечивают создание давления в кернодержателе КД (горного давления), измеряемого датчиками давления $P_{ВС}$ и $P_{ГОР}$.

В табл. 3 приведены свойства керновых моделей месторождений А и Б при фильтрации флюидов.

Таблица 3. Свойства керновых моделей месторождений А и Б

Table 3. Properties of core models of deposits A and B

Параметр Parameter	А карбонат A carbonate	Б карбонат B carbonate
Проницаемость при ОВ, мД Permeability at residual water saturation, mD	4,35	0,998
Нефтенасыщенность, д. Ед Oil saturation, unit fraction	0,853	0,774
Пластовое давление, МПа Reservoir pressure, MPa	13,8	14,2
Вязкость нефти, мПа·с Oil viscosity, mPa·s	9	47,6
Расход, мл/мин/Flow, ml/min	0,05	0,03
Пористость, д. Ед Porosity, unit fraction	13,55	10,61

На керновых моделях были проведены исследования по определению зависимости коэффициента вытеснения от поровых объемов закачиваемого агента. Керновая модель А представляет собой месторождение с карбонатным коллектором и маловязкой нефтью ($\mu_n=10$ мПа·с). Керновая модель Б представляет собой месторождение с карбонатным коллектором и вязкой нефтью ($\mu_n=50$ мПа·с).

Материалы

График зависимости коэффициента вытеснения от поровых объемов закачиваемого агента можно разделить на два участка – до перегиба и после. Первый участок описывается линейной зависимостью $y=k \cdot x$, второй – логарифмической: $y=k_1 \cdot \ln(x)+c$.

На рис. 2 представлен пример данной зависимости.

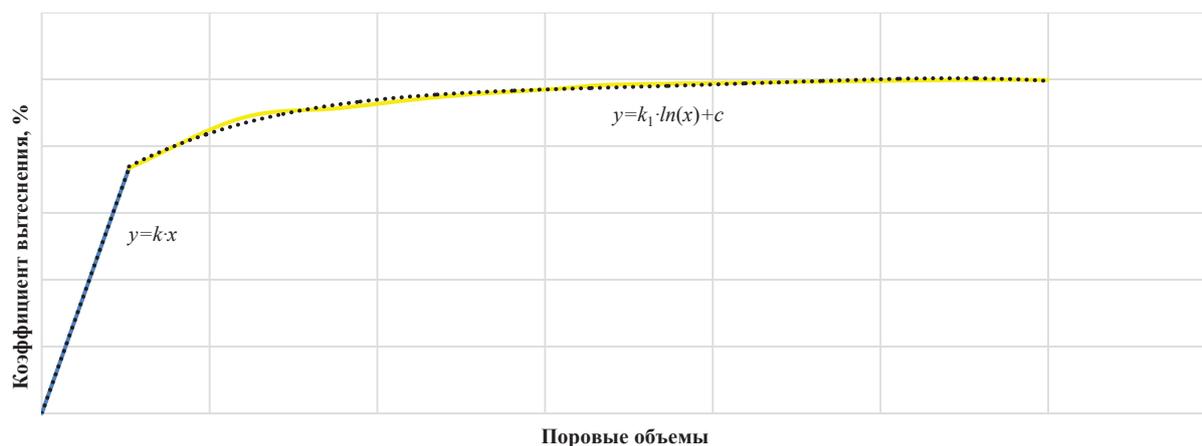


Рис. 2. Пример зависимости коэффициента вытеснения от поровых объемов закачиваемого агента
Fig. 2. Example of a dependency of the recovery factor on the pore volume of the injected agent

Зависимость коэффициента вытеснения от порового объема закачиваемого агента можно прогнозировать путем изменения коэффициентов k , k_1 и c . На керновых моделях были проведены опыты по закачке воды, азота и воды + азота. На рис. 3 представлена зависимость коэффициента вытеснения нефти от прокачиваемых по-

ровых объемов оторочек воды и азота для моделей А и Б, а также их сравнение с вытеснением водой.

На рис. 4 представлена зависимость коэффициента вытеснения нефти от прокачиваемых поровых объемов оторочек воды и азота для моделей А и Б, а также их сравнение с вытеснением водой.

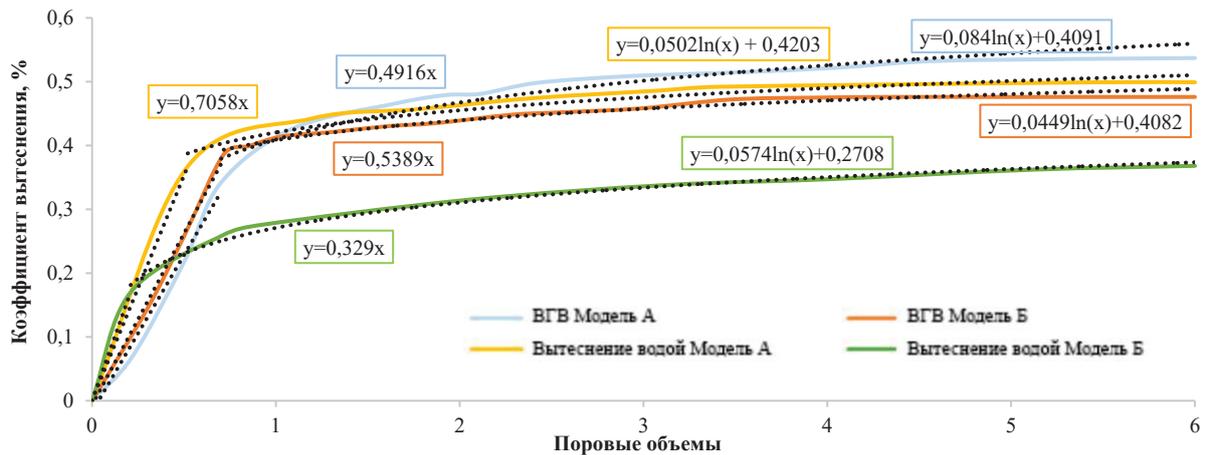


Рис. 3. Вытеснение нефти оторочками воды и азота

Fig. 3. Oil displacement by water-alternating-gas

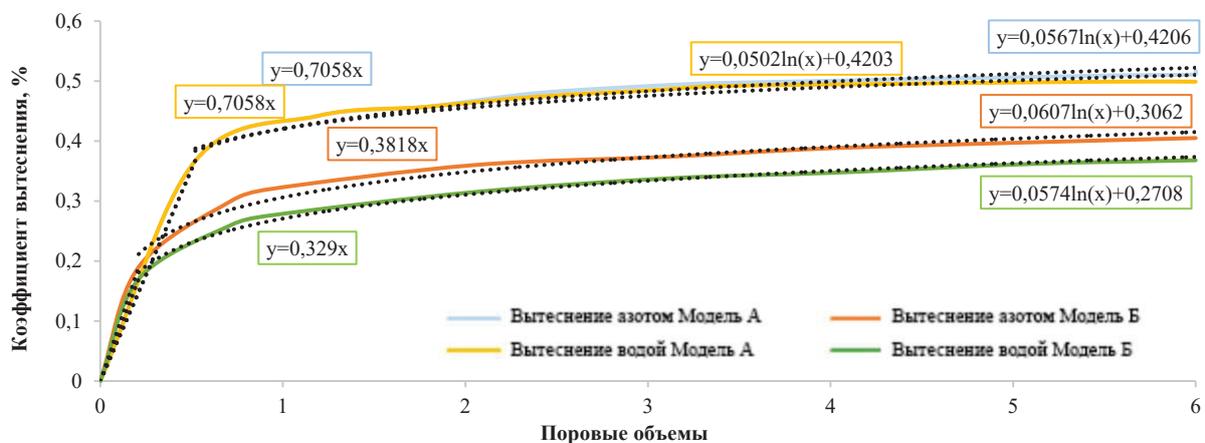


Рис. 4. Вытеснение нефти азотом

Fig. 4. Oil displacement by nitrogen

В качестве прогнозируемых технологий повышения нефтеотдачи пластов выбраны технологии: заводнение растворами полимеров и заводнение растворами неионогенных поверхностно-активных веществ на основе физико-химических свойств нефтей и фильтрационно-емкостных свойств объекта. Для моделей А и Б были построены предположительные зависимости вытеснения нефти растворами неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ). Растворы НПАВ снижают поверхностное натяжение на границе вода–нефть, что способствует образованию водонефтяной эмульсии типа «нефть в воде». Оптимальной концентрацией НПАВ в воде считают 0,05–0,1 %.

На рис. 5 представлена зависимость коэффициента вытеснения нефти от прокачиваемых поровых объемов растворов НПАВ для моделей А и Б, а также их сравнение с вытеснением водой. При построении зависимости было принято, что растворы НПАВ повысят коэффициент вытеснения относительно воды на 4 %.

Для моделей А и Б были построены предположительные зависимости вытеснения нефти полимерными растворами на основе полиакриламида (ПАА). Данный вид заводнения заключается в том, что в воде растворяется ПАА, обладающий способностью даже при малых концентрациях (0,025–0,5 %) существенно повы-

шать вязкость воды, снижать ее подвижность и за счет этого повышать охват пластов заводнением. Основное и самое простое свойство полимеров заключается в загущении воды. Это приводит к такому же уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленных различием вязкостей или неоднородностью пласта.

На рис. 7 представлена зависимость коэффициента вытеснения нефти от прокачиваемых поровых объемов растворов полиакриламида для моделей А и Б, а также их сравнение с вытеснением водой. При построении зависимости на основе статистических данных анализа применения технологии вытеснения растворами полимеров на объектах аналогах медианное значение прироста коэффициента вытеснения составило 10 % (рис. 6).

В табл. 4 представлены уравнения, описывающие зависимость коэффициента вытеснения от прокачиваемых поровых объемов для моделей А и Б.

Получив зависимость коэффициента вытеснения от прокачиваемых поровых объемов воды, можно сделать предположение о том, какой будет зависимость для других закачиваемых агентов. Достичь этого можно путем пересчета коэффициентов k , k_1 и c .

В табл. 5 представлены пересчетные коэффициенты для моделей А и Б.

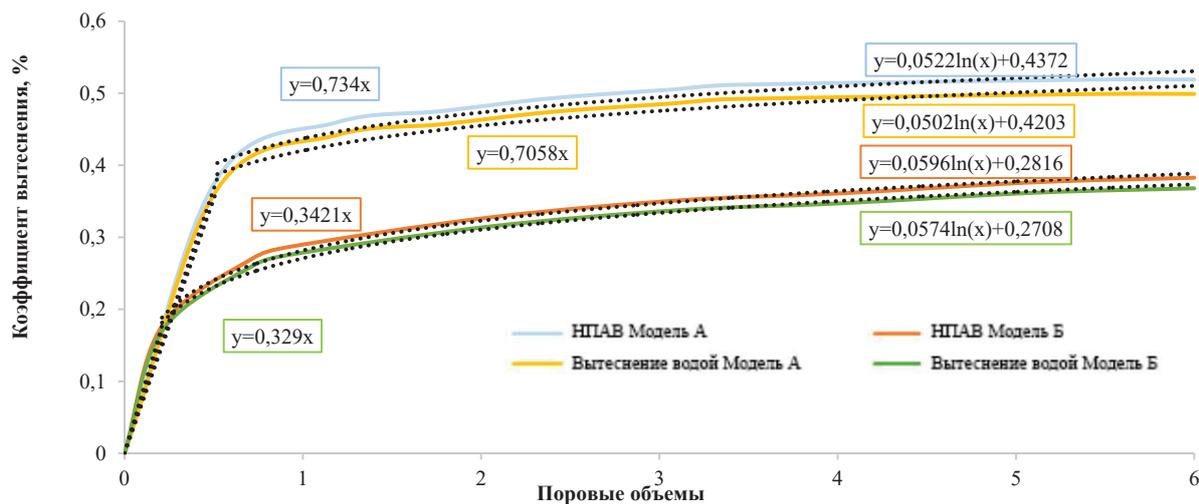


Рис. 5. Вытеснение нефти растворами НПАВ

Fig. 5. Oil displacement by surfactant solutions

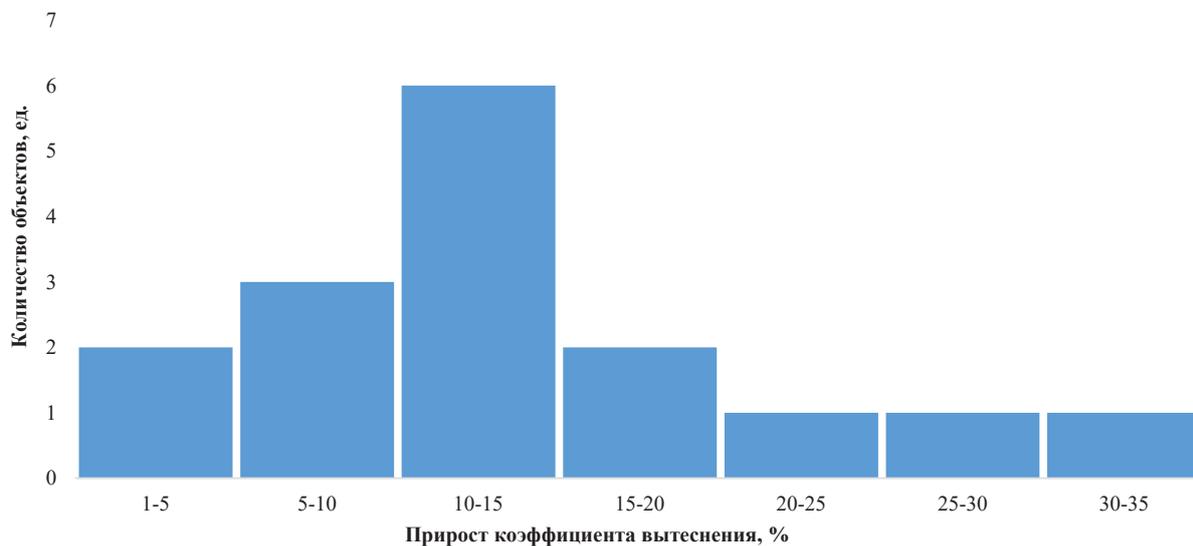


Рис. 6. Распределение прироста коэффициента вытеснения при заводнении растворами полимеров на объектах аналогах

Fig. 6. Distribution of the displacement coefficient increase during flooding with polymer solutions on analog objects

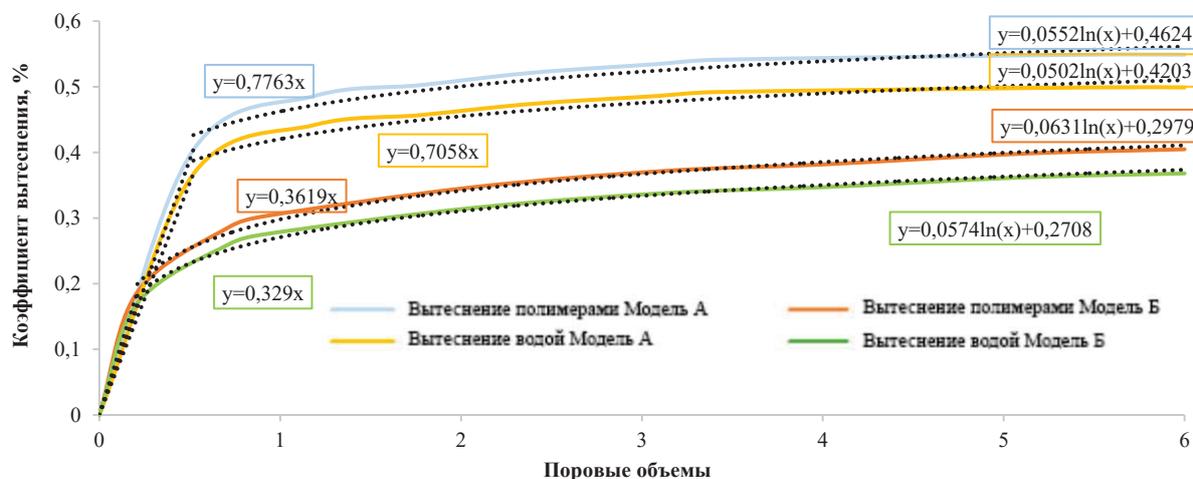


Рис. 7. Вытеснение нефти растворами полимеров

Fig. 7. Oil displacement by polymer solutions

Таблица 4. Уравнения ядерных моделей А и Б

Table 4. Equations of the core model A, B

Модель Core model	Закачиваемый агент Injected agent	Уравнение до перегиба Equation before inflection	Уравнение после перегиба Equation after inflection	Конечный Квйт, д. ед. Final displacement coefficient, unit fraction
А карбонат A carbonate	Вода/Water	$y=0,7058x$	$y=0,0502\ln(x)+0,4203$	0,499
	ВГВ/WAG	$y=0,4916x$	$y=0,084\ln(x)+0,4091$	0,537
	Азот/Nitrogen	$y=0,7058x$	$y=0,0567\ln(x)+0,4206$	0,518
	Растворы НПAB/Surfactants	$y=0,734x$	$y=0,0522\ln(x)+0,4372$	0,519
	Растворы полимеров Polymers	$y=0,7763x$	$y=0,0552\ln(x)+0,4624$	0,549
Б карбонат B carbonate	Вода/Water	$y=0,329x$	$y=0,0574\ln(x)+0,2708$	0,368
	ВГВ/WAG	$y=0,5389x$	$y=0,0449\ln(x)+0,4082$	0,476
	Азот/Nitrogen	$y=0,3818x$	$y=0,0607\ln(x)+0,3062$	0,405
	Растворы НПAB/Surfactants	$y=0,3421x$	$y=0,0596\ln(x)+0,2816$	0,383
	Растворы полимеров Polymers	$y=0,3619x$	$y=0,0631\ln(x)+0,2979$	0,405

Таблица 5. Пересчетные коэффициенты моделей А и Б

Table 5. Conversion coefficients of model A, B

Модель Core model	Закачиваемый агент Injected agent	Пересчетные коэффициенты Conversion coefficients		
		k	k_1	c
А карбонат A carbonate	ВГВ/WAG	0,697	1,673	0,973
	Азот/Nitrogen	1,000	1,129	1,001
	Растворы НПAB Surfactants	1,040	1,040	1,040
	Растворы полимеров Polymers	1,100	1,040	1,100
Б карбонат B carbonate	ВГВ/WAG	1,638	0,782	1,507
	Азот/Nitrogen	1,160	1,057	1,131
	Растворы НПAB Surfactants	1,040	1,038	1,040
	Растворы полимеров Polymers	1,100	1,099	1,100

Прогнозировать зависимость коэффициента вытеснения от прокачиваемых объемов агента можно путем умножения коэффициентов k , k_1 и c на соответствующие пересчетные коэффициенты.

Результаты и обсуждение

В табл. 6 представлена эффективность различных закачиваемых агентов в сравнении с водой.

Для ядерной карбонатной модели турнейского пласта месторождения А с маловязкой нефтью наибольшую эффективность показали закачиваемые растворы полимеров на основе ПАА, прирост в сравнении с вытеснением по воде составил 10,02 %.

Для ядерной карбонатной модели турнейского пласта месторождения Б с вязкой нефтью наибольшую эффективность показали закачиваемые оторочки воды и азота, прирост в сравнении с вытеснением по воде составил 29,35 %. Данный результат свидетельствует о высокой эффективности применения чередующегося водогазового воздействия на карбонатных залежах с вязкой нефтью.

Для оценки прогнозирования вытеснения при водогазовом воздействии выбрана ядерная модель турнейского объекта с проницаемостью 54 мД и вязкостью нефти 15 мПа·с. Пересчетные коэффициенты определены с помощью линейной интерполяции эмпирических пересчетных коэффициентов в зависимости от коэффициента подвижности. В табл. 7 пред-

ставлены пересчетные коэффициенты прогнозируемого объекта.

Таблица 6. Эффективность различных закачиваемых агентов в сравнении с водой

Table 6. Efficiency of various injected agents in comparison with water

Модель Core model	А карбонат A carbonate		Б карбонат B carbonate		
	Закачиваемый агент Injection agent	Конечный Квйт, д. ед. Final displacement coefficient, unit fraction	Эффективность, % Efficiency, %	Конечный Квйт, д. ед. Final displacement coefficient, unit fraction	Эффективность, % Efficiency, %
Вода/Water		0,499	0	0,368	0
ВГВ/WAG		0,537	7,62	0,476	29,35
Азот/Nitrogen		0,518	3,81	0,405	10,05
Растворы НПAB Surfactants	0,519		4,01	0,383	4,08
Растворы полимеров Polymers	0,549		10,02	0,405	10,05

Таблица 7. Пересчетные коэффициенты прогноза

Table 7. Recalculated forecast coefficients

Модель Core model	Вязкость нефти, мПа·с Oil viscosity, mPa·s	Проницаемость модели, мД Permeability, mD	Коэффициент подвижности, Па·с/Д Mobility coefficient, Pa·s/D	k	k_1	c
А карбонат A carbonate	9	27,9	3,1	0,697	1,673	0,973
Б карбонат B carbonate	47,6	7,84	0,16	1,638	0,782	1,507
$X_{(prognosis)}$ $X_{(predict)}$	15	54	3,6	0,535	1,826	0,881

На рис. 8 представлены характеристики вытеснения нефти водой, оторочками газа и воды и прогноз характеристики вытеснения нефти для карбонатной модели турнейского объекта на основе предлагаемой методики. Прогнозируемая эффективность составляет ~4 % (RMSE=0,015; $R^2=0,99$).

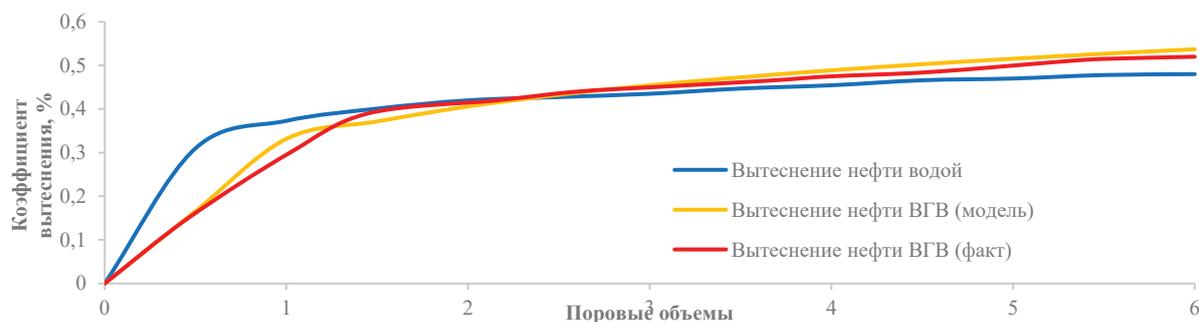


Рис 8. Прогнозирование характеристики вытеснения при несмешивающемся водогазовом воздействии

Fig 8. Prediction of displacement characteristics under immiscible water-gas exposure

Выводы

1. Проведены экспериментальные исследования вытеснения нефти водой, вытеснения нефти азотом и чередующийся метод водогазового воздействия. Доказана перспективность технологии несмешивающегося чередующегося водогазового воздействия при маловязкой и вязкой нефти в условиях карбонатного коллектора.
2. Выполнено прогнозирование и сравнение эффекта повышения нефтеотдачи при вытеснении раство-

- рами полимеров и поверхностно-активных веществ с эффективностью несмешивающегося чередующегося водогазового воздействия.
3. Предложена методика прогнозирования эффективности несмешивающегося водогазового воздействия с помощью пересчетных коэффициентов.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Правительства Пермского края в рамках научного проекта № С-26/861.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ/REFERENCES

1. Surguchev L.M., Korbol R., Krakstad O.S. Optimum water alternate gas injection schemes for stratified reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Washington, 1992, pp. 167–168.
2. Christensen J.R., Stenby E.H., Skauge A. Review of WAG field experience. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2001, vol. 4 (02), pp. 97–106.
3. Skauge A., Stensen J.A. Review of WAG field experience. *1st International conference and exhibition, modern challenges in oil recovery*. Moscow, 2003. pp. 2–8.
4. Ganesan N., Nor Aidil B. Anua, Ashok S., Ramil B. Ibrahim. Water-Alternating-Gas (WAG) pilot implementation. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Perth, Australia, 2003, pp. 1–4.
5. Awan A.R., Teigland R., Kleppe J. A survey of North Sea enhanced-oil-recovery projects initiated during the years 1975 to 2005. *SPE Res Eval & Eng*, 2008, vol. 11 (3), pp. 497–512.
6. Spiteri E.J., Juanes R. Impact of relative permeability hysteresis on the numerical simulation of WAG injection. *J. Pet. Sci. Eng*, 2006, vol. 50 (2), pp. 115–139.
7. Skauge A., Dale E.I. Progress in immiscible WAG modeling. *Proceedings of the SPE 111435 presented at the SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference*. Abu Dhabi, UAE, 2007. pp. 1–5.
8. Koottungal L. Worldwide EOR survey. *Oil and Gas Journal*, 2012, vol. 110 (4), pp. 57–69.
9. Chen B., Reynolds A.C. Ensemble-based optimization of the water-alternating-gas-injection process. *Proceedings of the SPE-173217-PA*, 2016, vol. 21 (3), pp. 786–798.
10. Talabi O.A., Moreno J.E., Malhotra R.K. Practical upscaling of immiscible WAG hysteresis parameters from core to full field scale. *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*. Mumbai, India, 2019. pp. 1–7.
11. Namani M., Souraki Y., Kleppe J. Scaled experimental and simulation study of segregation in water-above-gas injection. *Proceedings of the SPE-185183-PA*, 2017, vol. 20 (4), pp. 809–819.
12. Hoare G., Coll C. Effect of small/medium scale reservoir heterogeneity on the effectiveness of water, gas and water alternating gas WAG injection. *Proceedings of the SPE-190855-MS Europec featured at the 80th EAGE Conference and Exhibition*. Copenhagen, Denmark, 2018. pp. 1–14.
13. Pal M., Pedersen R.B., Gilani S.F. Challenges and learnings from operating the largest off-shore WAG in the giant Al-Shaheen field and ways to optimize future WAG developments. *Proceedings of the SPE-190343-MS EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Muscat, Oman, 2018. pp. 1–24.
14. Ahmed Elfeel M., Al-Dhahli A., Jiang Z. Effect of rock and wettability heterogeneity on the efficiency of WAG flooding in carbonate reservoirs. *Proceedings of the SPE-166054-MS Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition*. Abu Dhabi, UAE, 2013. pp. 1–15.
15. Kumar J., Agrawal P., Draoui E. A case study on miscible and immiscible gas-injection pilots in a middle east carbonate reservoir in an offshore environment. *Proceedings of the SPE-181758-PA Res Eval & Eng*, 2017, vol. 20 (1), pp. 19–29.
16. Holtz M.H. Immiscible Water Alternating Gas (IWAG) EOR: current state of the art. *Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Conference*. Oklahoma, 2016. pp. 1–16.
17. Khanifar A., Raub M.R.A., Tewari R.D., Zain Z.M., Sedaralit M.F. Designing of successful Immiscible Water Alternating Gas (IWAG) coreflood experiment. *International Petroleum Technology Conference*. Qatar, 2015. pp. 1–14.
18. Alvarez C., Manrique E., Alvarado V., Saman A., Surguchev L., Eilertsen T. WAG pilot at VLE field and IOR opportunities for mature fields at Maracaibo Lake. *SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference*. Malaysia, 2001. pp. 1–4.
19. Li W., Dong Z., Sun J., Schechter D.S. Polymer-alternating-gas simulation: a case study. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Oman, 2014. pp. 3–15.
20. Li W., Schechter D.S. Using polymer alternating gas to maximize CO₂ flooding performance. *Proceedings of the SPE-169942-MS Energy Resources Conference, Port of Spain*. Trinidad and Tobago, 2014. pp. 2–6.

Поступила 17.06.2022 г.

Прошла рецензирование 25.07.2022 г.

Информация об авторах

Соромотин А.В., аспирант Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Бартов Д.О., студент Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Сюзёв А.В., аспирант Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Илюшин П.Ю., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 622.276

EMPIRICAL STUDY OF IMMISCIBLE WATER-GAS EFFECTS AND PREDICTION OF TERTIARY METHODS FOR INCREASING OIL RECOVERY IN CARBONATE RESERVOIRS

Andrey V. Soromotin¹,
mrsavip@gmail.com

Dmitriy O. Bartov¹,
bartov1999@mail.ru

Andrey V. Suzev¹,
andrei.syuzev@girngm.ru

Pavel Yu. Ilyushin¹,
pavel.ilushin@girngm.ru

¹ Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russia

The relevance. *The consumption of petroleum products is growing all over the world, the share of hard-to-recover reserves is increasing, so traditional technologies do not allow the extraction of residual oil. The priority direction in oil production is the development of modern methods of increasing oil recovery, which will be able to provide a high oil recovery coefficient at already developed, as well as at new fields. Such methods are water-gas exposure, polymer flooding and oil displacement by solutions of surfactants. The interest in these technologies is due to increase in the oil recovery coefficient in conditions of high-viscosity oil and low-permeability reservoirs.*

The main aim: *evaluation of the effectiveness of the technology using experimental studies of oil displacement by water, oil displacement by nitrogen and alternating method of water-gas exposure.*

Object: *carbonate reservoir models of the Tournaisian object of the Volga-Ural oil and gas province.*

Methods: *studies of the oil displacement coefficient using a high-pressure filtration unit UIK-5VG: displacement by water, displacement by nitrogen and an alternating method of water-gas exposure with a cyclicity of 0,2 pore volume. In the experiments, the reservoir initial oil saturation was correctly reproduced and the coefficients of oil displacement by water comparable to the average design values were obtained.*

Results. *Experimental studies of oil displacement by water, oil displacement by nitrogen and the alternating method of water-gas exposure have been carried out. The prospects of the technology of immiscible alternating water-gas exposure with low-viscosity and viscous oil in the conditions of a carbonate reservoir are proved. The prediction and comparison of the effect of enhanced oil recovery during displacement by solutions of polymers and surfactants with the efficiency of immiscible alternating water-gas exposure is carried out. A method for predicting the effectiveness of immiscible water-gas exposure using conversion coefficients is proposed.*

Key words:

displacement coefficient, immiscible water-gas effect, enhanced oil recovery, nitrogen flooding, polymer flooding

The reported study was partially supported by the Government of Perm Krai, research project no. C-26/861.

Information about the authors

Andrey V. Soromotin, graduate student, Perm National Research Polytechnic University.

Dmitriy O. Bartov, student, Perm National Research Polytechnic University.

Andrey V. Suzev, graduate student, Perm National Research Polytechnic University.

Pavel Yu. Ilyushin, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.

Received: 17 June 2022.

Reviewed: 25 July 2022.