

УДК 622.276

**А.М. Петраков**, д.т.н., директор Центра ПНП; **Ю.А. Егоров**, к.т.н., ведущий инженер лаборатории фильтрационных исследований технологий ПНП; **Т.Л. Ненартович**, к.т.н., с.н.с. лаборатории фильтрационных исследований технологий ПНП, ОАО «ВНИИнефть»; **М.И. Курбанбаев**, к.т.н., генеральный директор; **В.Н. Сизиумова**, заведующая лабораторией, АО «КазНИПИмунайгаз»

# ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОПЫТНОМ УЧАСТКЕ ЗАЛЕЖИ Ю-1С МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛАМКАС

*В настоящей работе представлены результаты экспериментальных исследований по оценке эффективности метода водогазового воздействия применительно к нефти залежи Ю-1С месторождения Каламкас.*

Месторождение Каламкас, расположенное в северной прибрежной части полуострова Бузачи в Казахстане, разрабатывается с 1979 г. Нефти месторождения Каламкас тяжелые (средние значения плотности в стандартных условиях по горизонтам изменяются в пределах 0,9033–0,9144 г/см<sup>3</sup>), высоковязкие (вязкость в пластовых условиях составляет 11,5–21,2 мПа·с; при 20 °С – более 100 мПа·с), парафинистые (2,6–3,8%), сернистые (1,21–1,45%). Высокие значения плотности и вязкости обусловлены значительным содержанием асфальто-смолистых веществ (14,5–19,5% смол, 3,2–5,3% асфальтенов), температура застывания – ниже –18 °С.

При небольшой разнице между начальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом (0,7–1,0 МПа), а также сравнительно низком газовом факторе (5–25 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) на месторождении сразу стала применяться система внутриконтурного заводнения. Однако высокая неоднородность (проницаемость меняется от 0,001 до 5 мкм<sup>2</sup>) и значительная

фациальная изменчивость нефтеносных коллекторов существенно снизили эффективность заводнения. С 1981 г. на месторождении применялся метод полимерного заводнения, а с 1983 г. – закачка вязкоупругих составов [1]. В современных условиях разработки на месторождении Каламкас планируется опробование технологии водогазового воздействия (ВГВ) путем закачки в пласт попутно добываемого нефтяного газа.

Эффективность метода водогазового воздействия (ВГВ) для интенсификации выработки трудноизвлекаемых запасов нефти доказана лабораторными исследованиями и промысловыми испытаниями. Известно также, что использование масловодорастворимых ПАВ в технологиях водогазового воздействия может усиливать процессы взаимодействия нефти и газа [2, 3, 4].

Закачка попутно добываемого газа в продуктивный пласт способствует не только повышению нефтеотдачи, но и решению экологических проблем района разработки – снижается ко-

личество выбросов в атмосферу за счет отказа от сжигания газа на факелах. Разрабатываемые в настоящее время стратегии развития нефтяного комплекса предусматривают как можно более полное и эффективное использование ресурсов попутно добываемого углеводородного газа. При закачке в пласт легких фракций нефтяного газа сводятся к минимуму выбросы в окружающую среду тепла и продуктов горения.

В настоящей работе представлены результаты экспериментальных исследований по оценке эффективности метода водогазового воздействия применительно к нефти залежи Ю-1С месторождения Каламкас.

Для исследований использовались насыпные модели пористой среды со связанной водой. Изучался процесс вытеснения остаточной после заводнения нефти методом водогазового воздействия (ВГВ), в том числе с использованием ПАВ. Было проведено четыре эксперимента: довытеснение остаточной после заводнения нефти чередующейся закачкой оторочек ме-

Таблица 1. Коллекторские свойства моделей пласта и основные результаты вытеснения нефти водой

№ п/п	Параметры, единицы измерения	Модель 1	Модель 2	Модель 3	Модель 4
1	Объем пор, см <sup>3</sup>	158,3	163	163	164
2	Пористость, д. ед.	0,316	0,321	0,325	0,321
3	Проницаемость по азоту при 20 °С, мкм <sup>2</sup>	0,156	0,160	0,164	0,170
4	Проницаемость по воде при 20 °С, мкм <sup>2</sup>	0,106	0,112	0,110	0,117
5	Остаточная водонасыщенность, д. ед.	0,420	0,436	0,408	0,421
6	Проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности и рабочих Р и Т, мкм <sup>2</sup>	0,013	0,015	0,014	0,016
7	Начальная нефтенасыщенность, д. ед.	0,580	0,564	0,592	0,579
8	Остаточная нефтенасыщенность после заводнения, д. ед.	0,228	0,226	0,243	0,237
9	Объем прокачки воды, ед. поровых объемов	2,45	2,16	2,15	2,45
10	Коэффициент вытеснения нефти водой, д. ед.	0,6068	0,6	0,5896	0,5916

тана и воды (модель 1), азота и воды (модель 2), а также довытеснение нефти оторочками метана и воды (модель 3), азота и воды (модель 4) после закачки предоторочки пенообразующего ПАВ.

При постановке экспериментальных работ максимально воспроизводились геолого-физические условия изучаемого объекта разработки: соблюдались термобарические условия залежи Ю-1С (пластовое давление – 8,5 МПа, температура – 42 °С); в качестве пористой среды использовался дезинтегрированный керн месторождения Каламкас. Проницаемость моделей пласта по азоту составила от 156 до 170 мкм<sup>2</sup>. В качестве пластовых и закачиваемых флюидов применялись изовязкозная модель нефти и модель пластовой воды с минерализацией 113,12 г/л; метан и азот с содержанием основного компонента не менее 99,9%; водные растворы масловодорастворимого ПАВ марки СНПХ-4315Д. Объемная скорость закачки вытесняющих агентов составляла 5 см<sup>3</sup>/час.

Поскольку данное исследование носило качественный характер (необходимо было показать эффективность использования метода ВГВ применительно к тяжелым нефтям Казахстана), в работе использовались пробы изовязкозной нефти.

Эксперименты проводились с учетом основных положений ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях» [5]. Эксперименты выполнены на установке, основными элементами которой являются горизонтально расположенная

модель пласта полезной длиной 71 см и внутренним диаметром 3 см, снабженная образцовыми манометрами и запорными вентилями; блоки для обеспечения термобарических условий проведения эксперимента, фильтрации через модель пласта жидких и газообразных флюидов (нефть, вода, водные растворы химреагентов, азот, метан), контроля перепада давления при фильтрации, закачки в модель пласта газа высокого давления, сбора, разделения и анализа выходящей из пласта продукции.

В целях создания остаточной нефтенасыщенности и определения коэффициента вытеснения нефти водой через подготовленную модель пласта с начальной нефтенасыщенностью прокачивалась вода. После этого применялся каждый из вышеперечисленных способов для довытеснения остаточ-

ной нефти. Суммарный объем прокачки вытесняющих агентов при заводнении и довытеснении нефти составлял 3,7–4,6 порового объема модели пласта. Коллекторские свойства всех использованных моделей пласта, параметры проведения эксперимента и результаты вытеснения нефти водой приведены в таблице 1.

В экспериментах по довытеснению остаточной нефти методами ВГВ было выбрано следующее соотношение объемов закачиваемых газа и воды: при использовании метана – 1:1, азота – 1:3 [2, 3]. Размер суммарной оторочки «газ + вода» составлял 0,1 порового объема пласта, всего в каждом эксперименте было прокачено от 14 до 23 суммарных оторочек. Для предотвращения преждевременных прорывов газа и повышения эффективности воздействия эксперименты

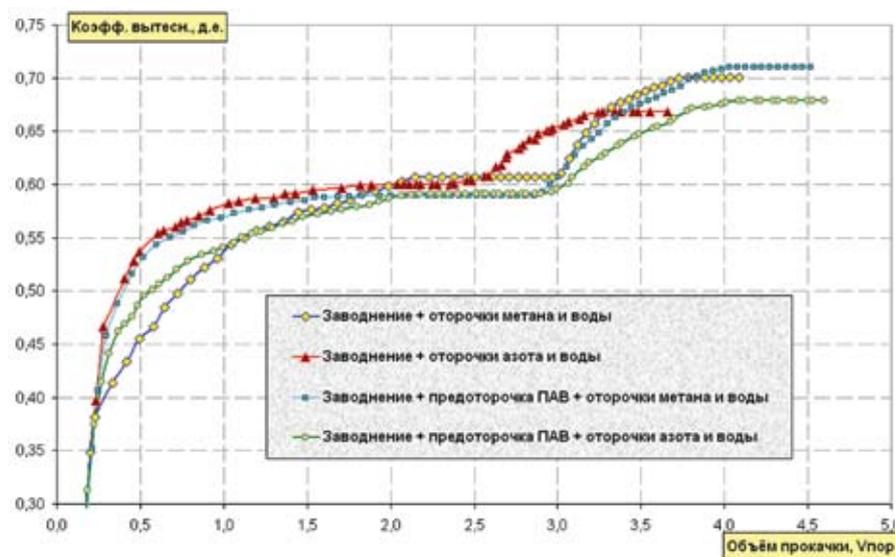


Рис. 1. Результаты экспериментов по заводнению и довытеснению остаточной после заводнения нефти методами водогазового воздействия

Таблица 2. Результаты экспериментов по довытеснению остаточной после заводнения нефти методами водогазового воздействия

Модель	Воздействие после заводнения	Объем прокачки после заводнения, ед.	Остаточн. нефтенас. после довытесн., д. ед.	Газонасыщенн. после довытесн., д. ед.	Суммарн. $K_{\text{выт.}}$ д. ед.	$\Delta K_{\text{выт.}}$ относит. заводнения, д. ед.
1	ВГВ, 16 оторочек метан + вода	1,64	0,174	0,363	0,7004	0,0936
2	ВГВ, 14 оторочек азот + вода	1,5	0,187	0,097	0,6696	0,0696
3	ВГВ, 1 оторочка ПАВ + 23 оторочки метан + вода	2,35	0,172	0,585	0,7098	0,120
4	ВГВ, 1 оторочка ПАВ + 21 оторочка азот + вода	2,15	0,191	0,332	0,6806	0,089

периодически останавливались на 7–8 часов [3]. Эксперименты прекращались при достижении газовым фактором значений 5000–6000 см<sup>3</sup>/см<sup>3</sup>.

В случае исследования влияния ПАВ на процесс довытеснения нефти методом ВГВ после заводнения перед осуществлением ВГВ в модель пласта закачивалась предоторочка 0,1%-го водного раствора СНПХ-4315Д в размере 0,1 порового объема пласта.

Результаты экспериментов по оценке эффективности довытеснения остаточной после заводнения нефти водогазовым воздействием, в том числе с использованием ПАВ, представлены в таблице 2 и показаны на рисунке 1.

## АНАЛИЗ И ОБОБЩЕНИЕ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

По результатам проведенных исследований сделан вывод о том, что методы водогазового воздействия повышают коэффициент вытеснения остаточной после заводнения модели нефти месторождения Каламкас.

При вытеснении нефти водой и методом водогазового воздействия суммарные коэффициенты вытеснения достигли больших значений (от 0,67 до 0,7) применительно к условиям описываемых экспериментов, однако им соответствовали большие объемы прокачки оторочек воды и газа.

Использование сухого углеводород-

ного газа, содержащего в своем составе не менее 92–95% метана, более предпочтительно при водогазовом воздействии по сравнению с применением азота – как в случае обычного водогазового воздействия, так и при использовании ПАВ.

Прирост коэффициента довытеснения нефти оторочками метана и воды по сравнению с закачкой оторочек азота и воды составляет 2,4% без применения ПАВ и 3,1% – с его использованием. ПАВ повышает способность нефти удерживать газ, в результате чего процесс довытеснения нефти водогазовым воздействием с использованием ПАВ протекает эффективнее. Факт удержания газа нефтью подтверждается увеличением его допрорывного объема, что выражается в прокачке большего количества оторочек в случае использования ПАВ. Кроме того, увеличивается коэффициент вытеснения нефти. Приросты коэффициентов довытеснения нефти при водогазовом воздействии с использованием ПАВ и без него для метана по сравнению с азотом составляет 2–3%. Это связано, в частности, с большей растворимостью метана в нефти по сравнению с азотом, вызывающей объемное расширение и снижение вязкости нефти. Поэтому предпочтительнее использовать метан (сухой углеводородный газ) для довытеснения нефти.

## ВЫВОДЫ

1. Показана принципиальная возможность применения методов водогазового воздействия для тяжелых нефтей на примере месторождения Каламкас.

2. Прирост коэффициента вытеснения остаточной после заводнения нефти водогазовым воздействием составил 9,4% для метана и 7,0% – для азота, используемых в качестве оторочек при ВГВ, что связано с лучшей растворимостью метана в нефти.

3. Использование масловодорастворимого ПАВ в технологии ВГВ для исследуемой модели нефти позволило дополнительно увеличить коэффициент вытеснения в среднем на 2,0–2,5% относительно обычного ВГВ.

4. Для более детальной оценки результатов применения технологии водогазового воздействия в условиях залежи Ю-1С месторождения Каламкас целесообразно провести исследования с пластовой (рекомбинированной) нефтью залежи Ю-1С и на керновом материале, отобранном из продуктивных пластов данного месторождения. Тем не менее результаты выполненных работ являются основой для реализации технологии ВГВ в реальных условиях разработки месторождения Каламкас.

### Литература:

1. Кинов Л.К. Разработка месторождений парафинистых и вязких нефтей в Западном Казахстане. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996.
2. Буторин О.И., Пияков Г.Н. Обобщение экспериментальных исследований по определению эффективности применения газового и водогазового воздействия на пласты // Нефтепромысловое дело. – 1995. – № 8–10. – С. 54–59.
3. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – М.: Газоил пресс, 2006. – 200 с.
4. Степанова Г.С., Михайлов Д.Н. Обоснование технологии водогазового воздействия, основанной на эффекте пенообразования // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 3. – С. 76–79.
5. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.

# С НАСТУПАЮЩИМ НОВЫМ ГОДОМ!!!



Объектов транспорта и хранения газа, нефти и нефтепродуктов;  
Обустройства нефтегазовых месторождений, промыслов и скважин;  
Морских терминалов;  
Перевалочных нефтебаз;  
Объектов промышленного строительства;

#### КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Объектов гражданского строительства;  
Объектов авто- и железнодорожной инфраструктуры;  
Объектов переработки нефти и газа;  
Объектов переработки нефти и газа;  
Магистральных трубопроводов,  
Ж/Д сливо-наливных эстакад,

Резервуарных парков,  
Автозаправочных станций и т.д.;  
Разработка декларации промышленной безопасности;  
Разработка специальных разделов: ООС, ОВОС, ГО и ЧС, инженерной защиты от негативных природных процессов.

#### КОМПЛЕКСНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

Геодезические, геологические, гидрологические, геофизические, экологические;  
Аэросъёмка, лазерное сканирование;  
Сейсмическое районирование, тектоника;

Создание топографических и тематических электронных схем различных территорий и объектов на основе разрабатываемых цифровых моделей данных в формате ГИС.

#### СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ

промышленного и гражданского назначения со сдачей объекта «под ключ». Авторский надзор при строительстве. Техническая экспертиза проектов.

350038, г. Краснодар, ул. Головатого, 585  
e-mail: [injgeo@injgeo.ru](mailto:injgeo@injgeo.ru)

[www.injgeo.ru](http://www.injgeo.ru)

тел. +7 (861) 279-2306  
факс +7 (861) 275-4759