

# ВОДОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ: ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТЕЙ РАЗЛИЧНОЙ ВЯЗКОСТИ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ШУМОВСКОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ

*На сегодняшний день существует тенденция к ухудшению условий разработки нефтяных месторождений, связанная с истощением пластов с легкоизвлекаемыми запасами нефти. Это приводит к увеличению доли трудноизвлекаемых запасов нефти, поэтому приходится разрабатывать месторождения с низкопроницаемыми коллекторами и нефтями повышенной вязкости. В этих условиях традиционное заводнение зачастую является неэффективным.*

В связи с этим возрастает интерес к технологиям, повышающим эффективность разработки месторождений. Одной из них является технология водогазового воздействия (ВГВ), позволяющая значительно увеличить коэффициент вытеснения нефти из пластов, а, кроме того, утилизировать попутный нефтяной газ, бесцельно сжигаемый на факелах. Это немаловажно, так как по данным на 2005 г. Россия по объему сжигаемого попутного нефтяного газа находится на втором «почетном» месте после Норвегии.

Известны технологии водогазового воздействия на пласт, предусматривающие как попеременную, так и совместную закачку воды и газа в пласт: компрессорная технология, использование газа из высоконапорных газовых пластов, технологии с использованием специальных бустерных плунжерных насосов и струйных аппаратов. Но в силу свойственных им недостатков либо ограничений по применению они не получили широкого распространения в нашей стране. В то

же время существует насосно-эжекторная технология [1], позволяющая реализовать ВГВ на отечественных нефтяных месторождениях.

Эффективность применения насосно-эжекторной технологии была подтверждена с помощью физического моделирования водогазового воздействия на пласт в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Исследования проводились на насыпных моделях пластов, в качестве модельной нефти использовался керосин (аналог маловязких нефтей) [2, 3] и рекомбинированные пробы пластовых нефтей (модель вязких нефтей) [4].

Насыпная модель пласта позволяет смоделировать лишь проницаемость пласта и, в некоторых случаях, его пористость. Структура порового пространства существенно отличается от той, которую можно наблюдать в нефтяном пласте. Связано это с тем, что в насыпной модели, состоящей из плотно упакованных песчинок, все поры связаны между собой, имеют приблизительно одинаковые размеры, отсутствуют

закрытые поры. Однако на первом этапе применение насыпных моделей являлось целесообразным, так как требовалось получить качественные закономерности процесса вытеснения нефти водогазовыми смесями.

Применительно к условиям конкретного месторождения справедливы качественные зависимости, полученные на насыпных моделях, однако количественные показатели эффективности воздействия (прирост и конечные значения коэффициента вытеснения) необходимо уточнять исследованиями водогазового воздействия на естественных кернах, что и было осуществлено.

Необходимые исследования проводились на естественных кернах Подольского и Сакмарского пластов Шумовского месторождения. В качестве модели нефти использовалась рекомбинированная проба нефти данного месторождения. В связи с тем, что Шумовское месторождение разрабатывается с помощью заводнения, значительный интерес представляет водогазовое воздействие как метод увеличения нефтеотдачи

Табл. 1.

Горизонт	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа·с	Вязкость рекомбинированной пробы, мПа·с
Сакмарский	63	165,5	64
Подольский	18,6	46,2	18,2

Табл. 2.

№ модели	Проницаемость, Д		Пористость, %	Начальное количество нефти в модели, см <sup>3</sup>
	по газу	по воде		
2П1	1,493	0,106	41,16	275
2П3	1,951	0,378	40,91	300
2П2	1,325	0,100	42,4	297
2П4	1,964	0,359	41,4	295

после традиционного заводнения. Для исследований был использован имеющийся в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина экспериментальный стенд [2], в состав которого были включены кернодержатель и насос, создающий давление для обжима керновой колонки (аналог горного давления). Принципиальная схема стенда приведена на рис. 1. В состав стенда входят блоки подачи воды и газа, смеситель (струйный аппарат), модель пласта, блок учета и замера продукции, блок создания горного давления. Методика подготовки насыпных моделей пласта и определения их коллекторских свойств была подробно изложена в [2, 3]. Для приготовления моделей использовался кварцевый песок

фракции менее 100 мкм с преобладающим размером частиц 30 – 40 мкм. Рекомбинированная проба нефти готовится отдельно для условий Сакмарского и Подольского горизонтов Шумовского месторождения на основе дегазированных нефтей данных горизонтов. Вязкость нефти в поверхностных условиях (дегазированной нефти) и в пластовых значительно различаются, как видно из таблицы 1. Для получения рекомбинированной пробы нефти был проведен эксперимент по смешению высоковязкой нефти с менее вязким агентом – керосином, вязкость которого равна 1,1 мПа·с. Были получены графики зависимостей вязкости рекомбинированной пробы (смесь дегазированной нефти и керосина)

от концентрации в смеси керосина. Эти графики для обоих горизонтов приведены на рис. 2. Как видно из рисунков вязкость рекомбинированной пробы переходит от значений вязкости дегазированной нефти к значению вязкости керосина не плавно, присутствует зона резкого снижения вязкости при 5 – 30%-ной концентрации керосина. Очень важно “поймать” этот интервал для правильного моделирования вязкости рекомбинированных проб нефти. Так для Сакмарского горизонта концентрация керосина в рекомбинированной пробе – 10%, для Подольского горизонта – 9%. В таблице 1. показаны значения вязкости подобранных рекомбинированных проб.

**РАЗРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ПРОЕКТОВ от 10 кВт до 100 мВт для НЕЗАВИСИМОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ**  
**ПРОЕКТ – ПОСТАВКА ОБОРУДОВАНИЯ – МОНТАЖ – ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ - СЕРВИС**



**Газо-поршневые и газотурбинные мини-ТЭС, котельные**  
**Оборудование ведущих мировых производителей:**  
**CUMMINS, W.G. Wilson, Guascor, Jenbacher, Caterpillar**  
**Гарантийное, послегарантийное и сервисное обслуживание, обучение персонала**

Наша компания предлагает комплексный подход к решению проблемы гарантированного энергоснабжения Вашего предприятия посредством установки когенерационного оборудования (мини-ТЭС) для одновременной выработки электроэнергии, тепла и ГВС.



**ЗАО «ТЕХМАШОБОРУДОВАНИЕ»**  
 199053, Санкт-Петербург,  
 В.О. 1ая линия, д.34А  
 e-mail: power@tmo.ru  
 +7-812-324-78-97, +7-921-878-22-63  
 Конт. лицо: Васильев  
 Сергей Анатольевич

Табл. 3

№ мод.	Кэфф. вытеснения, %		Количество прокачанных Vпор			Газосодержание смеси при ВГВ, %
	После заводнения	После заводнения и довытеснения ВГВ	Заводнение	Довытеснение ВГВ	С начала эксперимента	
2П1	48,7	55,3	2,07	1,77	3,84	39,7
2П3	53,1	64,2	2,60	2,03	4,63	34,9

Табл. 4.

№ мод.	Количество прокачанных Vпор	Кэффициент вытеснения, %	Газосодержание смеси, %
2П2	2,97	61,8	38,1
2П4	3,24	70,2	39,4

Первая серия экспериментов была проведена на насыпных моделях. Исследованы процессы вытеснения нефти водой с последующим довытеснением нефти водогазовой смесью, а также вытеснение нефти водогазовыми смесями с начала разработки. Методики проведения подобных экспериментов были описаны в [2, 3].

Исследования вытеснения нефти водой и последующее довытеснение нефти водогазовыми смесями проводились на модели 2П1 для условий Подольского яруса и 2П3 для Сакмарского. Коллекторские свойства этих моделей приведены в табл. 2.

Кэффициенты вытеснения, полученные при заводнении и последующем довытеснении нефти водогазовыми смесями, количество прокачанных поровых объемов и газосодержания водогазовых смесей приведены в табл. 3. Газосодержание смеси вычислялось на

входе в модель, объем газа приводился к условиям входа в модель. Значение газосодержания выбиралось из определенной ранее [2, 3] области оптимальных газосодержаний.

Зависимости коэффициента вытеснения от количества прокачанных поровых объемов водогазовой смеси при заводнении и довытеснении нефти водогазовыми смесями приведены на рис. 3 для Сакмарского яруса и на рис. 4 для Подольского яруса.

Исследования вытеснения водогазовыми смесями с начала разработки проводились на модели 2П2 для условий Подольского яруса и 2П4 для условий Сакмарского яруса. Коллекторские свойства этих моделей также приведены в табл. 2.

Количество прокачанных поровых объемов водогазовой смеси, газосодержания смеси и полученные коэффициенты вытеснения для условий

каждого яруса приведены в табл. 4. Зависимости коэффициента вытеснения от количества прокачанных поровых объемов при довытеснении нефти водогазовой смесью приведены на рис. 3 для Сакмарского яруса и на рис. 4 для Подольского яруса.

### ЭКСПЕРИМЕНТЫ НА ЕСТЕСТВЕННОМ КЕРНОВОМ МАТЕРИАЛЕ

Для исследования фильтрационных характеристик были выбраны 18 цилиндрических образцов кернов, из них 8 с Сакмарского и 10 с Подольского горизонтов, для каждого цилиндра была известна проницаемость, пористость, ориентированность в пласте. Определялся поровый объем как для каждого образца, так и для колонки кернов. Были подготовлены наборы образцов согласно условиям отраслевого стандарта для определения фазовых проницаемостей керновых колонок [5].

Табл. 5.

№ модели	Проницаемость, Д		Пористость, %	Начальное количество нефти в модели, см <sup>3</sup>
	по газу	по воде		
2П2К	1,325	0,089	19,0	22,1
2П1К	1,964	0,227	20,7	21

Табл. 7.

№ мод.	Кэфф. вытеснения, %		Количество прокачанных Vпор			Газосодержание смеси при ВГВ, %
	После заводнения	После заводнения и довытеснения ВГВ	Заводнение	Довытеснение ВГВ	С начала эксперимента	
2П1К	39,5	45,7	3,2	1,3	4,5	40,4
2П2К	36,8	43,2	2,7	1,6	4,3	39,4



В кернодержателе было имитировано горное и пластовое давление. В фильтрационном эксперименте имеет большое значение разность между горным и пластовым давлениями. Эта величина определяется разницей в плотностях между залегающей выше породой и пластовым давлением. Формула имеет вид:  $P_g - P_{пл} = 0,14 * H$ , где  $H$  – глубина залегания в метрах, а разность между горным и пластовым давлением дается в атмосферах. Исходя из параметров Шумовского месторождения, горное давление должно быть примерно в 3 раза больше пластового.

Методика проведения экспериментов аналогична экспериментам по вытеснению нефти водогазовыми смесями на насыпных моделях. Отличием является необходимость создания давления, имитирующего горное. Замеряемые параметры и расчетные формулы также аналогичны вышеупомянутым расчетам.

Эксперименты по исследованию вытеснения нефти водогазовой смесью с начала разработки проводились на двух моделях – 2П2К для условий Подольского яруса и 2П1К для условий Сакмарского яруса. Коллекторские свойства этих моделей приведены в табл. 5.

Количество прокачанных поровых объемов водогазовой смеси, газосодержания смеси и полученные коэффициенты вытеснения для условий каждого яруса приведены в табл. 7.

Зависимости коэффициента вытеснения от количества прокачанных поровых объемов водогазовой смеси при довытеснении нефти водогазовыми смесями приведены на рис. 5 для Сакмарского яруса и на рис. 6 для Подольского яруса.

Как видно из приведенных зависимостей, закономерность, полученная на насыпных моделях, в целом соответствует результатам вытеснения нефти из естественного керна. Эффект, полученный на насыпной модели, сохраняется и при переходе к керновой колонке. Конечно, значения коэффициентов вытеснения для кернов несколько ниже, чем для насыпных моделей. Это может быть вызвано наличием закрытых или тупиковых поровых каналов в керне, неоднородностью поровой среды керна, разным характером смачиваемости или какими-либо еще факторами.

#### ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

Проведенная серия экспериментов по исследованию вытеснения нефти водогазовыми смесями на различных моделях пластов позволяет сделать следующие выводы: Подтверждена эффективность использования водогазового воздействия применительно к условиям Шумовского месторождения.

[WWW.NEFTEGAS.INFO](http://WWW.NEFTEGAS.INFO)



## Оборудование для нефтяной и газовой промышленности

- Комплексы цементирования скважин КЦС-40 и КЦС-32
- Установки насосные передвижные УНБ-160х32 и УНБ-160х40
- Агрегаты насосные кислотные АНК 40/50
- Установки паро-передвижные ППУА 1800/100
- Модернизированные блоки манифольда МБМ-70 и МБМ-32
- Насосы трехглуножерные НТП-727А и поршневые 9ТМ

### «СТРОМНЕФТЕМАШ»

ОАО «Концерн «Стромнефтемаш»,  
156001, Россия, г. Кострома, ул. Вокзальная, 54,  
Тел.: (4942) 62-78-01, 62-78-23, 62-78-77,  
Факс: (4942) 62-78-15,  
[reception@strommash.kostroma.ru](mailto:reception@strommash.kostroma.ru),  
[www.uralmash-vniibt.ru](http://www.uralmash-vniibt.ru)



Водогазовое воздействие эффективно при использовании его с начала разработки, прирост коэффициента вытеснения составляет 13 – 17% по сравнению с заводнением в зависимости от свойств нефти и пласта (данные для насыпных моделей).

Водогазовое воздействие эффективно также в качестве метода увеличения нефтеотдачи после заводнения. Прирост коэффициента вытеснения для условий Шумовского месторождения составляет 6 – 7 % по сравнению с заводнением в зависимости от коллекторских свойств пласта и свойств нефти для насыпных моделей и примерно столько же в случае исследования процесса вытеснения на естественных кернах.

## ЛИТЕРАТУРА

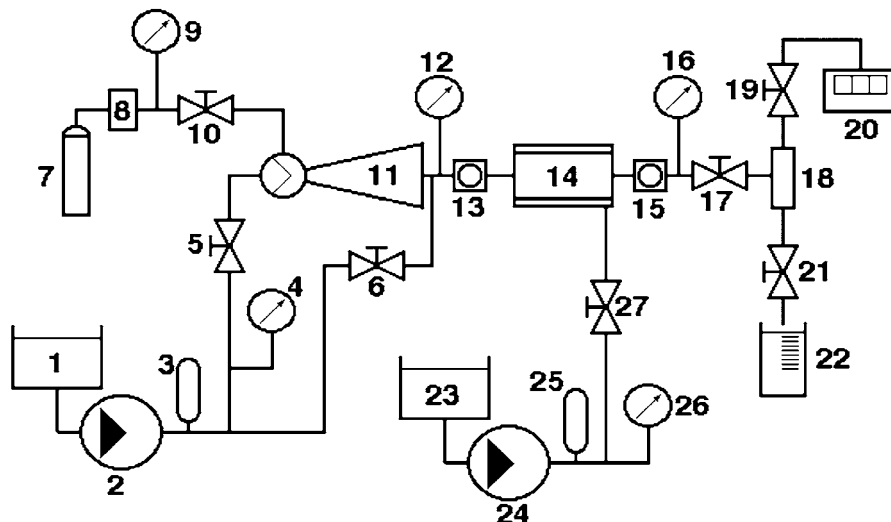
Дроздов А.Н., Егоров Ю.А. Подбор оборудования для осуществления водогазового воздействия на нефтяные пласты. Нефтепромысловое дело, № 5/2005.

Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В. П., Вербицкий В.С., Деньгаев А.В., Ламбин Д.Н. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Часть 1. Территория Нефтегаз, № 2/2006.

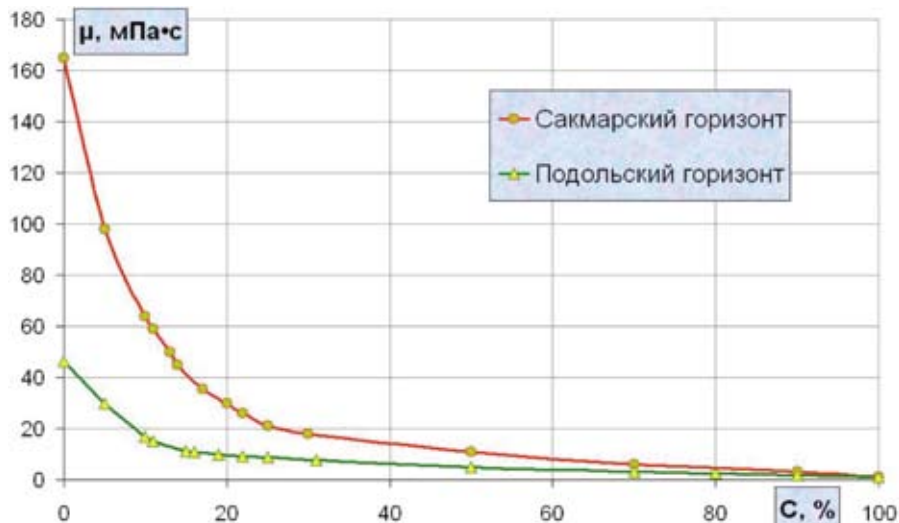
Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В. П., Вербицкий В.С., Деньгаев А.В., Ламбин Д.Н. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Часть 2. Территория Нефтегаз, № 3/2006.

Дроздов А.Н., Телков В.П., Егоров Ю.А., и др. Исследование эффективности вытеснения высоковязкой нефти водогазовыми смесями. Нефтяное хозяйство, № 1/2007.

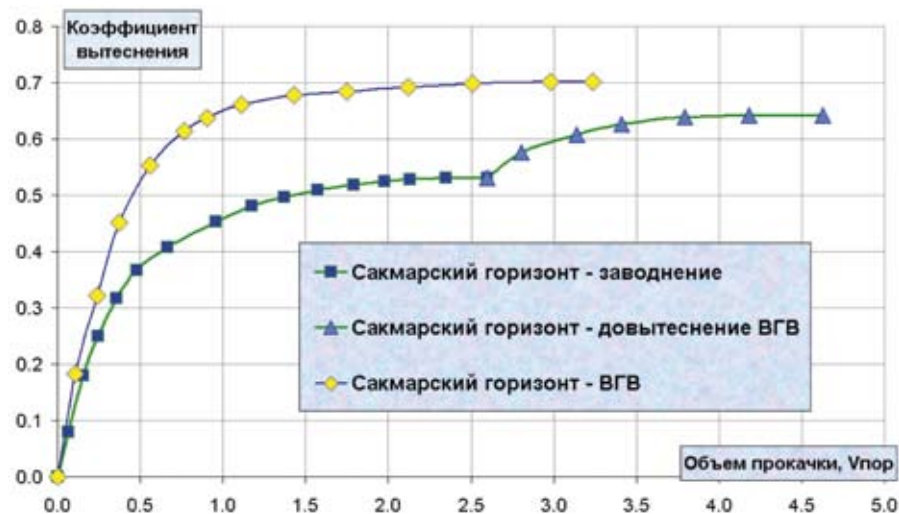
ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации.



**Рис. 1.** Схема стенда для исследования вытеснения нефти водогазовыми смесями. 1, 23 – емкости, 2, 24 – дозирующие насосы, 3, 25 – компенсаторы, 4, 9, 12, 16, 26 – манометры, 5, 6, 10, 17, 19, 21, 27 – вентили, 7 – баллон, 8 – редуктор, 11 – струйный аппарат, 13, 15 – смотровые камеры, 14 – модель пласта, 18 – сборная емкость, 20 – газовый расходомер, 22 – мерный стакан.



**Рис. 2.** Зависимость вязкости рекомбинированных проб нефти Шумовского месторождения от концентрации в них керосина.



**Рис. 3.** Зависимости коэффициента вытеснения от количества прокачанного поровых объемов водогазовой смеси при заводнении и довытеснении нефти после заводнения для Сакмарского горизонта (насыпная модель)

**СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ**

Дроздов Александр Николаевич, член-корреспондент РАЕН, доктор технических наук, профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, лауреат премии правительства России в области науки и техники, лауреат Губкинской премии  
 Адрес рабочий: Москва, 119991, ГСП-1, Ленинский проспект, 65, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, комн. 206. Телефоны: рабочие (095) 930-95-45, 135-87-35; факс 930-95-45, домашний (095) 113-26-95.  
 E-mail: Drozdov\_AN@mail.ru

Егоров Юрий Андреевич, к.т.н., младший научный сотрудник РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Адрес рабочий: Москва, 119991, ГСП-1, Ленинский проспект, 65, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, комн. 206. Телефоны: рабочие (095) 930-95-45, 135-87-35; факс 930-95-45.

Телков Виктор Павлович, аспирант РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Адрес рабочий: Москва, 119991, ГСП-1, Ленинский проспект, 65, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, комн. 206. Телефоны: рабочие (095) 930-95-45, 135-87-35; факс 930-95-45.

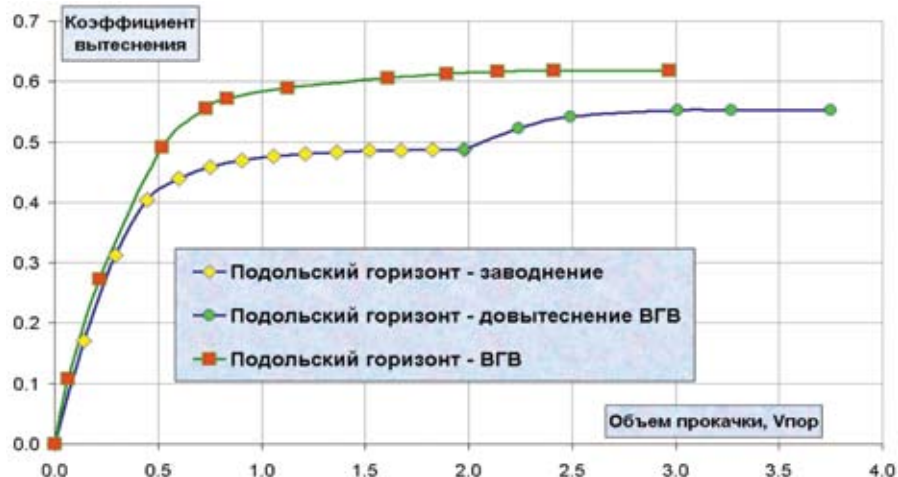


Рис. 4. Зависимости коэффициента вытеснения от количества прокачаных поровых объемов водогазовой смеси при заводнении и довытеснении нефти после заводнения для Подольского горизонта (насыпная модель)

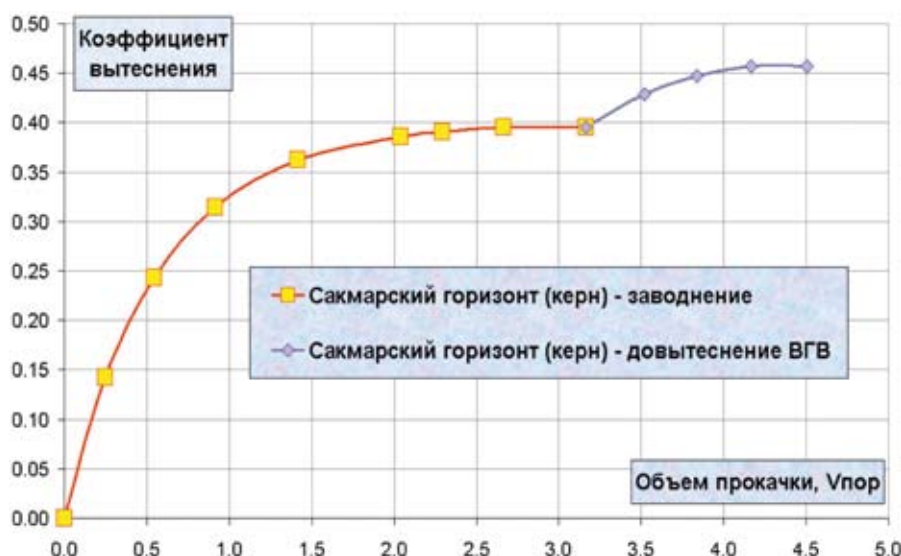


Рис. 5. Зависимости коэффициента вытеснения от количества прокачаных поровых объемов водогазовой смеси при заводнении и довытеснении нефти после заводнения для Сакмарского горизонта (керна)

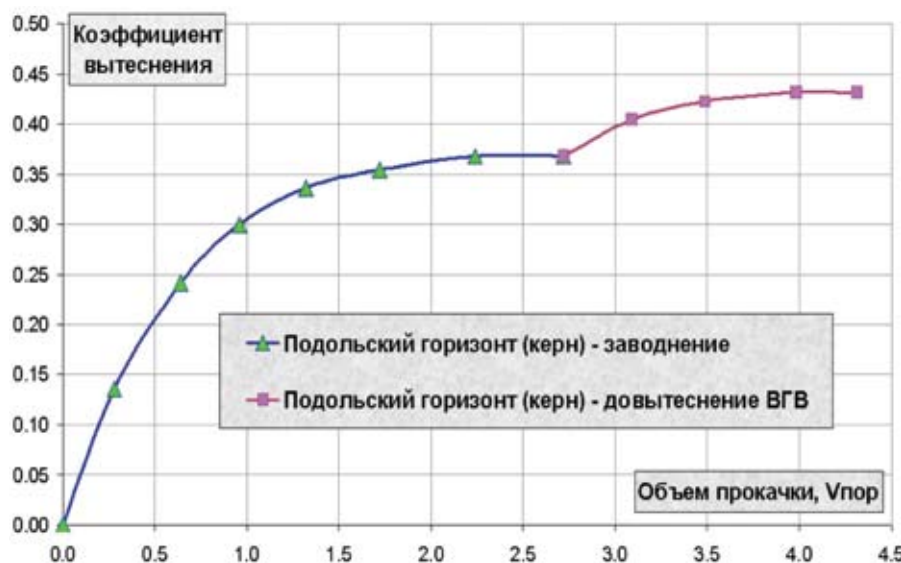


Рис. 6. Зависимости коэффициента вытеснения от количества прокачаных поровых объемов водогазовой смеси при заводнении и довытеснении нефти после заводнения для Подольского горизонта (керна)