

Изучение вытеснения нефти различными реагентами из пород пласта ВН₄₋₅

С.В. Маклаков

инженер 1 категории лаборатории потокометрических исследований отдела физики пласта¹

Maklakovsv@rambler.ru

¹ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

Исследование на керне процесса вытеснения нефти различными реагентами (водой, газом, щелочью и водогазовой смесью). Керн, на котором проводились исследования, отбирался из пласта ВН₄₋₅ Восточной Сибири.

Материалы и методы

ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.

Ключевые слова

коэффициент вытеснения, нефть, керн, эксперимент

За последнее десятилетие существенно изменилась структура запасов нефти на месторождениях России, возрастает доля трудноизвлекаемых запасов. Они требуют применения новых технологий разработки. Основным фактором, ограничивающим нефтеотдачу, является микронеоднородность пористой породы, которая в сочетании с различием физических свойств воды и нефти и существенным межфазным натяжением между ними обуславливают высокое значение остаточной нефтенасыщенности. Данный фактор может быть снижен применением в качестве вытесняющего агента газа. При критическом давлении газ наиболее эффективно вытесняет нефть из пористой породы. Поэтому вытеснение нефти газом и водогазовой смесью (ВГС) представляются весьма перспективными методами повышения нефтеотдачи. Однако применение их в настоящее время затруднено недостатками существующих технологических решений, а также малой изученностью области их применения.

С целью более глубокого изучения данных методов автором были выполнены лабораторные эксперименты по определению коэффициентов вытеснения нефти (Квыт) на керне. Для этого была подобрана коллекция образцов керна из пласта ВН₄₋₅, (проницаемость 28–808 мД, открытая пористость 12–17%), из которой были составлены линейные модели пласта длиной 11–13 см. Модели составлялись из образцов с наиболее близкими фильтрационными свойствами. Торцы

образцов керна были плотно притерты друг к другу.

Для соответствия условий проведения опытов с пластовыми условиями эффективное давление во всех экспериментах принималось равным разнице горного и пластового давлений для каждого исследуемого пласта. Поровое давление в опытах создавалось 10 МПа. Горное давление в эксперименте получали путем сложения эффективного и порового давлений. Температура при проведении опытов по фильтрации поддерживалась постоянной и была равна пластовой температуре исследуемого объекта (таб. 1).

Также очень большое внимание при планировании опытов по фильтрации уделялось созданию моделей пластовых флюидов. В качестве модели пластового газа использовался сжатый газообразный азот. Модель пластовой воды представляла собой раствор хлористого натрия в дистиллированной воде с минерализацией, соответствующей общей минерализации пластовой воды для исследуемого пласта. Вязкость модели воды измерялась на капиллярном вискозиметре. Модель пластовой нефти была приготовлена на основе скважинной пробы нефти. Плотность модели нефти измерялась на ареометре. Для получения заданной вязкости скважинная проба нефти разбавлялась керосином. Модель щелочи представляла собой раствор NaOH (0,5 %) в модели пластовой воды (285 г/л).

Эксперименты выполнялись на установке высокоскоростной фильтрации на керне,

Пласт	Давления, МПа			Пластовая температура, °С	Минерализация воды, г/л	Динамическая вязкость флюидов в пластовых условиях, мПа·с			
	Горное	Пластовое	Эффективное			нефть	конденсат	вода	газ
ВН ₄₋₅	60,4	26,9	33,5	28	285	2,78	1,43	1,515	0,02

Таб. 1 — Условия моделируемые в экспериментах

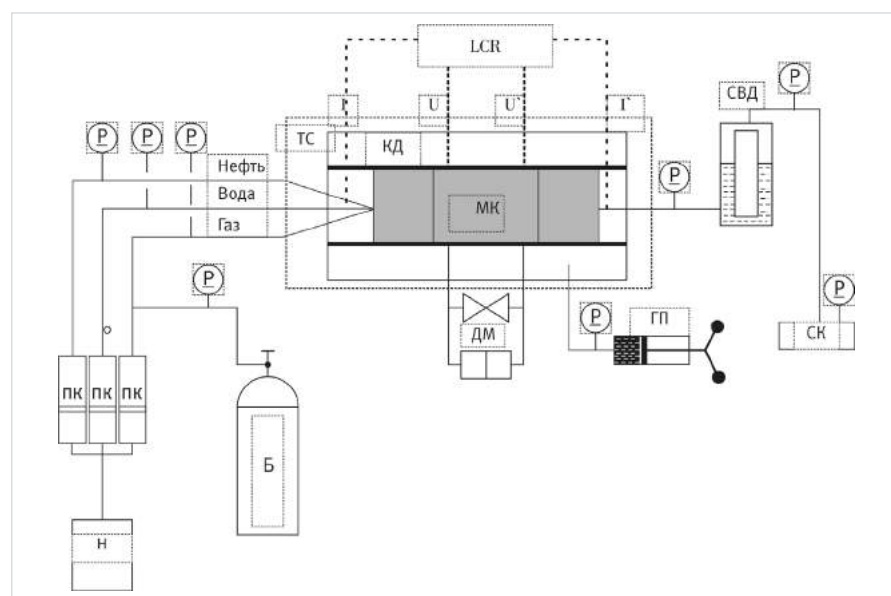


Рис. 1 — Принципиальная схема установки по определению относительных фазовых проницаемостей при двухфазной фильтрации и коэффициента вытеснения

принципиальная схема показана на рис. 1.

Основной составляющей экспериментальной установки является кернодержатель (КД), внутри него размещена резиновая манжета (МК), в которую заряжаются образцы керна диаметром 3 см и общей длиной 11–13 см. С помощью гидравлического пресса (ГП) задается и поддерживается горное давление на образцы керна. Кернодержатель помещён в термостат с нагревателем (ТС). В данном термостате измеряется и поддерживается температура опыта. Поровое давление в модели пласта поддерживается с помощью сбросного клапана (СК). Флюиды закачиваются из поршневого контейнера (ПК) с помощью насоса (Н), которым задаются необходимые значения скорости фильтрации. При фильтрации флюидов через керн измеряются давления на входе и на выходе из керна. Также на керне посередине и на краях измеряется перепад давления ΔP датчиком дифференциального давления (ДМ) и удельное электрическое сопротивление измерительным прибором (LCR). На выходе из керна смесь флюидов попадает в сепаратор высокого давления (СВД), где происходит отделение газа от жидкости. Расход жидкости измеряется в сепараторе высокого давления акустическим способом.

При подготовке образцов керна к опытам по фильтрации остаточная водонасыщенность создавалась методом центрифугирования. После создания остаточной водонасыщенности образцы керна вакуумировались в течение 6 ч и насыщались керосином. Далее выдерживались в течение 20 ч до восстановления смачиваемости и только затем заряжались в кернодержатель для проведения опыта по фильтрации. Создавались термобарические условия. Для достижения термобарического равновесия

и стабилизации процессов сжимаемости керна образцы выдерживали при пластовых условиях 24 ч. Проведение эксперимента по определению коэффициента вытеснения в системе нефть-газ на начальном этапе состояло из замещения керосина нефтью, которую необходимо было прокачать в объеме не менее 5 объемов порового пространства керна.

Далее проводили довытеснение нефти газом до полного прекращения получения нефти на выходе из керна. Газ прокачивали не менее 10 объемов пор. Насыщенность определялась по методу материального баланса.

По завершению данных опытов образцы извлекались из установки и насыщались в нефти под вакуумом до полного прекращения выхода воздуха из них и выдерживались в течение 20 ч.

Далее были выполнены эксперименты по вытеснению нефти водой. Опыт на начальном этапе состоял из замещения керосина нефтью, которую необходимо было прокачать в объеме не менее 5 объемов порового пространства керна. В последней части опыта проводилось вытеснение нефти водой до полного прекращения получения капель нефти в выходящей продукции [3].

При определении коэффициента вытеснения в системе нефть-вода применялся метод стационарной фильтрации с определением насыщенности методом замера электрического сопротивления по четырех электродной схеме.

Эксперименты по довытеснению нефти водогазовой смесью выполнялись сразу же после вытеснения нефти водой до полного прекращения получения капель нефти в выходящей продукции (не менее 10 объемов пор). Доля газа в водогазовой смеси

составляла 50% [1, 2, 4]. Газ и вода подавались по двум разным линиям и смешивались на входе перед керном.

Для выполнения опытов по вытеснению нефти раствором щелочи (0,5% NaOH) был выполнен полный комплекс работ по подготовке образцов керна для специальных исследований. На начальном этапе опыта замещали керосин нефтью, необходимо было прокачать в объеме не менее 5 объемов порового пространства керна. Далее проводилось вытеснение нефти щелочью до полного прекращения получения капель нефти в выходящей продукции.

Результаты экспериментов по вытеснению нефти различными реагентами приведены в таб. 2 и на рис. 2.

Итоги

По результатам проведенных экспериментов было установлено, что водогазовая смесь и газ позволяют более эффективно вытеснять нефть, чем другие вытесняющие реагенты.

Выводы

Эффективнее вытесняется нефть газом на образцах керна менее 167,1 мД. С увеличением проницаемости образцов керна, газ быстро прорывается через породу и перестает вытеснять нефть. Коэффициент вытеснения нефти газом увеличивается от 5,1 до 26,7 % по сравнению с традиционным заводнением. При вытеснении нефти водогазовой смесью на образцах керна более 167,1 мД коэффициент вытеснения увеличивается от 7,3 до 14,2 % по сравнению с традиционным заводнением.

Список используемой литературы

- Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П. и др. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Часть 1// Территория Нефтегаз. 2006, № 2. С. 54–59.
- Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П. и др. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Часть 2. Исследование довытеснения модели нефти водогазовыми смесями после заводнения // Территория Нефтегаз. 2006. № 3. С. 48–51.
- ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.
- Рассохин С.Г., Троицкий В.М., Соколов А.Ф., Мизин А.В. Исследование влияния режимов водогазового воздействия на эффективность вытеснения нефти по результатам физического моделирования // Вести газовой науки. 2012, №3(11). С. 179–196.

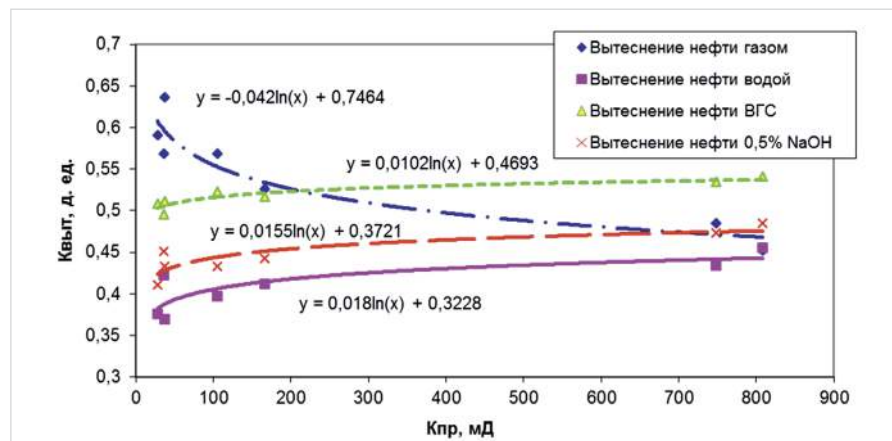


Рис. 2. — Зависимости $K_{выт}$ различными реагентами от проницаемости пород

№ модели	Кпр, мД	Кп, д. ед.	Кво, %	Квыт Газом, д. ед.	Квыт Водой, д. ед.	Квыт ВГС, д. ед.	Квыт Щелочью, д. ед.
1	808,4	17,07	10,5	0,452	0,455	0,541	0,485
2	748,8	14,59	11,8	0,485	0,434	0,534	0,473
3	167,1	13,05	11,8	0,526	0,412	0,516	0,442
4	105,4	13,62	17,1	0,568	0,397	0,523	0,433
5	37,6	13,59	21,5	0,636	0,369	0,511	0,433
6	36,9	12,06	21,0	0,568	0,422	0,495	0,451
7	28,3	12,70	22,7	0,591	0,376	0,508	0,410
Средние значения				0,546	0,409	0,518	0,447

Таб. 2 — Результаты экспериментов по вытеснению

The study of oil displacement by various chemical agents from the rock of BH₄₋₅ layer

UDC 622.276

Author:

Sergei V. Maklakov — first category engineer of the flowmetry studies laboratory of the petrophysics department¹; Maklakovsv@rambler.ru

¹“TyumenNIIgiprogas” LLC, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The study of oil displacement in the core with various chemical agents, such as water, gas, caustic, water-alternated-gas injection, etc. The core sample for the study has been selected from the layer BH₄₋₅ of Eastern Siberia.

Materials and methods

OST 39-195-86 Oil. The method of estimating the water-oil displacement efficiency under laboratory conditions.

Results

The results of the experiments showed that water-alternated-gas injection and gas stimulation are more efficient in oil displacement than other displacement agents.

Conclusions

Gas injection is more efficient in oil displacement when the core samples of less than 167,1mD are used. If the permeability of the core is higher, gas breaks through the rock and stops displacing oil. The use of gas

increases the oil recovery factor to 5,1%–26,7% in comparison with the traditional method of waterflooding.

The method of water-alternated-gas displacement on the core samples of more than 167,1mD increases oil recovery factor to 7,3%–14,2% in comparison with the traditional method of waterflooding.

Keywords

displacement efficiency, oil, core, experiment

References

1. Drozdov A.N., Egorov Yu.A., Telkov V.P. i dr. *Tekhnologiya i tekhnika vodogazovogo vozdeystviya na neftyanye plasty. Chast' 1* [Technology and techniques of water-alternated-gas injection in oil reservoirs. Part 1]. *Territoriya Neftegaz*, 2006, issue 2, pp. 54–59.
2. Drozdov A.N., Egorov Yu.A., Telkov V.P. i dr. *Tekhnologiya i tekhnika vodogazovogo vozdeystviya na neftyanye plasty. Chast' 2*. *Issledovanie dovytesneniya modeli nefti vodogazovymi smesnyami posle zavodneniya* [Technology and techniques of water-alternated-gas injection in oil reservoirs. The study of ultimate oil displacement using water-alternated-gas injection after waterflooding. Part 2]. *Territoriya Neftegaz*, 2006, issue 3, pp. 48–51.
3. OST 39-195-86 The method of estimating the water-oil displacement efficiency under laboratory conditions.
4. Rassokhin S.G., Troitskiy V.M., Sokolov A.F., Mizin A.V. *Issledovanie vliyaniya rezhimov vodogazovogo vozdeystviya na effektivnost' vytesneniya nefti po rezul'tatam fizicheskogo modelirovaniya* [The study of the impact of water-alternated-gas injection mode on the oil displacement efficiency on the basis of physical model experiment]. *Vesti gazovoi nauki*, 2012, issue 3(11), pp. 179–196.

КОМИТЕКС
www.komitex.ru

**ПРОИЗВОДИТЕЛЬ НЕТКАНЫХ
МАТЕРИАЛОВ В РОССИИ**

Геотекстильные полотна «Геоком» для:

- строительства и ремонта автомобильных и железных дорог
- обустройства нефтяных, газовых и других месторождений и пр.
- нетканые полотна для строительства (обмотки трубопроводов; строительства бассейнов; при укладке тротуарной плитки; в инверсионной кровле и др.)

ОАО «Комитекс»

167981, г. Сыктывкар, ул. 2-я Промышленная, 10
тел. (8212) 286-513, 286-547, 286-575; факс 286-560
market@komitex.ru

