

Влияние сжимаемости керна на коэффициент вытеснения

С.В. Маклаков

инженер лаборатории потокометрических исследований отдела физики пласта¹
Maklakovsv@rambler.ru

М.А. Моисеев

заведующий лабораторией потокометрических исследований отдела физики пласта¹
Moiseevma1983@mail.ru

¹ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

При расчете коэффициента вытеснения в качестве исходных данных используются результаты лабораторных исследований керна. Для выполнения расчета использовались петрофизические параметры, такие как остаточная водонасыщенность и объем пор.

Материалы и методы

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

Ключевые слова

коэффициент вытеснения, керосин, керн, сжимаемость

В данной работе было определено: влияние сжимаемости на поровое пространство образца керна; изменение остаточной водонасыщенности и коэффициент вытеснения от уменьшения порового пространства керна [1].

Были выполнены лабораторные эксперименты по сжимаемости керна и вытеснению нефти водой. Для этого была выбрана коллекция образцов керна (проницаемость 159,57–1282,54 мД, пористость 32,7–39,3%), из которой были составлены линейные модели пласта длиной 12,24–14,73 см (таб. 1). Модели составлялись из образцов с наиболее близкими фильтрационными свойствами. Торцы образцов 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. Эксперименты по определению коэффициента вытеснения проводились при данных условиях (таб. 2).

Также большое внимание при планировании опытов уделялось созданию моделей пластовых флюидов. В опытах использовались пробы воды и нефти с того же месторождения, что и керн. Вязкость воды и нефти измерялась на капиллярном вискозиметре. Плотность нефти и керосина измерялась с помощью ареометра. Остаточная водонасыщенность создавалась на установке гравиметрический капилляриметр. Эта установка моделирует начальное вытеснение воды из осадочной породы нефтью или газом и позволяет напрямую определить зависимость водонасыщенности образцов от капиллярного давления. После создания остаточной водонасыщенности образцы керна насыщались в керосине под вакуумом до полного прекращения выхода воздуха из

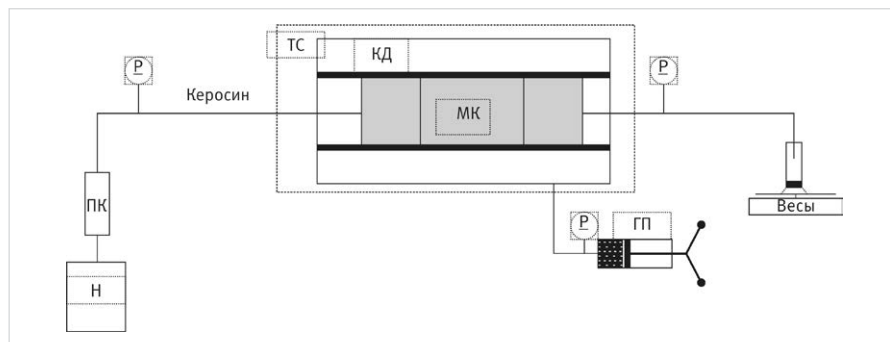


Рис. 1 — Схема установки по определению сжимаемости образцов керна

№№	Кпр, мД (среднее значение)	Кп, д.ед (среднее значение)
2	383,26	0,359
3	517,24	0,355
4	1282,54	0,393
5	753,58	0,342
6	438,76	0,363
7	321,94	0,353
8	159,57	0,327
9	1226,11	0,364
10	560,83	0,344
11	344,48	0,348
12	201,6	0,334
13	872,92	0,356
14	667,41	0,369
15	378,26	0,373
16	338,19	0,331

Таб. 1 — Коллекция колонок для проведения экспериментов

№№	Давления, МПа			Пластовая t, °С	Минерал. воды, г/л	Динамическая вязкость флюидов в пластовых условиях, мПа·с		
	Горн.	Пласт.	Эффект.			вода	нефть	керосин
1	20,4	9	11,4	20	9	1,035	144,0	1,013
2	20,4	9	11,4	20	9	1,035	144,0	1,013
3	20,4	9	11,4	20	9	1,035	144,0	1,013
4	20,4	9	11,4	20	9	1,035	144,0	1,013
5	20,4	9	11,4	50	9	0,730	24,3	0,716
6	20,4	9	11,4	50	9	0,730	24,3	0,716
7	20,4	9	11,4	50	9	0,730	24,3	0,716
8	20,4	9	11,4	50	9	0,730	24,3	0,716
9	20,4	9	11,4	80	12	0,530	8,14	0,562
10	20,4	9	11,4	80	12	0,530	8,14	0,562
11	20,4	9	11,4	80	12	0,530	8,14	0,562
12	20,4	9	11,4	80	12	0,530	8,14	0,562
13	20,4	9	11,4	120	12	0,308	3,76	0,431
14	20,4	9	11,4	120	12	0,308	3,76	0,431
15	20,4	9	11,4	120	12	0,308	3,76	0,431
16	20,4	9	11,4	120	12	0,308	3,76	0,431

Таб. 2 — Условия проведения лабораторных опытов

них. Опыты по сжимаемости керна выполнялись на экспериментальных установках. Принципиальная схема показана на рис. 1.

Основной составляющей экспериментальной установки является кернодержатель (КД), внутри него размещена резиновая манжета (МК), в которую заряжаются образцы керна (не менее 4-х) диаметром 3 см и общей длиной 9–15 см. Создается минимально возможный обжим керна с помощью гидравлического пресса (ГП), но не более 10 атм. При данном обжиге прокачиваются все трубки (вход, выход, ДМ) керосином из поршневого контейнера (ПК) с помощью насоса (Н) для удаления воздуха и заполнения их жидкостью. Подключаем линию подачи керосина с КД к выходной линии и направляем ее в заранее приготовленную пробирку на весах. Обнуляем показания весов. Плавно создаем давление обжима равное эффективному давлению. При этом керосин начнет выходить в пробирку. Дожидаемся стабилизации выхода керосина в пробирку, и выдерживаем не менее 4 часов.

Результаты сжимаемости образцов керна приведены в таб. 3 на рис. 2 и 3.

В результате сжимаемости образцов керна остаточная водоносность увеличилась на 10,67–22,12%, а общий объем пор колонки уменьшился на 9,64–18,11%.

После проведения опытов по сжимаемости были выполнены эксперименты на этих же колонках по вытеснению нефти водой. Принципиальная схема показана на рис. 4.

Кернодержатель помещен в термостат с нагревателем (ТС), где измеряется и поддерживается температура опыта. Поровое давление в модели пласта поддерживается с помощью сбросного клапана (СК). Флюиды закачиваются через поршневые контейнеры. Насосом задаются необходимые значения скорости фильтрации. При фильтрации флюидов через керн измеряются давления на входе и на выходе из керна. Также на керне по краям измеряется перепад давления

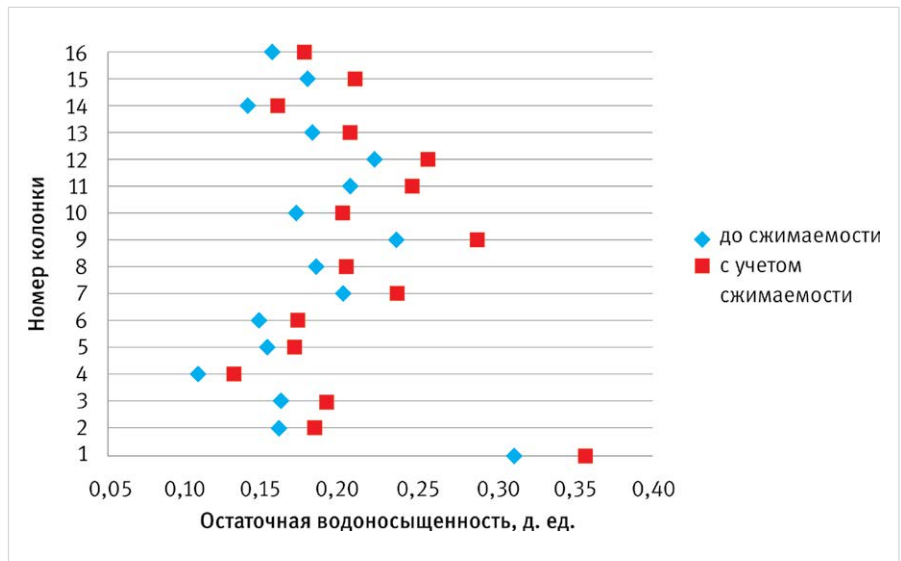


Рис. 2 — Изменение остаточной водоносности

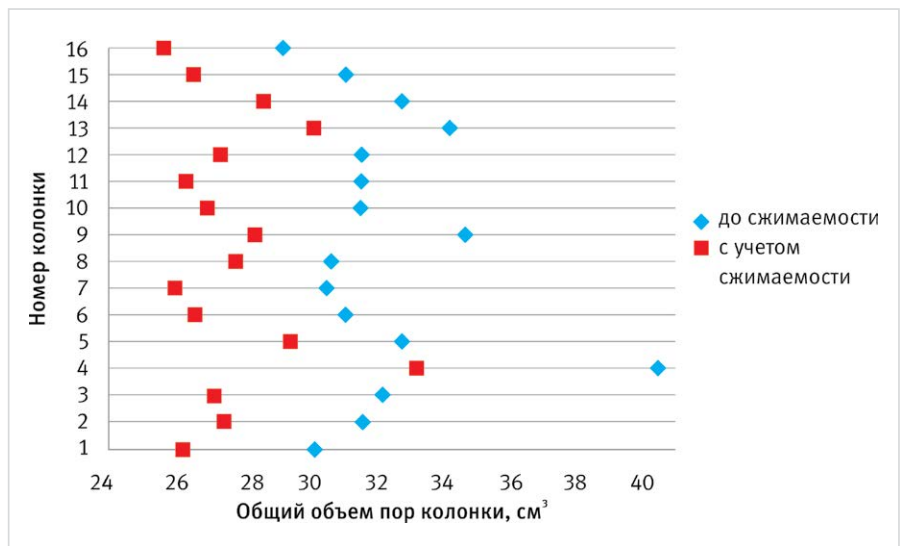


Рис. 3 — Изменение общего объема пор колонки

№№	До сжимаемости		С учетом сжимаемости	
	Кво, д.ед.	Общий объем пор колонки	Кво, д.ед.	Общий объем пор колонки
1	0,31	30,181	0,36	26,247
2	0,16	31,651	0,18	27,461
3	0,16	32,174	0,19	27,167
4	0,11	40,476	0,13	33,247
5	0,15	32,814	0,17	29,493
6	0,15	31,123	0,17	26,589
7	0,20	30,557	0,24	26,022
8	0,18	30,735	0,20	27,772
9	0,24	34,697	0,29	28,413
10	0,17	31,557	0,20	26,945
11	0,21	31,577	0,25	26,353
12	0,22	31,625	0,26	27,372
13	0,18	34,257	0,21	30,131
14	0,14	32,778	0,16	28,652
15	0,18	31,109	0,21	26,549
16	0,16	29,216	0,18	25,716

Таб. 3 — Результаты экспериментов по сжимаемости

№№	Кпр, мД (ср. знач.)	Кп, д.ед. (ср. знач.)	До сжимаемости	С учетом сжимаемости
			Квыт, д.ед.	Квыт, д.ед.
1	244,45	0,329	0,246	0,366
2	383,26	0,359	0,303	0,383
3	517,24	0,355	0,290	0,387
4	1282,54	0,393	0,419	0,544
5	753,58	0,342	0,523	0,605
6	438,76	0,363	0,490	0,609
7	321,94	0,353	0,430	0,558
8	159,57	0,327	0,518	0,601
9	1226,11	0,364	0,348	0,514
10	560,83	0,344	0,546	0,683
11	344,48	0,348	0,509	0,674
12	201,6	0,334	0,536	0,672
13	872,92	0,356	0,472	0,572
14	667,41	0,369	0,477	0,573
15	378,26	0,373	0,429	0,547
16	338,19	0,331	0,433	0,522

Таб. 4 — Результаты экспериментов по вытеснению нефти водой без учета сжимаемости и с ней

ΔP датчиком дифференциального давления (ДМ) и удельное электрическое сопротивление УЭС измерительным прибором (LCR). На выходе из керна смесь флюидов попадает в сепаратор высокого давления (СВД), где происходит отделение нефти от воды.

При проведении данных экспериментов создавались термобарические условия. Опыт по вытеснению нефти водой на начальном этапе состоял из замещения керосина нефтью, которую необходимо было прокачать в объеме не менее пяти объемов порового пространства керна. В последней части опыта проводилось вытеснение нефти водой до полного прекращения получения капель нефти в выходящей продукции [2].

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

Результаты экспериментов по вытеснению представлены в таб. 4 и на рис. 5.

Итоги

В данной работе был выполнен расчет коэффициента вытеснения с учетом влияния сжимаемости образцов на такие параметры как остаточная водонасыщенность и объем пор. В результате лабораторных исследований было доказано, что при сжимаемости изменяется объем пор, который занимала остаточная водонасыщенность.

Выводы

С учетом влияния сжимаемости образцов керна на коэффициент вытеснения, последний увеличивался в диапазоне 15,66%–48,64%.

Список используемой литературы

1. Банный В.А., Ходьков Е.Н. Влияние давления гидрообжима кернодержателя на фильтрационные

свойства горной породы // Вестник Тамбовского университета. 2013. Т. 18, № 4–2, С. 1693–1694.

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

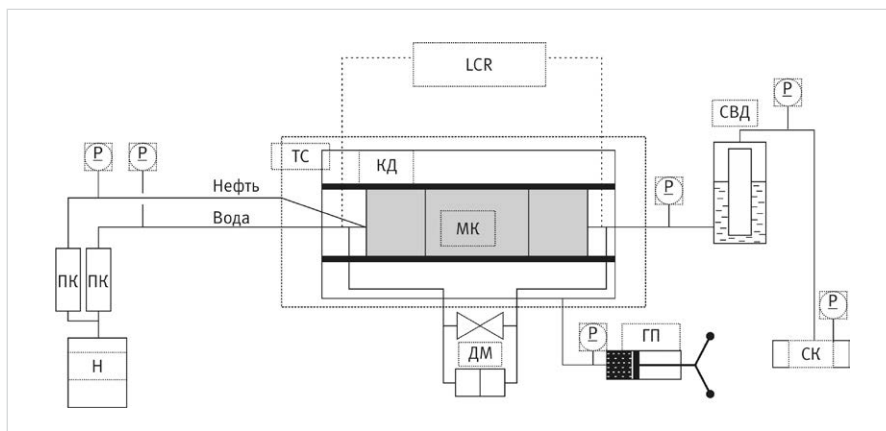


Рис. 4 — Схема установки по вытеснению нефти водой

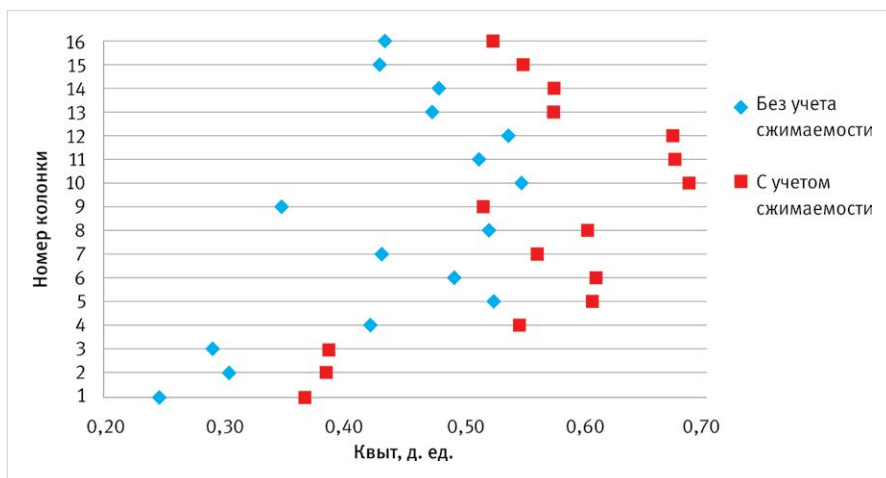


Рис. 5 — Коэффициент вытеснения нефти водой

ENGLISH

OIL PRODUCTION

The impact of core compressibility on the displacement efficiency

UDC 622.276

Authors:

Sergei V. Maklakov — engineer of the flowmetry studies laboratory of the petrophysics department¹; Maklakovsv@rambler.ru
Mikhail A. Moiseev — head of the flowmetry studies laboratory of the petrophysics department¹; Moiseevma1983@mail.ru

¹LLC "TyumenNIlgiprogas", Tyumen, Russian Federation

Abstract

For estimation of the displacement efficiency the results of the laboratory studies of core have been used as the background data. The estimation has been carried out with the use of petrophysical parameters, such as residual water saturation and the pore volume.

Materials and methods

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

Results

In this study the estimation of the displacement efficiency has been carried out with account for the impact that the core samples compressibility has on such parameters as residual water saturation and the pore volume. The laboratory studies have shown the compressibility leads to the change in pore volume previously occupied by the residual water saturation.

Conclusions

With account for the impact that the coresamples compressibility has on the displacement efficiency, the latter has grown within the range of 15.66%–48.64%.

Keywords

displacement efficiency, kerosene oil, core, compressibility

References

1. Banny V.A., Khod'kov E.N. *Vliyaniye davleniya gidroobzhima kernoderzhatelya na fil'tratsionnye svoystva gornoy porody* [The impact of the hydroswaging pressure

- of the core holder on the flow properties of rock]. Tambov University Reports, 2013, Vol.18, issue 4–2, pp. 1693–1694.
2. OST 39-195-86 Oil. *Metod opredeleniya koeffitsienta vytesneniya nefi vodoi v*

laboratorykh usloviyakh [The method of estimating the water-oil displacement efficiency under the laboratory conditions]. Moscow: Minnefteprom, 1986.