

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТРЕХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ АПТСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.В. Мизин, В.П. Ваньков

При разработке месторождений природных углеводородов в продуктивных пластах может иметь место совместная фильтрация трех фаз в различных соотношениях. Пластовое давление ($P_{пл}$) по мере выработки залежи может снизиться до значений, меньших давления насыщения ($P_{нас}$), и, соответственно, возникнут условия для совместной фильтрации газа, нефти и пластовой воды.

В связи с этим детальное экспериментальное исследование процессов, происходящих при трехфазной фильтрации, имеет большое значение на всех этапах разработки месторождения. В настоящей работе рассмотрены результаты исследования фильтрационных процессов, происходящих в пластовой многофазной системе, методами физического моделирования – определены относительные фазовые проницаемости для газа, нефти и пластовой воды, нагнетаемых в составной керновой модели пласта в различных пропорциях при текущем (пластовом) давлении, пластовой температуре, горном давлении и заданной начальной водонасыщенности.

Для продуктивных аптских отложений рассматриваемого месторождения установлены значения начального пластового давления $P_{пл} = 14,65$ МПа и давления насыщения при температуре пласта $P_{нас} = 14,65$ МПа. Таким образом, уже до начала разработки нефть залежи находилась в насыщенном состоянии, и при снижении пластового давления в процессе разработки месторождения возможно движение не только пластовых жидкостей, но и газа.

Закономерности трехфазной фильтрации в составной модели аптских отложений изучались по изменению относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для газа, нефти и пластовой воды как функции насыщенности при разных долях фильтруемых фаз в потоке. Полученные данные в дальнейшем могут быть использованы при прогнозировании продуктивности, приемистости скважин, расчете конечной углеводородоотдачи, а также для расчета и планирования технологических операций, при гидродинамическом моделировании способов дальнейшей разработки месторождения.

Для вычислений, связанных с фильтрацией в модели пласта продуктивных аптских отложений, использовался закон Дарси, описывающий течение флюидов при ламинарном режиме линейной фильтрации:

$$Q = k \frac{1}{\mu} \frac{F}{L} \Delta P, \quad (1)$$

где Q – объемный расход флюида в единицу времени, м³/с; μ – динамическая сдвиговая вязкость флюида, Па·с; L – длина модели пласта, м; F – площадь фильтрации, м²; ΔP – перепад давления на длине составного керна, Па; k – проницаемость, м².

Закон Дарси связывает расход флюида известной вязкости и градиент давления при помощи коэффициента пропорциональности, определяемый свойствами пористой среды и называемый проницаемостью. Закон Дарси в форме уравнения (1) выполняется только для стационарных потоков. В этом случае две или три фазы закачиваются одновременно при постоянных скоростях или перепадах давления в течение определенного времени, пока не будет достигнут стационарный режим фильтрации. Критерием достижения и поддержания этого режима является постоянство расходов флюидов на входе и выходе модели пласта, а также постоянство текущего соотношения насыщенности фазами. Эффективная проницаемость для каждой фазы известной вязкости определяется по закону Дарси на основе измерения скоростей закачиваемого в модель пласта флюида и градиента давления на длине модели пласта. Изменяя на каждом этапе соотношения фаз в потоке при одновременном измерении насыщенностей той или иной фазой S_i и повторяя необходимые измерения по мере достижения равнове-

сия, рассчитываются зависимости относительных фазовых проницаемостей от насыщенности.

Стационарным методам присущи значительные затраты времени, поскольку для достижения равновесия, как правило, затрачиваются от десятков часов до нескольких суток для каждого уровня насыщенности. Современный уровень развития автоматизированной экспериментальной техники, которой обладает ограниченное число научно-исследовательских организаций, в том числе ООО «Газпром ВНИИГАЗ», позволяет достичь и поддерживать стационарный режим с высокой точностью.

Описание экспериментальной установки

Рассмотрим функциональную схему установки трехфазной фильтрации, на которой были выполнены экспериментальные исследования относительных фазовых проницаемостей составного ядра продуктивных аптских отложений рассматриваемого месторождения (рис. 1, табл. 1).

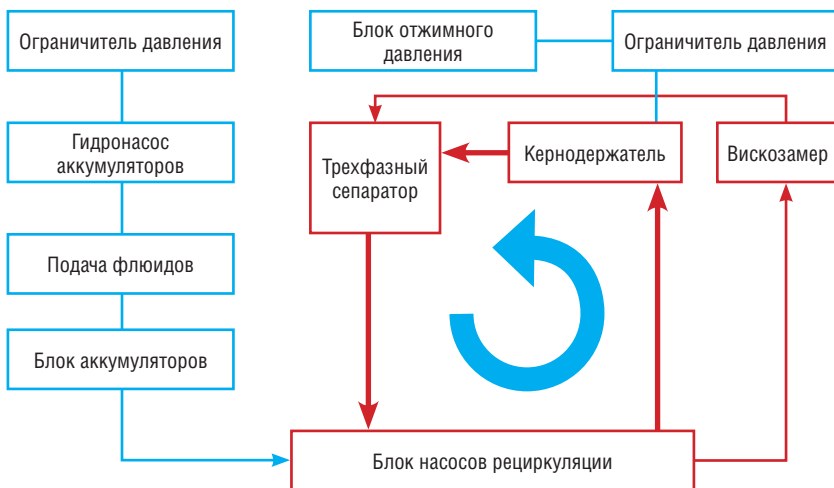


Рис. 1. Функциональная схема экспериментальной установки для определения относительных фазовых проницаемостей

Таблица 1

Основные технологические параметры установки трехфазной фильтрации [2, 3]

Пластовое давление, МПа	до 70
Горное (обжимное) давление, МПа	до 70
Скорость флюидов в керне, м/сут	0,04–160
Диапазон задаваемых расходов флюидов, см ³ /мин	0,000408–15,0
Точность поддержания расхода насосами, % от установленного значения	±0,2
Длина керна, м	до 3
Диаметр керна, мм	30

Конструктивной особенностью системы трехфазной фильтрации является то, что движение смеси флюидов происходит в режиме рециркуляции, чем обеспечивается относительно быстрое достижение и стабильное поддержание режима стационарной фильтрации. Основными узлами цепи рециркуляции (см. рис. 1) являются блок насосов, кернодержатель и ультразвуковой трехфазный сепаратор высокого давления. В системе применяются три пары специализированных измерительных насосов, обеспечивающих непрерывную заданную скорость флюидов в пористой среде в диапазоне 0,04–160 м/сут. Это гарантирует возможность полного воспроизведения реальных величин скоростей фильтрации, которые имеют место как в самых удаленных от скважин участках пласта, так и в областях, близких к призабойным зонам скважин. При этом колебания расхода флюида при установившемся течении не превышают ±0,2 % от заданного значения. С помощью блока обжимного давления создается внешнее горное давление на образцы кернов в диапазоне 0,1–70 МПа.

Для измерения текущей насыщенности фазами при фильтрации установка оснащена трехфазным ультразвуковым сепаратором, позволяющим автоматически определять текущее соотношение объемов газа, нефти и воды, таким образом отслеживая изменения насыщенности в модели пласта. Трехфазный сепаратор высокого давления (0,1–69 МПа) состоит из трех сообщающихся сосудов для каждой фазы соответственно. В них происходит измерение уровней жидкостей. Рабочий диапазон температур сепарируемых флюидов – 15–160 °С. Точность измерения объема – ±0,02 см³.

Система трехфазной фильтрации оснащена капиллярным вискозиметром, который может быть использован для оценки динамической вязкости газов и жидкостей в интервале температур 20–150 °С и диапазоне давлений 0,1–70 МПа.

Управление всеми элементами установки трехфазной фильтрации автоматизировано. Контроль за текущими параметрами установки и регистрация данных измерений происходит в реальном времени.

Методика измерений относительных фазовых проницаемостей

Методика подготовки и проведения эксперимента по измерению относительной фазовой проницаемости соответствует ОСТ 39-235-89 [1].

Подготовка эксперимента включала сборку составной кернавой модели пласта, соответствующей продуктивным аптским отложениям.

В модели пласта использованы цилиндрические образцы керна длиной 3–4 см и диаметром 3 см. Средняя пористость образцов составила 27 %.

Таким образом, сформированная модель пласта имела общую длину 26,7 см. Объем открытых пор модели пласта составил 48,24 см³. Измеренная абсолютная проницаемость модели пласта по метану – 14,62 мД ($1,462 \cdot 10^{-14}$ м²).

Пластовые флюиды, фильтруемые через модель пласта, представляли собой рекомбинированную нефть и минерализованную воду. Заданная 9,0%-ная минерализация пластовой воды достигалась растворением 90,0 г СаСl₂ на каждый литр дистиллированной воды.

Критерием соответствия приготовленной рекомбинированной и пластовой проб нефти (на основе оригинального образца пластовой нефти) была адекватность соответствующих составов модельного газа и газа сепарации. При подборе модельного газа допускалось варьирование его компонентов от С₁ до С₇, при этом необходимо было обеспечить сохранение величин молекулярной массы этой смеси газа и смеси фракции С₅₊. В результате моделирования

было получено адекватное соответствие состава модельного газа оригинальному газу сепарации.

Компонентный состав модельного газа включал: N_2 – 1,2 % моль, C_1 – 69,7 % моль, C_3 – 18,5 % моль, nC_4 – 6,4 % моль, nC_5 – 3,0 % моль, $C_{7+в}$ – 1,2 % моль.

Молярная масса фракции C_{5+} равна 80,31 г/моль, общая молярная масса газа – 26,82 г/моль для модельного и натурального газа сепарации совпадали.

Образцы рекомбинированной нефти получали насыщением и перемешиванием сепарированной нефти из продуктивной скважины модельным газом в сосуде PVT при давлении 10 МПа, температуре 65 °С.

Необходимые при вычислении фазовых проницаемостей значения вязкостей газа, нефти и минерализованной воды при пластовых условиях измерялись и в среднем оказались равными $\mu_g = 0,017$ мПа·с, $\mu_n = 1,268$ мПа·с, $\mu_w = 0,526$ мПа·с соответственно.

При проведении фильтрационного эксперимента при известном расходе ΔQ_i каждой фазы при фильтрации и вязкости каждого флюида μ_i значения фазовых проницаемостей газа (ΦP_g), воды (ΦP_w) и нефти (ΦP_n) рассчитываются по формулам:

$$\Phi P_g = \frac{\Delta Q_g \cdot \mu_g \cdot L}{\Delta P \cdot F}, \quad \Phi P_n = \frac{\Delta Q_n \cdot \mu_n \cdot L}{\Delta P \cdot F}, \quad \Phi P_w = \frac{\Delta Q_w \cdot \mu_w \cdot L}{\Delta P \cdot F}, \quad (2)$$

где $\Delta Q_g, \Delta Q_n, \Delta Q_w$ – расходы газа, нефти и воды, м³/с; μ_g, μ_n, μ_w – динамические вязкости газа, нефти и воды соответственно в условиях эксперимента, Па·с; L – длина модели пласта, м; ΔP – перепад давления при фильтрации смеси, Па; F – площадь поперечного сечения модели пласта, м².

Полученные значения фазовых проницаемостей для газа ΦP_g , воды ΦP_w и нефти ΦP_n нормируются на значения абсолютной фазовой проницаемости ($\Phi P_{100\%}$) газа, ($\Phi P_{100\%}$) воды и нефти ($\Phi P_{100\%}$) при их 100%-ном насыщении модели пласта. Фазовые проницаемости $\Phi P_{100\%}$, $\Phi P_{100\%}$ и $\Phi P_{100\%}$ определяются как результат измерения перепадов давления ΔP и расходов ΔQ при 100%-ном насыщении модели пласта газом, водой и нефтью соответственно. Таким образом получают значения относительной фазовой проницаемости для газа ($O\Phi P_g$), нефти ($O\Phi P_n$) и относительные фазовые прони-

цаемости для минерализованной воды (ОФП_в) при различных пропорциях фильтруемых фаз и при разных значениях результирующей газо-, нефте- и водонасыщенности.

Далее строятся соответствующие зависимости $ОФП_i = f(S_i)$.

Соблюдение критериев подобия

Так как на относительную проницаемость системы помимо начальной водонасыщенности влияют также градиент давления и ряд других факторов, то для корректного моделирования фильтрационных процессов, происходящих в пласте, важно следовать критериям подобия – необходимо соблюдать подобие модельных условий натурным условиям залегания пласта. По результатам различных исследований [4–5], кроме равенства в модели и натуре углов смачивания и пористости пород должно также соблюдаться условие:

$$\left[\frac{\sigma}{k |grad P|} \right]_{МОД} = \left[\frac{\sigma}{k |grad P|} \right]_{НАТ}, \quad (3)$$

где σ – поверхностное натяжение нефти на границе с водой, Н/м; k – проницаемость, м²; $grad P$ – градиент давления, Па.

Нарушение указанного критерия приводит к отклонениям результатов определения относительной проницаемости пород от ее пластовых значений. Для слабосцементированных пород эксперимент следует проводить при $(\sigma/(k \times grad P))_{МОД} > 0,5 \cdot 10^6$. В данном случае для скважины продуктивного пласта $k = 14,62 \cdot 10^{-15}$ м². Тогда, принимая коэффициент поверхностного натяжения на границе «нефть – вода» $\sigma = 30 \cdot 10^{-3}$ Н/м, длину модели пласта – 0,267 м, получим допустимые в эксперименте значения перепада давления на составной модели пласта $\Delta P < 1,1$ МПа.

Следовательно, для адекватного моделирования фильтрационных процессов необходимо поддерживать такой расход нефти, чтобы перепад давления ΔP при заданных начальных значениях водонасыщенности и длине модели пласта не превышал значения 1,1 МПа.

В эксперименте перепад давления на модели пласта не превышал 0,85 МПа, т.е. критерии подобия модельного эксперимента и

реальной фильтрации в пласте были соблюдены. Это достигалось выбором суммарного расхода трех флюидов не более $0,05 \text{ см}^3/\text{мин}$.

Ход эксперимента и результаты измерений относительных фазовых проницаемостей

Процесс одновременной фильтрации модельного газа минерализованной воды и рекомбинированной нефти осуществлялся при пластовых условиях ($P_{пл} = 10 \text{ МПа}$, $T_{пл} = 65 \text{ }^\circ\text{C}$, $P_{горное} = 30 \text{ МПа}$). Всего были испытаны 26 пропорций фильтруемых компонентов – от нулевого содержания каждого из флюидов до его 100%-ной доли в потоке. Общая продолжительность эксперимента составила 528 ч, при этом через модель пласта прокачано около 29,5 поровых объемов суммарного флюида.

Определены следующие значения проницаемостей исследуемой модели при 100%-ной насыщенности соответствующими фазами: для газа – 14,62 мД, нефти – 7,8 мД, воды – 8,9 мД ($1 \text{ мД} = 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$).

В табл. 2 представлены измеренные параметры относительных фазовых проницаемостей по газу, нефти и воде при различных пропорциях фильтруемых фаз при начальной водонасыщенности 35 %.

На рис. 2–4 отражены зависимости ОФП от водо- и нефтенасыщенностей при двухфазной фильтрации систем «нефть – газ», «нефть – вода», «вода – газ» соответственно. На рис. 5 представлена треугольная диаграмма насыщенностей пористой среды аптских отложений системой «нефть – газ – вода», описывающая существование области трехфазного течения в данном эксперименте.

Согласно данным табл. 2 при совместной фильтрации всех трех фаз фазовые проницаемости каждого из флюидов значительно меньше их абсолютных проницаемостей. Так, максимальное значение ОФП_g не превосходит 0,03 % при газонасыщенности 13,47 %, $\text{ОФП}_g = 1,27 \text{ %}$ при водонасыщенности 70,98 % и $\text{ОФП}_n = 3,3 \text{ %}$ при нефтенасыщенности 30,68 %.

Трехфазное течение в системе «пористая среда – флюид» рассматриваемых аптских отложений осуществляется при ОФП для нефти – 0,737–3,297 %, воды – 0,225–1,266 %, газа – 0,003–0,034 %.

Таблица 2

Значения относительных фазовых проницаемостей для газа (ОФП_г), минерализованной воды (ОФП_в) и рекомбинированной нефти (ОФП_н) при различных пропорциях фильтруемых фаз и 35%-ной начальной водонасыщенности модели пласта

№ п/п	Доля в потоке, %			dP, кПа	Насыщенность, де			ОФП, %		
	вода	нефть	газ		вода	нефть	газ	вода	нефть	газ
1	0	100	0	62,45	0,35	0,65	0	0	74,648	0
2	0	90	10	81,14	0,3436	0,6136	0,0428	0	51,707	0,044
3	0	80	20	80,76	0,3403	0,6222	0,0375	0	46,182	0,088
4	0	50	50	64,87	0,3403	0,5895	0,0702	0	35,931	0,275
5	0	30	70	48,32	0,3398	0,5665	0,0938	0	28,940	0,517
6	0	0	100	7,86	0,3391	0,5294	0,1315	0	0	4,539
7	10	0	90	119,98	0,5590	0,2090	0,2320	1,588	0	0,268
8	20	0	80	187,08	0,5983	0,2953	0,1064	2,037	0	0,153
9	50	0	50	326,37	0,6320	0,3152	0,0528	2,920	0	0,055
10	70	0	30	352,25	0,6540	0,2648	0,0812	3,787	0	0,030
11	100	0	0	142,23	0,7027	0,2310	0,0663	13,399	0	0
12	90	10	0	439,37	0,6042	0,3764	0,0193	3,904	1,061	0
13	80	20	0	529,29	0,5710	0,4087	0,0204	2,881	1,762	0
14	50	50	0	650,41	0,5622	0,4182	0,0196	1,465	3,584	0
15	30	70	0	636,85	0,5581	0,4219	0,0200	0,898	5,124	0
16	0	100	0	177,63	0,5376	0,4393	0,0231	0	26,245	0
17	10	60	30	848,27	0,5982	0,3068	0,0950	0,225	3,297	0,013
18	30	60	10	699,22	0,6129	0,2723	0,1149	0,409	2,000	0,003
19	20	40	40	740,99	0,5940	0,2340	0,1720	0,386	1,887	0,014
20	40	40	20	664,16	0,6598	0,2560	0,0843	0,574	1,404	0,005
21	10	30	60	609,67	0,6155	0,2770	0,1074	0,250	1,835	0,028
22	30	10	60	506,11	0,7047	0,1606	0,1347	0,904	0,737	0,034
23	60	10	30	451,60	0,7098	0,1510	0,1392	1,266	0,516	0,012
24	60	30	10	696,62	0,7203	0,2317	0,0480	0,821	1,004	0,003
25	40	20	40	798,89	0,6548	0,2407	0,1045	0,716	0,875	0,013

При этом средние значения ОФП при однофазном течении в условиях начальной водонасыщенности (35 %) равны: для воды – 3,7 %, нефти – 25,3 %, газа – 0,66 %.

Следовательно, трехфазное течение значительно ухудшает фазовые проницаемости в отличие от однофазного.

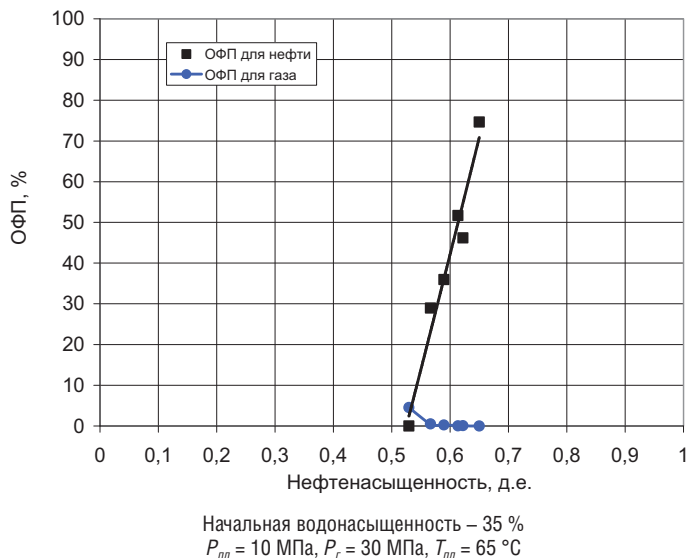


Рис. 2. Керновая модель пласта. Апт. Зависимость ОФП от водонасыщенности для фильтрации нефти и газа в аптских отложениях

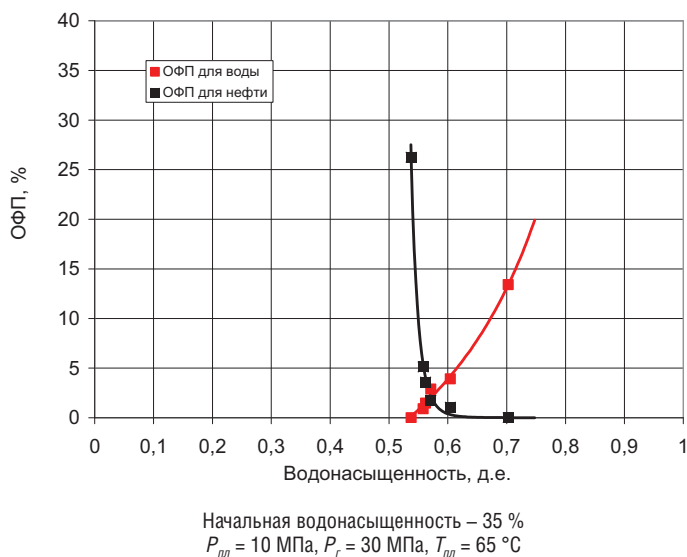
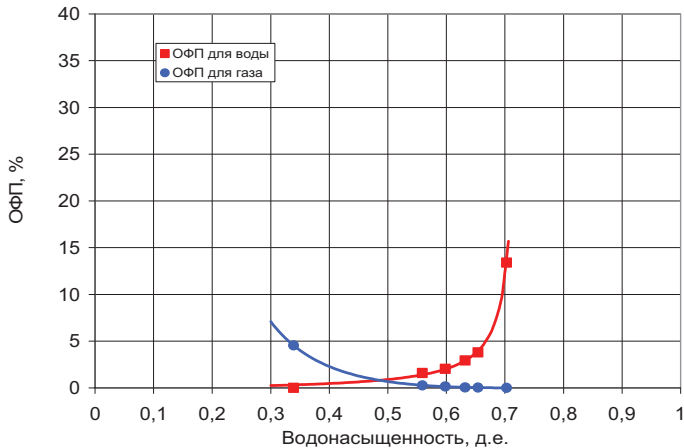
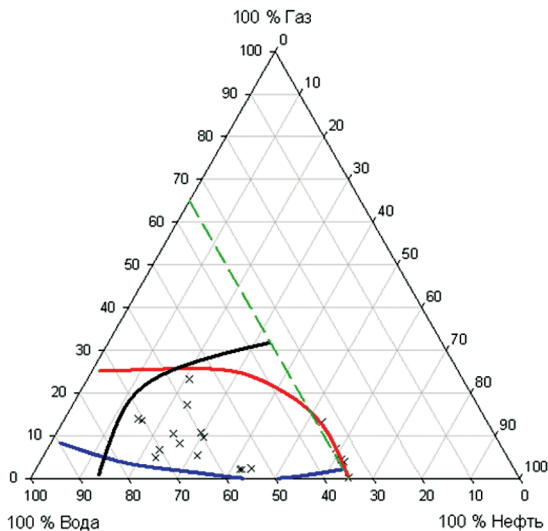


Рис. 3. Керновая модель пласта. Апт. Зависимость ОФП от водонасыщенности для фильтрации нефти и воды в аптских отложениях



Начальная водонасыщенность – 35 %
 $P_{пл} = 10$ МПа, $P_r = 30$ МПа, $T_{пл} = 65$ °С

Рис. 4. Керновая модель пласта. Апт. Зависимость ОФП от водонасыщенности для фильтрации воды и газа в аптских отложениях



Зеленый пунктир отсекает область 35%-ной начальной водонасыщенности

Рис. 5. Диаграмма насыщенностей с линиями нулевых проницаемостей и выделением области трехфазного течения (внутри пересечения линий) для фильтрации нефти, воды и газа в аптских отложениях

Таким образом, наличие третьей газовой фазы в потоке (например, при падении пластового давления на месторождении) значительно влияет на коэффициенты проницаемости нефти и воды, что необходимо учитывать при проектировании и разработке месторождения, расчете дебитов скважины, а также при проведении различных технологических операций.

Список использованной литературы

1. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации.
2. Three-Phase Flow System Featuring Quizix Servo-Controlled Pumps. – TerraTek, Inc, 1995, december.
3. Operating and Instruction Manual for Relative Permeability Coreflooding System with Data Acquisition and Control System. – Temco, Inc, 1995, november.
4. *Эфрос Д.А.* Исследование фильтрации неоднородных систем / Д.А. Эфрос. – М., Гостехиздат, 1963.
5. *Гиматудинов Ш.К.* Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов. – М., Недра, 1971.