



ISSN 2712-8008

Том / Volume 21 №1 2021

Домашняя страница журнала: <http://vestnik.psturu/geo/>

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 550.8.023; 519.223.
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2020



Проявление капиллярных концевых эффектов при фильтрационных исследованиях

И.С. Путилов, Д.Б. Чижов, Е.А. Кочергин

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

Appearance of Capillary end Effects in Filtration Studies

Ivan S. Putilov, Denis B. Chizhov, Evgeniy A. Kochergin

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 09.04.2020. Принята / Accepted: 02.11.2020. Опубликовано / Published: 11.01.2021

Ключевые слова:

относительные фазовые проницаемости (ОФП), капиллярные концевые эффекты, керн, пластовые условия, перепад давления, пластовые флюиды, пластовая нефть, пластовая вода, насыщенность флюидом, капиллярный разрыв, фильтрационные исследования, терригенные коллектора, карбонатные коллектора, пористость, газопроницаемость.

Из теоретических исследований и экспериментов на керне известен так называемый капиллярный концевой эффект, или, как его еще называют, эффект капиллярного защемления фаз. При проведении лабораторных экспериментов по определению относительных фазовых проницаемостей на керновых моделях пласта возникают капиллярные концевые эффекты. Данные эффекты могут возникать в результате капиллярных разрывов на концах образца керна, что приводит к накоплению одной фазы по отношению к другой, и тем самым влияют на движение и удержание флюида. Область капиллярного концевой эффекта, которая возникает вследствие разрыва капилляров на выходе из образца, оказывает влияние на изменение перепада давления и насыщенности определенным флюидом. Если влияние капиллярных концевых эффектов будет значительным, то условия проведения эксперимента моделируются неверно, что может привести к серьезным ошибкам при прогнозировании производительности изучаемого пласта. Представлены результаты изучения фильтрационно-емкостных свойств определения относительных фазовых проницаемостей и анализ исследований механизма влияния капиллярных концевых эффектов на фильтрационную способность образцов горных пород во время проведения лабораторных исследований на примере терригенного и карбонатного типов коллектора Павловского месторождения. По результатам проведенных исследований установлена значимость капиллярных концевых эффектов при фильтрационных экспериментах на примере определения относительных фазовых проницаемостей. Даны рекомендации с целью максимального снижения отрицательного влияния концевых эффектов. Капиллярные эффекты могут преодолеваться путем увеличения длины исследуемого образца, а также с помощью возрастания расхода флюида в процессе проведения лабораторного эксперимента по определению относительных фазовых проницаемостей.

Keywords:

relative phase permeabilities, capillary end effects, core, reservoir conditions, pressure drop, reservoir fluids, reservoir oil, reservoir water, fluid saturation, capillary fracture, filtration studies, terrigenous reservoirs, carbonate reservoirs, porosity, gas permeability.

From theoretical studies and experiments on the core, the so-called capillary end effect, or, as it is also called, the effect of phases capillary entrapment, is known. When carrying out laboratory experiments to determine the relative phase permeabilities, capillary end effects appear on the core models of the reservoir. These effects can occur as a result of capillary ruptures at the ends of the core sample, which leads to the accumulation of one phase in relation to the other, and thereby affects the movement and retention of the fluid. The region of capillary end effect, which occurs due to the rupture of capillaries at the exit from the sample, affects the change in pressure drop and saturation of a particular fluid. If the influence of capillary end effects is significant, then the experimental conditions are modeled incorrectly, which can lead to serious errors in predicting the productivity of the studied formation.

This paper presents the results of studying the porosity-permeability properties of determining the relative phase permeabilities and the studies analysis of the capillary end effects influence mechanism on the filtration capacity of rock samples during laboratory studies using the example of terrigenous and carbonate types of the Pavlovskoye reservoir. According to the results of the studies, the significance of capillary end effects in filtration experiments was established using the example of determining the relative phase permeabilities. Recommendations are given with the aim of minimizing the negative influence of end effects. Capillary effects can be overcome by increasing the length of the test sample, as well as by increasing the flow rate of the fluid during a laboratory experiment to determine the relative phase permeabilities.

Путилов Иван Сергеевич – заместитель директора филиала по научной работе в области геологии, доктор технических наук (тел.: +007 342 233 64 58, e-mail: Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com).

Чижов Денис Борисович – начальник управления специальных исследований керна и пластовых флюидов (тел.: +007 342 233 65 00, e-mail: Denis.Chizhov@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.

Кочергин Евгений Александрович – инженер I категории отдела физико-гидродинамических исследований (тел.: +007 342 717 01 54, e-mail: Evgenij.Kochergin@pnn.lukoil.com).

Ivan S. Putilov (Author ID in Scopus: 25723777700) – Doctor in Engineering, Deputy Director of the Branch for Scientific Work in the Field of Geology (tel.: +007 342 233 64 58, e-mail: Ivan.putilov@pnn.lukoil.com).

Denis B. Chizhov (Author ID in Scopus: 57112213900) – Head of the Department for Special Research of Core and Reservoir Fluids (tel.: +007 342 233 65 00, e-mail: Denis.Chizhov@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondence.

Evgeniy A. Kochergin – 1st category Engineer at the Department of Physical and Hydrodynamic Research (tel.: +007 342 717 01 54, e-mail: Evgenij.Kochergin@pnn.lukoil.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Путилов И.С., Чижов Д.Б., Кочергин Е.А. Проявление капиллярных концевых эффектов при фильтрационных исследованиях // Недропользование. – 2021. – Т.21, №1. – С.23–27. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.4

Please cite this article in English as:

Putilov I.S., Chizhov D.B., Kochergin E.A. Appearance of Capillary end Effects in Filtration Studies. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol.21, no.1, pp.23-27. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.4

Введение

Движение жидкости в нефтяном пласте происходит по чрезвычайно сложной системе разветвленных поровых каналов разнообразных размеров. Поэтому при совместном течении двух несмешивающихся жидкостей, какими являются нефть и вода, возникает обширная, сильно искривленная поверхность раздела, на которой действуют поверхностные силы. Каждая из фаз движется по своей системе поровых каналов, сохраняя непрерывность, но иногда частица жидкости может перемещаться в канал, занятый другой фазой, – это происходит при больших значениях градиента давления [1].

Из теоретических исследований и из экспериментов на керне известен так называемый капиллярный концевой эффект, или, как его еще называют, эффект капиллярного заземления фаз. Его причиной является физическое требование непрерывности давлений в фазах как внутри пористой среды, так и на контакте двух участков пористой среды. Как следствие непрерывности давлений в фазах, непрерывной должна быть и величина капиллярного давления во всей области существования двух фаз.

Данный эффект может наблюдаться на контакте двух участков пористой среды с разными капиллярными характеристиками. В таком случае насыщенность смачивающей фазы изменяется вблизи границы до значения, при котором достигается равенство значений капиллярного давления.

Зона влияния концевого эффекта распространяется на всю длину составной модели и может существенно сказываться на результатах лабораторных исследований [2].

В данной статье мы попытались выявить капиллярные концевые эффекты при лабораторных исследованиях, установить значимость и проанализировать механизм их влияния на примере фильтрационных исследований в пластовых условиях, а именно определения фазовых проницаемостей.

Фазовые проницаемости являются одной из важнейших характеристик процесса течения пластовых флюидов в породах коллекторов нефти и газа. Данные о фазовых проницаемостях необходимы при обосновании кондиционных пределов, петрофизических свойств пород, при промышленной оценке переходных нефтегазовых зон пластов, в газогидродинамических расчетах технологических показателей разработки, при выборе методов воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи, при анализе и контроле за разработкой залежей.

Проведение исследований

1. Подбор и подготовка образцов для фильтрационных исследований.

Для того чтобы выявить, а далее оценить и сравнить степень влияния капиллярных концевых эффектов в зависимости от литологии и разной степени неоднородности, был отобран керн для исследований из двух разных по литологическому составу пластов: турнейских (карбонатных) и визейских (терригенных) отложений. Образцы отбирались из двух скважин с высокими коллекторскими свойствами (табл. 1).

Из отобранных были выпилены образцы размером 80×30 мм, ориентированные параллельно напластованию (рис. 1), после чего проведена подготовка образцов для фильтрационных исследований.

Образцы керна были очищены от нефти и битумов спиртобензольной смесью путем экстракции в аппарате Сокслета и высушены в сушильном шкафу до постоянной массы. Далее были определены фильтрационно-емкостные характеристики образцов:



Рис. 1. Выпиленные образцы



Рис. 2. Фильтрационная установка ПИК-ОФП-2-1-4-СУ-70-40-АР-ЭС

коэффициент абсолютной газопроницаемости и коэффициент открытой пористости образцов (табл. 2).

Затем образцы насыщались моделью пластовой воды, которая представляла собой минерализованный раствор NaCl с концентрацией 234 г/л. Образцы взвешивались, и вычислялся их поровый объем.

После определения ФЕС и подготовки образцы помещались в фильтрационную установку (рис. 2), в которой моделировались пластовые условия и проводились эксперименты. Исследования выполнялись при моделировании условий пласта с температурой 25 °С и эффективного давления 5 МПа.

Для исследований были использованы следующие флюиды:

а) модель пластовой воды – использовалась для насыщения образцов и для определения коэффициента проницаемости по воде ($K_{прв1}$);

б) изовискозная модель нефти Павловского месторождения – применялась для создания начальной водонасыщенности и определения фазовой проницаемости по нефти ($K_{прн}$);

в) пресная вода – использовалась как агент вытеснения и для замера фазовой проницаемости по воде ($K_{прв2}$).

Остаточная водонасыщенность создавалась методом вытеснения в фильтрационной установке при пластовых условиях.

Параметры флюидов приведены в табл. 3.

2. Проведение исследований на образцах 80×30 мм.

Фильтрационные испытания начинались с замера проницаемости по пластовой воде. Фильтрацию пластовой воды осуществляли пошагово, на 5 различных расходах, до стабилизации перепада давления, но не менее 3 поровых объемов.

Далее на подготовленном образце проводили исследования по определению ОФП методом стационарной фильтрации, согласно ОСТ 39-235-89 создавая условия, максимально приближенные к пластовым. Проводилась закачка флюидов (нефть, вода) на разных режимах. На каждом режиме качали до стабилизации перепада, сопротивления и соотношения объемов закаченных и вышедших фаз [3].

В конце эксперимента проводили замер проницаемости по вытесняющему агенту на образце с остаточной нефтенасыщенностью (табл. 4).

Образцы керн для исследований

Таблица 1

Месторождение	Номер образца	Возраст	Глубина, м	Литологическое описание	Г/проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Пористость, %
Павловское	22-448-14	C _{1t}	1459,31	Известняк коричневый, нефтенасыщенный, высокопористый, с мелкими кавернами, образованными по орг. остаткам, крепкий	385,96	18,30
Павловское	8-599-15	C _{1П₁}	1433,15	Песчаник темно-коричневый, интенсивно нефтенасыщенный, мелкозернистый, с единичными зернами средней размерности, высокопористый, крепкий	428,98	20,11

Фильтрационно-емкостные характеристики образцов

Таблица 2

Номер образца	Тип коллектора	Длина L, см	Диаметр D, см	Пористость, %	Г/проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Объем пор, см ³	Остаточная водонасыщенность, д.ед.
22-448-14	Карбонатный	8,02	2,95	18,61	376,15	11,76	0,120
8-599-15	Терригенный	7,82	2,91	20,99	411,13	12,59	0,270

Параметры флюидов

Таблица 3

Флюид	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Плотность, г/см ³	Температура, °C
Модель пластовой воды	1,56	1,146	25
Модель нефти	Терригенный коллектор	3,38	0,828
	Карбонатный коллектор	3,51	0,835
Пресная вода	1,00	1,00	25

Замер проницаемости по вытесняющему агенту

Таблица 4

Тип коллектора	Коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм ²			
	по газу	по воде 234 г/л	по нефти при ост. водонасыщенности	по воде при ост. нефтенасыщенности
Терригенный	411,13	340,76	82,49	11,51
Карбонатный	376,15	303,90	64,55	10,09

3. Переподготовка образцов.

После проведения фильтрационных испытаний на керне 80×30 мм выполнена переподготовка данных образцов, включающая в себя следующие пункты:

- экстрагирование (очистка породы от нефти и битумов);
- распиливание керна 80×30 мм на три одинаковых образца;
- определение фильтрационно-емкостных характеристик образцов.

По окончании переподготовки были сформированы составные модели (рис. 3).

Результаты фильтрационно-емкостных свойств приведены в табл. 5.

4. Проведение исследований на составных моделях.

Фильтрационные испытания проводились по аналогичной методике, согласно пункту 2. Результаты лабораторных испытаний приведены в табл. 6.

Анализ результатов фильтрационных исследований

Для сопоставления результатов проведения лабораторных исследований были сформированы таблицы, построены сравнительные графики и на их основании сделаны выводы о роли влияния концевых эффектов на фильтрационные характеристики горных пород.

Капиллярный концевой эффект является результатом разрывов капилляров на выходе из образца, что приводит к накоплению одной фазы по отношению к другой и оказывает влияние на измерение перепада давления и насыщенности в эксперименте по определению фазовых проницаемостей.

В табл. 7 приведены результаты опытов для сравнения ФЕС и насыщенностей образцов 80×30 мм и составных моделей после переподготовки.

При сопоставлении насыщенностей необходимо отметить увеличение водонасыщенности и снижение нефтенасыщенности для составных моделей. К примеру, для цельного образца карбонатного типа на режиме 50 % вода, 50 % нефть текущая водонасыщенность составляет

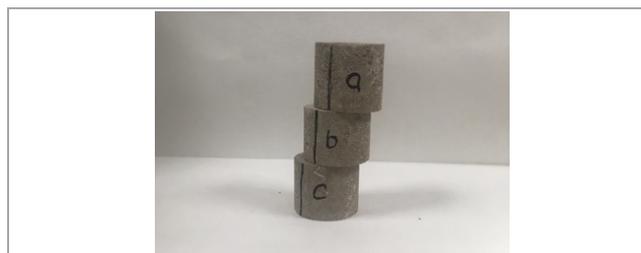


Рис. 3. Модель составного образца после переподготовки

0,41 д.ед., а для составной модели – 0,56 д.ед. Этот факт подтверждает присутствие капиллярных концевых эффектов при проведении фильтрационных исследований.

В начале исследований производились замеры абсолютной проницаемости по модели пластовой воды на цельных образцах 80×30 мм, затем их распиливали на три приблизительно равные по размеру образца и измеряли проницаемость на составной модели. Замеры выполнялись на различных расходах (рис. 4, 5).

Сопоставляя результаты по графикам, видим, что абсолютная проницаемость составной модели ниже в сравнении с цельным образцом 80×30 мм. Также необходимо отметить, что для терригенного образца наблюдается незначительное снижение до 17 % по сравнению с карбонатным образцом, где снижение может достигать 40 %. Этот факт снижения проницаемости объясняется разрывом капилляров на выходе из образца, что приводит к накоплению одной фазы по отношению к другой и оказывает влияние на измерения перепада давления и насыщенности.

Также необходимо отметить, что с увеличением скорости фильтрации флюида влияние капиллярных эффектов снижается.

После проведения эксперимента по определению ОПФ можно отметить, что фазовые проницаемости по составной модели ниже, чем на цельном образце, что также подтверждает влияние капиллярных концевых эффектов. При сравнении терригенного типа коллектора

Таблица 5

Результаты фильтрационно-емкостных свойств

Месторождение	Тип коллектора	№ обр.	L, см	D, см	K _{пр} %	K _{пр} по газу, 10 ⁻³ мкм ²	Объем пор, см ³	Остаточная водонасыщенность, д.ед.
Павловское	Терригенный	a	2,46	2,91	21,0	504,9	3,41	0,28
		b	2,30	2,91	21,02	486,0	3,21	
		c	2,60	2,91	21,05	458,7	3,58	
	Карбонатный	a	2,82	2,94	18,02	396,5	3,30	0,14
		b	2,33	2,95	18,53	476	2,82	
		c	2,43	2,95	18,06	383,3	2,91	

Таблица 6

Результаты лабораторных испытаний

Тип коллектора	Коэффициент проницаемости, 10 ⁻³ мкм ²			
	по газу	по воде 234 г/л	по нефти при ост. водонасыщенности	по воде при ост. нефтенасыщенности
Терригенный	483,20	315,69	53,87	10,23
Карбонатный	418,60	255,43	21,25	3,67

Таблица 7

Результаты опытов

Тип коллектора	L, см	D, см	K _{пр} %	K _{пр} по газу, 10 ⁻³ мкм ²	Объем пор, см ³	Остаточная водонасыщенность, д.ед.	
						Цельный образец	Составная модель
Терригенный (цельный)	7,82	2,91	20,99	411,13	12,59	0,27	0,35
Терригенный (составной)	7,34	2,91	21,02	483,2	10,2	0,28	0,31
Карбонатный (цельный)	8,02	2,95	18,61	376,15	11,76	0,12	0,40
Карбонатный (составной)	7,58	2,95	18,61	418,6	9	0,14	0,28

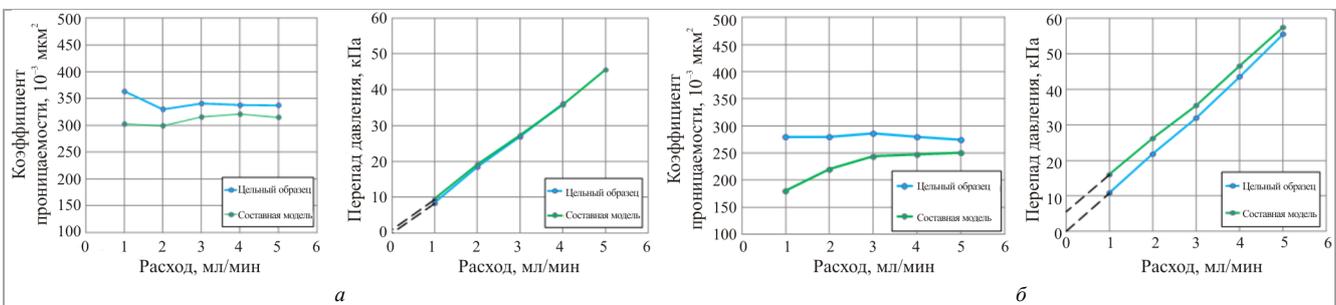


Рис. 4. Графики зависимости коэффициента абсолютной проницаемости и перепада давления от расхода: а – для терригенного образца; б – для карбонатного образца

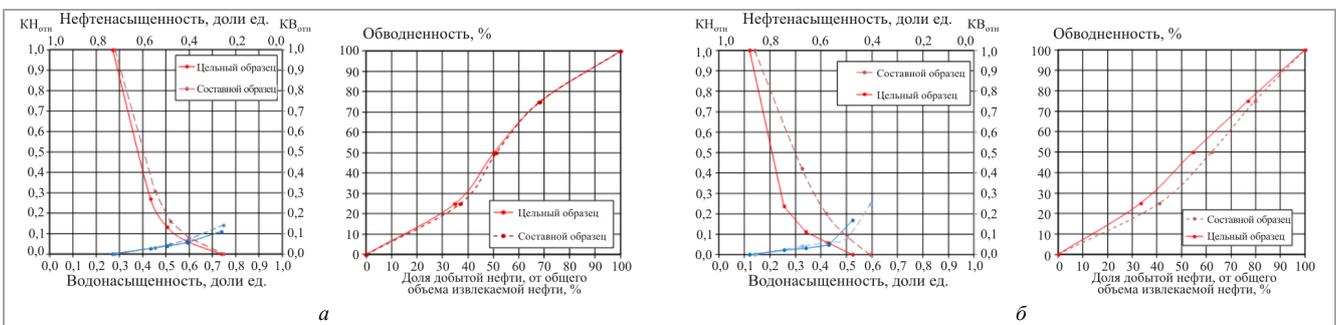


Рис. 5. Графики ОФП и зависимость обводненности от вытесненного объема: а – для терригенного образца; б – для карбонатного образца

на цельном и составном образце наблюдаются незначительные отклонения относительных проницаемостей и обводненностей (рис. 5, а). Для карбонатного типа отклонения более выражены: на составном образце текущая водонасыщенность выше, а нефтенасыщенность ниже на каждом этапе эксперимента в сравнении с цельным образцом (рис. 5, б).

Закключение

Анализ результатов проведенных исследований подтвердил проявление капиллярных концевых эффектов, возникающих на торцах отдельных образцов составной модели, а именно:

- при сопоставлении насыщенных отмечено увеличение водонасыщенности и снижение нефтенасыщенности для составных моделей;

- при сопоставлении проницаемостей отмечено снижение проницаемостей для составных образцов.

Также отмечено, что с увеличением скорости фильтрации флюида влияние капиллярных эффектов снижается.

В процессе лабораторных экспериментов по определению относительных фазовых проницаемостей на графиках заметны отклонения проницаемостей и текущих насыщенных флюидами относительно цельного и составного образцов. Наибольшие отличия выражены на карбонатных образцах. Это также подтверждает влияние капиллярных разрывов на концах образца на течение и удержание флюида. Если это влияние или дефект концевых эффектов значительны, то результаты лабораторных исследований неверны, что может привести к серьезным ошибкам при прогнозировании работы пласта. В последующем требуется учитывать проявление капиллярных концевых эффектов при проведении фильтрационных исследований.

Библиографический список

1. Физико-геологические проблемы повышения нефтегазоотдачи пластов / М.Ф. Мирчинк, А.Х. Мирзаджанзаде, Ю.В. Желтов [и др.]. – М.: Недра, 1975. – 232 с.
2. Шупик Н.В. Повышение эффективности площадных систем заводнения низкопроницаемых пластов Западной Сибири. – М.: ИПНГ РАН, 2017. – С. 24–28.
3. OST 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – М., 1989. – 29 с.
4. Михайлов А.Н. Влияние капиллярных концевых эффектов на показатели разработки // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 9. – С. 54–56.
5. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта: пер. с англ. – М.: Гостехиздат, 1962. – 572 с.
6. OST 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М., 1986. – 20 с.
7. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. – М.: Недра, 1992. – 270 с.
8. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: Недра, 1984. – 211 с.
9. Гуматулин Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1982. – 311 с.
10. Иванова М.М., Михайлов Н.Н., Яремичук Р.С. Регулирование фильтрационных свойств пласта в окколесквжинных зонах. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988.
11. Мирзаджанзаде А.Х., Мирзаджанзаде, О.Л. Кузнецов, К.С. Басиев, З.С. Алиев. – М.: Недра, 2003. – 880 с.
12. Пирвердин А.М. Физика и гидравлика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1982. – 192 с.
13. Romm E.C. Структурные модели порового пространства горных пород. – Л.: Недра, 1985. – 240 с.
14. Jodry R.L., Cinlingarian G.V., Mazzuloand S.J., Rieke H.H. Chapter 6 Pore Geometry of Carbonate Rocks and Capillary Pressure Curves (Basic Geologic Concepts). *Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis, Part I*. – Elsevier, Amsterdam, 1992. – 670 p. DOI: 10.1016/S0376-7361(09)70129-3
15. Skopce R.A. Proper Coring and Wellsite Core Handling Procedures: The First Step Toward Reliable Core Analysis // *J. Pet. Tech.* – April. – 1994. – 280 p. DOI: 10.2118/28153-PA
16. Chilingarin G.V., Mazzulo S.J., Rieke H.H. Carbonate reservoir characterization: a geologic – engineering analysis, part 2. – Elsevier, 1996. – 993 p.
17. Denney D. Whole Core vs. Plugs: Integrating Log and Core Data to Decrease Uncertainty in Petrophysical Interpretation and Oil-In-Place Calculations // *Journal of Petroleum Technology*, 2011. – Vol. 63. SPE No. 0811-0058-JPT. – P. 58–60. DOI: 10.2118/0811-0058-JPT
18. Herrera R.G., Fernando S.V., Hernandez F.P. On the Petrophysics of Carbonate Reservoirs Through Whole Core Analysis // *Society of Petroleum Engineers, International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico*, 10–13 October. – Veracruz, Mexico, 1994. DOI: 10.2118/28675-MS
19. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. – New York – London – Sydney – Toronto, 1977. – 606 p.
20. Montgomery D.C., Peck E.A. Introduction to liner regression analysis. – New York: John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.
21. Watson G.S. Statistic on spheres. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.
22. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics // AAPG. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – 231 p.
23. Индрупский И.М., Ястребова К.А., Шупик Н.В. Моделирование технологических режимов работы скважин различного типа в недонасыщенных коллекторах Западной Сибири с учетом капиллярного концевого эффекта // Международная конференция «Тюмень – 2005. Глубокие горизонты науки и недра». – Тюмень, 2015.
24. Индрупский И.М. Учет капиллярно удерживаемой воды при моделировании двухфазной фильтрации в лабораторных условиях // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2009. – № 11. – С. 45–53.
25. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2 / С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Э.С. Закиров, И.С. Закиров [и др.]. – М., Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. – 484 с.
26. Ястребова К.А. Моделирование влияния капиллярных эффектов на начальную обводненность скважин в недонасыщенных пластах. – М.: ИПНГ РАН, 2014.
27. Шупик Н.В. Влияние капиллярных концевых эффектов на работу скважин различного типа в недонасыщенных коллекторах. – М.: ИПНГ РАН, 2015.
28. Орлов Д.М., Рывков А.Е., Перунова Т.А. Методика определения относительных фазовых проницаемостей по данным нестационарной фильтрации путем совместного физического и компьютерного моделирования // Прикладная механика и техническая физика. – 2013. – № 5. – С. 119–128.
29. Эфрос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем. – М.: Гостехиздат, 1963. – 349 с.
30. Шелкачев В.Н. Основы подземной нефтяной гидравлики. – М.: Гостехиздат, 1945.
31. Хейфец Л.И., Неймарк А.В. Многофазные процессы в пористых средах. – М.: Химия, 1982.
32. Колесник С.В., Трофимов А.С., Полищук С.Т. Относительная фазовая проницаемость: учебное пособие. – Тюмень: ТюмНГУ, 2013. – 96 с.
33. Кадет В.В., Хургин Я.И. Современные вероятностные подходы при решении задач микро- и макроуровня в нефтегазовой отрасли. – М., Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. – 240 с.
34. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. – М.: Л.: Государственное издательство технико-теоретической литературы, 1950. – 678 с.
35. Masket M. Физические основы технологии добычи нефти. – М., Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 606 с.
36. Сыртланов В.Р., Фатихов С.З. О подходе к ремасштабированию относительных фазовых проницаемостей и капиллярных кривых // Вестник ЦКР Роснедра. – 2010. – № 5. – С. 42–46.
37. Шагапов В.Ш. О фильтрации газированной жидкости // Прикладная механика и техническая физика. – 1993. – № 5. – С. 97–106.
38. Шагапов В.Ш., Сыртланов В.Р. Фильтрация кипящей жидкости в пористой среде // Теплофизика высоких температур. – 1994. – Т. 32, № 1. – С. 87–93.
39. Питкевич В.Т. и др. Физическое моделирование относительных фазовых проницаемостей на границе области трехфазной насыщенности // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 5. – С. 70–71.
40. Физическое моделирование двух вариантов водозагасного воздействия на образцах керны / В.Т. Питкевич [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 1. – С. 62–63.
41. Gupta R. and Maloney D.R. Intercept Method – A Novel Technique to Correct Steady-State Relative Permeability Data for Capillary End Effects. *Society of Petroleum Engineers*, 1951. DOI: 10.2118/951047-G
42. Laboratory Measurements of Relative Permeability / J.S. Osoba, J.G. Richardson, J.K. Kerver, J.A. Hafford, P.M. Blair. – Society of Petroleum Engineers, 1951. DOI: 10.2118/951047-G
43. Chen A.L. and Wood A.C. Rate Effects on Water-Oil Relative Permeability. Paper SCA2001-19 presented at the 2001 Symposium of the Society of Core Analysts. – Edinburgh, Scotland, 2001.
44. Hinkley R.E. and Davis L.A. Capillary Pressure Discontinuities and End Effects in Homogeneous Composite Cores: Effect of Flow Rate and Wettability. – Society of Petroleum Engineers, 1986. DOI: 10.2118/15596-MS
45. The Role of Interstitial Water in Hydrocarbon Flow for Tight Rocks. Paper SCA2007-14 presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts / C. Grattoni, S. Al-Hinai, P. Guise, Q. Fisher. – Calgary, Canada, 2007.

References

1. Mirchin M.F., Mirzadzhanzade A.Kh., Zheltov Iu.V. et al. Fiziko-geologicheskie problemy povysheniia neftegazootdachi plastrov [Physico-geological problems of enhanced oil and gas recovery]. Moscow: Nedra, 1975, 232 p.
2. Shupik N.V. Povysheniie effektivnosti ploschadnykh sistem zavodneniia nizkopronitsaemykh plastov Zapadnoi Sibiri [Improving the efficiency of areal waterflooding systems for low-permeability formations in Western Siberia]. Moscow: IPNGRAN, 2017, pp. 24–28.
3. OST 39-235-89. Neft'. Metod opredeleniia fazovykh pronitsaemosti v laboratornykh usloviiahk pri sovmestnoi statsionarnoi filtratsii [OST 39-235-89. Oil. Method for determining phase permeabilities in laboratory conditions with joint stationary filtration]. Moscow, 1989, 29 p.
4. Mikhailov A.N. Vliianie kapillarnykh kontsevykh effektov na pokazateli razrabotki [Influence of capillary trailing effects on development parameters]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2003, no. 9, pp. 54–56.
5. Amiks Dzh., Bass D., Uaiting R. Fizika nefyanogo plasta [Oil reservoir physics]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1962, 572 p.
6. OST 39-195-86. Neft'. Metod opredeleniia koefitsienta vytesneniia nefiti vodoi v laboratornykh usloviiahk [OST 39-195-86. Oil. Method for determining the coefficient of oil displacement by water in laboratory conditions]. Moscow, 1986, 20 p.
7. Mikhailov N.N. Ostatocnoe neftenasyshchenie razrabatyvaemykh plastov [Residual oil saturation of developed reservoirs]. Moscow: Nedra, 1992, 270 p.
8. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. Dvizhenie zhidkostei i gazov v prirodnykh plastakh [The movement of fluids and gases in natural formations]. Moscow: Nedra, 1984, 211 p.
9. Gumatulinov Sh.K., Shirkovskii A.I. Fizika neftenogo i gazovogo plasta [Physics of oil and gas reservoir]. Moscow: Nedra, 1982, 311 p.
10. Ivanova M.M., Mikhailov N.N., Iaremichuk R.S. Regulirovanie filtratsionnykh svoistv plasta v okoloskvazhinnykh zonakh [Controlling the filtration properties of the formation in the near-wellbore zones]. Moscow: VNIIOENG, 1988.
11. Mirzadzhanzade A.Kh., Mirzadzhanzade, O.L. Kuznetsov, K.S. Basiev, Z.S. Aliev. – Moscow: Nedra, 2003, 880 p.
12. Pirverdin A.M. Fizika i gidravlika nefyanogo plasta [Physics and Hydraulics of Oil Reservoir]. Moscow: Nedra, 1982, 192 p.
13. Romm E.C. Strukturnye modeli porovogo prostranstva gornnykh porod. [Structural models of the pore space of rocks]. Leningrad: Nedra, 1985, 240 p.
14. Jodry R.L., Cinlingarian G.V., Mazzuloand S.J., Rieke H.H. Chapter 6 Pore Geometry of Carbonate Rocks and Capillary Pressure Curves (Basic Geologic Concepts). *Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis, Part I*. Elsevier, Amsterdam, Vol. 30, 1992, p. 331–377. DOI: 10.1016/S0376-7361(09)70129-3
15. Skopce R.A. Proper Coring and Wellsite Core Handling Procedures: The First Step Toward Reliable Core Analysis. *Journal of Petroleum Technology*, April 1994, vol. 46, iss. 04, pp. 280–280. DOI: 10.2118/28153-PA
16. Chilingarin G.V., Mazzulo S.J., Rieke H.H. Carbonate reservoir characterization: a geologic-engineering analysis, part 2. Elsevier, 1996, 993 p.
17. Denney D. Whole Core vs. Plugs: Integrating Log and Core Data to Decrease Uncertainty in Petrophysical Interpretation and Oil-In-Place Calculations. *Journal of Petroleum Technology*, 2011. – Vol. 63. SPE No. 0811-0058-JPT. – P. 58–60. DOI: 10.2118/0811-0058-JPT
18. Herrera R.G., Fernando S.V., Hernandez F.P. On the Petrophysics of Carbonate Reservoirs Through Whole Core Analysis. *Society of Petroleum Engineers, International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico*, 10–13 October 1994. Veracruz, Mexico. DOI: 10.2118/28675-MS
19. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. New York – London – Sydney – Toronto, 1977, 606 p.
20. Montgomery D.C., Peck E.A. Introduction to liner regression analysis. New York: John Wiley & Sons, 1982, 504 p.
21. Watson G.S. Statistic on spheres. New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983, 238 p.
22. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics. AAPG. Tulsa, Oklahoma, 1994, 231 p.
23. Indrupskii I.M., Iastrebova K.A., Shupik N.V. Modelirovanie tekhnologicheskikh rezhimov raboty skvazhin razlichnogo tipa v nedonasyschennykh kolektorakh Zapadnoi Sibiri s uchetoм kapillarnogo kontsevoгo effekta [Modeling technological modes of operation of wells of different types at undersaturated reservoirs of Western Siberia taking into account the capillary and effect]. *Mezhdunarodnaia konferentsiia "Tiumen' – 2005. Glubokie gorizonty nauki i nedr"*. Tiumen', 2015.
24. Indrupskii I.M. Uchet kapillarno uderzhivomoi vody pri modelirovanii dvukhfaznoi filtratsii v laboratornykh usloviiahk [Taking into account capillary retained water when modeling two-phase filtration in laboratory and reservoir conditions]. *Avtomatizatsiia, telemekhanizatsiia i sviaz v nefianoi promyshlennosti*, 2009, no. 11, pp. 45–53.
25. Zakirov S.N., Indrupskii I.M., Zakirov E.S., Zakirov I.S. et al. Noveye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdenii nefiti i gaza. Chast' 2 [New principles and technologies for the development of oil and gas fields. Part 2]. Moscow, Izhevsk: Institut kompiuternykh issledovani, 2009, 484 p.
26. Iastrebova K.A. Modelirovanie vliianiia kapillarnykh effektov na nachalnuu obvodnenost' skvazhin v nedonasyschennykh plastakh [Modeling the influence of capillary effects on the initial water cut of wells in undersaturated reservoirs]. Moscow: IPNGRAN, 2014.
27. Shupik N.V. Vliianie kapillarnykh kontsevykh effektov na rabotu skvazhin razlichnogo tipa v nedonasyschennykh kolektorakh [Capillary end effect of wells different types at undersaturated reservoirs]. Moscow: IPNGRAN, 2015.
28. Orlov D.M., Ryzhov A.E., Perunova T.A. Metodika opredeleniia otositel'nykh fazovykh pronitsaemosti po dannym nestatsionarnoi filtratsii putem sovmestnogo fizicheskogo i kompiuternogo modelirovaniia [Method for determining relative phase permeabilities from non-stationary filtration data by joint physical and computer modeling]. *Priladnaia mekhanika i tekhnicheskaia fizika*, 2013, no. 5, pp. 119–128.
29. Эфрос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем [Investigation of filtration of heterogeneous systems]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1963, 349 p.
30. Шелкачев В.Н. Основы подземной нефтяной гидравлики [Fundamentals of underground oil hydraulics]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1945.
31. Хейфец Л.И., Неймарк А.В. Многофазные процессы в пористых средах [Multiphase processes in porous media]. Moscow: Khimiia, 1982, 320 p.
32. Колесник С.В., Трофимов А.С., Полищук С.Т. Относительная фазовая проницаемость: [Relative phase permeability]. Tiumen': Tiumenskii gosudarstvennyi neftegazovyi universitet, 2013, 96 p.
33. Kadet V.V., Khurgin Ia.I. Sovremennye veroiatnostnye podkhody pri reshenii zadach mikro- i makrourovniia v neftegazovoi otrasi [Modern probabilistic approaches to solving problems at the micro and macro levels in the oil and gas industry]. Moscow, Izhevsk: Institut kompiuternykh issledovani, NIITS "Reguliarnaia i khaoticheskaia dinamika", 2006, 240 p.
34. Loitsianskii L.G. Mekhanika zhidkosti i gaza [Fluid and Gas Mechanics]. Moscow, Leningrad: Gosudarstvennoe izdatel'stvo tekhniko-teoreticheskoi literatury, 1950, 678 p.
35. Masket M. Физические основы технологии добычи нефти [Physical foundations of oil production technology]. Moscow, Izhevsk: Institut kompiuternykh issledovani, 2004, 606 p.
36. Сыртланов В.Р., Фатихов С.З. О подходе к ремасштабированию относительных фазовых проницаемостей и капиллярных кривых [Approach to rescaling of relative phase permeabilities and capillary curves]. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2010, no. 5, pp. 42–46.
37. Shagapov V.Sh. O filtratsii gazirovannoi zhidkosti [About carbonated liquid filtration]. *Priladnaia mekhanika i tekhnicheskaia fizika*, 1993, no. 5, pp. 97–106.
38. Шагапов В.Ш., Сыртланов В.Р. Фильтрация кипящей жидкости в пористой среде [Filtration of boiling liquid in a porous medium]. *Teplofizika vysokikh temperatur*, 1994, vol. 32, no. 1, pp. 87–93.
39. Pitkevich V.T. et al. Физическое моделирование относительных фазовых проницаемостей на границе области трехфазной насыщенности [Physical modelling of relative phase permeabilities on the boundary of three-phase saturation zone]. *Neftianoe hoziaistvo*, 2009, no. 5, pp. 70–71.
40. Pitkevich V.T. et al. Физическое моделирование двух вариантов водозагасного воздействия на образцах керны [Physical modelling of relative phase permeabilities on the boundary of three-phase saturation zone]. *Neftianoe hoziaistvo*, 2010, no. 1, pp. 62–63.
41. Gupta R. and Maloney D.R. Intercept Method – A Novel Technique to Correct Steady-State Relative Permeability Data for Capillary End Effects. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, vol. 19, iss. 02, 2016, pp. 316–330. DOI: 10.2118/171797-PA
42. Osoba J.S., Richardson J.G., Kerver J.K., Hafford J.A., Blair P.M. Laboratory Measurements of Relative Permeability. *Journal of Petroleum Technology*, 1951, vol. 3, iss. 02, pp. 47–56. DOI: 10.2118/951047-G
43. Chen A.L. and Wood A.C. Rate Effects on Water-Oil Relative Permeability. Paper SCA2001-19 presented at the 2001 Symposium of the Society of Core Analysts. Edinburgh, Scotland, 2001.
44. Hinkley R.E. and Davis L.A. Capillary Pressure Discontinuities and End Effects in Homogeneous Composite Cores: Effect of Flow Rate and Wettability. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5–8 October, New Orleans, Louisiana*, 1986. DOI: 10.2118/15596-MS
45. Grattoni C., Al-Hinai S., Guise P., Fisher Q. The Role of Interstitial Water in Hydrocarbon Flow for Tight Rocks. Paper SCA2007-14 presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts. Calgary, Canada, 2007.