

УДК 622.276.038:532.5

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИИ АНОМАЛЬНО ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Степанов А.Н., Бунин Д.Ю., Зотьева З.Д., Самойленко А.Ю.

Процесс фильтрации аномально высоковязких нефтей описывается многими авторами [1-3], однако исследований двухфазной фильтрации таких нефтей и пластовой воды очень мало. В редких случаях они ограничены динамической вязкостью 150-200 мПа*с [1,2,4]. Поэтому, в частности, до настоящего времени не были установлены формы кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в функции насыщенности для трещиноватых и порово-каверновых коллекторов для аномально высоковязких нефтей.

Во многих опытах в качестве рабочих жидкостей использовались различные масла и их смеси с водой и керосином, глицерин [2,5], но не сама пластовая нефть, при относительно не высоких температурах и давлениях. При этом чаще использовались насыпные модели пласта.

В нашей работе [6] были выполнены комплексные исследования фильтрации высоковязкой нефтеновой биодegradированной нефти в широком диапазоне температур 23-150⁰С при геостатическом давлении с измерением ряда ее важнейших параметров на модельной сборке керна с поровым и каверно-поровым типом коллектора.

Теоретические аспекты анализа движения многофазных сред в сложных коллекторах посвящены главным образом «ньютоновским» жидкостям, описание фильтрации «неньютоновских» систем в этом плане в большей степени посвящено поровым системам коллекторов, где они чаще встречаются [7-9]. Поэтому большой научный и практический интерес представляет комплексное исследование фильтрации пластовых флюидов в порово-каверновом коллекторе с аномально высокой вязкостью.

При исследовании совместного течения неоднородных жидкостей в пористой среде необходимо соблюдать условия подобия модельной сборки реальному углеводородному скоплению. Согласно исследованиям Д.А. Эфроса [10], приближенное фильтрационное подобие при использовании натуральных образцов пористой среды и жидкостей достигается при условиях:

$$\pi_1 \leq 0,5 \text{ и } \pi_2 \leq 0,5 \cdot 10^6,$$

где, π_1 характеризует собой отношение перепадов капиллярного и гидродинамического давлений, π_2 - соотношение между их градиентами.

Здесь следует отметить, что описание фильтрации тяжелых высоковязких нефтей в карбонатных поровых и трещинно-порово-каверновых коллекторах не поддается в ряде случаев описанию законами движения обычных «ньютоновских» жидкостей и не всегда в области достаточно низких пластовых температур следует вышеприведенным критериям фильтрационного подобия. В этом случае для учета влияния и соотношения инерционных, капиллярных, диффузионных, упругих, гидродинамических, гравитационных и других сил используется система известных критериев Вейссенберга, Дебора, Пекле, Эфроса и т. п. Реология неньютоновских жидкостей граничит с динамикой многофазных многокомпонентных систем [11]. Механические их свойства существенно зависят не только от скорости деформирования, но и от его продолжительности, а также предыстории потока. Они, как известно, обладают самыми разнообразными свойствами: вязкостью, пластичностью, упругостью и др.

Так, по ходу настоящих экспериментов соблюдение критериев подобия было возможным только при возрастании температуры, при низких температурах фильтрация осуществлялась лишь при давлениях в несколько раз превышающих критериальные. Так, перепад давлений в ряде опытов превышал 17-25 МПа.

Задачей настоящей работы являлось изучение фильтрации и анализ формирования скоп-

лений высоковязких нефтей в порово-каверновом коллекторе с определением температурной зависимости фазовых проницаемостей (нефть-вода) и коэффициентов вытеснения нефти пластовой водой из карбонатных отложений на примере пермско-каменноугольной залежи Усинского месторождения. При проведении экспериментов использовались образцы мелкокристаллических доломитов с газопроницаемостью изменяющейся в пределах $63,7\text{--}368,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, диаметр образцов составлял 6,4-6,5 см за исключением образца №1, диаметр которого 2,78 см. (Таблица 1)

Таблица 1- Физические параметры доломитов из скважины 1 Усинская

№ п/п	Глубина отбора керна, м	Пористость открытая, %	Газопроницаемость, 10^{-3} мкм^2	Остаточная водонасыщенность, %
1	1269,25	29,72	368,7	24,7
2	1453,5	25,95	167,4	25,0
3	1455,5	17,09	103,0	25,2
4	1452,5	13,89	88,7	24,9
5	1455,65	14,72	65,0	25,2
6	1326,45	12,92	63,7	25,3

Эксперименты (метод стационарной фильтрации) проводились в условиях геостатического 30 МПа и пластового 12 МПа давлений в широком диапазоне температур 25 – 150°C. Вязкости пластовых флюидов изменялись в широких пределах от 0,24 до 0,97 мПа*с для пластовой воды и от 6,4 до 495 мПа*с для нефти, соотношение вязкостей нефти и воды (μ_0) менялось также в широком диапазоне 27 – 510, что характеризовало значительную неустойчивость фильтрационного потока несмешивающихся жидкостей. В таблице 2 приводятся транспортные характеристики исследуемых модельных жидкостей.

Таблица 2 - Зависимость вязкости сепарированной нефти и модельных пластовых жидкостей от температуры при пластовом давлении

Температура, °C	Вязкость, мПа*с			$\mu_0 = \mu_n / \mu_v$
	Сепарированной нефти	Модельной смеси (нефть-толуол)	Модельной воды	
25	2400	495	0,97	510
100	47,4	24,9	0,35	71
150	17,5	6,4	0,24	27

В процессе исследования определялся краевой угол смачивания, который составил 22° , а межфазное натяжение на границе раздела нефть - пластовая вода в зависимости от температуры от 25 до 80°C изменялось в пределах от 39,1 до 24,9 мН/м.

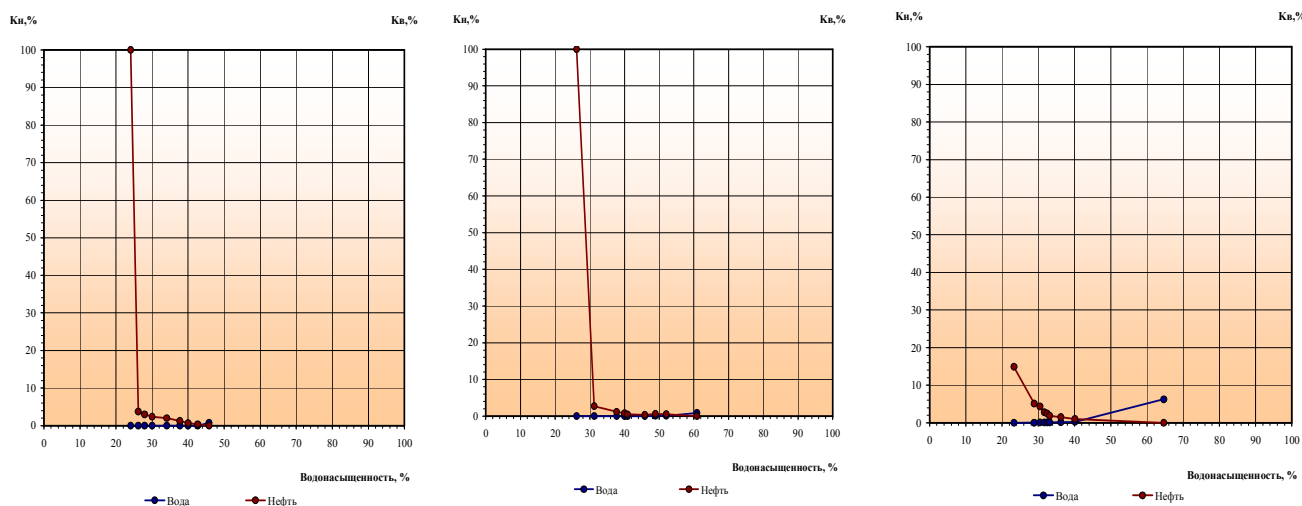
Как следует из экспериментов вид кривых ОФП для исследованных флюидов заметно отличается от известных кривых для нефтей меньшей вязкости и в особенности линией ОФП по воде, лежащей на оси её насыщенности (рисунок 1). При этом линия ОФП по нефти расположена под углом 90 – 130° к оси водонасыщенности, что характеризует высокий градиент её (ОФП) снижения. Однако с ростом температуры градиент изменения ОФП снижается, что приводит к выполаживанию кривых и подъему линии ОФП по воде с линии её насыщенности, что отмечается при температурах 100 – 150°C, которые заметно превышают пластовые.

Результаты проведенных экспериментов по определению коэффициента вытеснения при различных температурах приведены в таблице 3 и на рисунке 2. По этим данным отмечается рост коэффициента вытеснения с увеличением температуры. В интервале температур 70-

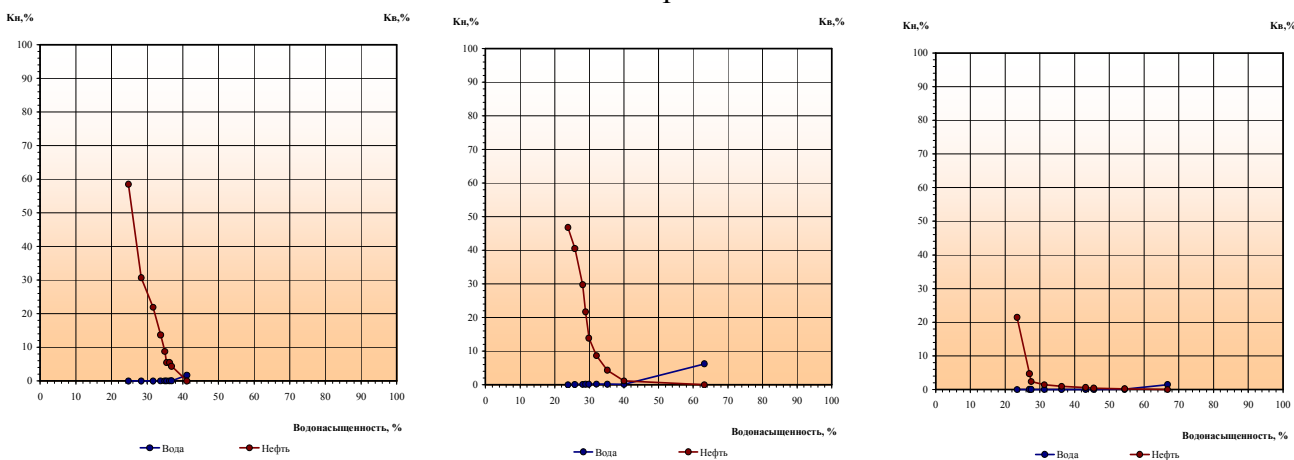
100⁰С отмечается заметный рост коэффициента вытеснения, но в дальнейшем, в интервале 100-150⁰С температурный градиент изменения коэффициента вытеснения уменьшается.

На основании экспериментов по определению ОФП были рассчитаны коэффициенты вытеснения нефти пластовой водой по известной методике ВНИИ [12].

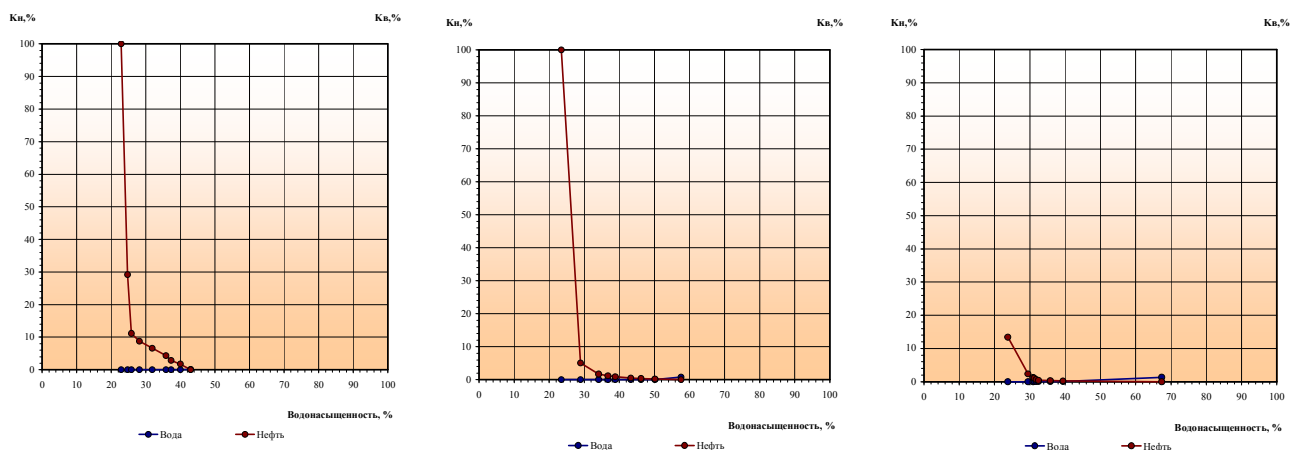
Сравнение наших данных с известными экспериментальными данными при близких параметрах флюидов [3], показывает в целом один порядок полученных величин вытеснения 0,17 – 0,58, в том числе и с рассчитанными по ОФП. При этом нам также удалось подтвердить данные о росте градиента коэффициента вытеснения, как об этом отмечалось ранее в работе [3] при температурах 60-80⁰С.



Образец №1



Образец №2



Образец №3

$t - 25^0$

$t - 100^0\text{C}$

$t - 150^0\text{C}$

Рисунок 1- Диаграммы ОФП для нефти и воды при их совместной фильтрации в пластовых условиях при разных температурах

Таблица 3 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти пластовой водой и остаточной нефтенасыщенности от температуры

Объект исследования	Температура, °С				Примечание	Остаточная нефтенасыщенность при 25-150°С
	пластовая	70,0	100,0	150,0		
	Коэффициент вытеснения, %					
Составной образец	31,50	39,12	53,80	57,70	эксперимент	51,26-31,69
Образец№1	28,70	-	47,00	53,90	расчет	54,16-35,35
Образец№2	21,80	-	51,80	56,50	расчет	58,85-33,27
Образец№3	26,00	-	44,60	57,20	расчет	54,20-35,34

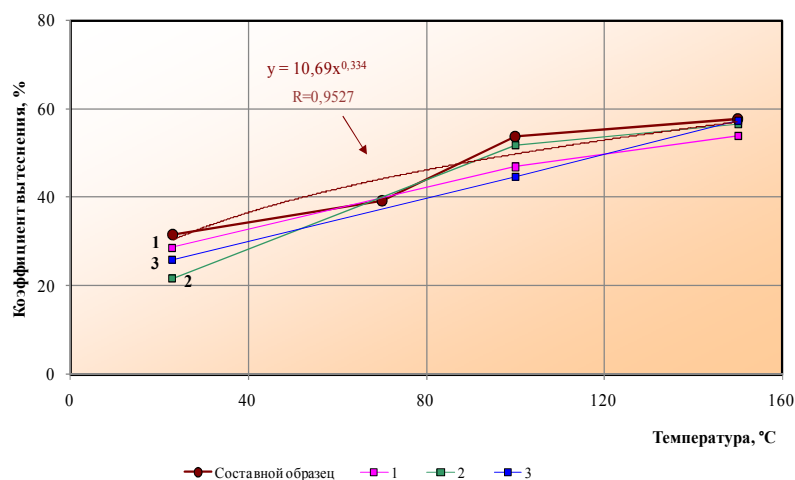


Рисунок 2– Зависимость коэффициента вытеснения нефти пластовой водой от температуры.

1,2,3 – коэффициенты вытеснения рассчитанные по методике ВНИИ [12]

Установлен сложный многофакторный характер изменения фазовой проницаемости в зависимости от температуры. Вероятнее всего в условиях высокой вязкостной неустойчивости рассматриваемой пластовой системы изменение фазовой проницаемости определяется несколькими параметрами, и главные из них геометрия пустотного пространства, подвижности пластовых флюидов (поверхностные явления), а также теплофизические характеристики пород и флюидов, что отмечалось и ранее в работах других исследователей.

Как показывают экспериментальные данные (рисунок 3) подвижность пластовых флюидов* с ростом температуры возрастает почти в десять раз, здесь же начинается формироваться область устойчивого вытеснения при $\mu_0 < 10$ [7], и как следует из установленных зависимостей (рисунок 3) при температурах превышающих 150°C , когда автомодельно реализуются условия выполнения критериев π_1 и π_2 .

Далее следует отметить, что важнейшим ключом к пониманию механизма извлечения тяжелых нефтей из подземного резервуара является определение истинной палеореконструкции механизма массопереноса и накопления пластовых флюидов в подземных ловушках в прошлом.

Формирование тяжелых нефтей Тимано-Печорской провинции (ТПП) происходило за счет трансформирования изначально нефтегазоконденсатных систем в результате сокращения площадей осадкообразования, положительных инверсионных тектонических движений [13]. Все это приводило к дегазации недр, разрушению углеводородных систем, формированию зон палеогипергенеза.

Проведенный нами анализ палеогеотермической обстановки палеозойских отложений крупных тектонических зон Восточно-Европейской платформы показывает (Степанов А.Н., Карпов П.А., 2004), что по сравнению с современными условиями в прошлом существовали высокие пластовые температуры на $50-100^{\circ}\text{C}$ и более превышающие современные.

По изотопному составу нефти ТПП являются относительно тяжелыми, что указывает на значительные глубины их формирования. Нефти многопластовых месторождений химически однотипны и характеризуются высокими коэффициентами метаморфизации, имеющими максимальные значения в более древних отложениях. Высокопарафинистые нефти ТПП отнесены к продуктам процессов испарительной и ретроградной конденсации [13]. При этом максимальные концентрации высокомолекулярных алканов 11,1-37,0% масс. характерны для отложений среднего девона в весьма узкой зоне плотностью $810-840 \text{ кг/м}^3$, что характеризует дериватные, более подвижные нефти [13]. На ведущую роль этих процессов в формировании углеводородных скоплений во многих регионах указывали различные исследователи (А.Н. Резников, 1969, Ю.И. Стклянин, 1971, Т.П. Жузе, 1974, К.Ф.М. Thompson, 1979, 1987, 1988, А.Н. Степанов, 1984, 1992 и др.). Обоснование рассматриваемых процессов с использованием уравнений состояния различных типов приведено в ряде работ [14-16]. В настоящей работе приведено количественное экспериментальное обоснование с позиций флюидодинамики нефтегазообразования.

Данные по механике жидкостей и газов (соотношение гравитационных, гидродинамических и капиллярных сил, соотношение подвижностей флюидов, особенностей геометрии пустотного пространства, истории его насыщения пластовыми флюидами в соответствующей геостатической и термобарической обстановке) представляются во многом (и только) однозначными при определении условий миграции и аккумуляции нефти в ловушках преимущественно за счет энергии пластового газа.

* $M = \frac{K_n}{\mu_n} \div \frac{K_v}{\mu_v}$, где K_n , K_v соответственно фазовые проницаемости по нефти и воде при пластовых условиях

Между тем до сих пор в практике нефтяной геологии и геохимии используются многочисленные эмпирические косвенные критерии, в том числе и данные по различным классам биомаркеров, которые обычно никоим образом не увязываются исследователями с процессами и критериями флюидной механики для конкретной порово-флюидной системы. Капиллярные

силы локально преобладают в масштабе порового пространства [17] и определяют расположение фаз в порах. Естественные гидродинамические силы не в состоянии изменить локальное капиллярное равновесие, они обеспечивают течение нефти и воды в макромасштабах. Неоднократно это явление подтверждалось в работах многих геологов и разработчиков (К.Б. Аширов, 1967, А.И. Леворсен, 1958 и др.). Однако, картина процесса фильтрации существенно изменяется при воздействии газового потока, когда снимаются все ограничения, и уже в широких масштабах в пористой среде реализуется миграция нефти в газовой фазе.

В условиях выполнения высокотемпературной автомоделности по критериям π_1 и π_2 наиболее вероятен единственный механизм – разгрузка глубинных газовых метастабильных растворов высокомолекулярных углеводородов в ловушках. Термодинамическое обоснование рассматриваемого процесса для полной системы нефть-газ-порода-вода было выполнено ранее в наших работах [18 и др.]

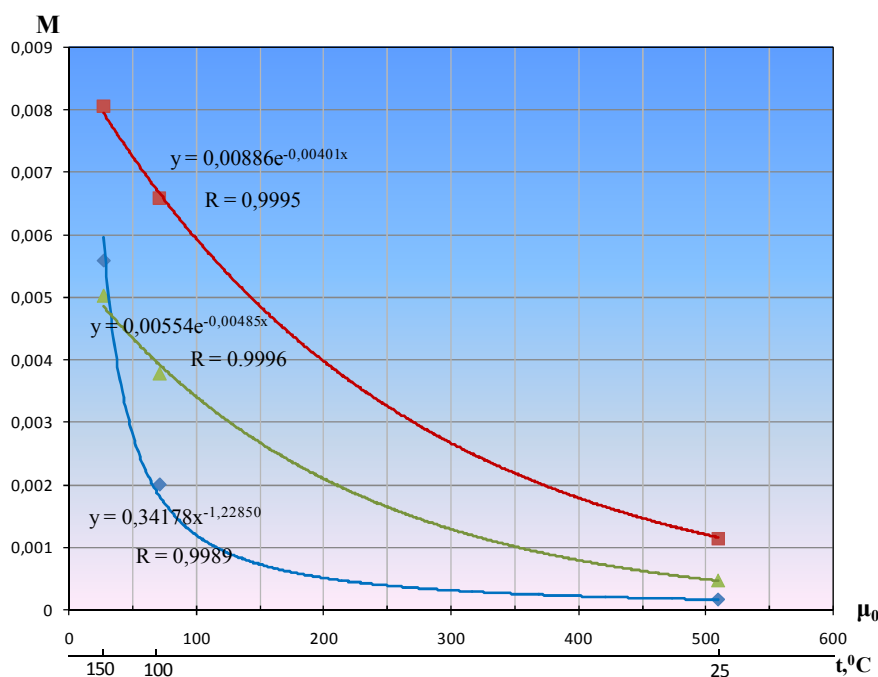


Рисунок 3 – Зависимость подвижности пластовых флюидов (M) от соотношения их вязкостей (μ_0) при различных температурах

Список использованных источников

- 1 Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. - М.: Недра, 1975. - 168с.
- 2 Киселенко Б.Е., Ф.А. Кеннави Ф.А. Определение относительных фазовых проницаемостей при одно-временной фильтрации высокопластичной жидкости и воды/Нефтяное хозяйство, 1977, №9, с.39-41
- 3 Добыча тяжелых и высоковязких нефтей / И.М. Аметов, Ю.Н. Байдилов, Л.М. Рузин, Ю.А. Спиридонов. – М.: Недра, 1985. – 208с.
- 4 Изучение остаточного нефтенасыщения разрабатываемых пластов / Н.Н. Михайлов, А.В. Джемесюк, Т.Н. Кольчицкая, Н.А. Семенова – М.: ВНИИОНГ, 1990. – 59с.
- 5 Fulcher R.A., Ertekin T., Stahl C.D. Effect of Capillary Number and Its Constituents on Two-Phase Relative Permeability Curves. // JPT, 1985, №2, p.249-260.
- 6 Экспериментальные исследования фильтрации высоковязкой нефти Усинского месторождения / Д.Ю. Бунин, С.В. Буракова, С.О. Урсегов [и др.] // Вопросы освоения нефтегазоносных бассейнов. Сб. научн. тр. ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», вып. 67, - Волгоград, 2008, с. 204-217.
- 7 Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. – М.: Недра, 1972. – 200с.
- 8 Бернадинер М.Г., В.М. Ентов Гидродинамическая теория фильтрации аномальных жидкостей. – М.: Наука, 1975. – 200с.
- 9 Астарита Д., Марруччи Д. Основы гидродинамики неньютоновских жидкостей. М.: Мир, 1978 – 310 с.
- 10 Эфрос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем. – Л.: Гостоптехиздат, 1963. – 352 с.

- 11 Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. – М.: Наука, 1987. – 840с.
- 12 Руководство по гидродинамическим методам контроля текущей нефтенасыщенности продуктивных пластов, разрабатываемых при режиме вытеснения нефти водой. - М.: ВНИИ, 1969. – 135 с.
- 13 Природные битумы и тяжелые нефти. Сборник материалов международной научно-практической конференции. – СПб.: Недра, 2006. – 588с.
- 14 Meulbroek P. Equation of state in exploration. – Org. Geochem., 2002, vol. 33, p. 613-634.
- 15 Степанов А.Н. Оценка давления однофазного состояния (и насыщенности) пластовых углеводородных систем в условиях больших глубин. / Фазовые превращения углеводородных систем. М.: ВНИИГАЗ, 1992, с.47-55.
- 16 Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Конденсационная модель образования залежей нефти и газа. – М.: Наука, 2008 – 248 с.
- 17 Ентов В.М., Зазовский А.Ф. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи. – М.: Недра, 1989. – 233 с.
- 18 Полное и метастабильное равновесие углеводородов в земной коре и верхней мантии /А.Н. Степанов, В.А. Бычинский, И.К. Карпов и др. // ТЭК России - основа процветания страны. С. – Пб., ВНИГРИ, 2004, с 60-65.