

## ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

© З.Я.Аббасов, В.М.Фаталиев, 2015

### ФИЗИКО-ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ВЛИЯНИЯ ОСТАТОЧНОЙ ВОДЫ НА ФАЗОВЫЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ В ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМАХ

З.Я.Аббасов, В.М.Фаталиев

*Институт геологии и геофизики НАН Азербайджана  
Az 1143, Баку, просп. Г.Джавида, 119*

В статье представлены основные результаты аналитических и экспериментальных исследований в модели пласта и в бомбе pVT по изучению влияния остаточной воды на показатели процесса фазовых превращений в газоконденсатных системах. При этом показано, что в зависимости от физико-термодинамических условий в пласте находящаяся в нем в жидком, паровом и связанном виде вода по-разному влияет на фазовые показатели газоконденсатных систем.

В результате этих исследований расширены представления о механизме влияния воды на данный процесс, на основании чего выявлены характерные особенности поведения газоконденсатных систем в пластовых условиях в ее присутствии.

Известно, что в газоконденсатных, а также других углеводородных залежах определенную часть пористой среды занимает связанная или остаточная вода (Гриценко и др., 1995; Закиров и др., 1984; Shinta, Furoozabadi, 1997). Такие пластовые воды из-за наличия тесной связи с поверхностью пород считаются неподвижными с точки зрения гидродинамических аспектов, но они могут существенно влиять на фазовое поведение системы в пластовых условиях, а также на показатели эксплуатации газоконденсатной залежи. Оценка влияния остаточной воды на пластовые процессы производится экспериментально. Для этого нами были проведены исследования как в pVT бомбе, так и модели пласта.

В экспериментах в качестве проб использовался пластовый газ состава в моль. %: метан – 93,5; этан – 4,21; пропан – 1,24; бутаны: изо- – 0,38, норм. – 0,27; сумма: пентанов – 0,14, гексанов – 0,04; углекислый газ – 0,22 и конденсат плотностью 745,7 кг/м<sup>3</sup> из скважины №46 глубоководной газоконденсатной залежи VII горизонта месторождения Булла-дениз. При этом конденсатосодержание системы и температура опытов во всех экспериментах принимались постоянными и имели значения 150 г/м<sup>3</sup> и 80°C соответственно.

Принимая во внимание ожидаемое значение давления начала конденсации около 25 МПа, давление системы в pVT установке поднималось до 30,0 МПа, учитывая ее технические возможности. Все эксперименты проводились по стандартной методике (Зотов и Алиев, 1980).

В дальнейшем с шагом 6,0 МПа давление в системе снижалось (температура постоянна – 80°C) до 6,0 МПа и проводились соответствующие лабораторные измерения, в результате чего определялось количество выделившегося газа и конденсата. Эти исследования повторялись и для систем, содержащих в своем составе 10, 20, 30, 40% воды. Результаты pVT исследований приведены в таблице.

Как видно из таблицы, рост содержания воды в системе приводит к уменьшению количества добываемого конденсата при увеличении объема газа в пределах рассматриваемого шага давления.

График зависимости конечной величины коэффициента конденсатоотдачи от содержания воды в процессе дифференциальной конденсации системы в pVT бомбе представлен на рис.1.

Как видно из рис.1, рост количества воды в газоконденсатной системе отрицательно влияет на коэффициент конденсатоотдачи залежи, то есть приводит к его снижению, и эта тенденция принимает различный характер в зависимости

от содержания воды. Так, наличие воды до 20% в системе резко отражается на значении коэффициента конденсатоотдачи, снижая его на 4,0%, а дальнейший рост количества воды (более 20%) снижает интенсивность этого влияния и уменьшает конденсатоотдачу на 3,0%.

Таким образом, рост содержания воды в составе системы от нуля до 40% (при постоянной температуре 80°C) приводит к уменьшению коэффициента конденсатоотдачи на 7,0 %.

Для сравнения результатов на pVT бомбе использовались экспериментальные данные в

пористой среде. Эти эксперименты проводились в модели пласта (Абасов и др., 2013) и ее геометрические размеры определялись по (Эфрос, 1963; Kokal et al., 2000) с использованием термодинамических критериев подобия. Длина пластовой модели составляла 0,85 м, площадь поперечного сечения  $\sim 4,415 \times 10^{-3} \text{ м}^2$ . Остаточная вода в модели пласта создавалась путем насыщения его водой и дальнейшего ее вытеснения азотом. При этом регулировалось и содержание остаточной воды в модели пласта.

Сведения о количестве добытого газа и конденсата при различных шагах давления в бомбе pVT

№	Вода, %	Давление в интервалах, МПа							
		30-24		24-18		18-12		12-6	
		газ, $10^{-3} \text{ м}^3$	конденсат, $10^{-6} \text{ м}^3$	газ, $10^{-3} \text{ м}^3$	конденсат, $10^{-6} \text{ м}^3$	газ, $10^{-3} \text{ м}^3$	конденсат, $10^{-6} \text{ м}^3$	газ, $10^{-3} \text{ м}^3$	конденсат, $10^{-6} \text{ м}^3$
1	0	19,0	2,5	25,5	3,0	29,2	1,6	29,6	0,5
2	10	24,3	1,9	36,3	2,6	39,4	1,8	41,1	0,3
3	20	26,5	1,9	38,6	2,6	39,3	1,4	41,7	0,3
4	30	27,5	1,7	39,2	2,4	40,8	1,4	42,0	0,3
5	40	28,6	1,6	39,6	2,2	42,3	1,4	42,6	0,3

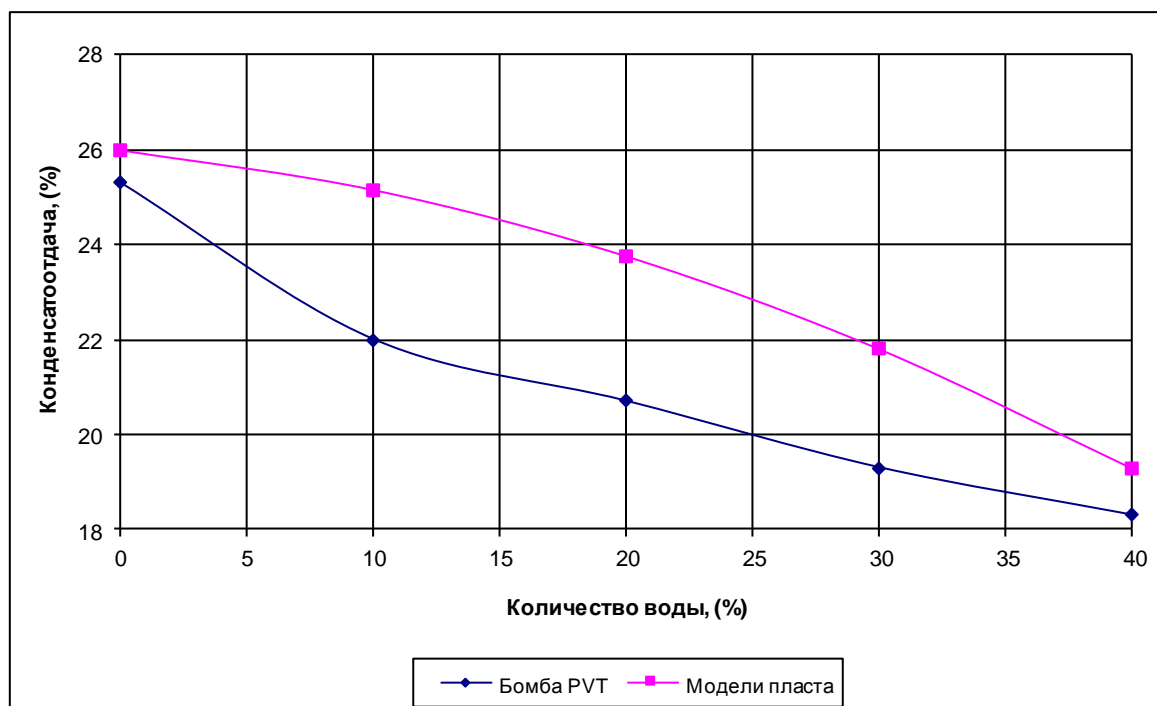


Рис. 1. Зависимость коэффициента конденсатоотдачи от содержания воды

Модель насыщалась газоконденсатной смесью при конденсатосодержании  $150 \text{ г/м}^3$ . Показатели процесса дифференциальной конденсации газоконденсатной системы изучались в интервалах давления  $30,0\text{--}6,0 \text{ МПа}$  при шаге его снижения  $6,0 \text{ МПа}$ .

Пользуясь результатами, приведенными в (Аббасов и др., 2013), было изучено влияние содержания остаточной воды на конденсатоотдачу при постоянных значениях плотности стабильного конденсата –  $745,7 \text{ кг/м}^3$ , температуре –  $80^\circ\text{C}$ , пористости –  $0,2$  и конденсатосодержании –  $150 \text{ г/м}^3$ . График зависимости изученного процесса представлен на рис.1.

Как видно из полученных результатов (рис.1), в отличие от бомбы pVT наличие воды в пористой среде независимо от ее количества отрицательно влияет на величину коэффициента конденсатоотдачи. Это влияние имеет различный характер в зависимости от степени насыщенности пласта водой. Так, если при водонасыщенности пористой среды  $0\text{--}15\%$  конденсатоотдача снижается на  $1,5\%$ , то в интервале ее изменения  $15\text{--}30\%$  эта величина возрастает почти вдвое и составляет  $2,7\%$ . А при обводненности от  $0$  до  $40\%$  конденсатоотдача снижается с  $26,0$  до  $19,3\%$ .

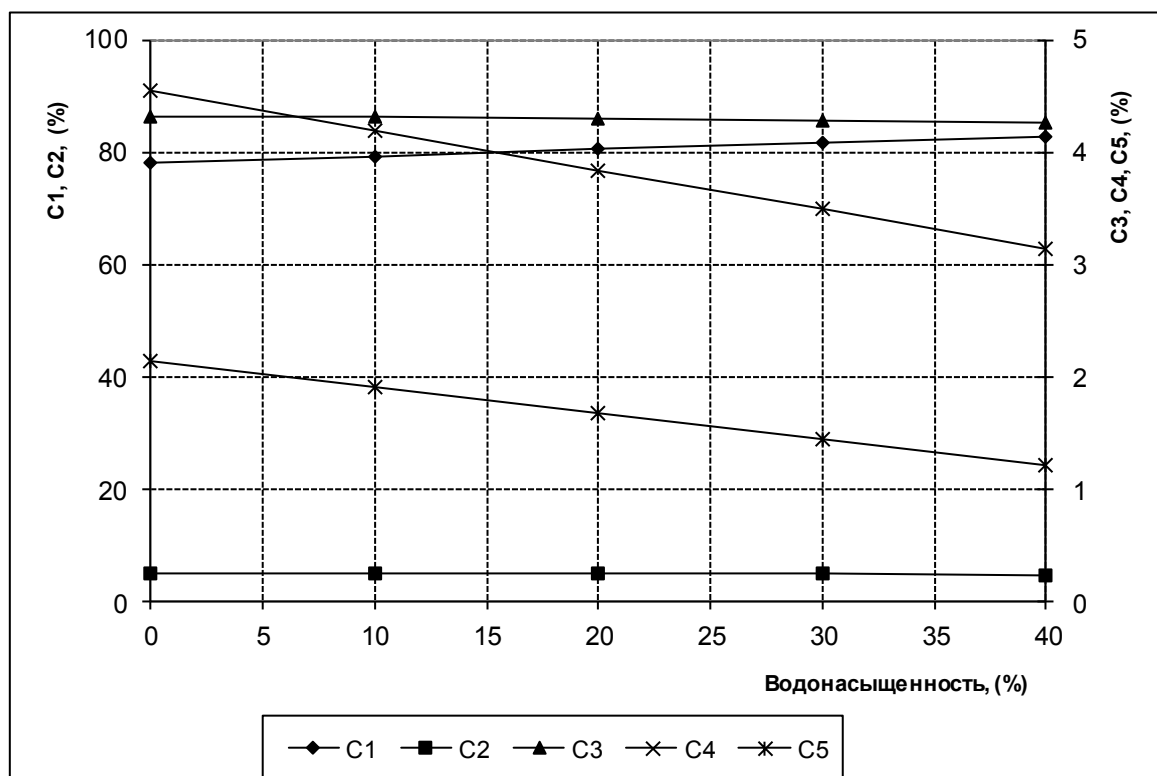
Учитывая приведенные выше результаты, выясним механизм влияния фазовых превращений газоконденсатных систем на показатели процесса при наличии в их составе остаточной воды, для чего обратимся к результатам экспериментальных исследований, полученных в pVT бомбе. Как видно из результатов наблюдений, наличие  $10\%$  воды в системе значительно влияет на оседание углеводородного конденсата в pVT бомбе, а при дальнейшем повышении содержания воды в системе ее влияние ослабевает. Этот результат не противоречит классическим законам термодинамики. Так как с повышением количества воды в составе газоконденсатной системы вода постепенно начинает испаряться под воздействием давления и температуры, то после истечения некоторого времени в соответствии с парциальным давлением воды в системе наступает равновесие между фазами. Это означает, что в составе газовой фазы при заданном давлении и температуре может находиться определенное количество водяного пара, максимальное количество которого определяется абсолютной влажностью газовой фазы. При этом дальнейший рост количества воды в системе приводит к увеличению содержания жидкой фазы (вода+конденсат). Ска-

занное подтвердилось визуально в процессе проведения экспериментов в pVT сосуде при условиях:  $P = 30,0 \text{ МПа}$ ,  $t = 80^\circ\text{C}$ . Значит, при содержании  $10\%$  воды в системе насыщенность газовой фазы водяным паром достигает своей максимальной величины, что приводит к значительной потере конденсата.

При объяснении механизма конденсатных потерь только влиянием количества водяных паров в газовой фазе мы должны были бы ожидать дальнейший их рост с увеличением содержания водяной фазы в процессе дифференциальной конденсации системы, которая должна была бы привести только к росту количества жидкой фазы, включая и воду. Однако в реальных экспериментах это не происходит, так как увеличение количества свободной воды в системе повышает в определенной мере конденсатные потери. В результате содержание жидкой фазы, приходящейся на единицу объема газовой фазы, тоже возрастает. В проведенных нами экспериментах в pVT бомбе рост содержания воды в системе в интервале  $0\text{--}40\%$  приводит к повышению названного выше параметра от  $150 \text{ г/м}^3$  до  $1316,3 \text{ г/м}^3$ .

Как было отмечено, несмотря на слабую растворимость углеводородных газов в воде, присутствие воды интенсифицирует ретроградные потери конденсата. Кроме того, как показано в (Аббасов и др., 2006; Аббасов и др., 2013), наличие в составе углеводородной системы хорошо растворимых компонентов снижает количество ретроградных потерь конденсата, в то же время потеря таких компонентов за счет их растворения в воде интенсифицирует ретроградные потери конденсатов.

Как видно из рис.2, в рассмотренном интервале давлений с ростом остаточной водонасыщенности пласта количество метана ( $C_1$ ) возрастает, а содержание сравнительно более тяжелых компонентов в газовой фазе снижается. Для насыщения водой в количестве  $40\%$  такой пористой модели пласта потребуется  $0,3 \times 10^{-3} \text{ м}^3$  воды, что, в свою очередь, резко изменит в системе соотношение жидкость-газ. На основании анализа экспериментальных данных показано, что при пористости пласта, равной  $0,2$ , рост содержания остаточной воды от  $0$  до  $40\%$  повышает объем жидкой фазы (воды), приходящийся на единицу объема газовой фазы от  $150 \text{ г/м}^3$  до  $2937 \text{ г/м}^3$ . А это может оказать существенное влияние на фазовое соотношение системы и распределение жидких и газовых компонентов в пласте.



**Рис. 2.** Изменение состава газа в интервале давлений 30,0-24,0 МПа в зависимости от водонасыщенности пласта. Здесь  $t = 100^\circ\text{C}$ , пористость – 0,2, конденсатосодержание –  $150\text{г/м}^3$ ,  $\rho = 720\text{ кг/м}^3$

Кроме того, из-за уменьшения содержания тяжелых газовых компонентов в системе в результате их растворения в возрастающей водной фазе (0-40%) жирность добываемого газа, составляющая отношение суммы этана, пропана, бутанов и пентанов ( $C_{2+}$ ) к содержанию метана ( $C_1$ ), т.е.  $C_{2+}/C_1$ , должна иметь тенденцию к снижению.

С ростом количества остаточной воды независимо от интервала давления жирность газа, добываемого из пласта, снижается. Одновременно становится очевидным, что степень снижения жирности добываемого газа находится в зависимости от давления, так как с его ростом количество растворенного в воде газа тоже возрастает. Так, если в интервале давлений 30,0-24,0 МПа при росте обводненности пористой среды 0-40% жирность газа уменьшается от 0,205 до 0,162, т.е. разница составляет 0,043 или 21%, то в интервале давлений 12,0-6,0 МПа она составляет всего 0,005 или около 1,5%.

Приведенные выше факты означают, что наличие воды в составе углеводородной смеси влияет на фазовое соотношение систем в двух направлениях:

1) испарение воды в процессе восстановления термодинамического равновесия систе-

мы и наличие водяного пара в газовой фазе приводят к образованию новой с более высокими критическими параметрами смеси и, как следствие этого, к сокращению срока разработки “залежи” в однофазной области в результате повышения давления начала ретроградной конденсации;

2) возрастание содержания воды в системе и вследствие этого образование воды в виде жидкой фазы приводит к резкому изменению фазового соотношения жидкость-газ и интенсификации процесса ретроградной конденсации за счет частичной потери тяжелых компонентов углеводородов, обладающих хорошей растворимостью в воде.

Влияние наличия воды в составе системы на показатели процесса дифференциальной конденсации в пористой среде существенно отличается от таковой в pVT бомбе, что можно представить так:

1. Рост количества воды в пористой среде от 0 до 10% ее порового объема является причиной увеличения конденсатных потерь, но их количество небольшое, а дальнейшее повышение содержания остаточной воды приводит к более существенному его влиянию на показатели про-

песса в целом. Отметим, что известны некоторые работы (Гриценко и др., 1995), где указывается положительное влияние до 15% остаточной воды на коэффициент углеводородоотдачи залежи. В частности, в (Гриценко и др., 1995) показано, что водонасыщенность пористой среды до 15% не влияет на фазовые показатели газоконденсатной системы, что объясняется обволакиванием водой частиц песчинок и тем самым снижением сорбционных процессов. Но в наших экспериментах, как было показано выше, любое количество остаточной воды в пористой среде обязательно приводит к снижению величины конденсатоотдачи залежи за счет потерь конденсата в пласте, потому что часть воды, введенной в углеводородную систему, испаряется в соответствии с давлением и температурой для восстановления термодинамического равновесия. Поэтому отрицательное влияние на пластовые процессы остаточной воды будет неизбежным. Это означает, что остаточная вода имеет тесную связь с песчинками пласта и слабо участвует в процессе частичного испарения за счет поверхностных и адсорбционных сил или же вовсе не принимает в нем участия. Известно (Гиматудинов, 1971), что толщина водяной пленки на песчинках составляет  $5 \times 10^{-8}$  м и при пористости 0,1912 (самое низкое значение) и удельной поверхности  $660908 \text{ м}^2/\text{м}^3$  (самое высокое значение) количество связанной воды составляет 3,29% от объема пористой среды. Но здесь не исключается возможность роста количества остаточной воды за счет сорбционных процессов в пористой среде. Это свидетельствует о том, что из-за наличия тесной связи части остаточной воды с поверхностью песчинок она почти не участвует в термодинамических процессах. С другой стороны, из-за того, что остаточная вода, обволакивающая поверхности песчинок, создает определенный барьер между углеводородными компонентами и породой, ослабевает влияние пористой среды на процесс ретроградной конденсации системы. По этой причине в экспериментах наблюдалось слабое влияние водонасыщенности пористой среды в интервале до 10% на фазовые показатели газоконденсатной системы.

2. Наличие более 10% воды в пористой среде приводит к более интенсивной потере конденсата. Согласно приведенным в п.1 суждениям, наличие более 10% воды в пористой среде способствует образованию "свободной" воды, так как после достижения критической вели-

чины ее количества не хватает для создания должных связей с поверхностью пород, и поэтому, заполняя пустоты в пласте, она находится в свободном состоянии. После этого вода, активно участвуя в процессах растворения и испарения, ведет себя почти как в пустом сосуде и имеет соответствующие этому физико-термодинамические соотношения относительно углеводородной части системы.

По результатам изучения процесса дифференциальной конденсации системы в pVT бомбе и в модели пласта показано, что одним из важных моментов этого процесса является то, что при снижении давления, другими словами, при создании новых термодинамических условий, часть свободной воды в силу восстановления термодинамического равновесия системы беспрерывно испаряется и выносится отбираемым газом. Этот процесс, как показывает анализ, может иметь как положительное, так и отрицательное влияние на величину коэффициента конденсатоотдачи.

Отрицательное влияние на коэффициент конденсатоотдачи испарения воды при дифференциальной конденсации системы покажем на примере двух случаев:

1) в процессе дифференциальной конденсации (температура постоянная) при снижении давления находящаяся в жидком состоянии вода испаряется и тем самым повышает долю водяного пара в газовой фазе, что приводит в конечном итоге к потере тяжелых углеводородных компонентов;

2) в "пластах", где количество остаточной воды небольшое, после достижения определенного значения пластового давления даже возможно испарение связанной воды и тем самым "высушивание" призабойной зоны пласта, что приводит в конце концов к ускорению ретроградной конденсации системы.

Положительное влияние испарения воды можно показать на следующем примере: по мере уменьшения количества свободной воды в порах пласта и возвращения растворенных в воде углеводородных газов в газовую фазу снижается темп падения пластового давления и тем самым повышается срок разработки залежей при сравнительно высоких пластовых давлениях.

Таким образом, выделяем три направления в вопросе влияния воды на механизм фазовых превращений в газоконденсатных системах.

1. Вода, находясь в состоянии пара в газовой фазе газоконденсатной смеси, образует но-

вую систему, характеризующуюся отличными от исходной критическими параметрами и большой величиной давления начала конденсации, что приводит к ускорению процесса ретроградной конденсации системы.

2. Свободная вода, находящаяся в жидком состоянии, резко изменяет соотношение газ-жидкость, и в результате потери конденсата ее содержание возрастает за счет растворения некоторых тяжелых компонентов в водной фазе. В то же время свободная вода, частично испаряясь в процессе восстановления термодинамического равновесия при истощении залежи, и в зависимости от условий разработки влияет положительно или отрицательно на динамические показатели эксплуатации скважин.

3. Связанная вода в зависимости от термодинамических условий в состоянии принимать участие в гидродинамических и термодинамических процессах при разработке залежи и может оказать положительное влияние на отдачу пласта вследствие ухудшения физико-химических связей газоконденсатной системы с поверхностью пород, степень которых будет зависеть от их гидрофобности или гидрофильности.

## ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., ФАТАЛИЕВ, В.М., ГАМИДОВ, Н.Н., МАМЕДОВА, Г.Г. 2006. Экспериментальное исследование влияния растворимости в углеводородных конденсатах газов различного состава на показатели истощения газоконденсатной системы. Баку. *Изв. НАН Азерб. Науки о Земле*, 3, 64-69.
- АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., ФАТАЛИЕВ, В.М., ГАМИДОВ, Н.Н., МАМЕДОВА, Г.Г. 2013. Прикладные вопросы термодинамики при добыче нефти и газа. Nafta-Press. Баку. 212 с.
- ГИМАТУДИНОВ, Ш. К. 1971. Физика нефтяного и газового пласта. Учебник. Изд. 2, перераб. и доп. Недра. Москва. 312 с.
- ГРИЦЕНКО, А.И., НИКОЛАЕВ, В.А., ТЕР-САРКИСОВ, Р.М. 1995. Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных залежей. Недра. Москва. 264 с.
- ЗАКИРОВ, С.Н., ВАСИЛЬЕВ, В.И., ГУТНИКОВА, А.И. и др. 1984. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений. Недра. Москва. 295 с.
- ЗОТОВ, Г.А., АЛИЕВ, З.С. 1980. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Недра. Москва. 301 с.
- ЭФРОС, Д.А. 1963. Исследования фильтрации неоднородных систем. Гостоптехиздат. Ленинград. 350 с.
- KOKAL, S., AL-DOKHI, M., ARAMCO, S., SAYEGH, S. 2000. Phase behavior of gas condensate/water system. *SPE, Society of Petroleum Engineers, Inc. Annual Technical Conference and Exhibition in Dallas, Texas, 1-4 October*, 167-179.
- SHINTA, A.A., FIROOZABADI, A. 1997. Predicting phase behavior of water/reservoir-crude systems with the association concept. *SPE, Reservoir Engineering Research inst. SPE Reservoir Engineering*, May, 131-137.

**Рецензент: член-корреспондент НАН Азербайджана Э.М.Рамазанова**