

**ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА РАЗРАБОТКИ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

© З.Я.Аббасов, В.М.Фаталиев, 2017

**ИЗУЧЕНИЕ ФАЗОВОГО ПОВЕДЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ  
СИСТЕМ ПРИ ДАВЛЕНИЯХ ВЫШЕ ОБЛАСТИ  
РЕТРОГРАДНОЙ КОНДЕНСАЦИИ****З.Я.Аббасов, В.М.Фаталиев***Институт геологии и геофизики НАН Азербайджана  
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 119*

В статье анализируются результаты экспериментов по изучению характеристик фазовых переходов газоконденсатных систем при высоких давлениях за пределами ретроградной области. При этом выявлена физико-термодинамическая сущность фазовых превращений в газоконденсатных системах и экспериментально установлена возможность существования жидкой фазы до начала вступления залежи в эксплуатацию.

**Введение**

Известно, что в большинстве случаев поведение газоконденсатной системы изучается до области давлений, при которых происходит процесс ретроградной конденсации. Это связано в основном с тем, что в данном диапазоне давлений добываются основные объемы газа и конденсата. Но в последнее время нами (Абасов и др., 2007; Абасов и др., 2009; Abasov et al., 2005) и другими исследователями (Al-Attar, 2008; Changjun et al., 2012; Chang-Yu et al., 2012; Ke-Le et al., 2013) проводятся как экспериментальные, так и теоретические исследования по изучению фазового поведения газоконденсатных систем в области давлений выше давления ретроградной конденсации.

Об актуальности подобных исследований свидетельствует тот факт, что в мире открыто много сверхглубоких газоконденсатных залежей, у которых значение начального пластового давления превышает 100 МПа (Song et al., 2004; Ungerer et al., 1995). Между тем отметим, что количество экспериментальных данных по указанным выше интервалам давления весьма ограничено.

Ниже приводится небольшой анализ подобных данных, представляющих, на наш взгляд, определенный интерес при выяснении

специфики фазового поведения газоконденсатных систем при высоких давлениях.

**Анализ некоторых экспериментальных исследований**

Весьма интересны результаты экспериментов, представленных в работе (Ke-Le et al., 2013), в которой по двум газоконденсатным пробам при температурах 313,2; 343,2; 373,2 и 408,0 К исследовалась закономерность изменения объемных свойств системы (коэффициент сжимаемости) до достижения давления 116 МПа. Было установлено, что при заданных температурах давление ретроградной конденсации соответственно имеет значения: 40,29; 36,89; 36,1 и 34,50 МПа. При этом коэффициент сжимаемости системы прямолинейно растет в зависимости от давления, но эта тенденция отмечается только до достижения величины давления 45-50 МПа, затем наблюдается обратная картина. Однако в работе не рассматривается физико-термодинамическая сущность данного феномена.

В целях изучения влияния давления в интервале 10,45-41,47 МПа и температуры в пределах 278,15-383 К на параметры газоконденсатной системы в области ретроградной конденсации была использована рекомбинированная смесь, состоящая из 5 компонентов: метана,

пропана, пентана, декана и гексадекана (Gozalpour et al., 2003). Созданная смесь сжималась в бомбе рVT до давления 41,47 МПа. Анализ полученных данных показывает, что соотношение объемов газоконденсатной системы при давлении на 10-12 МПа выше давления ретроградной конденсации и в точке равенства плотностей фаз изменяется по синусоидальному закону.

Однако в работе (Song et al., 2004) рассматривались методы наиболее точного определения коэффициента сжимаемости и давления начала ретроградной конденсации для газоконденсатных систем при высоких давлениях выше 100 МПа. В экспериментах отобранная проба при температуре 407,2 К и давлении 106,3 МПа сжималась до однофазного состояния, и при этом наблюдалась газовая смесь бледно-желтого цвета. По мере снижения давления цвет системы менялся до бледно-красного, который сохранялся до достижения давления 45 МПа. Дальнейшее снижение давления приводило к переходу системы в состояние тумана. Затем при уменьшении давления наблюдалось сгущение тумана, появление мелких капель жидкости и их оседание. Исходя из этих наблюдений, измеренная величина давления 40,2 МПа принималась как давление ретроградной конденсации системы. По описанной методике проводились экспериментальные исследования по 3 пробам, и было отмечено, что аналогичная картина наблюдалась при давлениях выше давления ретроградной конденсации.

На базе проб газа и конденсата из скважин 111 и 56 глубокозалегающего месторождения Булла-дениз (Азербайджан) была исследована рекомбинированная система при давлении 60-80 МПа и температуре 353 К, при этом конденсат имел плотность соответственно 745,7 и 810,67 кг/м<sup>3</sup>. В данном случае целью исследований являлось создание информационной базы для разработки математических моделей прогноза и определения показателей разработки газоконденсатных залежей (Гамидов, 1999).

В работах (Абасов и др., 2007; Абасов и др., 2009; Abasov et al., 2005) приведены результаты специальных экспериментов на базе рекомбинированной газоконденсатной смеси продукции месторождения Булла-дениз, в них система характеризовалась конденсатосодержанием 200 г/м<sup>3</sup> и плотностью конденсата 745,7 кг/м<sup>3</sup>. Эти эксперименты проводились с целью удостоверить в наличии второй ретроградной обла-

сти, выявленной на основании молекулярно-кинетической теории газов и расположенной значительно выше первой ретроградной зоны. Эксперименты проводились на рVT установке типа УГК при 4 значениях температуры в интервале 70-110<sup>0</sup>С. Впервые было установлено, что при изотермическом повышении давления выше давления ретроградной конденсации начинается новая конденсация и процесс завершается выпадением жидкой фазы. Образовавшаяся жидкая фаза отличалась от газовой темно-зеленым цветом, а межфазная граница четко отмечалась явно выраженным мениском. При дальнейшем росте давления наблюдалось увеличение количества выделившейся жидкости от 2 до 6%. Авторы работ, обозначая данный феномен как вторую зону нормальной конденсации, исследовали процесс в большом диапазоне температур. В результате этих исследований было выявлено, что в интервале между критической температурой и критическим давлением процессы испарения и конденсации носят циклический характер в зависимости от величины давления. Другими словами, система может вторично конденсировать в области выше критического давления. Был сформулирован вывод о том, что величина давления, соответствующая второй зоне нормальной конденсации, становится равной давлению в критической точке и растет с ростом температуры.

В работе (Бабаев и др., 1992) представлены результаты экспериментальных исследований в рVT бомбе и пористой среде. При этом рекомбинированная система состояла из природного газа и нормального гексана, ее плотность измерялась на аналитических весах в интервале давлений 20-33 МПа, т.е. выше давления начала конденсации (16,5 МПа). По результатам анализа экспериментальных данных было установлено, что в указанном интервале давлений плотность системы вначале снижается, а затем возрастает. Авторы работы наблюдаемое "аномальное" явление связывали с образованием микрочастиц конденсата.

Таким образом, как становится ясно из приведенных выше сведений, при давлениях выше давления ретроградной конденсации однозначно судить о физико-термобарических процессах, происходящих в газоконденсатных системах, не представляется возможным. С другой стороны, большое разнообразие в составах газоконденсатных систем, несовершенство имеющейся теоретической базы, а также недос-

таточное количество экспериментальных данных создают трудности при разработке наиболее точных математических моделей для описания пластовых процессов при разработке газоконденсатных залежей (Chang-Yu et al., 2012; Changjun et al., 2012).

### Важность указанных термобарических условий при разработке газоконденсатных залежей

Учитывая актуальность приведенных выше проблем и важность глубокого изучения указанных термобарических условий при разработке газоконденсатных залежей, было обращено внимание на некоторые результаты экспериментов, приведенных в работе (Мамедова, 2011), которые были повторно проанализированы. В результате были получены новые представления о самом процессе, происходящем в условиях выше ретроградной конденсации.

На рис.1 представлены данные о результатах исследований при контактной конденсации рекомбинированной системы, составленной по пробам газа и конденсата из скв. №20 месторождения Булла-дениз при пластовой температуре 387K. Состав (моль.%): метан – 89,12; этан – 4,5; пропан – 1,72; бутан – 0,87; пентан – 0,36; гексан – 0,07; гептан – 0,02; CO<sub>2</sub>

– 0,4; стабильная фракция – 2,94; конденсато-содержание – 410 г/м<sup>3</sup>.

Как видно из рис.1, зависимости объемов газовой и жидкой фаз от давления, а также отношение жидкой фазы к общему объему системы в процентах при высоких давлениях носят сложный характер. Это создает определенные трудности в нахождении наиболее точной величины давления начала ретроградной конденсации системы. В работе (Мамедова, 2011) обоснована причина определения величины давления начала ретроградной конденсации, равной 62,5 МПа (по пересечению изотермы с осью X или осью давления). Однако, как видно из рис.1, после заштрихованной зоны 1 (давление ретроградной конденсации – 62,5 МПа) наблюдаются существенные изменения в характере зависимости объема как жидкой, так и газовой фаз от давления. Понижение количества жидкой фазы при этом приостанавливается, его дальнейшее увеличение происходит при повышении давления до величины 72,0 МПа, после достижения которой количество жидкости остается постоянным. Соответственно количество жидкости в общем объеме, выраженное в процентах, не снижается ниже 2,2%, а после достижения давления 70,0 МПа наблюдается тенденция к некоторому его повышению.

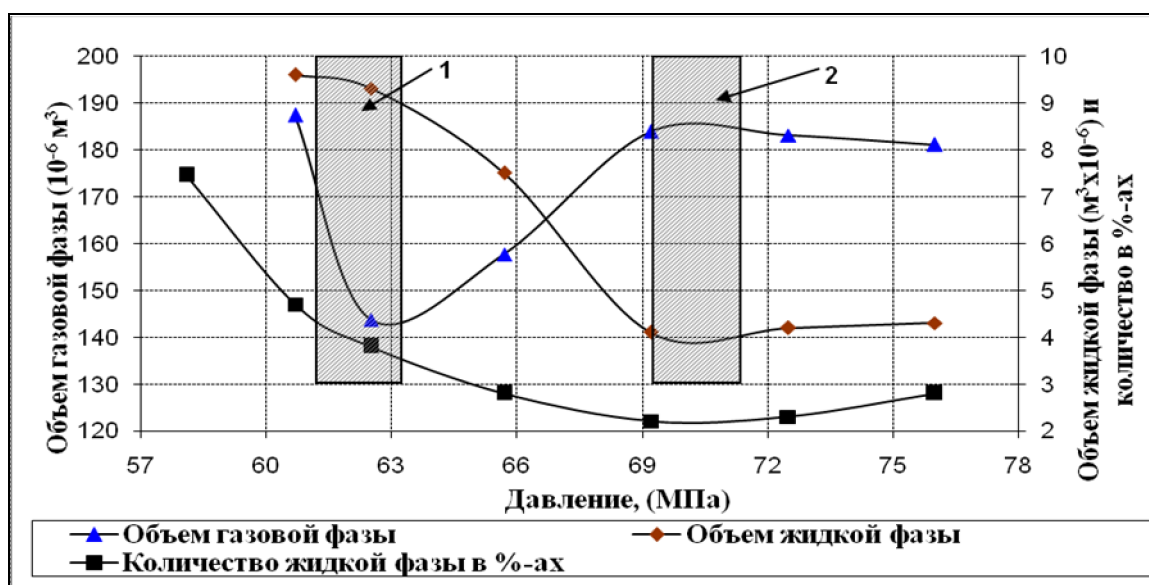


Рис. 1. Графики зависимости данных контактной конденсации от давления по пробам скв. №20 месторождения Булла-дениз при температуре 387 K

Согласно наблюдениям исследователей (Абасов и др., 2009; Abasov et al., 2005), при давлениях выше давления ретроградной конденсации мениск между фазами исчезает и процесс перехода из жидкости в газовое состояние приобретает непрерывный характер, поэтому становится трудным определение количества жидкой фазы в системе жидкость-газ. Отметим, что физико-термодинамические закономерности, наблюдаемые при исследовании газоконденсатной пробы из скв. №20, были выявлены и при исследовании газоконденсатной пробы из скв. №22, для которой эксперименты проводились при температуре 393К (рис.2). Состав (моль.%): метан – 89,7; этан – 4,14; пропан – 1,42; бутан – 0,72; пентан – 0,31; гексан – 0,27; гептан – 0,25; CO<sub>2</sub> – 0,21; стабильная фракция – 2,98; конденсатосодержание – 463 г/м<sup>3</sup>.

На рис. 2 происходящие физические процессы отображены более четко: отношение количества жидкой фазы к общему объему, выраженному в процентах, т.е. видимый (через глазок) в pVT бомбе объем жидкости, при значениях давления 65-67 МПа стабилизируется, но с ростом давления выше 69-70 МПа количество жидкой фазы вновь увеличивается.

Исследованиями (Мамедова, 2011) было установлено, что при повышении давления до 65,0 МПа количество жидкой фазы относительно общего объема резко уменьшается до 3,8% и давление 65-67 МПа соответствует давлению ретро-

градной конденсации системы. Этот факт был установлен по пересечению изотермы с осью X или осью давления. Однако увеличение давления выше давления ретроградной конденсации (интервал давления 65-67 МПа охватывает заштрихованную зону на рис.2) приводит вначале к некоторой стабилизации количества жидкой фазы, а в случае повышения давления до 69-70 МПа – к постепенному его росту от  $4,8 \cdot 10^{-6}$  м<sup>3</sup> до  $5,1 \cdot 10^{-6}$  м<sup>3</sup>.

На рис.2 для скв.22 в сравнении со скв.20 более наглядно демонстрируется изменение объема газовой фазы в зависимости от давления. Так, при повышении давления выше давления ретроградной конденсации объем газовой фазы растет, но после достижения давления 69-70,0 МПа наблюдается обратная тенденция (объем газовой фазы начинает снижаться), при которой наблюдается рост количества жидкой фазы. Поэтому в интервале давления 69-70,0 МПа может происходить выделение конденсата. Далее исследователи (Мамедова, 2011) согласно плану постановки термодинамических экспериментов изучали составы фаз продукции названных выше скважин в пластовых условиях, для чего были отобраны пробы из газовой и жидкой фаз при различных давлениях и постоянной температуре, близкой к пластовой, и был определен углеводородный состав. При этом были изучены физические свойства фаз в области давлений ретроградной конденсации.

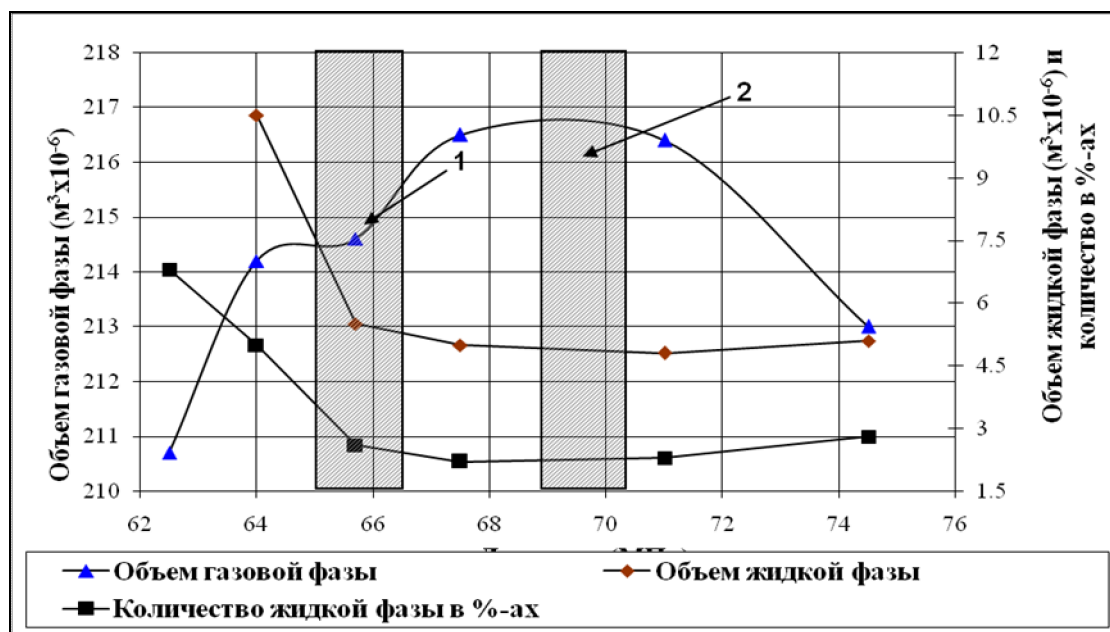


Рис. 2. Графическое изображение данных контактной конденсации системы при 393К на базе газоконденсатной пробы скв. №22 месторождения Булла-дениз

На рис. 3 приведен график зависимости газоконденсатного фактора и количества фракции  $C_{5+}$  от давления.

Как видно из рис.3, при повышении давления от 62,5 МПа до 69,2 МПа уменьшение содержания стабильного конденсата в единице объема газовой фазы от  $360 \text{ г/м}^3$  до  $356 \text{ г/м}^3$  и компонентов  $C_{5+}$  от  $372 \text{ г/м}^3$  до  $369 \text{ г/м}^3$  еще раз свидетельствует о конденсации жидкости из газовой фазы при давлениях выше давления ретроградной конденсации.

Данный феномен был рассмотрен в работах (Абасов и др., 2007; Абасов и др., 2009; Abasov et al., 2005), где показано наличие "второй" зоны конденсации при давлениях, значительно превышающих давления ретроградной конденсации, определяемой по выпадению первой капли конденсата.

В этих исследованиях была использована система, состоящая из конденсата и газа плотностью соответственно  $745,7 \text{ кг/м}^3$  и  $0,7322 \text{ кг/м}^3$ , состав (моль.%):  $C_1 - 91,61$ ;  $C_2 - 4,79$ ;  $C_3 - 1,41$ ;  $i-C_4 - 0,55$ ;  $n-C_4 - 0,69$ ;  $i-C_5 - 0,15$ ;  $n-C_5 - 0,1$ ;  $C_6 - 0,02$ . Количество фракции  $C_{5+}$  составляло  $8 \text{ г/м}^3$ . В проведенных экспериментах состав системы и ее конденсатосодержание ( $250 \text{ г/м}^3$ ) сохранялись постоянными, полученные при этом экспериментальные данные позволили исследовать контактные изотермы в условиях различных температур.

На рис.4 показаны изотермы данной газоконденсатной смеси при температурах 348 и 380К, и здесь явно просматривается вторая зона

нормальной конденсации при давлениях, превышающих давления ретроградной конденсации. Заштрихованная 1 зона характеризует величину ретроградной конденсации, а 2 зона – давление начала конденсации второй области. Как видно из полученных данных, в отличие от выше исследованных газоконденсатных систем в этом случае разница между давлениями различных зон достаточно высокая и доходит до 20,0 МПа.

Отметим, что в экспериментах после определения давления ретроградной конденсации оставшаяся жидкая фаза ("хвост") была удалена из системы. Другими словами, остались без внимания эффекты, являющиеся результатом взаимного растворения фаз при высоких давлениях, из-за которых контактные изотермы с ростом температуры от 348 до 380К перемещаются влево. Причиной этого является приближение температуры и давления к их критическим значениям. На основании указанных исследований было установлено, что при высоких давлениях, намного превышающих давления ретроградной конденсации системы, возможно существование не растворяющейся в газовой фазе "свободной жидкости", которая в приведенных выше работах обозначалась как "рассеянные жидкие углеводороды". При этом показано, что свойства газовой и жидкой фаз с изотермическим ростом или снижением давления постоянно изменяются, в результате усиливаются массообменные процессы между фазами. Учет данного эффекта в процессе разработки и эксплуатации газоконденсатных залежей, на наш взгляд, является весьма важным.

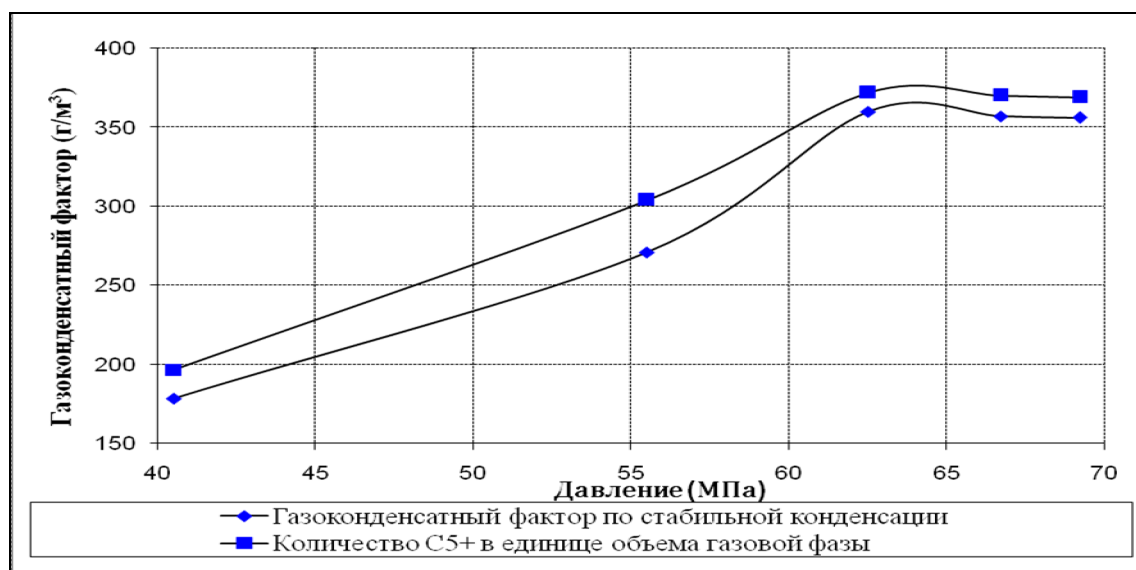


Рис. 3. График зависимости газоконденсатного фактора (по количеству стабильного конденсата фракции  $C_{5+}$  скв. №20  $T=387\text{K}$ ) от давления



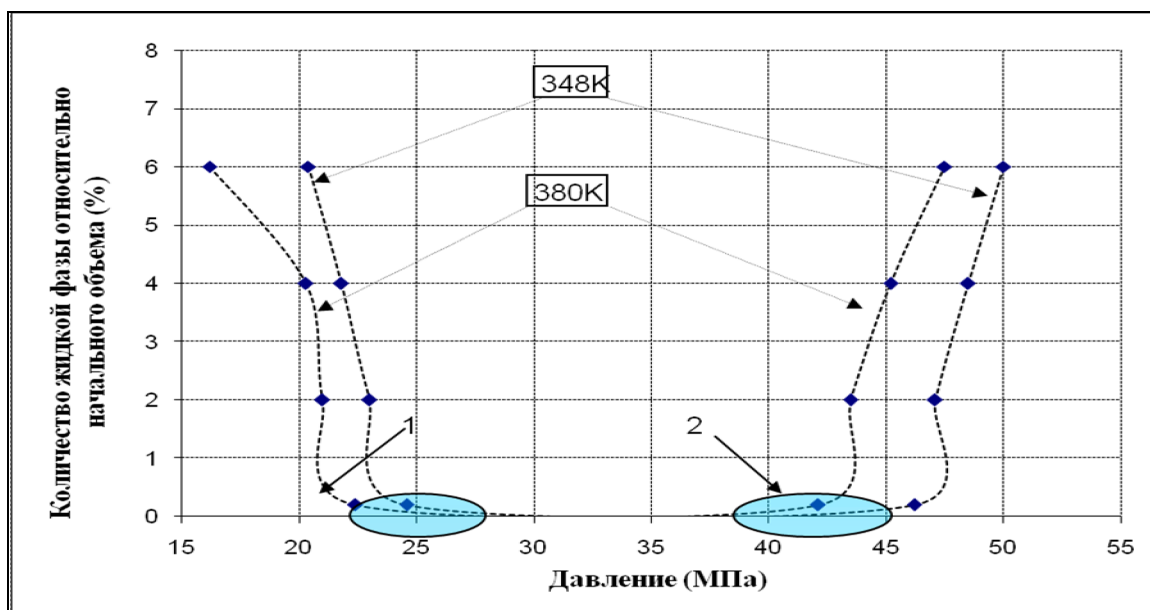


Рис. 4. Изотермы контактной конденсации рекомбинированной системы при температуре 348 и 380 К

## Заключение

1. Из анализа экспериментальных и теоретических исследований в области давлений выше давлений ретроградной конденсации становится очевидным: недостаточность имеющихся в распоряжении материалов, большое разнообразие в составах и свойствах природных систем, несовершенство используемой теоретической базы и математических моделей создают острую необходимость поиска новых решений для глубокого изучения таких процессов, протекающих в газоконденсатных месторождениях.

2. На базе собственных физико-термодинамических экспериментов на пробах газоконденсатных систем залежи VII горизонта месторождения Булла-дениз выявлена физическая сущность процессов, происходящих в условиях выше давления ретроградной конденсации, установлена возможность существования жидкой фазы до начала вступления залежи в эксплуатацию. При этом показано, что основные физико-термодинамические свойства жидкой и газовой фаз с изотермическим ростом или снижением давления претерпевают изменения и процесс сопровождается интенсивным межфазным массообменом.

## ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., ФАТАЛИЕВ, В.М., ГАМИДОВ, Н.Н., МАМЕДОВА, Г.Г. 2007. Новое о механизме фазовых превращений в газоконденсатных системах. *АНХ*, 10, 21-28.
- АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., ФАТАЛИЕВ, В.М., ГАМИДОВ, Н.Н., МАМЕДОВА, Г.Г. 2009. О фазовых превращениях при разработке газоконденсатных залежей. *Доклады РАН*, 427, 6, 802-805.
- БАБАЕВ, Р.Д., СУЛЕЙМАНОВ, А.А., АБДЕЛЬ, М. 1992. Экспериментальное исследование фильтрации газоконденсатных систем. *АНХ*, 7-8, 49-52.
- ГАМИДОВ, Н.Н. 1999. Исследование испаряемости конденсата в присутствии углеводородных и неуглеводородных газов. Дис... канд. тех. наук. Баку, 122 с.
- МАМЕДОВА, Г.Г. 2011. Закономерности изменения физико-химических и термодинамических свойств флюидов газоконденсатных залежей по месторождениям Азербайджана. Дис... доктора философии по техническим наукам. Баку, 139 с.
- ABASOV, M.T., ABBASOV, Z.Y., FATALIYEV, V.M., HAMIDOV, N.N. 2005. A new phenomenon in phase transformations of gas-condensate systems and its experimental study. *Doklady of Russian Academy of Sciences, Earth Sciences*, 403A, 6, 858-860.
- AL-ATTAR, H. 2008. Performance of wellhead chokes during sub-critical flow of gas condensates. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 60, 205-212.
- CHANGJUN, L., WENLONG, J., XIA, W. 2012. Application of Lee-Kesler equation of state to calculating compressibility factors of high pressure condensate gas. *Energy Procedia*, 14, 115-120.
- CHANG-YU, S., HUANG, L., KE-LE, Y., QING-LAN, M., BEI, L., GUANG-JIN, CH., XIAN-JIAO, X., HAI-YING, W., XI-TIAN, Z., SHI, L. 2012. Experiments and modeling of volumetric properties and phase behavior for condensate gas under ultra-high-pressure conditions. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 51, 19, 6916-6925.
- GOZALPOUR, F., DANESH, A., TODD, A.C., TEHRANI, D.-H., TOHIDI, B. 2003. Vapour-liquid equilibrium volume and density measurements of five-component gas condensate at 278.15-383.15K. *Fluid Phase Equilibria*, 206, 1-2, 95-104.

- KE-LE, Y., HUANG, L., CHANG-YU, S., QING-LAN, M., GUANG-JIN, C., DE-JI, S., XIANG-JIAO, X., HAI-YING, W. 2013. Measurement and calculation of gas compressibility factor for condensate gas and natural gas under pressure up to 116 MPa. *J. Chem. Thermodynamics*, 63, 38-43.
- SONG, W., JIANG, T., WANG, Z., LI, R., FENG, J., ZHU, Z. 2004. Development techniques for abnormal high-pressure gas fields and condensate gas fields in Tarim Basin, *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, 18-20 October, Perth Australia.
- UNGERER, P., FAISSAT, B., LEIBOVICI, C., ZHOU, H., BEHAR, E., MORACCHINI, G., COURCY, J.P. 1995. High pressure-high temperature reservoir fluids. *Fluid Phase Equilib.*, 111, 2, 287-311.

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