

УДК 553.98:536.42

Особенности фазового поведения пластовых газожидкостных систем сложного состава

А.Н. Волков^{1*}, В.И. Лапшин², А.А. Константинов²

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: a.volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В статье на основании исследований фазового поведения и свойств углеводородных смесей показаны особенности перехода в критическое состояние газоконденсатных и нефтяных газожидкостных систем. Исследовались углеводородные смеси месторождений с различными термобарическими условиями залегания, составами и свойствами пластового флюида.

Ключевые слова: углеводородная смесь, окологкритическое фазовое состояние, особенности перехода в критическое состояние.

Особым типом пластовых углеводородных систем являются флюиды переходного состава, которые находятся в окологкритическом фазовом состоянии [1–8]. Приближение к критической точке возможно путем увеличения содержания в смеси углеводородов (УВ) C_{5+} (уменьшения газового фактора) или снижения содержания УВ C_{5+} (увеличения газового фактора). Углеводородные системы переходят в критическое состояние при содержании УВ C_{5+} в диапазоне 900...1300 г/м³. В этом диапазоне при снятии изотерм (при пластовой температуре) в окологкритической области возможно наблюдение как изотерм конденсации, так и изотерм разгазирования. Полученные изотермы служат основой для построения фазовой диаграммы в координатах «давление – содержание УВ C_{5+} », на которой фиксируется критическая точка.

Далее на основании исследований фазового поведения и свойств углеводородных смесей показаны особенности перехода в критическое состояние газоконденсатных и нефтяных газожидкостных систем. Исследовались углеводородные смеси месторождений с различными термобарическими условиями залегания, составами и свойствами пластового флюида. Для газоконденсатных смесей диапазоны изменения пластовых давлений ($P_{пл}$) и температур ($T_{пл}$) соответственно составили 18,7...45,08 МПа и 21,5...84,0 °С (табл. 1). Газоконденсатные смеси имеют различную степень насыщенности. Содержание УВ C_{5+} изменится в пределах 66...1135 г/м³, конденсаты обладают плотностью 0,696...0,775 г/см³, молярной массой 96...150 г/моль и по углеводородному составу относятся к метановому типу (см. табл. 1).

Таблица 1

Характеристика газоконденсатных систем

Параметр	Месторождение			
	Беряμβинское	Северо-Васюганское	Печорогородское	Югид-Соплесское
$P_{пл}$, МПа	18,17	22,72	36,54	45,08
$T_{пл}$, °С	21,5	82,1	70	84
Давление начала конденсации, $P_{нк}$, МПа	17,15	22,72	34,20	34,52
Содержание УВ C_{5+} , г/м ³	66	196	396	1135
Коэффициент извлечения конденсата при давлении 0,1 МПа	0,62	0,59	0,49	0,27
Плотность конденсата, г/см ³	0,696	0,719	0,755	0,775
Молярная масса конденсата, г/моль	96	107	131	150

Как было показано ранее [2, 3], для газоконденсатных систем околкритическое состояние приводит к характерному протеканию процессов при снижении давления ниже давления однофазного состояния, в данном случае – ниже $P_{нк}$. Результаты опытов контактной конденсации свидетельствуют об интенсивном выпадении конденсата в довольно узком диапазоне снижения давления (рис. 1).

Для обычных газоконденсатных систем при снижении давления ниже $P_{нк}$ изотерма конденсации имеет типичный вид: сначала монотонно возрастает до экстремума в области давления максимальной конденсации ($P_{макс.к}$), а затем монотонно убывает. В случае околкритической системы при достижении $P_{нк}$ отмечается резкий рост функциональной зависимости и последующее почти линейное уменьшение зависимости ниже $P_{макс.к}$.

Интенсивное выпадение конденсата обуславливает для околкритической системы сближение значений $P_{макс.к}$ и $P_{нк}$. Так, если для Печорогородского месторождения разница между $P_{нк}$ и $P_{макс.к}$ составляет 19,2 МПа при содержании УВ C_{5+} 396 г/м³, то для Югид-Соплесского месторождения – всего 1,82 МПа (содержание УВ C_{5+} – 1135 г/м³). По результатам экспериментальных исследований, наблюдается закономерный рост максимальной насыщенности с увеличением содержания УВ C_{5+} .

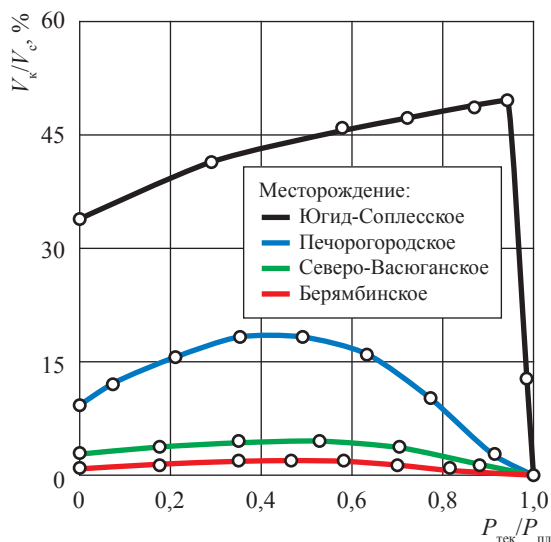


Рис. 1. Изотермы контактной конденсации различных месторождений: V_k – объем конденсата на ступени снижения давления; V_c – текущий объем системы; $P_{тек}$ – текущее давление

Для околкритической углеводородной системы максимальная насыщенность достигает ~ 49 % (см. рис. 1). В этих условиях незначительное повышение содержания УВ C_{5+} в составе смеси приводит к ее переходу в однофазно жидкое (нефтяное) состояние с характерным видом изотермы разгазирования.

Эта особенность фазового поведения околкритической системы приводит к интенсивному снижению содержания УВ C_{5+} в газовой фазе при снижении давления ниже $P_{нк}$ при моделировании процесса естественного истощения методом дифференциальной конденсации (рис. 2). В случае околкритической газоконденсатной системы (Югид-Соплесское месторождение) в области низких давлений менее выражен переход области ретроградной конденсации в область прямого испарения: содержание УВ C_{5+} после достижения $P_{макс.к}$ возрастает незначительно. Установленные отличительные особенности фазового поведения закономерно сказываются на конечном коэффициенте извлечения конденсата, который составляет всего 0,27 (см. табл. 1). Это существенно ниже, чем по другим месторождениям, для которых коэффициент извлечения конденсата изменяется в пределах 0,49...0,62.

Для исследуемых нефтяных смесей диапазоны изменения $P_{пл}$ и $T_{пл}$ составили соответственно 14,8...56,74 МПа и 68...125 °С

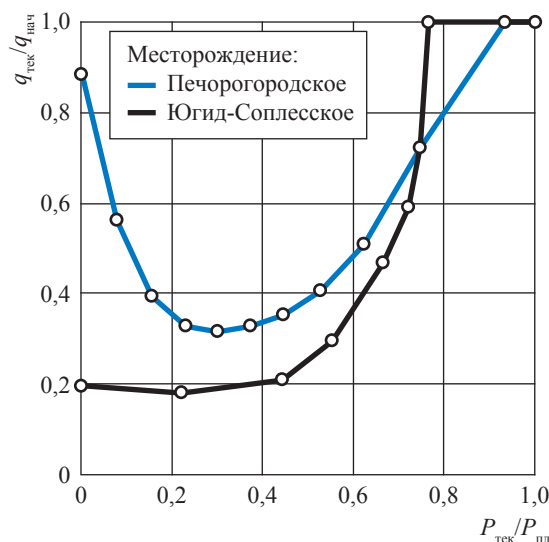


Рис. 2. Изменение содержания УВ C_{5+} в газовой фазе при снижении давления для различных месторождений: $q_{нач}$, $q_{тек}$ – начальное и текущее содержания УВ C_{5+} соответственно

Таблица 2

Характеристика нефтяных систем

Параметр	Месторождение				
	Турчаниновское	Югид-Соплесское	Западно-Печорогородское	Восточно-Прибрежное	Южно-Ошское
$P_{пл}$, МПа	14,80	44,62	36,40	56,74	34,76
$T_{пл}$, °С	68	89	71	125	97
Давление насыщения, МПа	12,25	32,80	32,16	34,36	16,34
Газовый фактор, м ³ /т	88,5	952,3	312,3	663,5	175,9
Объемный коэффициент	1,25	3,18	1,71	2,44	1,46
Плотность дегазированной нефти, г/см ³	0,8498	0,7973	0,8243	0,8030	0,8175

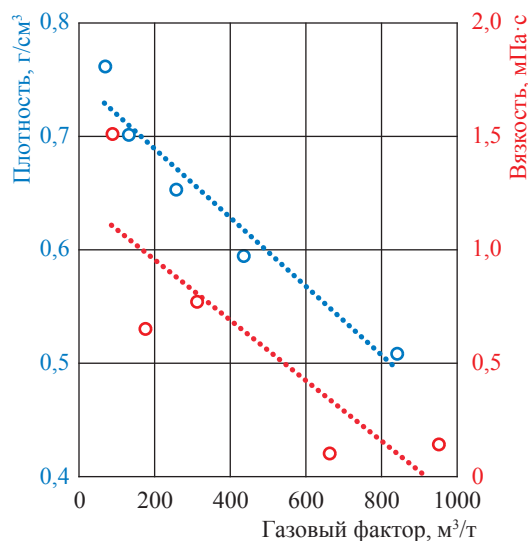


Рис. 3. Изменение плотности и вязкости пластовой нефти в зависимости от газового фактора

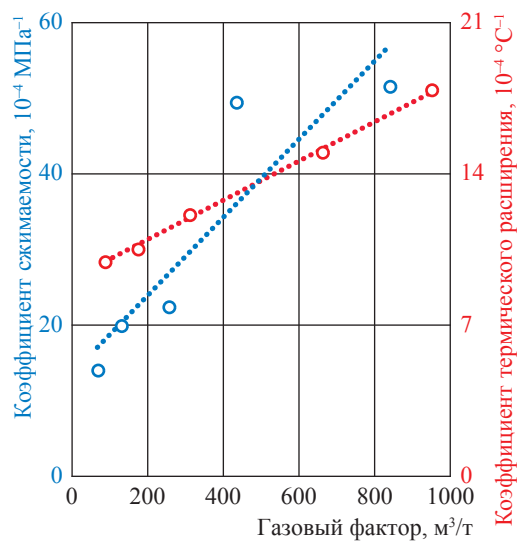


Рис. 4. Изменение коэффициентов сжимаемости и термического расширения пластовой нефти в зависимости от газового фактора

(табл. 2). Все пластовые нефти имели различную степень недонасыщенности, газовый фактор по результатам стандартной сепарации изменялся от 88,5 до 952,3 м³/т, объемный коэффициент — от 1,25 до 3,18 (см. табл. 2). Дегазированные нефти после стандартной сепарации имеют плотность 0,7973...0,8498 г/см³.

В целом с увеличением газонасыщенности (уменьшением содержания УВ C_{5+}) прослеживается общая тенденция снижения плотности и вязкости пластовой нефти при начальных термобарических условиях (рис. 3). Подобная общая тенденция отмечается также для коэффициентов сжимаемости и термического расширения пластовой нефти (рис. 4).

На рис. 5–7 представлены результаты дифференциального разгазирования нефтей различного типа, которые позволяют проследить

характер изменения объемного коэффициента, плотности и газового фактора. Более высокий газовый фактор околоскритической нефтяной системы (Югид-Соплесского месторождения) обуславливает отличительный характер зависимостей, сопровождающийся интенсивным выделением газа с высоким содержанием УВ C_{5+} при снижении давления ниже $P_{нас}$. В отличие от других месторождений выделяющийся газ по результатам хроматографических исследований значительно обогащен промежуточными углеводородами C_2 – C_4 .

Исследования показывают, что разработка подобных залежей на режиме естественного истощения вследствие интенсивного выделения газа и выпадения конденсата при незначительном снижении давления ниже $P_{нас}$ и $P_{нк}$ сопряжена с низкими коэффициентами извлечения жидких УВ.

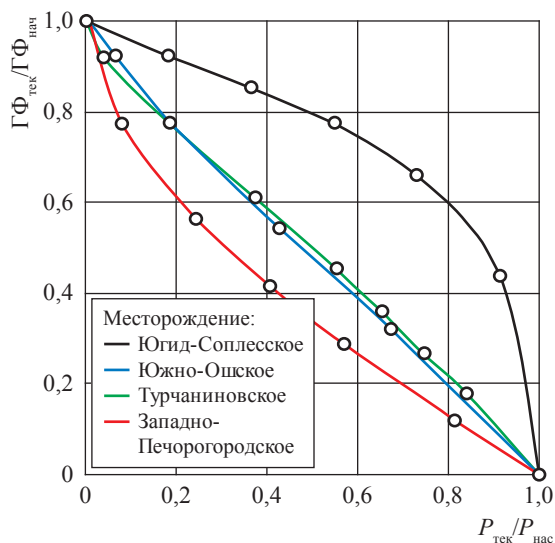


Рис. 5. Изменение газового фактора при дифференциальном разгазировании пластовой нефти: $\Gamma\Phi_{нач}$, $\Gamma\Phi_{тек}$ – начальное и текущее значения газового фактора соответственно; $P_{нас}$ – давление насыщения

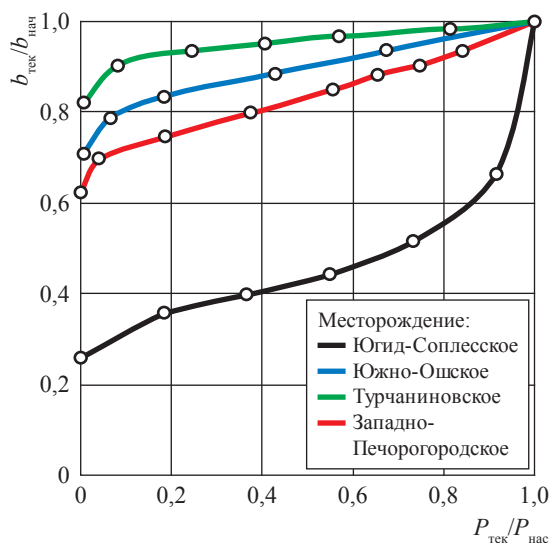


Рис. 6. Изменение объемного коэффициента при дифференциальном разгазировании пластовой нефти: $b_{нач}$, $b_{тек}$ – начальное и текущее значения объемного коэффициента

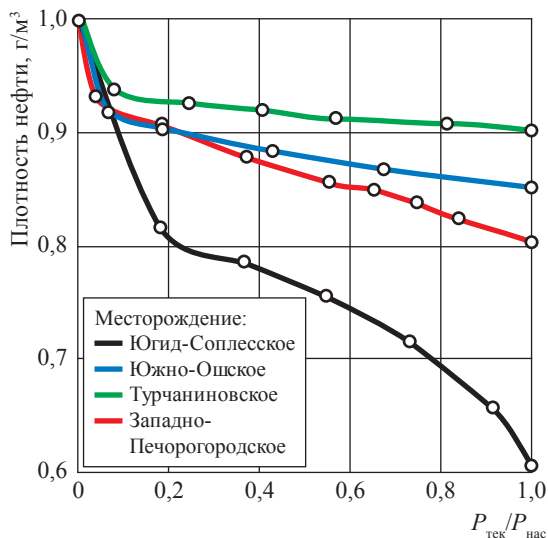


Рис. 7. Изменение плотности нефти при дифференциальном разгазировании

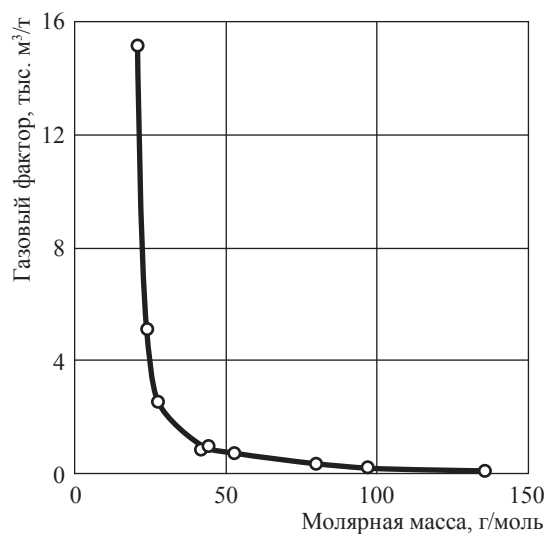


Рис. 8. Изменение газового фактора в зависимости от молярной массы для углеводородных систем различного типа

По классификации Г.Ф. Требина и др.¹, в основу которой положен принцип непрерывности и плавности изменения плотности и молекулярной массы от газов до твердых углеводородов, характеристики углеводородных смесей Восточно-Прибрежного и Югид-

Соплесского месторождений соответствуют характеристикам систем переходного состояния. Плотность нефти переходного состояния находится в диапазоне 0,425...0,650 г/см³, молярная масса – в диапазоне 35...80 г/моль. На примере Югид-Соплесского месторождения установлена возможность существования в определенной диагностической области углеводородных систем различных классов: как газоконденсатных, так и нефтяных. Фазовое состояние

¹ См. Требин Н.В. Нефти месторождений Советского Союза: справочник / Г.Ф. Требин, Н.В. Чарыгин, Т.М. Обухова. – 2-е изд., доп. и перераб. – М: Недра, 1980. – 583 с.

данных систем при термобарических условиях пласта определяется в большей степени содержанием $УВ C_{5+}$ в составе смеси.

На рис. 8 приведена обобщенная зависимость газового фактора от молярной массы для всех рассмотренных нефтяных и газоконденсатных смесей, свидетельствующая об отсутствии резкого перехода между системами различных классов, который можно было бы использовать в качестве идентификационного критерия. Видно, что для газоконденсатных

смесей незначительное увеличение молярной массы сопровождается резким снижением газового фактора. Так, в области молярной массы 20...30 г/моль снижение газового фактора составляет порядка 13000 м³/т. Для нефтяных систем увеличение молярной массы сопровождается менее значительным снижением газового фактора. При увеличении молярной массы пластовой нефти с 45 до 150 г/моль газовый фактор снижается приблизительно на 800 м³/т.

Список литературы

1. Лапшин В.И. Фазовые превращения газожидкостных систем / В.И. Лапшин // Газовая промышленность. – 2000. – № 2. – С. 11–13.
2. Лапшин В.И. Определение критических параметров нефтегазоконденсатных систем глубокозалегающих залежей / В.И. Лапшин, В.Ф. Перепеличенко, А.Н. Волков // Разработка месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 222–233.
3. Волков А.Н. К вопросу экспериментального исследования околокритических углеводородных систем / А.Н. Волков, Н.В. Долгушин, В.В. Смирнов // Изучение углеводородных систем сложного состава. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 162–170.
4. Гриценко А.И. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем / А.И. Гриценко, И.А. Гриценко, В.В. Юшкин и др. – М.: Недра, 1995. – 432 с.
5. Гушин В.А. Диагностика состояния природных углеводородных систем в залежах / В.А. Гушин. – М.: Недра, 1992. – 128 с.
6. Брусиловский А.И. Критерии определения типов пластовых углеводородных флюидов / А.И. Брусиловский, А.Н. Нугаева, И.Е. Хватова // Газовая промышленность. – 2009. – № 633: спецвып. «Освоение и разработка месторождений углеводородов». – С. 13–18.
7. Былинкин Г.П. Оценка фазового перехода глубокопогруженных пластовых флюидов / Г.П. Былинкин // Геология нефти и газа. – 2006. – № 2. – С. 55–60.
8. Кронквист Ч. Оценка и разработка пластов с летучей нефтью / Ч. Кронквист // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1979. – № 4. – С. 21–32.

Special behavior of complex-composition gas-liquid systems

A.N. Volkov^{1*}, V.I. Lapshin², A.A. Konstantinov²

¹ Ukhta Subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1-a, Sevastopolskaya street, Ukhta, Komi Republic, 169300, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: a.volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Basing on studies of phase behavior and properties of hydrocarbon mixtures, authors show peculiarities of transition into a critical state referring to gas-condensate and oil systems. For this, they have tested few hydrocarbon mixtures from the fields with different thermobaric conditions, compositions and properties of fluids.

Keywords: hydrocarbon mixture, near-critical phase state, special features of transition into a critical state.

References

1. LAPSHIN, V.I. Phase transformations of gas-liquid systems [Fazovyye prevrashcheniya gazozhidkostnykh system]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2000, no. 2, pp. 11–13. ISSN 0016-5581. (Russ.).

2. LAPSHIN, V.I., V.F. PEREPELICHENKO, A.N. VOLKOV. Determination of critical parameters for oil-gas-condensate systems of deep-seated deposits [Opredeleniye kriticheskikh parametrov neftegazokondensatnykh system glubokozalegayushchikh zalezhey]. In: *Development of hydrocarbon fields* [Razrabotka mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008, pp. 222–233. (Russ.).
3. VOLKOV, A.N., N.V. DOLGUSHIN, V.V. SMIRNOV. On experimental studies of near-critical hydrocarbon systems [K voprosu eksperimentalnogo issledovaniya okolokriticheskikh uglevodorodnykh system]. In: *Studying hydrocarbon systems of complicated composition* [Izucheniye uglevodorodnykh system slozhnogo sostava]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 162–170. (Russ.).
4. GRITSENKO, A.I., I.A. GRITSENKO, V.V. YUSHKIN et al. *Scientific principals of phase behavior forecasts for bedded gas-condensate systems* [Nauchnyye osnovy prognoza fazovogo povedeniya plastovykh gazokondensatnykh sistem]. Moscow: Nedra, 1995. (Russ.).
5. GUSHCHIN, V.A. *Diagnosing state of natural hydrocarbon systems in deposits* [Diagnostika sostoyaniya prirodnykh uglevodorodnykh system v zalezhakh]. Moscow: Nedra, 1992. (Russ.).
6. BRUSILOVSKIY, A.I., A.N. NUGAYEVA, I.Ye. KHVATOVA. Criteria to determine types of bedded hydrocarbon fluids [Kriterii opredeleniya tipov plastovykh uglevodorodnykh flyuidov]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2009, no. 633: spec. is. “Exploration and development of hydrocarbon fields” [Osvoyeniye i razrabotka mestorozhdeniy uglevodorodov], pp. 13–18. ISSN 0016-5581. (Russ.).
7. BYLINKIN, G.P. Estimating phase transition of deep-seated bedded fluids [Otsenka fazovogo perekhoda glubokopogruzhennykh plastovykh flyuidov]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2006, no. 2, pp. 55–60. ISSN 0016-7894. (Russ.).
8. CRONQUIST, C. Evaluating and producing of the volatile oil reservoirs [Otsenka i razrabotka plastov s letuchei neftyu]. *Neft, Gaz i Neftekhimiya za rubezhom*. 1979, no. 4, pp. 21–32. (Russ.).