

УДК 681.142.2 + 532.5.013 + 622.324.5

Изменение свойств нестабильного углеводородного конденсата при движении флюида газоконденсатных месторождений в системе «пласт – скважина – шлейф»

Д.М. Федулов^{1*}, В.А. Истомин¹, О.В. Николаев¹, П.А. Моисейкин¹

¹ 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: D_Fedulov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: фазовое равновесие, физико-химические свойства углеводородного конденсата, гидродинамика двухфазных потоков, скважина.

Тезисы. В процессе разработки газоконденсатных месторождений углеводороды могут начать конденсироваться в призабойной зоне пласта, скважине или газосборной сети. При этом выделяется относительно небольшое количество жидкой углеводородной фазы, состав которой заметно отличается от состава конденсата, выделяющегося, например, при низкотемпературной сепарации. В работе рассмотрено изменение свойств жидкой углеводородной фазы при изменении термобарических условий вблизи границы двухфазной области. Состав газовой и жидкой фаз рассчитывался с применением уравнений состояния Патела – Тея, Пенга – Робинсона и CPA (*англ.* Cubic plus Association). Свойства жидкой фазы (плотность, вязкость и поверхностное натяжение) рассчитывались на основе полученных составов. Отмечается заметное изменение свойств вблизи границы двухфазной диаграммы. В качестве примера использования результатов приведен расчет гидродинамики двухфазного потока, движущегося по стволу скважины, с учетом изменения свойств жидкой углеводородной фазы.

В настоящее время доля газоконденсатных месторождений в общей добыче газа в России составляет около 30 %, и в ближайшей перспективе она будет возрастать. Газоконденсатные месторождения РФ характеризуются очень широким диапазоном содержания углеводородов (УВ) C_{5+} в пластовом флюиде: от нескольких единиц до нескольких сотен граммов на метр кубический. Особенность заключается в том, что в процессе эксплуатации конденсация УВ может происходить в пласте, скважинах, шлейфах газосборной сети. По мере снижения пластового давления зона начала конденсации будет смещаться по стволу скважины от устья к забою и далее – в призабойную зону и пласт. В определенный период разработки система находится вблизи границы фазовой диаграммы. Сообразно продвижению термобарических условий в область фазовой диаграммы количество жидкой углеводородной фазы возрастает, изменяются ее состав и физико-химические свойства.

Наиболее резкие изменения происходят вблизи границы фазовой диаграммы, когда количество образующейся жидкости невелико, однако ее плотность, вязкость и поверхностное натяжение максимальны. Поэтому исследование фазового поведения пластовых систем – важная задача в свете прогнозирования поведения пластовых флюидов в процессе разработки месторождений. К настоящему времени разработано большое количество соответствующих экспериментальных и расчетных методов [1].

При добыче в зависимости от состава пластового газа, термобарических условий процессы конденсации могут происходить на любом участке по цепочке от забоя до установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Знание физико-химических свойств конденсата, выделяющегося в процессе добычи, важно для прогнозирования поведения пластового флюида в призабойной зоне пласта. В этом случае имеет место градиент температур, вызванный депрессией на пласт, что в свою очередь приводит к выпадению УВ разного состава вблизи скважины [2]. Физико-химические свойства конденсата также влияют на гидродинамику двухфазных газожидкостных потоков в стволе скважины. Особенно это влияние заметно на глубокозалегающих месторождениях, где зона выделения конденсата достаточно обширна и поэтому его состав заметно изменяется по стволу скважины. Таким образом, практический интерес

представляет начальная стадия конденсации, когда термобарические условия соответствуют условиям вблизи границы фазовой диаграммы.

Авторами проведено расчетное моделирование фазового поведения пластового флюида на примере глубокозалегающего месторождения Восточной Сибири, характеризующегося начальным пластовым давлением 25 МПа, пластовой температурой 56 °С и потенциальным содержанием УВ C₅₊ на уровне 50–60 г/м³. Для расчета фазового поведения пластового флюида и свойств газовой и жидкой фаз в программных средах Aspen Hysys и «Комфорт-Модельгаз» использовались уравнения состояния Патела – Тея (далее – Patel–Teja) [3], Пенга – Робинсона (далее – P–R) [4] и CPA (англ. Cubic plus Association) [5] без дополнительных настроек. Гидродинамические расчеты двухфазного потока в стволе скважины проводились по методике, разработанной в «Газпром ВНИИГАЗ» [6].

Состав пластового флюида (таблица) получен рекомбинацией на основе данных о технологических режимах работы установки низкотемпературной сепарации, составах и фактических выходах товарных потоков. Расчетная фазовая диаграмма пластового флюида приведена на рис. 1. Видно, что условия на забое находятся вблизи границы фазовой диаграммы. При движении по скважине газ переходит из однофазной области в двухфазную, забой скважины находится в однофазной области, устье – в двухфазной (строго говоря – в трехфазной, но количество воды существенно меньше, чем УВ).

Температурный профиль по стволу скважины может быть приближенно описан как политропный процесс [7]:

$$T_y = T_z \left(\frac{P_y}{P_z} \right)^{\frac{n-1}{n}}, \quad (1)$$

где n – показатель политропы. Соотношение (1) позволяет по известным температурам и давлениям на забое (соответственно T_z, P_z) и устье (соответственно T_y и P_y) скважины определить ее термобарический профиль.

Для различных температур и давлений рассчитаны физико-химические свойства системы: плотность (для газа дополнительно рассчитан фактор сжимаемости), вязкость, поверхностное натяжение и количество жидкой УВ-фазы. Погрешности расчетов плотности оценены по модельным смесям [8] и данным, полученным на УКПГ (рис. 2). Имеет место

Состав пластового газа

Компонент	Содержание, мол. %
Азот	1,326
Метан	89,732
Этан	5,804
Пропан	1,222
Изобутан	0,316
Нормальный бутан	0,388
Изопентан	0,252
Нормальный пентан	0,157
C ₆₊	0,662

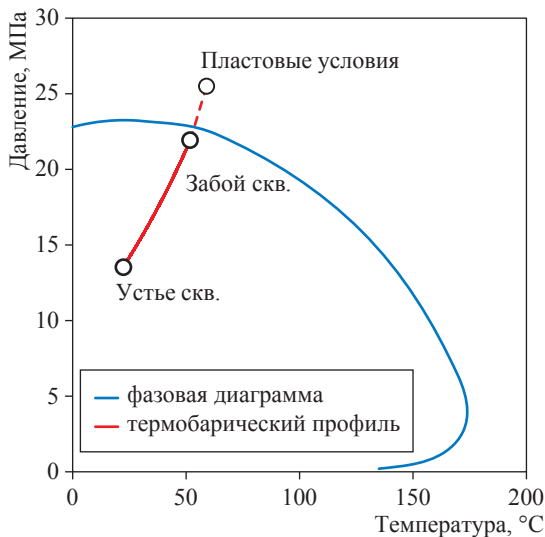


Рис. 1. Фазовая диаграмма пластового газа и экспериментально определенный термобарический профиль по стволу скважины при дебите около 400 тыс. м³/сут

удовлетворительная сходимость для диапазона плотностей 600–800 кг/м³. Отклонения расчетных значений плотности от экспериментально замеренных не превышают 8 %. Следует отметить, что погрешность определения плотности нестабильного конденсата составила ~ 4 %.

При снижении пластового давления в призабойной зоне пласта будут наблюдаться следующие явления (рис. 3): при снижении температуры и давления ниже границы фазовой диаграммы появляется небольшое количество жидкой УВ-фазы высокой плотности (на уровне ~740 кг/м³), характеризующейся свойствами наиболее тяжелых фракций пластового флюида. По мере продвижения вглубь фазовой диаграммы по изотермам при температурах от 0 до 60 °С происходит снижение плотности за счет конденсации более легких УВ, а при давлениях 10–15 МПа и ниже начинается рост плотности.

На рис. 4, 5 показано, что в нижней части скважины, ближе к забою, жидкая УВ-фаза состоит преимущественно из фракции с высокой температурой кипения (> 300 °С). По мере движения по стволу скважины от забоя к устью содержание в жидкой фазе фракций с температурами кипения 110–200 °С возрастает. С практической точки зрения эти изменения могут оказывать влияние на гидродинамику течения пластового флюида при движении по стволу скважины или в шлейфе, а также на проницаемость пласта вблизи скважины.

Далее рассмотрено влияние свойств углеводородной жидкости на гидродинамику течения пластового флюида по стволу скважины.

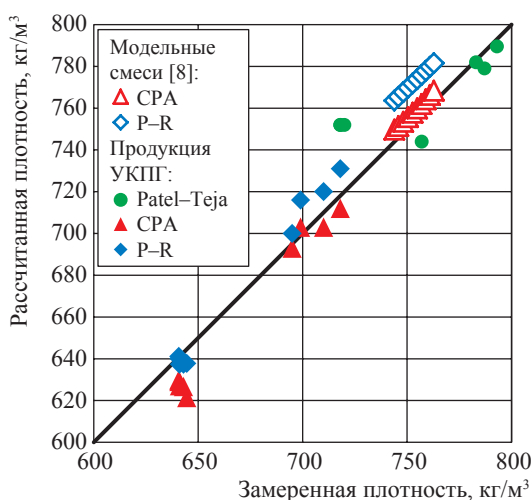
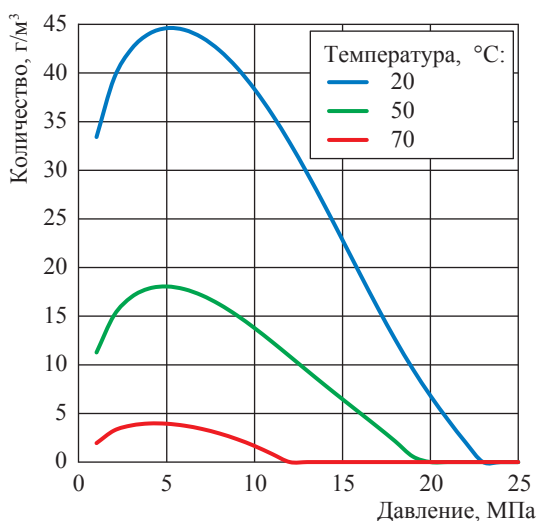
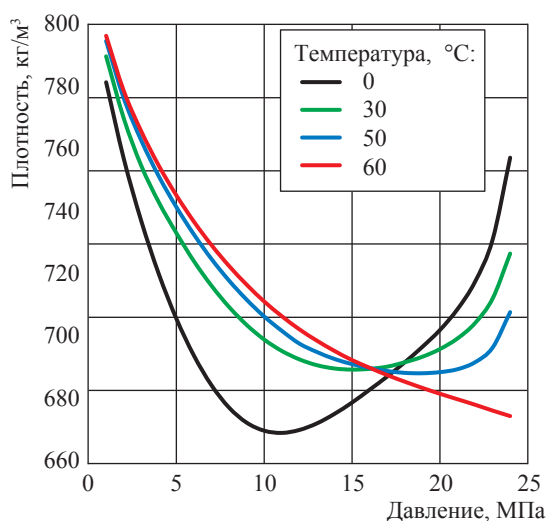


Рис. 2. Сопоставление расчетных и экспериментальных значений плотности нестабильных конденсатов



а



б

Рис. 3. Расчетные значения количества (а) и плотности (б) жидкой УВ-фазы

Расчеты потерь давления в лифтовой трубе проведены с использованием гидродинамической модели двухфазных потоков, разработанной в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2014–2016 гг. [6].

Гидродинамическая модель оперирует безразмерными величинами, которые в рассматриваемых диапазонах физических условий выступают в качестве параметров подобия, а именно:

1) безразмерными потерями давления на трение

$$i = \frac{\Delta p}{\rho_{\text{ж}} g L}; \quad (2)$$

2) приведенным параметром Фруда

$$Fr^* = \frac{\rho_{\text{г}} u^2}{\rho_{\text{ж}} g d}; \quad (3)$$

3) параметром Бузинова

$$Bu = \left(\frac{\sigma}{\rho_{\text{ж}} g d^2} \right)^{1/2} \left(\frac{w^2}{g d} \right)^{1/3}, \quad (4)$$

где Δp – потери давления в вертикальном газожидкостном потоке в трубе диаметром d на участке длиной L ; $\rho_{\text{г}}$ – плотность газа при рабочих условиях; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкой фазы; u – средняя по сечению трубы скорость газа; w – средняя по сечению трубы скорость жидкости; g – ускорение свободного падения; σ – поверхностное натяжение на границе жидкой и газовой фаз.

Из соотношений (2)–(4) следует, что для использования гидродинамической модели необходимо знать физико-химические

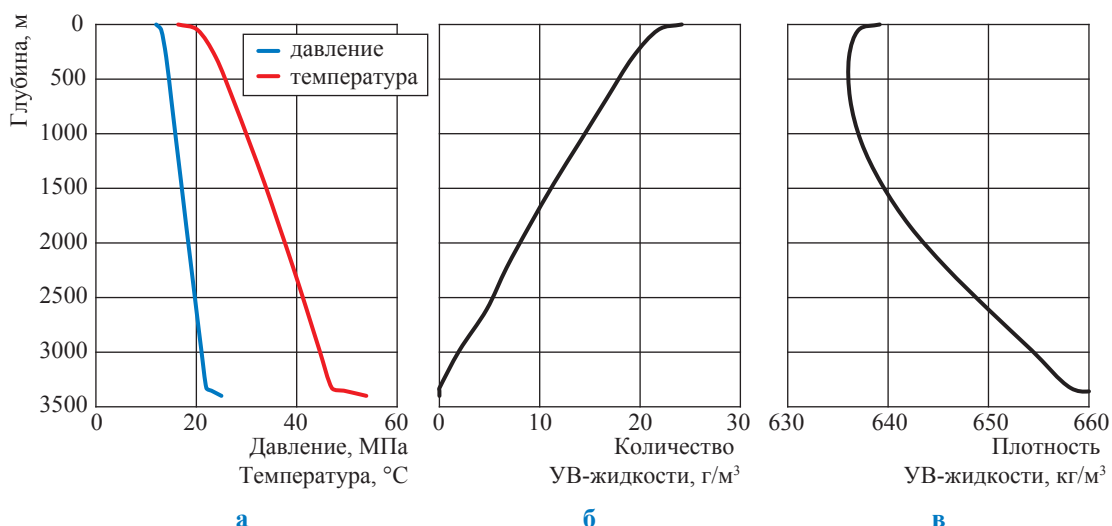


Рис. 4. Изменение количества (б) и плотности (в) жидкой УВ-фазы по стволу скважины в соответствии с ее термобарическим профилем (а, см. рис. 1)

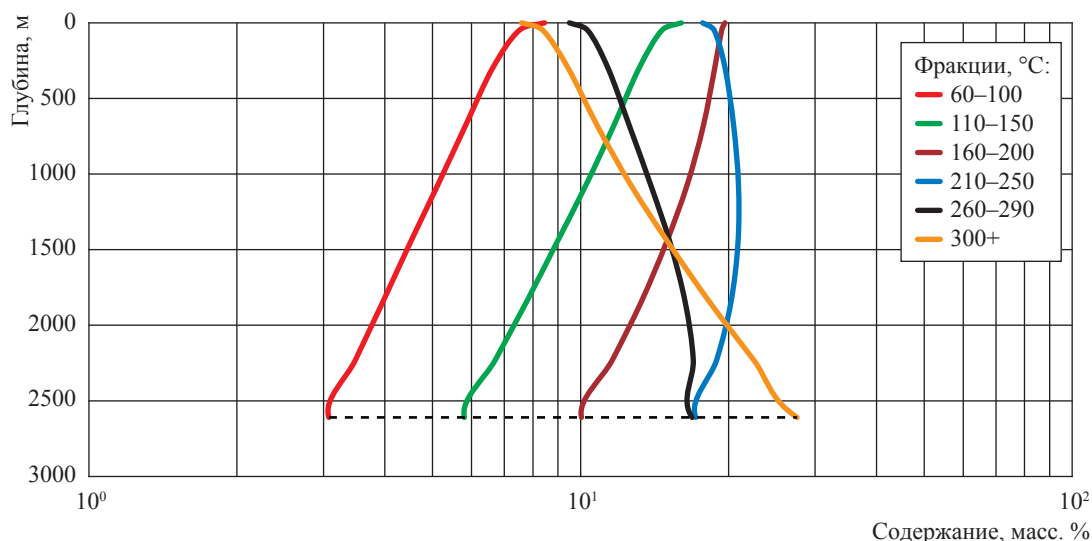


Рис. 5. Изменение состава жидкой фазы вдоль ствола скважины: пунктиром обозначен участок начала конденсации

свойства жидкой и газовой фаз пластового флюида: ρ_r , σ , $\rho_{ж}$, а также количество жидкой фазы. Для расчета этих величин необходимо иметь информацию по составам пластового флюида при различных давлениях и температурах, полученных с использованием уравнений состояния [3–5].

Результаты гидродинамического расчета с использованием свойств жидкой и газовой фаз приведены на рис. 6–9. Применительно к зависимости устьевого давления от дебита газа выделен предельный режим устойчивой работы скважины (см. рис. 6, экстремум 3). При дебите 406 тыс. м³/сут (см. рис. 6, линия 1–2) в ство-

ле скважины на разных глубинах проведены замеры давления. Сопоставление замеренных величин с расчетными (см. рис. 7) свидетельствует о достаточной для практического применения степени точности расчетной модели.

Соотношения (2)–(4) учитывают влияние свойств жидкой фазы на параметры газожидкостного потока, что позволяет анализировать степень их влияния на параметры работы скважины. Так, вследствие роста плотности выпадающего в стволе конденсата общие требования к условиям эксплуатации скважины повышаются (см. рис. 8); увеличение жидкостного фактора приводит к ужесточению

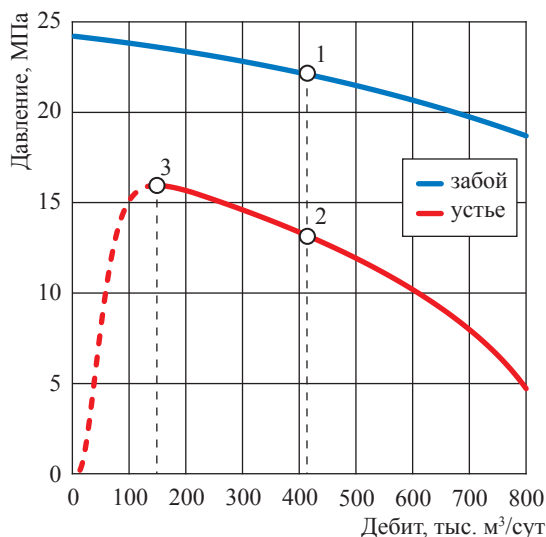


Рис. 6. Приток газа к забою и характеристика скважины при наличии в продукции жидкой фазы

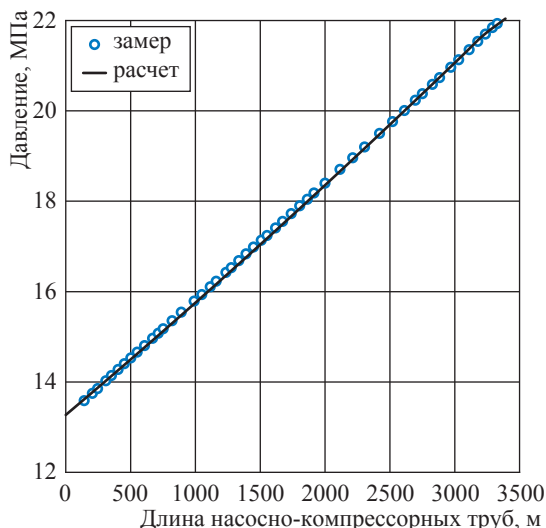


Рис. 7. Сопоставление расчетных и фактических значений давления по стволу скважины

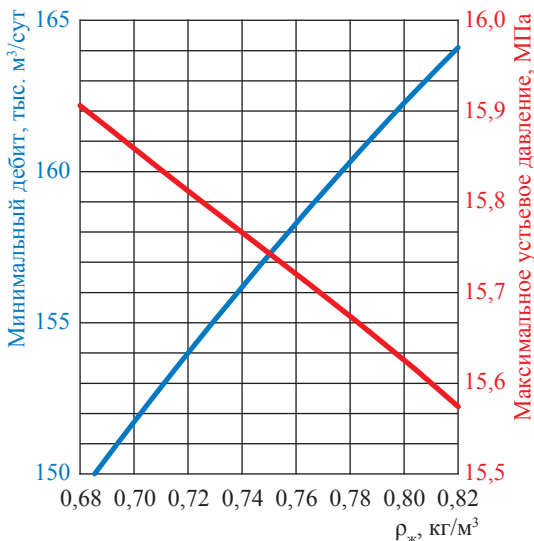


Рис. 8. Параметры стабильной работы скважины в зависимости от плотности жидкой фазы

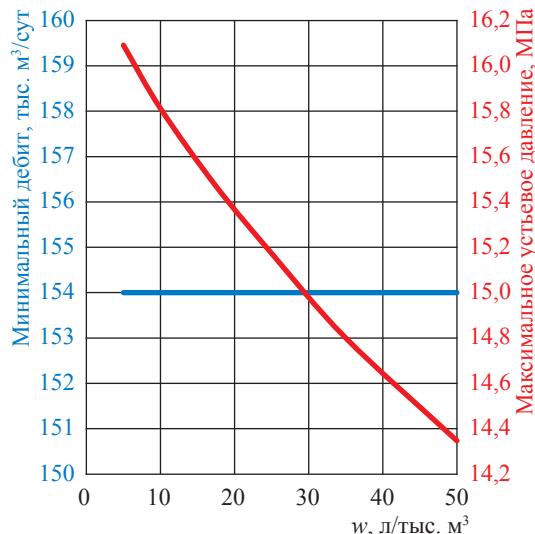


Рис. 9. Влияние количества выпавшего в лифтовой трубе конденсата на параметры режима стабильной работы скважины

требований к устьевому давлению (снижению максимально допустимого значения) при сохранении минимального дебита без изменений (см. рис. 9). В целом анализ показывает, что условия устойчивости работы газоконденсатной скважины определяются в первую очередь уровнем устьевое давления.

Таким образом, вблизи границы двухфазной области фазовой диаграммы имеют место заметные изменения свойств (плотности, вяз-

кости и поверхностного натяжения) жидкой УВ-фазы, обусловленные изменением ее состава. Учет свойств жидкой фазы позволяет повысить точность гидравлических расчетов. Данный подход может также применяться при прогнозировании работы скважин на поздней стадии эксплуатации, разработке программ газодинамических исследований скважин, а также прогнозировании работы призабойной зоны пласта газоконденсатных месторождений в условиях конденсации УВ.

Список литературы

1. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства и фазовые равновесия газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, Г.А. Ланчаков. – М.: Изд. дом МЭИ, 2007. – 344 с.
2. Николаев О.В. Влияние эффектов релаксации на извлечение углеводородов из пласта при разработке газоконденсатного месторождения / О.В. Николаев, В.А. Николаев // Газовая промышленность. – 2011. – № 2. – С. 12–14.
3. Барсук С.Д. Расчет фазовых равновесий в смесях углеводородов с водой и диэтиленгликолем (ДЭГ) / С.Д. Барсук, Л.Л. Фишман // Повышение эффективности процессов переработки газа и газового конденсата: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 1995. – Ч. 1. – 175 с.
4. Jaubert J.-N. VLE predictions with the Peng-Robinson equation of state and temperature dependent calculated through a group contribution method / J.-N. Jaubert, F. Mutelet // Fluid Phase Equilibria. – 2004. – V. 224. – P. 285–304.
5. Santos L.C. Cubic plus association equation of state for flow assurance projects / L.C. Santos, S.S. Abunahman, F.W. Tavares et al. // Ind. Eng. Chem. Res. – 2015. – V. 54 (26). – P. 6812–6824.
6. Николаев О.В. Экспериментальное изучение содержания жидкой фазы в лифтовых трубах в условиях эксплуатации скважин на поздней стадии разработки газовых месторождений / О.В. Николаев, С.А. Бородин, В.М. Пищухин и др. // Вести газовой науки: Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 4 (20). – С. 89–96.
7. Андреев О.П. Комплекс новых методов контроля разработки газовых и газоконденсатных месторождений (минимизация техногенного воздействия на окружающую среду) / О.П. Андреев, С.К. Ахмедсафин, С.А. Кирсанов и др. – М.-СПб.: Наука, 2010. – 162 с.
8. Goodwin A.R.H. Measurement of the densities of complex fluids: apparatus, validation, and results for water and for each of three complex mixtures (retrograde condensates) / A.R.H. Goodwin, C.H. Bradsell, P.L. Bryant et al. // J. Chem. Thermodynamics. – 1991. – V. 23. – P. 883–899.

Changes in behavior of a volatile hydrocarbon condensate, when a gas-condensate field fluid moves in a “reservoir – well – tail pipeline” system

D.M. Fedulov^{1*}, V.A. Istomin¹, O.V. Nikolayev¹, P.A. Moiseykin¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: D_Fedulov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. In course of gas-condensate field development hydrocarbons could start condensing in a bottomhole formation zone, in a well or in a gas-collecting system. At that, respectively moderate amount of liquid hydrocarbon phase exudes, and its composition noticeably varies from composition of a condensate, which exudes, for example, during low-temperature separation.

The article examines changing of liquid hydrocarbon phase behavior at changing of thermobaric conditions near a border of a two-phase area. Compositions of both gas and liquid phases were calculated using Peng–Robinson, Patel–Teja and CPA (Cubic plus Association) equations of state. On the basis of acquired compositions the properties of the liquid phase (namely, density, viscosity and surface tension) were calculated. Distinct changing of named properties nearby a margin of the two-phase diagram is noted.

Application of study results is illustrated by calculation of hydrodynamic properties of two-phase flow moving along a well bore with provision for variations of liquid hydrocarbon phase behavior.

Keywords: phase equilibrium, physical-chemical properties of a hydrocarbon condensate, hydrodynamics of two-phase flows, well.

References

1. GRIGORYEV, B.A., A.A. GERASIMOV and G.A. LANCHAKOV. *Thermalphysic properties and phase equilibria of gas condensates and their fractions* [Теплофизические свойства и фазовые равновесия газовой конденсатов и их фракций]. Moscow: MPEI Publishers, 2007. (Russ.).

2. NIKOLAYEV, O.V. and V.A. NIKOLAYEV. Impact of relaxation effects to hydrocarbons' recovery from a reservoir at development of a gas-condensate field [Vliyaniye effektivnosti relaksatsii na izvlecheniye uglevodorodov iz plasta pri razrabotke gazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2011, no. 2, pp. 12–14. ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. BARSUK, S.D. and L.L. FISHMAN. Calculation of phase equilibria in hydrocarbon-water-diethyleneglycol mixtures [Raschet fazovykh ravnovesiy v smesyakh uglevodorodov s vodoy i dietilenglikolem (DEG)]. In: *Rising efficacy of gas and gas-condensate processing* [Povysheniye effektivnosti processov pererabotki gaza i gazovogo kondensata]: collected papers. Moscow: VNIIGAZ, 1995, pt. 1. (Russ.).
4. JAUBERT, J.-N. and F. MUTELET. VLE predictions with the Peng–Robinson equation of state and temperature dependent calculated through a group contribution method. *Fluid Phase Equilibria*. 2004, vol. 224, pp. 285–304. ISSN 0378-3812.
5. SANTOS, L.C., S.S. ABUNAHMAN, F.W. TAVARES et al. Cubic plus association equation of state for flow assurance projects. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2015, vol. 54(26), pp. 6812–6824. ISSN 0888-5885.
6. NIKOLAYEV, O.V., S.A. BORODIN, V.M. PISHCHUKHIN et al. Experimental study of the fluid phase content in lift pipes in the conditions of well operation at the latest gas field development stage [Eksperimentalnoye izucheniye sodержaniya zhidkoy fazy v liftovykh trubakh v usloviyakh ekspluatatsii skvazhin na pozdney stadia razrabotki gazovykh mestorozhdeniy]. *Vesti gazovoy nauki*. Problems of development of gas, gas condensate and oil/gas/condensate fields [Problemy razrabotki gazovykh, gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 4(20), pp. 89–96. ISSN 2306-8949. (Russ.).
7. ANDREYEV, O.P., S.K. AKHMEDSAFIN, S.A. KIRSANOV et al. *Complex of new methods for control of gas and gas-condensate fields development (minimizing man-caused environmental impact)* [Kompleks novykh metodov kontrolya razrabotki gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy (minimizatsiya tekhnogennogo vozdeystviya na okruzhayushchuyu sredu)]. Moscow – St. Petersburg: Nauka, 2010. (Russ.).
8. GOODWIN, A.R.H., C.H. BRADSELL, P.L. BRYANT et al. Measurement of the densities of complex fluids: apparatus, validation, and results for water and for each of three complex mixtures (retrograde condensates). *J. Chem. Thermodynamics*. 1991, vol. 23, pp. 883–899. ISSN 0021-9614.