

**ИЗУЧЕНИЕ ПРОЦЕССА ВЫПАДЕНИЯ КОНДЕНСАТА
ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ
АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ТЕМПЕРАТУР
(НА ПРИМЕРЕ ЮБИЛЕЙНОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

**STUDY OF CONDENSATION PROCESS DURING WELL OPERATION
UNDER ABNORMALLY HIGH RESERVOIR TEMPERATURES
(BY EXAMPLE OF THE YUBILEINOYE GAS-CONDENSATE FIELD)**

Р. А. Гасумов, К. Н. Сафoshкин

R. A. Gasumov, K. N. Safoshkin

ОАО «Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных газов», г. Ставрополь

Ключевые слова: газоконденсатное месторождение; скважина; фазовые превращения; конденсатоотдача; осложнения; технологический режим

Key words: gas-condensate field; well; phase transformations; condensate emission; complications; operating practices

Для ряда газоконденсатных месторождений Северного Кавказа характерны аномально высокие пластовые температуры. В качестве примера для исследования термобарических условий выбрано Юбилейное газоконденсатное месторождение (далее ГКМ). ГКМ введено в опытно-промышленную эксплуатацию в 1969 году. Аномально высокая температура пласта сочетается с небольшим молекулярным весом пластового флюида. Фазовым состоянием пластовой углеводородной системы является насыщенный газ. Одной из проблем, возникающих при эксплуатации скважин Юбилейного газоконденсатного месторождения, является скопление жидкости (конденсата) на забое.

При выборе режима разработки ГКМ (газового или водонапорного) должны учитываться процессы, происходящие при эксплуатации, то есть сопровождающиеся фазовыми превращениями газоконденсатной смеси с массообменом компо-

нентов между газовой и жидкой фазами в процессе изменения термобарических условий залежи. Снижение пластового давления при почти неизменной пластовой температуре в процессе разработки ГКМ приводит к повсеместному выпадению конденсата в пласте и изменению его содержания, а также содержания отдельных компонентов газоконденсатной смеси в продукции эксплуатационных скважин. Выпавший в пласте конденсат почти не влияет на величину коэффициента газонасыщенности продуктивного пласта коллектора и поэтому существенно не изменяет его емкостные и фильтрационные параметры. В призабойной зоне пласта имеет место двухфазная фильтрация газа и конденсата. При водонапорном режиме внедряющаяся в залежь вода частично поддерживает пластовое давление в газоносных пластах и вытесняет выпавший в пласте конденсат. Однако неоднородность коллекторских свойств продуктивного пласта приводит к избирательному и нерегулируемому продвижению воды и значительному снижению газо- и конденсатоотдачи. Изменение содержания компонентов добываемой из пласта газоконденсатной смеси при снижении пластового давления меняет конденсатоотдачу даже при постоянных объемах добычи газа [1].

Выпадение конденсата при эксплуатации скважин оценивается в зависимости от изменения потенциального содержания C_{5+n} в пластовом газе при снижении давления и визуально отражено в виде кривой на рисунке 1.

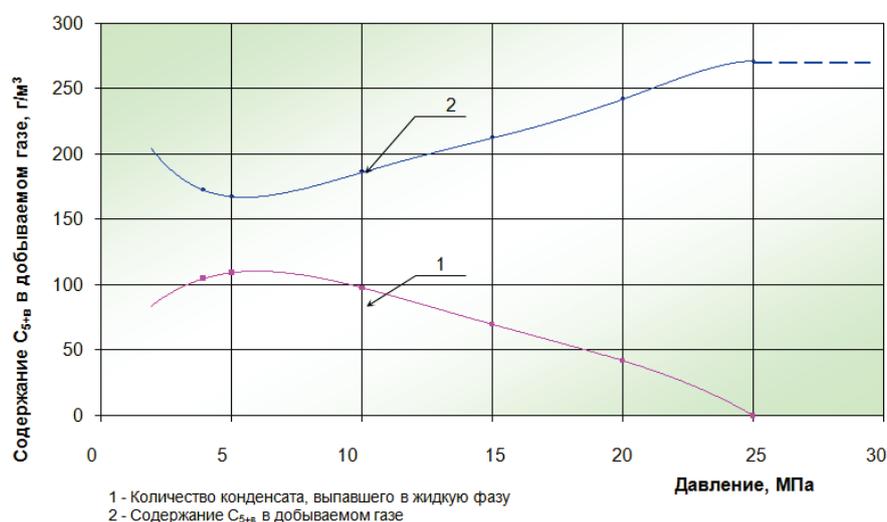


Рис. 1. Изменение потенциального содержания C_{5+n} при снижении пластового давления Юбилейного месторождения

Однако на Юбилейном месторождении аномально высокая температура не позволяет выполнять расчеты подобным образом, поэтому в данной статье подробно изучена термобарическая система в скважинах ГКМ. Для любого вещества характерны три агрегатных состояния — твердое, жидкое и газообразное. Согласно опытным данным погрешность расчета насыщенности жидкой фазой наиболее низкая при использовании уравнения состояния Пенга — Робинсона [2, 3]

$$p = \frac{RT}{v-b} = \frac{a}{v(v+b)+b(v-b)},$$

где a — коэффициент, отражающий действие межмолекулярных сил, зависит от температуры; b — коэффициент, отражающий эффективный молеку-

лярный объем; v — молярный объем; p — давление; T — температура; R — универсальная газовая постоянная.

На основе данного уравнения строятся фазовые диаграммы однокомпонентной и многокомпонентной систем. Фазовая диаграмма однокомпонентной системы на примере воды представлена на рисунке 2.

На данной диаграмме нас интересует критическая точка температуры — при значениях выше критического различия между жидкостью и паром исчезает, и вещество невозможно привести в жидкое состояние [4, 5]. Это физическое понятие и лежит в основе изучения процесса поведения пластового флюида при эксплуатации скважин. Пластовый флюид ГKM является многокомпонентной системой. Анализ и прогнозирование разработки выполнено в программном комплексе Roxar Tempest. Данный программный комплекс имеет модуль PVTx, позволяющий моделировать многокомпонентные системы. Условно фазовые переходы вещества при изменении давления и температуры отображены на рисунке 3. При температурах выше критической ни один из компонентов не переходит в жидкое агрегатное состояние.

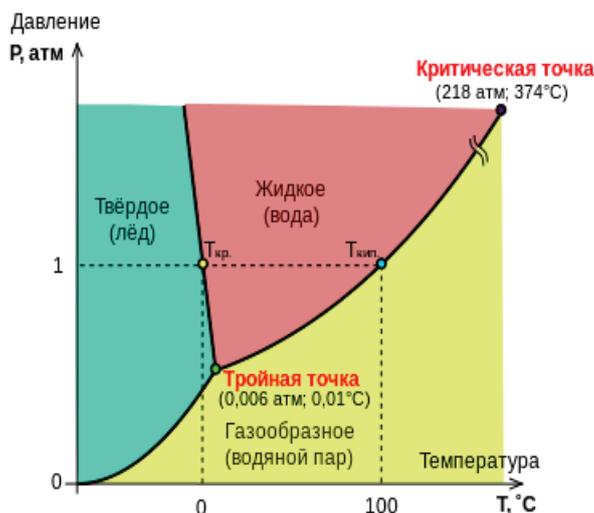


Рис. 2. Фазовая диаграмма воды

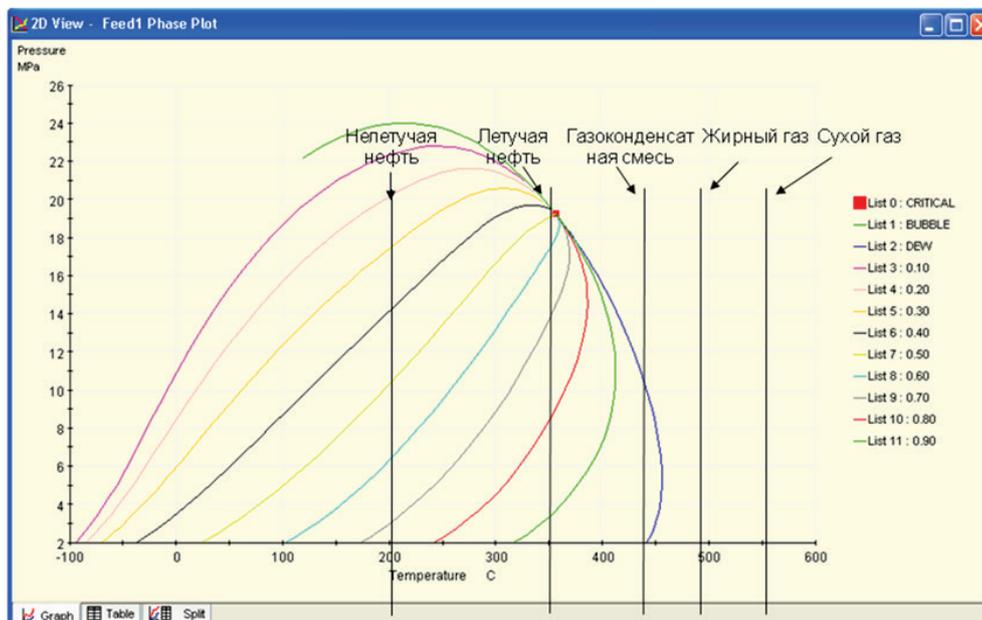


Рис. 3. Фазовая диаграмма многокомпонентной системы

Фазовая диаграмма на Юбилейном газоконденсатном месторождении при текущем составе пластового флюида и молекулярной массе показана на рисунке 4.

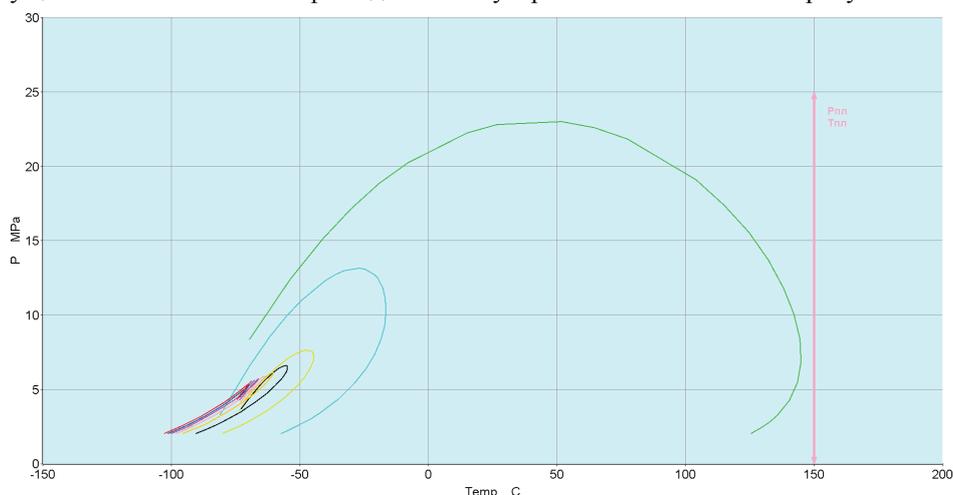


Рис. 4. Фазовая диаграмма пластового флюида Юбилейного ГКМ

На диаграмме проведена линия, соответствующая критической температуре и изменению давления от начального до давления сепарации, наглядно показывающая, что при любом давлении агрегатное состояние пластового флюида — «жирный газ».

Для определения потерь конденсата вследствие его выпадения при изменении температуры был построен график зависимости температуры пластового флюида от абсолютной глубины (рис. 5).

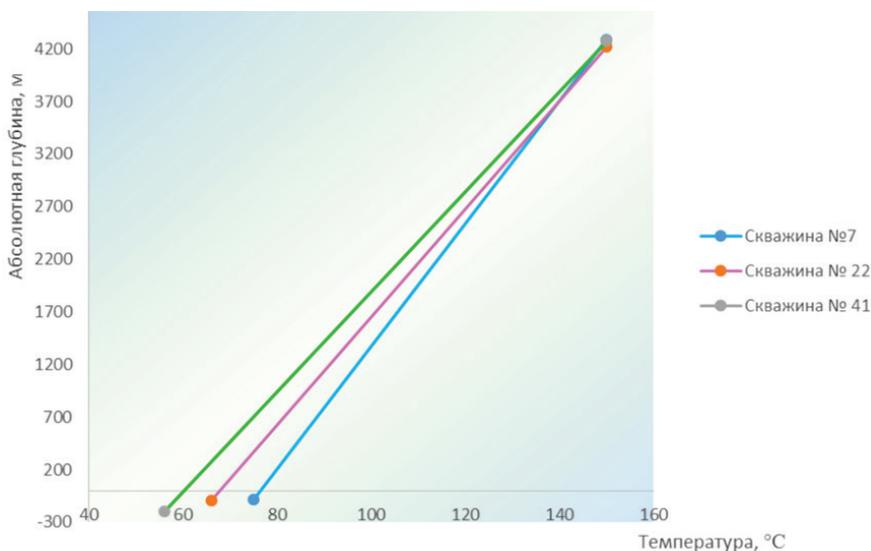


Рис. 5. График зависимости температуры пластового флюида от абсолютной глубины

Он позволяет оценить выпадение фракции пластовой многокомпонентной системы при добыче УВ из скважин Юбилейного ГКМ. График построен на основании проведенных газогидродинамических исследований, замеров температур и

начальных пластовых давлений. За первую точку принимаются значения альтитуды скважины и температуры на устье остановленной скважины, за вторую — середина интервала перфорации скважины и температура, замеренная на забое скважины. График выполнен в виде прямой линии, что может не в полной мере отображать картину в скважине, поэтому для дальнейших исследований в данной области необходим комплекс исследований, включающий термометрию и определение фазового состояния флюида по всему стволу работающей скважины.

Изучение поведения пластовой смеси в условиях аномально высокой температуры на Юбилейном месторождении выявило проблему в традиционной оценке потерь пластового конденсата по кривым изменения конденсатогазового фактора (КГФ). Изучения процесса поведения смесей в дальнейшем позволяет провести более точные прогнозные расчеты и выработать методики для уменьшения потерь.

С учетом проведенных исследований и анализов для решения проблем, связанных с обеспечением рациональной эксплуатации газоконденсатных месторождений в условиях высоких пластовых температур, накопления жидкости (конденсата) на забоях и прогрессирующего снижения производительности скважин требуется применение современных технологических решений, направленных на сохранение добычи и продление срока эксплуатации.

Необходим выбор рациональной системы разработки газовых месторождений и обустройства промысла, что позволит обеспечить проектный уровень добычи газа и конденсата с оптимальными технико-экономическими показателями и коэффициентами извлечения газа и конденсата.

Изменение основных технологических и технико-экономических показателей разработки ГКМ (изменение во времени среднего пластового давления, забойных и устьевых давлений по скважинам, необходимого числа скважин и мощности компрессорных станций, объемов поступающей в залежь пластовой воды, технологических параметров системы обустройства промысла и др.) в значительной мере зависит от режима эксплуатации газоконденсатной залежи.

Учитывая, что работа газоконденсатных скважин регламентируется технологическими режимами эксплуатации, которые осуществляются путем поддержания и регулирования на забоях (устьях) скважин или наземных сооружениях заданных условий изменений дебита и давления, за счет правильного выбора технологического режима при прочих равных условиях, с учетом типа залежи, начальных термобарических условий, прочности горных пород, состава пластового газа, технологических особенностей эксплуатации скважин (дресселирования газа в призабойной зоне, гидратообразования в стволе скважины, удаления жидкости из ствола скважины) можно достичь оптимальных результатов при разработке месторождений.

Список литературы

1. Brill, J. P. and Nemanta Mukherjee. Multi-phase Flow in Wells //SPE 1999. – P. 7.
2. Былинкин Г. П. Оценка фазового перехода глубокопогруженных пластовых флюидов // Геология нефти и газа. – 2006. – № 2. – С. 55–60.
3. Гуревич Г. Р., Брусиловский А. И. Справочное пособие по расчету фазового равновесия и свойств газоконденсатных смесей. – М.: Недра, 1984. – 264 с.
4. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
5. Былинкин Г. П., Брусиловский А. И. Новый подход к оценке степени насыщенности пластовых нефтяных и газоконденсатных смесей и критериев их фазового состояния // Геология нефти и газа. – 1991. – № 9. – С. 14–18.

Сведения об авторах

Гасумов Рамиз Алиевич, д. т. н., профессор, заслуженный деятель науки РФ, первый заместитель генерального директора, ОАО «СевКавНИПИгаз», г. Ставрополь, тел. 8(8652)563026, e-mail: Priemnaya@scnipigaz.ru

Сафoshкин Константин Николаевич, заведующий сектором техники и технологии добычи УВ, ОАО «СевКавНИПИгаз», г. Ставрополь, тел. 89614950479, e-mail: safoshkinkn@scnipigaz.ru

Information about the authors

Gasumov R. A., Doctor of Engineering, Professor, Honored scientist of the Russian Federation, First Deputy General Director, JSC «SevKavNIPigaz» Stavropol, phone: 8(8652)563026, e-mail: Priemnaya@scnipigaz.ru

Safoshkin K. N., Head of Sector of Hydrocarbons Production Technics and Technology, JSC «SevKavNIPigaz», Stavropol, phone: 89614950479, e-mail: safoshkinkn@scnipigaz.ru