

# ИДЕНТИФИКАЦИЯ НАПРАВЛЕННОСТИ РЕТРОГРАДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

УДК 552.578.1:533.1/2

**А.В. Поляков**, Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта (Ухта, Республика Коми, РФ), a.polyakov@sng.vniigaz.gazprom.ru

**В.И. Лапшин**, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, РФ), V\_Lapshin@vniigaz.gazprom.ru

**А.Н. Волков**, к.т.н., Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта (Ухта, Республика Коми, РФ), a.volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Разработка газоконденсатных месторождений на режиме естественного истощения сопровождается сложными ретроградными процессами, происходящими в пласте при снижении пластового давления. Наиболее изученными являются фазовые превращения углеводородных систем в области ретроградной конденсации. В то же время для месторождений на поздней стадии разработки, характеризующейся проявлением процесса ретроградного испарения, изучение фазового поведения становится актуальным с точки зрения понимания физических процессов, протекающих в пласте, и обоснованного подхода к решению задач учета и прогноза добычи углеводородов (УВ). В связи с этим представляет интерес разработка подхода диагностирования фазового поведения пластовых газоконденсатных систем в области низких пластовых давлений.

В работе, согласно существующим представлениям о разработке газоконденсатных месторождений, а также данным, полученным с использованием адаптированной pVT-модели, были изучены особенности фазового поведения газоконденсатных систем при давлениях ниже давления максимальной конденсации:

- предельная насыщенность добываемого пластового газа;
- отсутствие выпадения конденсата из пластового газа в области давлений ниже давления максимальной конденсации в процессе снижения давления при пластовой температуре.

Данные особенности позволили разработать экспериментальный подход с применением pVT-установок, позволяющий определить текущее фазовое состояние добываемого пластового газа и уточнить содержание в нем УВ  $C_{5+}$ . Суть разработанного подхода заключается в моделировании фазового поведения УВ-систем с конденсатогазовым фактором, близким к измеренному в ходе промысловых газоконденсатных исследований, при различных температурах методом контактной конденсации с последующей комплексной интерпретацией полученных результатов.

Разработанный подход был апробирован для месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. По результатам апробации было установлено развитие процесса прямого испарения на рассматриваемом месторождении и уточнено текущее содержание УВ  $C_{5+}$ . На основе положительного опыта практического применения предложенного подхода рекомендуется его внедрение для эффективного контроля за газоконденсатной характеристикой месторождений на поздней стадии разработки.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ОБЛАСТЬ НИЗКИХ ДАВЛЕНИЙ, ФАЗОВОЕ ПОВЕДЕНИЕ, pVT-ЭКСПЕРИМЕНТ.

Эксплуатация газоконденсатных месторождений сопровождается ретроградными процессами различной направленности. Их проявление, в зависимости от степени снижения пластового давления, имеет свои отличительные особенности в фазовом

поведении углеводородной системы. В случае месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, важность приобретает диагностирование проявления прямого испарения. Это повышает эффективность контроля разработки за счет

достоверности представлений о протекающих в пласте процессах. Существующие нормативные документы в области изучения фазового поведения пластовых углеводородных (УВ) систем газоконденсатных месторождений регламентируют проведение

**Polyakov A.V.**, Gazprom VNIIGAZ LLC, Ukhta Branch Office (Ukhta, Komi Republic, RF), a.polyakov@sng.vniigaz.gazprom.ru

**Lapshin V.I.**, D.T.S., Gazprom VNIIGAZ LLC (Moscow, RF), V\_Lapshin@vniigaz.gazprom.ru

**Volkov A.N.**, K.T.S., Gazprom VNIIGAZ LLC, Ukhta Branch Office (Ukhta, Komi Republic, RF), a.volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru

### Identifying the trends of retrograde processes in gas condensate reservoirs at late stage of development

Development of gas condensate fields by depletion drive is accompanied by complex retrograde processes occurring in the reservoir when the formation pressure is decreased. The most thoroughly studied are phase changes of hydrocarbon systems in the region of retrograde condensation. At the same time, for the fields at late stage of development, characterized by emergence of retrograde vaporization process, phase behavior studies become important with relation to understanding of physical processes in the reservoir and reasonable approach to solving problems of hydrocarbon production estimation and forecasting. Therefore, it is of interest to develop an approach for diagnosing the phase behavior of gas condensate reservoir systems in the region of low reservoir pressures.

According to currently available concepts of gas condensate field development as well as the data obtained from a tuned PVT model, the phase behavior characteristics of gas condensate systems under pressures below maximum condensation pressure are studied in the paper. These are:

- saturation of produced reservoir gas;
- no condensate dropout from reservoir gas in the region of pressures below maximum condensation pressure during pressure decrease at reservoir temperature.

Due to these characteristics an experimental approach using PVT cells has been developed. The approach allows determination of current phase state of the produced reservoir gas and  $C_{5+}$  hydrocarbons content of the gas. It also enables to simulate phase behavior of hydrocarbon systems having condensate-gas ratio close to the one measured during well tests in gas condensate reservoirs at different temperatures using the method of contact condensation followed by integrated interpretation of the obtained data.

The proposed approach has been tested for the field in the Timan-Pechora oil and gas province. The results show the development of direct vaporization process in the field; also current content of  $C_{5+}$  hydrocarbons has been determined. Based on the successful practical application of this approach, it is recommended to implement it for effective control of gas condensate characteristic of the fields at late stage of development.

**KEY WORDS:** GAS CONDENSATE FIELD, REGION OF LOW PRESSURES, PHASE BEHAVIOR, PVT EXPERIMENT.

исследований в начальный момент разработки месторождения. В ходе проведения исследований определяются следующие параметры: давление начала и максимальной конденсации, характеризующее фазовое поведение газоконденсатной системы (ГКС); прогнозная зависимость изменения содержания конденсата в пластовом газе; коэффициент извлечения конденсата и др. Но зачастую фактические данные разработки месторождения отклоняются от прогнозных значений ввиду влияния целого ряда геолого-физических факторов, а также возможных ошибок в процессе замера конденсатогазового фактора при проведении промысловых газоконденсатных исследований. Это обуславливает необходимость разработки экспериментального подхода к уточнению содержания УВ  $C_{5+}$  и диагностированию фазового поведения пластовых ГКС в области низких пластовых давлений.

В общепринятой мировой практике по разработке газоконденсатных месторождений считается, что в процессе снижения давления все процессы протекают при условии термодинамического равновесия газовой и жидкой фаз в пласте, т. е. каждая из фаз при текущих термобарических условиях предельно насыщена. Рассматривая фазовое поведение

недонасыщенной ГКС, на обобщенной фазовой диаграмме можно выделить три диапазона снижения давления, характерные для процесса разработки:

1) от начального пластового давления до давления начала конденсации – выпадение конденсата при снижении давления не происходит, при изменении температуры – возможно в случае





пересечения огибающей фазовой диаграммы;

2) от давления начала конденсации до давления максимальной конденсации – выпадение конденсата происходит как при снижении давления, так и температуры;

3) от давления максимальной конденсации и ниже – выпадение конденсата происходит только при снижении температуры.

В области давлений максимальной конденсации интерес представляет факт отсутствия выпадения конденсата при снижении давления. При этом необходимо понимать, что фазовая диаграмма описывает только текущее состояние пластовой УВ-системы. Полного испарения ретроградного конденсата в пластовых условиях в процессе разработки газоконденсатного месторождения не происходит, поскольку происходит изменение начальной массы системы в процессе извлечения УВ [1].

Таким образом, представляет интерес изучение данной особенности с учетом изменения состава пластового газа и его поведения в отсутствие выпавшего ретроградного конденсата. Для этого была создана pVT-модель на основе экспериментальных данных и изучено фазовое поведение пластового газа при давлении ниже давления максимальной конденсации.

Объектом изучения являлась газоконденсатная система месторождения Томской области.

Для подготовки pVT-модели были определены ее состав и свойства конденсата, а также определено давление начала конденсации и проведен опыт контактно-дифференциальной конденсации, моделирующий разработку месторождения на режиме естественного истощения. Исследуемая ГКС характеризуется следующим мольным составом, %:  $N_2$  – 3,8;  $CO_2$  – 0,6;  $C_1$  – 79,5;  $C_2$  – 5,1;  $C_3$  – 4,1;  $C_4$  – 2,7;  $C_5$  – 1,3;  $C_6$  – 0,7;  $C_{7+}$  – 2,2. Содержание конденсата в пластовом газе составляет 196 г/м<sup>3</sup>. Молярная масса стабильного конденсата – 107,5 г/моль, плотность – 0,72 г/м<sup>3</sup>. Давление начала конденсации при пластовой температуре 82 °С составило 22,7 МПа. Результаты опыта контактно-дифференциальной конденсации представлены в табл. 1. Давление максимальной конденсации УВ-си-

стемы по стабильному конденсату находится в области 6 МПа.

Подготовка pVT-модели, описывающей фазовое поведение пластовой УВ-системы, осуществлялась на основе трехпараметрического кубического уравнения состояния Пенга – Робинсона с использованием модуля pVTx программного комплекса Tempest (версия 7.1.1) компании Roxar согласно подходу, предложенному в работе [2]. По итогу минимизации результирующей функции расхождение между расчетным и экспериментальным давлением начала конденсации составило 0,02 %, а отклонение по конденсатонасыщенности не превысило 4,4 %, что говорит о хорошей схожести данных.

В полученной pVT-модели был смоделирован опыт контактно-дифференциальной конденсации с шагом снижения давления 0,5 МПа и выгружен состав добываемого пластового газа при давлении 4 МПа в мольных процентах:  $N_2$  – 3,8;  $CO_2$  – 0,6;  $C_1$  – 81,1;  $C_2$  – 5,3;  $C_3$  – 4,3;  $C_4$  – 2,8;  $C_5$  – 1,2;  $C_6$  – 0,6;  $C_{7+}$  – 0,3. Для выгруженного состава была смоделирована серия опытов контактной конденсации при различных температурах, результаты которых представлены в табл. 2.

Как видно из табл. 2, выпадение конденсата для добываемого пластового газа при давлении 4 МПа (ниже давления максимальной

Таблица 1. Результаты опыта контактно-дифференциальной конденсации

| Параметр                  | Значение |      |      |      |      |      |     |     |     |
|---------------------------|----------|------|------|------|------|------|-----|-----|-----|
|                           | 22,7     | 20,0 | 17,0 | 15,0 | 13,0 | 11,0 | 8,0 | 5,0 | 0,1 |
| Давление, МПа             | 22,7     | 20,0 | 17,0 | 15,0 | 13,0 | 11,0 | 8,0 | 5,0 | 0,1 |
| Конденсатонасыщенность, % | 0,0      | 1,3  | 3,1  | 4,0  | 4,5  | 4,6  | 4,4 | 3,9 | 2,8 |

Таблица 2. Результаты моделирования опытов контактной конденсации

| Температура эксперимента, °С | Конденсатонасыщенность при давлении (МПа), % |       |       |       |
|------------------------------|--|-------|-------|-------|
|                              | 4,0  | 3,0   | 2,0   | 1,0   |
| 82                           | 0,000  | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 70                           | 0,049  | 0,032 | 0,016 | 0,002 |
| 50                           | 0,136  | 0,085 | 0,044 | 0,016 |



конденсации) происходит только при снижении температуры.

Таким образом, для разработки подхода по уточнению текущего содержания УВ  $C_{5+}$  в добываемом пластовом газе, а также диагностировании фазового поведения можно учитывать следующие особенности:

- добываемый пластовый газ является предельно насыщенным;
- в области давлений ниже давления максимальной конденсации выпадение конденсата из пластового газа в процессе снижения давления при пластовой температуре не происходит.

В соответствии с этими особенностями фазового поведения добываемого пластового газа был разработан подход, реализующий поставленную цель данной работы и включающий два этапа.

1. Уточнение содержания УВ  $C_{5+}$  в пластовом газе посредством определения величины содержания УВ  $C_{5+}$ , при котором наступает полное растворение нестабильного конденсата, загруженного в камеру pVT, в процессе изобарического повышения температуры до пластовой. Комплекс экспериментальных исследований заключается в проведении серии опытов контактного растворения УВ-смесей различного состава. Для этого поэтапно увеличивается объем загружаемого в камеру pVT нестабильного конденсата, начиная с конденсатогазового фактора на 10–20 % ниже промышленного и заканчивая на 10–20 % выше. Для каждой УВ-смеси после загрузки и создания в камере pVT пластового давления осуществляется поэтапное увеличение температуры с контролем объема нерастворившегося конденсата на каждой ступени и построение кривой растворения. Далее для каждой УВ-смеси по кривым изобарического растворения определяется температура полного растворения загруженного нестабильного конденсата и строится зависимость температуры полного растворения от содержа-

ния УВ  $C_{5+}$  в пластовом газе. На основании построенной зависимости определяется содержание УВ  $C_{5+}$ , соответствующее полному растворению при пластовой температуре. Полученные данные при необходимости используются для уточнения состава пластового газа и корректировки прогнозной зависимости изменения содержания УВ  $C_{5+}$  в процессе разработки.

2. Для УВ-смеси с уточненным содержанием УВ  $C_{5+}$  при пластовой температуре проводится контактная конденсация. Отсутствие выпадения жидкой фазы при снижении давления позволяет диагностировать проявление прямого испарения.

Предложенный подход был апробирован для месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Пробы газа сепарации и нестабильного конденсата отбирались при пластовом давлении 5,3 МПа, их составы представлены в табл. 3. Пластовая температура равна 88,6 °С. Согласно промысловым газоконденсатным исследованиям содержание УВ  $C_{5+}$  в пластовом газе составило 94 г/м<sup>3</sup>.

В ходе проведения экспериментов изначально была проведена серия опытов контактного рас-

творения УВ-смесей различного состава с поэтапным увеличением объема загружаемого в камеру pVT нестабильного конденсата. Для каждой УВ-смеси (с содержанием УВ  $C_{5+}$  70; 84 и 97 г/м<sup>3</sup>) после загрузки и создания в камере pVT пластового давления поэтапно повышалась температура и контролировался объем нерастворившегося конденсата. По результатам проведенных экспериментов производилось построение кривых изобарического растворения жидкой фазы (рис. 1). Полное растворение конденсата происходит: для смеси с содержанием УВ  $C_{5+}$  70 г/м<sup>3</sup> при 72 °С; 84 г/м<sup>3</sup> при 84 °С и 97 г/м<sup>3</sup> при 95 °С. Полученные данные использовались для построения зависимости в координатах: содержание УВ  $C_{5+}$  – температура полного растворения (рис. 2). Для пластовой температуры 88,6 °С содержание УВ  $C_{5+}$  составило 89,8 г/м<sup>3</sup>, что на 4 г/м<sup>3</sup> ниже значения, определенного по результатам газоконденсатных исследований.

Опыты контактной конденсации для пластовой ГКС с уточненным содержанием УВ  $C_{5+}$  89,8 г/м<sup>3</sup>, проведенные при пластовой температуре, показали, что при сниже-

Таблица 3. Составы газа сепарации и нестабильного конденсата

| Компонент                       | Газ сепарации |         | Нестабильный конденсат |         |
|---------------------------------|---------------|---------|------------------------|---------|
|                                 | мол. %        | масс. % | мол. %                 | масс. % |
| CH <sub>4</sub>                 | 86,14         | 72,59   | 11,83                  | 2,56    |
| C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>   | 7,36          | 11,63   | 6,47                   | 2,63    |
| C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>   | 2,76          | 6,39    | 8,10                   | 4,82    |
| iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | 0,46          | 1,40    | 3,36                   | 2,63    |
| nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | 0,71          | 2,17    | 8,86                   | 6,95    |
| iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub> | 0,18          | 0,69    | 7,10                   | 6,92    |
| nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub> | 0,14          | 0,54    | 8,13                   | 7,92    |
| C <sub>6+</sub>                 | 0,10          | 0,46    | 45,71                  | 65,34   |
| N <sub>2</sub>                  | 1,00          | 1,47    | 0,07                   | 0,03    |
| CO <sub>2</sub>                 | 1,15          | 2,66    | 0,36                   | 0,21    |
| Сумма                           | 100,00        | 100,00  | 100,00                 | 100,00  |

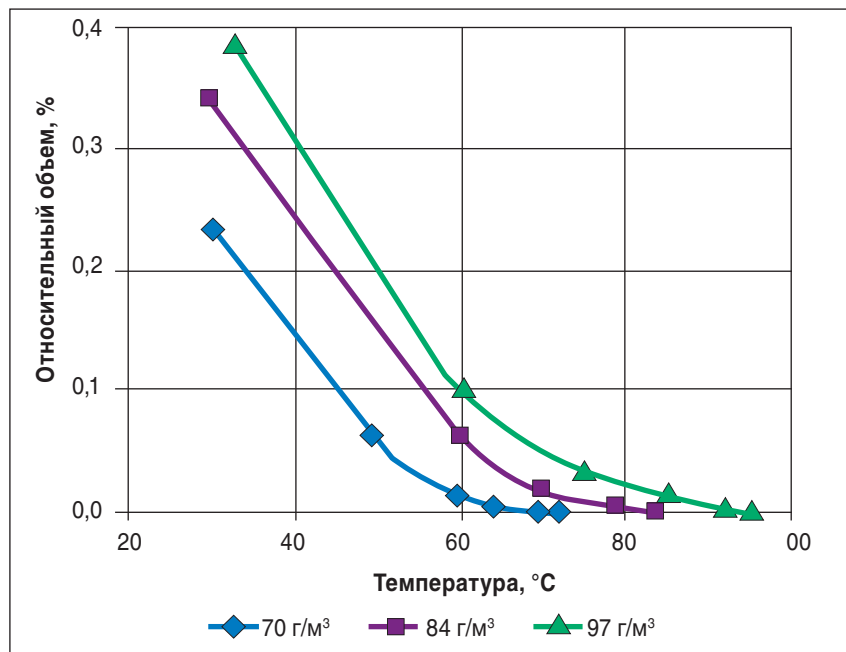


Рис. 1. Изобара растворения жидкой фазы при давлении 5,3 МПа

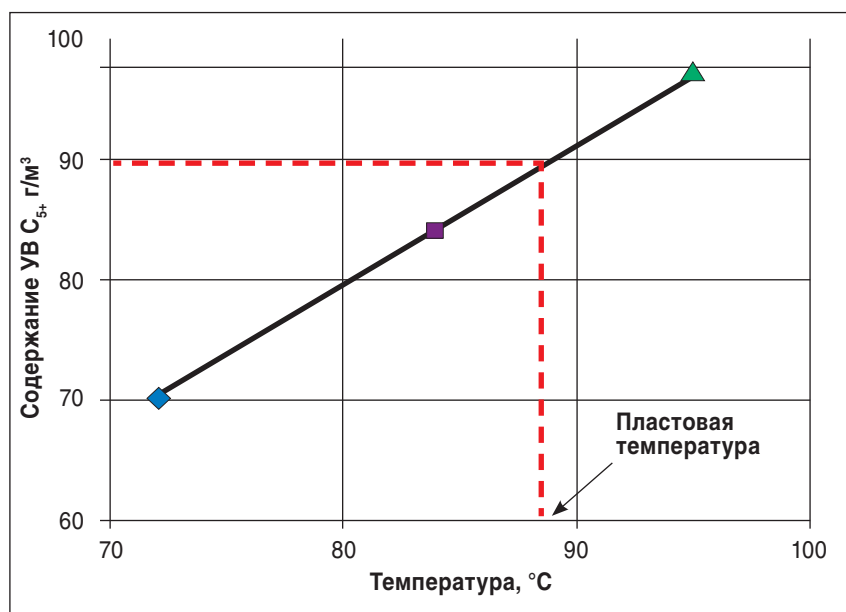


Рис. 2. Изобара полного растворения жидкой фазы при давлении 5,3 МПа

нии давления ниже пластового за счет увеличения объема системы выпадение жидкой фазы не происходит. Конденсация жидких углеводородов происходит только при снижении температуры ниже пластовой. Данный факт свидетельствует о развитии процесса прямого испарения.

Таким образом, по результатам предложенного подхода было уточнено текущее содержание UB C<sub>5+</sub> в пластовом газе, которое составило 89,8 г/м³, и установлено развитие процесса прямого испарения при давлении 5,3 МПа.

В целом по результатам выполненной работы можно отметить следующее:

- предложен подход по уточнению текущего содержания UB C<sub>5+</sub> в пластовом газе и диагностированию фазового поведения пластовой UB-системы, сущность которого заключается в изучении особенностей фазового состава и поведения UB-смесей при изменении содержания UB C<sub>5+</sub> и температуры;
- апробирование предложенного подхода позволило установить развитие процесса прямого испарения на исследуемом месторождении Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и уточнить текущее содержание UB C<sub>5+</sub>;
- для эффективного контроля за разработкой газоконденсатных месторождений предлагается внедрение предложенного экспериментального подхода по уточнению текущего содержания UB C<sub>5+</sub> и фазового состояния ГКС. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Лапшин В.И., Волков А.Н., Поляков А.В. Особенности фазового поведения пластовых газоконденсатных систем в области прямого испарения // Вести газовой науки. – 2016. – № 2 (26). – С. 131–137.
2. Волков А.Н., Поляков А.В., Смирнов В.В. Подход к созданию pVT-модели пластового газа газоконденсатного месторождения // Инновации в нефтегазовой отрасли: научн.-техн. сб. в 4 ч. Ч. 2. Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования нефтегазоконденсатных пластовых систем. – Ухта: Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, 2015. – С. 27–37.

#### REFERENCES

1. Lapshin V.I., Volkov A.N., Polyakov A.V. Osobennosti fazovogo povedeniya plastovykh gazokondensatnykh sistem v oblasti pryamogo ispareniya [Phase Behavior Characteristics of Gas Condensate Reservoir Systems in the Region of Direct Vaporization] // Vesti gazovoi nauki, 2016, no. 2 (26), pp. 131–137.
2. Volkov A.N., Polyakov A.V., Smirnov V.V. Podkhod k sozdaniyu pVT-modeli plastovogo gaza gazokondensatnogo mestorozhdeniya [Approach to Development of Formation Gas PVT Model for Gas Condensate Field]. Collection of Research Papers. In 4 Parts. Innovatsii v neftegazovoi otrasli [Innovations in Oil and Gas Industry]. Part 2. Razrabotka i ekspluatatsia mestorozhdeniy. Kompleksnye issledovaniya neftegazokondensatnykh plastovykh sistem [Field Development and Operation. Integrated Studies of Oil and Gas Condensate Reservoir Systems]. – Gazprom VNIIGAZ LLC, Ukhta Branch Office, Ukhta, 2015, pp. 27–37.