

УДК 622.279:547.2

Особенности определения газоконденсатных характеристик при освоении глубокозалегающих месторождений с большой продуктивной толщей

В.И. Лапшин^{1*}, А.Г. Посевич¹, А.А. Константинов¹, А.Н. Волков²

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

² Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1А

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

Тезисы. В статье на примере Карачаганакского и Вуктыльского нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) рассмотрены особенность и результаты определения газоконденсатных характеристик (ГКХ) на месторождениях углеводородов (УВ) с большой эффективной толщей, а именно: компонентного состава пластового газа, потенциального содержания УВ C_{5+} , физико-химических свойств конденсата (плотности, молекулярной массы), PVT-характеристик пластового газа, прогнозных зависимостей потенциального содержания УВ C_{5+} при снижении пластового давления. Показано, что залежь Карачаганакского НГКМ является классическим примером того, как влияние сил гравитации приводит к существенному изменению состава и других ГКХ по толщине залежи. Наиболее выражена дифференциация по УВ C_{5+} . Концентрация группы УВ C_{5+} увеличивается с глубиной (3700...5200 м) в 3 и более раз. Также увеличиваются плотность и молекулярная масса конденсата.

В статье изложены два метода расчета изменения компонентного состава по глубине залежи, предложенные: один – В.Ф. Перепеличенко; другой – А.И. Брусиловским и О.Ю. Баталиным, которые основывались на строгих соотношениях термодинамики и конкретном учете реальных свойств флюидов. Показано, что расчетные значения изменения содержания УВ C_{5+} по глубине залежи несколько отличаются от фактических, что, очевидно, связано с использованием упрощенной модели пластовой смеси, в которой УВ C_{5+} моделировались только n-унодеканом ($nC_{11}H_{24}$).

Приведены начальные термобарические условия залегания, а также компонентный состав пластовой смеси Вуктыльского НГКМ. В отличие от Карачаганакского НГКМ содержание УВ C_{5+} по разрезу залежи Вуктыльского НГКМ меняется не так существенно, а именно от 308 до 382,5 г/м³; с увеличением глубины залежи увеличиваются плотность и молекулярная масса C_{5+} . Анализ результатов исследований фазовых превращений пластовой газоконденсатной смеси Вуктыльского НГКМ на установках PVT позволил определить фазовые характеристики пластовой смеси данного месторождения. Для оценки текущего содержания УВ C_{5+} и конденсатоизвлечения в процессе снижения пластового давления рассчитан баланс распределения УВ C_{5+} , ожидаемого в процессе разработки объектов Карачаганакского и Вуктыльского НГКМ.

Ввиду того что изменение данных ГКХ по глубине залежи на различных НГКМ в зависимости от условий формирования может проявляться по-разному, для сравнения степени изменения ГКХ по глубине авторами введено понятие интенсивности изменения (градиента) ГКХ с глубиной залежи. Градиент содержания УВ C_{5+} на Карачаганакском НГКМ в 5 раз выше, чем на Вуктыльском НГКМ, а изменение плотности и молекулярной массы интенсивнее в 1,2...1,5 раза. Незначительное, порядка 20 %, увеличение содержания C_{5+} при значительной мощности (более 800 м) продуктивного горизонта на Вуктыльском НГКМ свидетельствует о том, что гравитационный фактор не являлся преобладающим при формировании этой залежи.

В последние годы открыты и введены в разработку уникальные по запасам глубокозалегающие месторождения – газоконденсатные (ГКМ) и нефтегазоконденсатные (НГКМ), которые имеют либо большую мощность, такие как Карачаганакское и Вуктыльское НГКМ, либо огромную площадь, например, Астраханское ГКМ, ачимовские залежи Уренгойского НГКМ, Оренбургское НГКМ и др. [1]. Определение газоконденсатных характеристик (ГКХ) данных месторождений связано с наличием аномально высокого пластового давления (АВПД), высокими температурами, низкими коллекторскими свойствами вскрытых пластов. При значительной мощности залежи под действием сил гравитации происходит изменение ГКХ по глубине. Если же площадь залежи существенно больше ее толщины, возможно изменение ГКХ

Ключевые слова:

Карачаганакское месторождение, Вуктыльское месторождение, определение газоконденсатной характеристики, изменение свойств конденсата по толщине залежи, PVT-характеристики пластового газа, потенциальное содержание конденсата.

Таблица 1

**Основные геологические характеристики газоконденсатных залежей
Карачаганакского и Вуктыльского НГКМ**

| Параметр | Карачаганакское НГКМ | Вуктыльское НГКМ |
|---|--------------------------------|----------------------------|
| Глубина залегания, м | 3730...5000 (газоконденсат) | 2400...3500 |
| Пластовое давление $P_{пл}$ (среднее), МПа | 52...64 | 34,4...37,3 |
| АВПД | 1,2...1,4 | – |
| Пластовая температура $T_{пл}$, К | 334...367 | 320...338 |
| Коллектор | Карбонатный | |
| Пористость, % | 5,5...24 | 7,3...15,4 |
| Проницаемость, мкм ² | 0,12·10 ⁻³ ...3,0 | 0,1·0 ⁻³ ...4,5 |
| Начальное содержание C_5H_{12+} в сухом газе, г/м ³ (для газоконденсатной части залежи) | 350...1000 | 308...382,5 |

по площади. В ряде случаев существует вероятность изменения ГКХ как по глубине, так и по площади.

К основным ГКХ углеводородных флюидов и продукции газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей относятся¹: компонентный состав пластового газа; потенциальное содержание (ПС) углеводородов (УВ) C_{5+} ; физико-химические свойства конденсата – плотность (ρ) и молекулярная масса (M , г/моль); изотермы конденсации пластового газа; баланс распределения УВ C_{5+} при снижении пластового давления и др.

В статье на примере Карачаганакского и Вуктыльского НГКМ (табл. 1) рассмотрены особенности и результаты определения начальных ГКХ на месторождениях с большой толщиной продуктивного пласта.

Карачаганакское НГКМ

Карачаганакское НГКМ расположено в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины в интервале глубин 3600...5600 м. Залежь приурочена к крупному карбонатному массиву размерами 15×30 км; высота продуктивной толщи составляет 1600 м. В продуктивной части обособовано выделение девонской, каменноугольной и пермской систем. Месторождение введено в разработку в 1984 г.

Значение $P_{пл}$ в залежи изменяется от 52 МПа у кровли (на глубине 3700 м) до 60 МПа у подошвы (на глубине 5200 м),

в этом же интервале отметок значение $T_{пл}$ возрастает от 343 до 358 К (рис. 1). Начальный компонентный состав пластовой смеси, извлеченной из скважин Карачаганакского НГКМ, приведен в табл. 2.

Залежь служит классическим примером того, как влияние сил гравитации приводит к существенному изменению состава и других ГКХ по глубине залежи. Наиболее выражена дифференциация по содержанию УВ C_{5+} , концентрация которых увеличивается с глубиной в три и более раз; аналогично ведут себя ρ и M конденсата (рис. 2). Содержание компонентов $C_2...C_4$ и CO_2 практически не меняется, а сероводорода – увеличивается незначительно.

В случае залежей с продуктивным пластом большой толщины традиционный подход к определению компонентного состава может привести к неточной оценке запасов УВ и, как следствие, показателей разработки. Первые оценки [2] изменения компонентного состава по разрезу продуктивной толщи Карачаганакского НГКМ проводились по формуле Больцмана с использованием выражения

$$\eta_i(h) = \frac{\eta_i(h_0) \exp \left[M_i g \frac{h-h_0}{RT_{пл}} \right]}{\sum_{i=1}^N \eta_i(h_0) \exp \left[M_i g \frac{h-h_0}{RT_{пл}} \right]}, \quad (1)$$

где η_i – молярная доля i -го компонента смеси на глубине h ; h_0 – глубина залегания кровли; M_i – молекулярная масса i -го компонента смеси; g – ускорение свободного падения; R – универсальная газовая постоянная.

О.Ю. Баталиным, А.И. Брусиловским и др. [2–5] предложен более точный метод расчета изменения компонентного состава и давления по глубине залежи. Метод основывается

¹ См.: Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин: в 2 ч. / разраб. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (С.Н. Бузинов, Ю.Н. Васильев и др.); утв. ОАО «Газпром» 05.08.2010, введ. 29.04.2011. – М.: Газпром ЭКСПО, 2011. – Ч. 1, 234 с. – Ч. 2, 319 с.

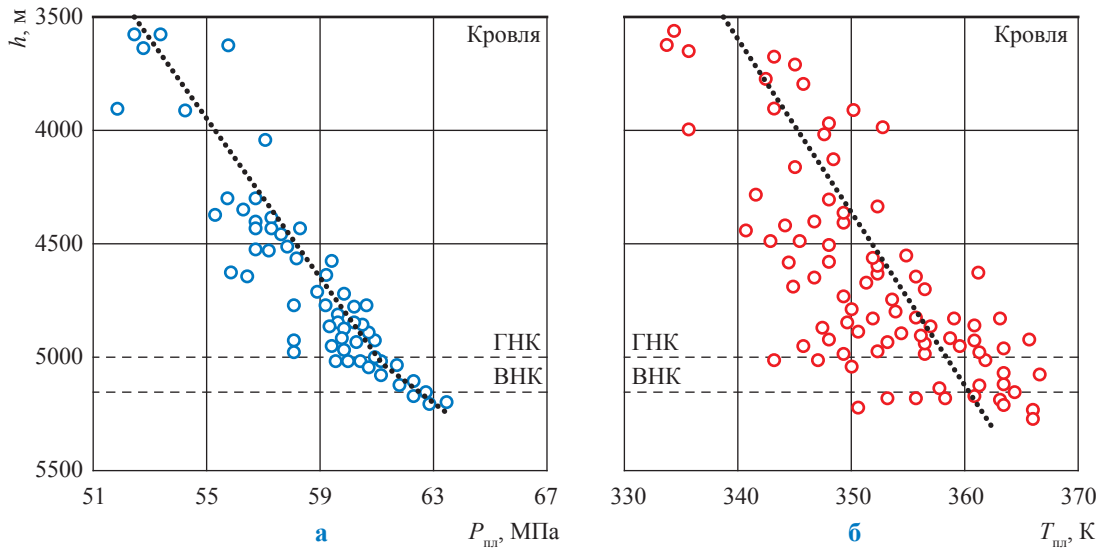


Рис. 1. Зависимость $P_{пл}$ (а) и $T_{пл}$ (б) на Карачаганакском НГКМ от глубины залегания (h) УВ: ВНК, ГНК – водо- и газонефтяной контакты соответственно

Таблица 2

Начальный компонентный состав пластовой смеси, извлеченной из скважин Карачаганакского НГКМ на различных глубинах

| Скважина | Интервал перфорации, м | Середина интервала перфорации, м | Содержание пластовой смеси, % мол. | | | | | Конденсат C_{5+} | |
|----------|------------------------|----------------------------------|------------------------------------|----------|--------|--------|-------|--------------------|----------------------|
| | | | $C_2...C_4$ | C_{5+} | H_2S | CO_2 | N_2 | M , г/моль | ПС, г/м ³ |
| 2 | 3777...3791 | 3784,0 | 10,24 | 5,36 | 3,39 | 5,82 | 0,59 | 140 | 312 |
| 6 | 4975 | 4997 | 9,41 | 9,33 | 3,65 | 5,22 | 0,55 | 164 | 717 |
| | 3737...3850 | 3793,5 | 9,9 | – | 3,11 | 5,33 | 0,92 | 142 | 330 |
| 100 | 3880...3930 | 3905,0 | 9,74 | 7,19 | 3,46 | 5,35 | 0,54 | 148 | 442 |
| 107 | 3842...4323 | 4082,5 | 9,55 | 6,71 | 3,32 | 5,18 | 1,18 | 140 | 390 |
| 118 | 3758...4470 | 4114,0 | 9,6 | 7,69 | 3,53 | 5,17 | 0,85 | 148 | 473 |
| 101 | 3992...4312 | 4152,0 | 12,56 | 7,25 | 3,33 | 6,62 | 0,35 | 156 | 470 |
| 2 | 4154...4343 | 4248,5 | 9,37 | 6,69 | 3,11 | 5,33 | 0,92 | 146 | 406 |
| | 3803...4830 | 4316,5 | 10,50 | 7,90 | 3,80 | 5,90 | 0,63 | 160 | 532 |
| 6 | 4360...4528 | 4444,0 | 12,09 | 7,49 | 4,79 | 3,27 | 0,57 | 149 | 464 |
| 11 | 4427...4543 | 4485,0 | 10,22 | 7,23 | 3,88 | 6,23 | 0,64 | 149 | 448 |
| 115 | 4559...4798 | 4678,5 | 11,18 | 7,83 | 3,63 | 5,01 | 0,77 | 154 | 501 |
| 35 | 4700...4722 | 4711,0 | 8,04 | 8,9 | 3,85 | 2,89 | 0,6 | 155 | 573 |
| 11 | 4698...4728 | 4713,0 | 10,93 | 8,73 | 3,48 | 6,28 | 0,92 | 154 | 559 |
| 14 | 4850...4982 | 4916,0 | 9,13 | 9,58 | 6,17 | 3,03 | 0,69 | 165 | 657 |
| 19 | 4870...4965 | 4917,5 | 10,20 | 9,94 | 3,41 | 6,16 | 0,56 | 165 | 682 |
| 121 | 4793...5053 | 4923,0 | 11,8 | 12,06 | 4,10 | 5,20 | – | 188 | 943 |
| 9 | 4950...4995 | 4972,5 | 10,58 | 10,72 | 5,34 | 3,54 | 1,52 | 170 | 758 |
| 7 | 4968...4981 | 4974,5 | 11,62 | 10,04 | 3,29 | 6,35 | 0,95 | 172 | 718 |
| 5 | 5054...5063 | 5058 | 9,03 | 13,36 | 3,36 | 5,73 | 0,59 | 190 | 1055 |
| 20 | 5060...5080 | 5070 | 11,4 | 10,4 | 3,42 | 6,08 | 0,82 | 206 | 933 |
| 207 | 5044...5177 | 5110 | 11,63 | 18,26 | 4,69 | 3,94 | 0,89 | 227 | 1724 |

на строгих соотношениях термодинамики, более корректно учитывает реальные свойства флюидов и в окончательном варианте представлен следующей формулой [5]:

$$f_i(h_2) = f_i(h_1) \exp \left[\frac{M_i g}{RT_{пл}} (h_2 - h_1) \right], \quad (2)$$

где $f_i(h_1)$ – летучесть i -го компонента на глубине h_1 ; $f_i(h_2)$ – искомое значение летучести на глубине h_2 .

В табл. 3, 4 приведены результаты расчета состава модельной смеси, подобной по составу пластовой смеси Карачаганакского НГКМ, при изменении глубины от $h_0 = 4000$ м

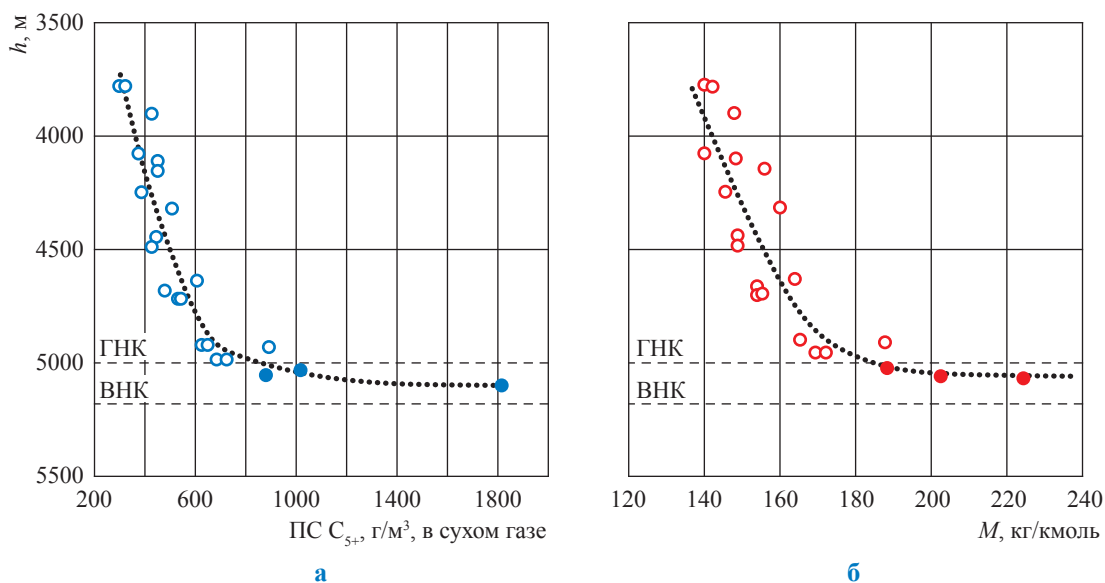


Рис. 2. Зависимость ПС (а) и молекулярной массы (б) конденсата Карачаганакского НГКМ от глубины

Таблица 3

Результаты расчета состава модели пластовой смеси Карачаганакского НГКМ по глубине (методика ВолгоУралНИПИгаза)

| Параметр | | Абсолютная отметка, м | | | | | |
|--|---------------------------------|-----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 4000 | 4200 | 4400 | 4600 | 4800 | 5000 |
| Содержание, % мол | H ₂ S | 3,69 | 3,703 | 3,713 | 3,722 | 3,728 | 3,732 |
| | CO ₂ | 4,79 | 4,839 | 4,886 | 4,930 | 4,971 | 5,008 |
| | N ₂ | 0,70 | 0,700 | 0,699 | 0,697 | 0,696 | 0,694 |
| | CH ₄ | 75,40 | 74,735 | 74,041 | 73,321 | 72,565 | 71,770 |
| | C ₂ H ₆ | 5,45 | 5,454 | 5,455 | 5,453 | 5,447 | 5,438 |
| | C ₃ H ₈ | 2,62 | 2,647 | 2,673 | 2,697 | 2,720 | 2,740 |
| | iC ₄ H ₁₀ | 0,43 | 0,439 | 0,447 | 0,455 | 0,464 | 0,471 |
| | nC ₄ H ₁₀ | 0,94 | 0,959 | 0,977 | 0,996 | 1,013 | 1,031 |
| nC ₁₁ H ₂₄ | 5,98 | 6,522 | 7,105 | 7,731 | 8,401 | 9,116 | |
| T _{пл} , К | 343,0 | 345,8 | 348,6 | 351,4 | 354,2 | 357 | |
| P _{пл} , МПа | 58,1 | 59,0 | 59,9 | 60,8 | 61,7 | 62,7 | |
| Содержание nC ₁₁ H ₂₄ , г/м ³ | 388,8 | 424,1 | 462,0 | 502,7 | 546,2 | 592,7 | |

до $h = 5000$ м. Расчеты, результаты которых приведены в табл. 3, проведены авторами статьи по формуле (1). Изменение состава модельной смеси, приведенное в табл. 4, рассчитано по формуле (2) [5]. Глубина оценивалась исходя из представленных в табл. 3, 4 температур, шаг изменения $h = 200$ м.

Результаты расчетов (см. табл. 3, 4) имеют незначительное расхождение, что свидетельствует о возможности использования для оценочных расчетов более простой методики ВолгоУралНИПИгаза.

Расчет более точным методом [5] свидетельствует, что содержание nC₁₁H₂₄, модели-

рующего в расчетах группу УВ C₅₊, изменяется с глубиной от 5,98 (h_0) до 8,95 ($h_0 + 1000$ м), т.е. практически возрастает в 1,5 раза. Аналогично ведут себя плотность и молекулярная масса стабильного конденсата. Вместе с тем молярная доля метана в смеси уменьшается на 4,19 %. Содержание гомологов метана в пластовом газе изменяется в среднем от 9,44 до 10 % мол. Наблюдается относительное постоянство количества неуглеводородных компонентов (H₂S и CO₂).

На рис. 3 приведено сравнение результатов расчетных [2–5] и фактических значений изменения содержания УВ C₅₊ по глубине

Таблица 4

Изменение состава модели пластовой смеси Карачаганакского НГКМ по глубине [5]

| Параметр | Абсолютная отметка, м | | | | | | |
|-------------------------------------|----------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|-------|
| | $h_0 = 4000$ | $h_0 + 200$ | $h_0 + 400$ | $h_0 + 600$ | $h_0 + 800$ | $h_0 + 1000$ | |
| Содержание, % мол. | H ₂ S | 3,69 | 3,76 | 3,83 | 3,9 | 3,96 | 4,02 |
| | CO ₂ | 4,79 | 4,86 | 4,93 | 5 | 5,07 | 5,14 |
| | N ₂ | 0,7 | 0,7 | 0,69 | 0,69 | 0,69 | 0,69 |
| | CH ₄ | 75,4 | 74,58 | 73,73 | 72,88 | 72,05 | 71,21 |
| | C ₂ H ₆ | 5,45 | 5,48 | 5,52 | 5,54 | 5,56 | 5,58 |
| | C ₃ H ₈ | 2,62 | 2,67 | 2,72 | 2,76 | 2,8 | 2,84 |
| | iC ₄ H ₁₀ | 0,43 | 0,44 | 0,45 | 0,47 | 0,48 | 0,49 |
| | nC ₄ H ₁₀ | 0,94 | 0,97 | 1,00 | 1,03 | 1,05 | 1,08 |
| | nC ₁₁ H ₂₄ | 5,98 | 6,54 | 7,13 | 7,73 | 8,34 | 8,95 |
| $T_{пл}, K$ | 343 | 345,8 | 348,6 | 351,4 | 354,2 | 357 | |
| $P_{пл}, MPa$ | 58,1 | 59 | 59,9 | 60,8 | 61,7 | 62,7 | |
| ПС ₅₊ , г/м ³ | 388 | 425 | 463 | 502 | 542 | 581 | |

Примечание: ПС C₅₊ в расчетах приводятся в граммах на метр кубический с учетом того, что молекулярная масса C₁₁H₂₄ равна 153,3 г/моль.

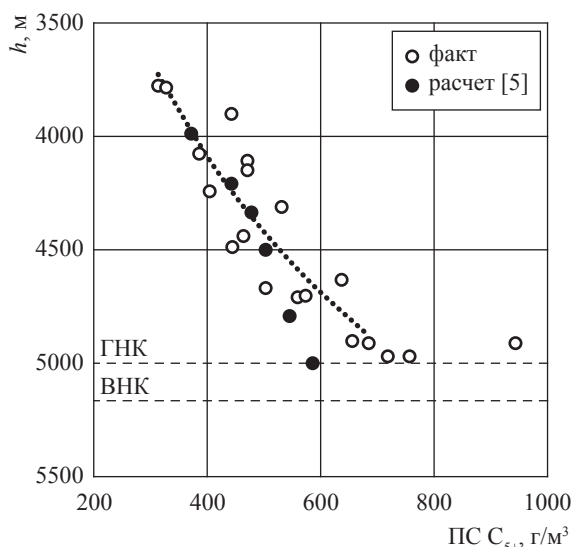


Рис. 3. Сравнение расчетных и фактических содержаний C₅₊ по глубине Карачаганакского НГКМ

Карачаганакского НГКМ. Следует отметить, что расчетные значения потенциального содержания конденсата несколько отличаются от фактических, что, по-видимому, связано с использованием упрощенной модели пластовой смеси, в которой УВ C₅₊ моделировались только н-ундеканом (nC₁₁H₂₄).

С учетом изменений термобарических условий ГКХ в процессе освоения на Карачаганакском НГКМ выделены три эксплуатационных объекта: I – газоконденсатный

Таблица 5

Геолого-физическая характеристика I, II и III объектов Карачаганакского НГКМ

| Параметр | Объект | | |
|---|-----------|-----------|-----|
| | I | II | III |
| Этаж газоносности, м | 750...850 | 700...800 | 200 |
| Эффективная мощность (максимальная), м | 490 | 300 | 170 |
| Начальное значение P _{пл} (среднее), МПа | 53,9 | 56,9 | 60 |
| T _{пл} (средняя), °C | 75 | 83 | 87 |
| ПС C ₅₊ в газе сепарации, г/м ³ | 470 | 640 | – |
| Газосодержание нефти, м ³ /т | – | – | 600 |

нижнепермский с нижней границей на глубине 4550 м; II – газоконденсатный в карбоне с нижней границей на глубине 5000 м; III – нефтяной в карбоне на глубине более 5000 м (табл. 5).

Для оценки текущего содержания и коэффициента извлечения конденсата (КИК) C₅₊ в процессе снижения P_{пл} рассчитан² баланс распределения УВ C₅₊, ожидаемого в процессе разработки I объекта рассматриваемого месторождения (табл. 6 и рис. 4).

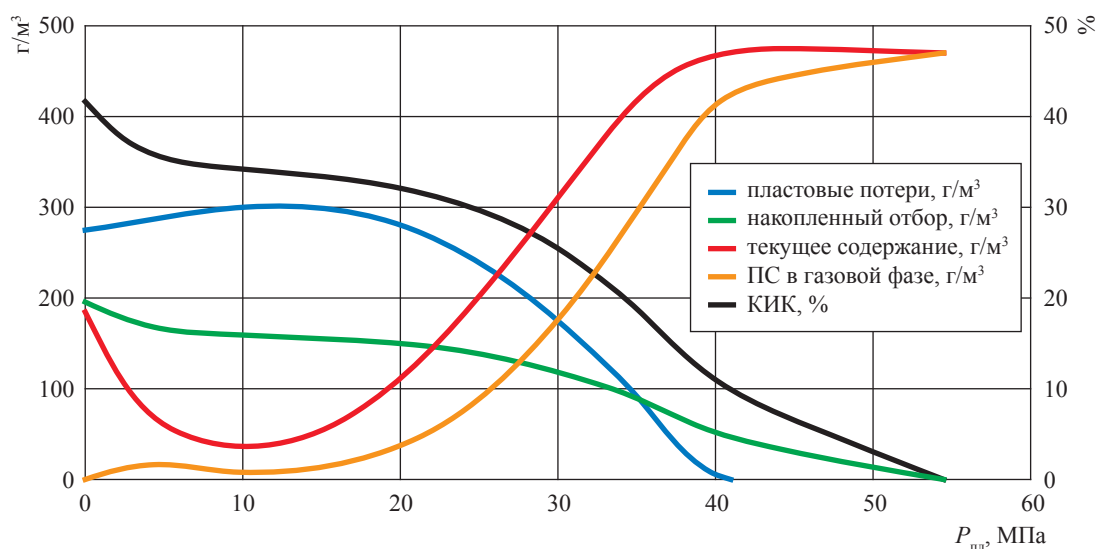
Табл. 6 и рис. 4 показывают, что КИК может составить по I объекту разработки 41,5 %, а с учетом давления забрасывания (P_{збр} ≈ 15 МПа), по-видимому, не превысит 33 %. Аналогичные расчеты показали, что КИК

² См.: Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / под ред. Г.А Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, 1980.

Таблица 6

**Результаты расчета баланса распределения C_{S+} в процессе снижения пластового давления
(Карачаганакское НКГМ, I объект)**

| Этап | $P_{пл}$, МПа | Пластовые потери C_{S+} , г/м ³ | Текущее содержание C_{S+} , г/м ³ | Накопленный отбор C_{S+} , г/м ³ | Содержание C_{S+} в газовой фазе пласта, г/м ³ | КИК, % |
|------|----------------|--|--|---|---|--------|
| 0 | 54,5 | 0,00 | 471,00 | 0,00 | 471,00 | 0,00 |
| 1 | 41,0 | 0,00 | 471,00 | 47,10 | 423,90 | 10,00 |
| 2 | 35,0 | 90,90 | 417,53 | 88,85 | 291,25 | 18,86 |
| 3 | 30,0 | 173,60 | 308,90 | 119,74 | 177,62 | 25,42 |
| 4 | 25,0 | 240,70 | 202,13 | 139,96 | 90,31 | 29,71 |
| 5 | 20,0 | 282,50 | 112,54 | 151,21 | 37,28 | 32,10 |
| 6 | 15,0 | 299,70 | 55,44 | 156,75 | 14,52 | 33,28 |
| 7 | 10,0 | 299,20 | 37,11 | 160,46 | 11,38 | 34,07 |
| 8 | 5,0 | 288,20 | 59,92 | 166,46 | 16,38 | 35,34 |
| 9 | 2,5 | 280,50 | 107,35 | 177,19 | 13,28 | 37,62 |
| 10 | 0,1 | 275,60 | 182,40 | 195,43 | 0,00 | 41,49 |

Рис. 4. Баланс распределения C_{S+} в функции давления (Карачаганакское НКГМ, I объект)

для II объекта разработки (начальное содержание C_{S+} равно 640 г/м³) соответственно составит примерно 35 % при $P_{пл} = 0,1$ МПа, а при $P_{обр} = 15$ МПа не превысит 29 %.

Вуктыльское НКГМ

Вуктыльское НКГМ введено в опытно-промышленную эксплуатацию в 1968 г. Пластово-массивную газоконденсатную залежь вмещают преимущественно карбонатные каменноугольные и нижнепермские отложения, залегающие на глубинах 2100...3300 м. Вскрытый разрез (до глубины 6,4 км) сложен силурийскими, девонскими, каменноугольными, пермскими, триасовыми и четвертичными отложениями. Основная залежь Вуктыльского

НКГМ приурочена к органогенным известнякам, продуктивная толща которых по вертикали составляет около 800 м. Известняки перекрыты 50...100-метровой покрывшей. Залежь массивная сводовая, тектонически ограниченная. Резервуар залегает в диапазоне глубин 2400...3300 м. Имеется нефтяная оторочка.

Начальные термобарические условия залегания пластовой смеси Вуктыльского НКГМ: $P_{пл} = 34,8...37,3$ МПа, $T_{пл} = 320...338$ К. С глубиной увеличиваются как пластовое давление, так и температура (рис. 5).

Начальный компонентный состав пластовой смеси представлен в табл. 7, согласно которой содержание конденсата почти линейно (от 308 до 382,5 г/м³) изменяется по разрезу

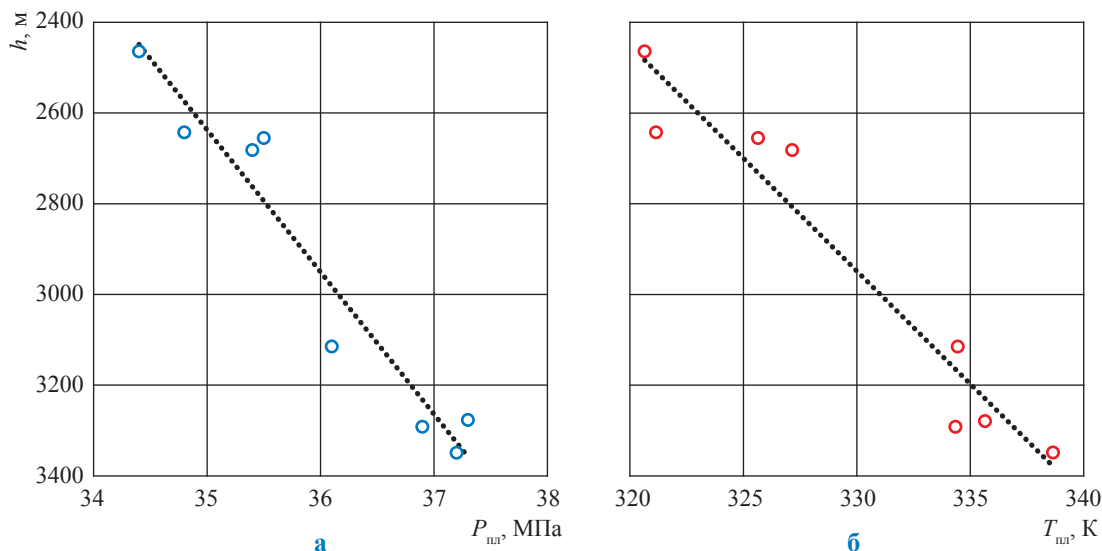


Рис. 5. Начальные термобарические условия залегания пластовой смеси Вуктыльского НГКМ: а – давление; б – температура

Таблица 7

Начальный компонентный состав пластовой смеси, извлеченной из скважин Вуктыльского НГКМ [1]

| Скважина | Возраст отложений | Интервал перфорации (средняя глубина), м | ПС C ₅₊ , г/м ³ | Содержание, % мол. | | | | | C ₅₊ | |
|----------|-------------------------------|--|---------------------------------------|--------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|-----------------|-----------------|----------------------|
| | | | | CH ₄ | C ₂ H ₆ | C ₃ H ₈ | C ₄ H ₁₀ | C ₅₊ | M, г/моль | ρ, г/см ³ |
| 3 | Нижняя пермь | 2413...2874 (2643) | 338,2 | 74,8 | 8,7 | 3,9 | 1,8 | 6,4 | 127 | 0,7382 |
| 8 | | 2746,8...2562,7 (2654) | 319,8 | 74,3 | 9,4 | 3,9 | 1,8 | 6,2 | 123 | 0,7419 |
| 11 | Средний карбон и нижняя пермь | 2322...2348; 2442...2607 (2464) | 349,9 | 74,2 | 9,0 | 3,9 | 1,5 | 7,0 | 120 | 0,7360 |
| 12 | | 2847...2515 (2682) | 299,3 | 75,6 | 9,1 | 3,5 | 1,5 | 5,9 | 122 | 0,7409 |
| 21 | Средний карбон | 3248...2982 (3115) | 345,5 | 75,6 | 7,7 | 3,5 | 1,9 | 6,6 | 126 | 0,7478 |
| 26 | Нижний карбон | 3230...3324 (3277) | 365,1 | 73,8 | 9,2 | 3,9 | 1,9 | 6,5 | 135 | 0,7581 |
| 28 | | 3366...3332 (3349) | 357,4 | 74,8 | 9,1 | 3,8 | 1,8 | 6,4 | 134 | 0,7573 |
| 14 | Нижняя пермь | 3194...3309; | 375,0 | 74,6 | 8,9 | 3,8 | 1,8 | 6,5 | 130 | 0,7487 |
| | | 3378...3390 (3292) | 388,0 | 74,5 | 8,9 | 3,7 | 1,8 | 6,7 | 137 | 0,7572 |

залежи. Доля основных компонентов C₂...C₄ по мере углубления остается практически неизменной, а плотность и молекулярная масса УВ C₅₊ увеличиваются.

В процессе разведки и в начале освоения Вуктыльского НГКМ исследованы фазовые превращения пластовой газоконденсатной смеси на установках PVT³ (УГК-3). Результаты этих исследований (табл. 8) свидетельствуют о следующем:

- давление начала конденсации (P_{нач.конд.}) изменяется от 32,6 до 34,6 МПа;
- давление максимальной конденсации (P_{макс.конд.}) нестабильного конденсата – от 15 до 17,6 МПа;
- количество выпавшего нестабильного конденсата при P_{макс.конд.} – в диапазоне

490...550 см³/м³; стабильного – в диапазоне 295...395 см³/м³;

- недонасыщенность системы – от 0,86 до 10,38 %;
- по мере увеличения глубины уменьшается недонасыщенность, или разница между P_{пл} и P_{нач.конд.}

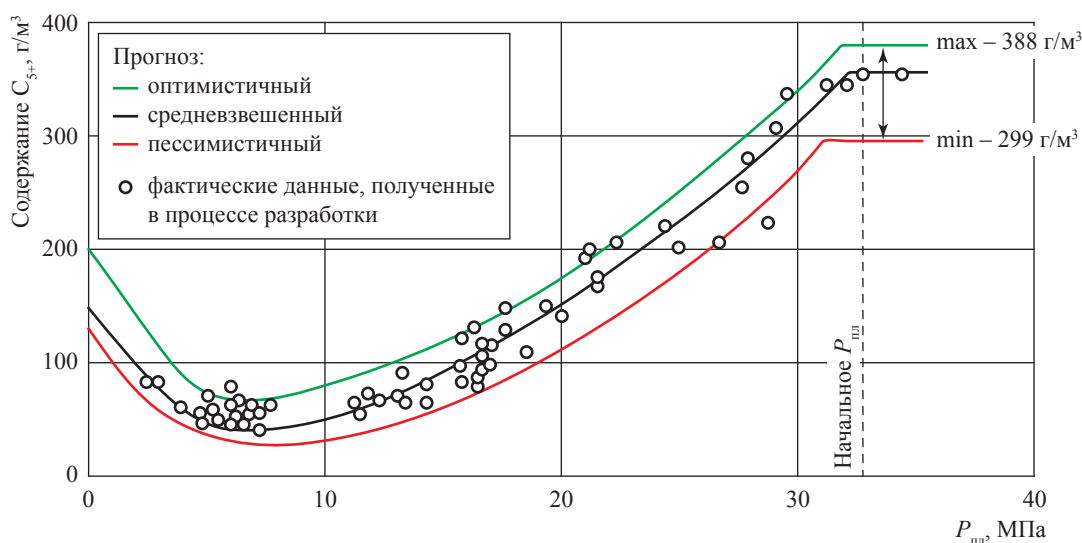
На базе начальных максимальных и минимальных значений ПС C₅₊ рассчитаны кривые динамики содержания C₅₊, которые, в принципе, отражают фактическое изменение содержания конденсата в добываемом пластовом газе в процессе разработки месторождения (рис. 6). Подобный подход к прогнозированию содержания C₅₊ при снижении P_{пл} позволяет наиболее корректно описывать диапазон возможного фактического изменения содержания C₅₊ в процессе разработки залежи.

³ Акроним от *англ.* pressure, volume, temperature (давление, объем, температура).

Таблица 8

Результаты PVT-исследований пластового газа скважин Вуктыльского НГКМ

| Показатель | Скв. 8 | Скв. 11 | Скв. 21 | Скв. 26 | Скв. 14 | Скв. 3 |
|---|--------|---------|---------|---------|---------|--------|
| Середина работающего (вскрытого) интервала, м | 2536 | 2392 | 2941 | 3107 | 3223 | 2965 |
| $P_{пл}$, МПа | 34,8 | 33,7 | 35,3 | 36,5 | 36,3 | 34,5 |
| $T_{пл}$, К | 325,6 | 320,6 | 334,4 | 335,6 | 334,3 | 321,15 |
| $P_{нач.конт}$, МПа, нестабильного C_{5+} | 32,6 | 30,2 | 33,9 | 34,6 | 34,2 | 34,2 |
| $P_{макс.конт}$, МПа: | | | | | | |
| • нестабильного C_{5+} | 17,5 | 17,5 | 15,0 | 17,6 | 17,4 | 15,2 |
| • стабильного C_{5+} | 10,0 | 15,1 | 11,0 | 15,0 | 10,0 | 10,0 |
| Недонасыщенность системы, % | 6,32 | 10,38 | 3,96 | 5,20 | 5,78 | 0,86 |
| Содержание C_{5+} , г/м ³ | 319 | 349 | 345 | 365 | 375 | 338 |

Рис. 6. Сравнение расчетного и фактического содержаний УВ C_{5+} в добываемом газе при разработке Вуктыльского НГКМ на истощение

Р.М. Тер-Саркисовым и др. [6] приведены результаты расчетного моделирования изменения состава газа по скважинам Вуктыльского НГКМ при снижении $P_{пл}$ (табл. 9), которые в целом отражают возможное изменение содержания отдельных компонентов смеси в процессе разработки.

Авторами настоящей статьи рассчитан усредненный баланс распределения углеводородов C_{5+} в процессе разработки Вуктыльского НГКМ на истощение (табл. 10 и рис. 7).

Ранее на примере Карачаганакского НГКМ показано, что в залежах с большим этажом продуктивного горизонта происходит существенное изменение содержания, плотности и молярной массы УВ C_{5+} по глубине залежи. Под влиянием гравитационных сил

пластовая смесь у кровли может представлять газоконденсатную систему, а в нижней части – легкую нефть с большим количеством растворенных в ней углеводородов. При этом переход от газоконденсатной к газонефтяной системе осуществляется без образования поверхностей раздела.

Однако изменение ГКХ по глубине залежи на тех или иных НГКМ в зависимости от условий формирования может проявляться по-разному. Авторами статьи по методике ВолгоУралНИПИгаза выполнен расчет изменения содержания УВ C_{5+} по глубине залежи Вуктыльского НГКМ (табл. 11, рис. 8). Согласно рис. 8 фактическое распределение УВ C_{5+} по глубине залежи Вуктыльского НГКМ существенно отличается от расчетного.

Таблица 9

**Изменение состава добываемого газа по скважинам Вуктыльского НГКМ
в процессе разработки при снижении пластового давления [6]**

| $P_{пл}$, МПа | Содержание, % мол. | | | | | | ПС C_{5+} , г/м ³ |
|----------------|--------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|-----------------|----------------|--------------------------------|
| | CH ₄ | C ₂ H ₆ | C ₃ H ₈ | C ₄ H ₁₀ | C ₅₊ | N ₂ | |
| 32,4 | 74,80 | 8,80 | 3,90 | 1,80 | 6,40 | 4,30 | 359 |
| 24,1 | 77,30 | 8,77 | 3,75 | 1,65 | 3,90 | 4,63 | 219 |
| 20,8 | 78,06 | 8,72 | 3,70 | 1,60 | 3,25 | 4,67 | 182 |
| 17,7 | 78,72 | 8,70 | 3,65 | 1,55 | 2,70 | 4,68 | 151 |
| 14,7 | 79,27 | 8,70 | 3,60 | 1,55 | 2,20 | 4,68 | 123 |
| 12,3 | 79,70 | 8,75 | 3,55 | 1,50 | 1,85 | 4,65 | 104 |
| 49,8 | 79,90 | 8,80 | 3,55 | 1,50 | 1,60 | 4,65 | 90 |

Таблица 10

Расчетный баланс распределения C_{5+} на примере скв. 26 Вуктыльского НГКМ

| $P_{пл}$, МПа | Пластовые потери C_{5+} , г/м ³ | Содержание C_{5+} , г/м ³ | Суммарное извлечение C_{5+} из пласта, г/м ³ | Содержание C_{5+} в газовой фазе пласта, г/м ³ | КИК, % |
|----------------|--|--|---|---|--------|
| 37 | 0 | 365,0 | 0 | 365 | 0 |
| 34,6 | 0,00 | 365,0 | 36,5 | 328,5 | 10 |
| 30 | 75,00 | 320,9 | 68,6 | 221,4 | 18,7 |
| 25 | 152,00 | 225,4 | 91,1 | 121,9 | 24,9 |
| 20 | 220,00 | 121,8 | 103,3 | 41,7 | 28,3 |
| 15 | 235,00 | 55,8 | 108,9 | 21,1 | 29,8 |
| 10 | 233,00 | 44,4 | 113,3 | 18,7 | 31,0 |
| 5,5 | 232,00 | 48,1 | 118,1 | 14,9 | 32,3 |
| 5 | 230,00 | 53,5 | 123,4 | 11,5 | 33,8 |
| 3 | 225,00 | 74,2 | 130,9 | 9,1 | 35,8 |
| 0 | 220,00 | 140,8 | 145 | 0 | 39,7 |

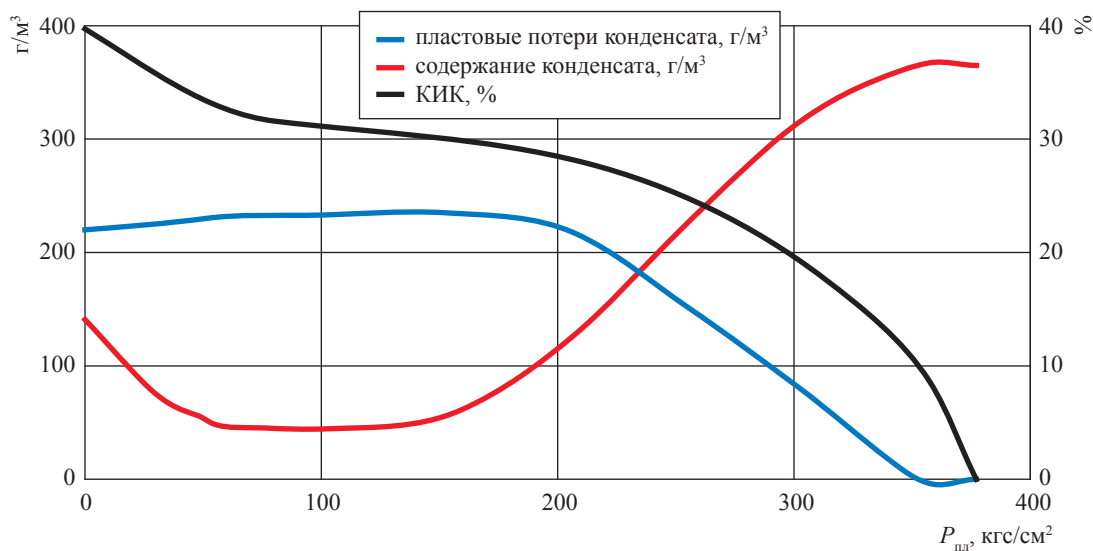


Рис. 7. Баланс распределения компонентов C_{5+} на примере скв. 26 Вуктыльского НГКМ

Таблица 11

**Изменение состава пластовой смеси Вуктыльского НГКМ
на абсолютных отметках $h = 2464...3292$ м согласно формуле (1)**

| Параметр | $h, \text{ м}$ | | | | | | | | | |
|------------------------------------|-----------------------------------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|--------|
| | 2464 | 2590,4 | 2716,8 | 2843,2 | 2969,6 | 3096 | 3222,4 | 3348,8 | 3349 | |
| Содержание, % мол. | CH_4 | 74,20 | 73,844 | 73,481 | 73,099 | 72,712 | 72,308 | 71,893 | 71,462 | 74,80 |
| | C_2H_6 | 9,00 | 9,015 | 9,029 | 9,039 | 9,048 | 9,055 | 9,059 | 9,061 | 9,10 |
| | C_3H_8 | 3,90 | 3,932 | 3,963 | 3,993 | 4,023 | 4,051 | 4,078 | 4,104 | 3,80 |
| | C_4H_{10} | 1,50 | 1,522 | 1,544 | 1,566 | 1,587 | 1,609 | 1,629 | 1,650 | 1,80 |
| | C_5H_{12+} | 6,20 | 6,481 | 6,777 | 7,089 | 7,419 | 7,767 | 8,133 | 8,519 | 6,40 |
| | H_2S | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,00 |
| | CO_2 | 0,1 | 0,101 | 0,102 | 0,102 | 0,103 | 0,104 | 0,105 | 0,105 | 0,10 |
| | N_2 | 5,1 | 5,104 | 5,107 | 5,108 | 5,108 | 5,107 | 5,105 | 5,101 | 4,00 |
| | $M C_{5+} = f(h), \text{ г/моль}$ | 120,29 | 122,36 | 124,43 | 126,50 | 128,57 | 130,64 | 132,71 | 134,79 | 134,00 |
| $\text{ПС } C_{5+}, \text{ г/м}^3$ | 310,24 | 329,87 | 350,803 | 373,062 | 396,809 | 422,070 | 448,989 | 477,637 | 356,74 | |
| $\rho C_{5+}, \text{ г/см}^3$ | 0,7360 | 0,7382 | 0,7419 | 0,7409 | 0,7478 | 0,7581 | 0,7572 | 0,7573 | 0,7573 | |

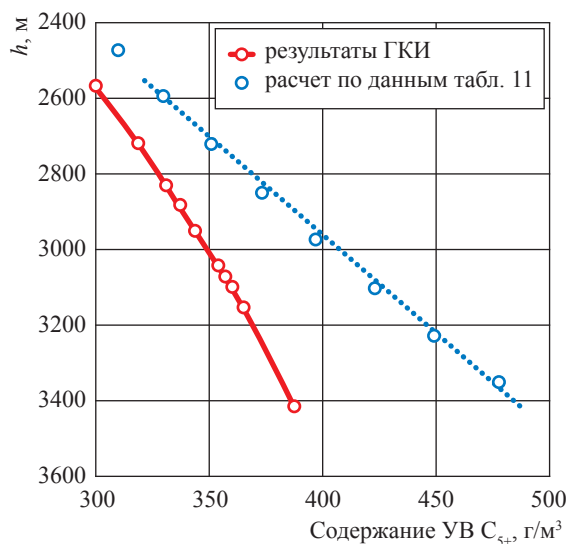


Рис. 8. Расчетное и фактическое содержание УВ C_{5+} по глубине залежи Вуктыльского НГКМ: ГКИ – газоконденсатные исследования

Для сравнения степени изменения ГКХ по мере погружения залежей авторами введено понятие градиента ГКХ, т.е. интенсивности изменения ГКХ залежи. В частности, рассматриваются градиенты следующих ГКХ: давления ($\Delta P_{пл}/\Delta h$), температуры ($\Delta T_{пл}/\Delta h$), плотности ($\Delta \rho/\Delta h$), молекулярной массы ($\Delta M/\Delta h$) и содержания ($\Delta C_{5+}/\Delta h$) конденсата C_{5+} . Фактические и модельные (расчетные)

значения перечисленных величин представлены в табл. 12, из которой следует:

1) средние градиенты давления и температуры для Карачаганакского НГКМ соответственно равны 0,0054 МПа/м и 0,0154 К/м, а для Вуктыльского НГКМ – 0,0027 МПа/м и 0,0174 К/м, т.е. градиент давления на первом месторождении выше чем на втором, а градиенты температуры примерно одинаковы;

2) интенсивность изменения плотности и молекулярной массы конденсата Карачаганакского НГКМ соответственно в 1,2 и 1,5 раза выше, чем конденсата Вуктыльского месторождения;

3) градиент ($\Delta C_{5+}/\Delta h$) на Карачаганакском месторождении в 5 раз выше, чем на Вуктыльском.

Незначительное, примерно на 20 %, увеличение содержания УВ C_{5+} при наблюдаемой толщине продуктивного горизонта в 800 м на Вуктыльском НГКМ свидетельствует о том, что гравитационный фактор, по-видимому, не является превалирующим при формировании залежи. Следовательно, методы^{1,2} расчета содержания УВ C_{5+} по глубине залежи с учетом гравитационной составляющей [2–6], результаты которого достаточно адекватно описывают распределение содержания УВ C_{5+} по глубине залежи Карачаганакского НГКМ, очевидно, не всегда могут применяться в отношении других месторождений.

Таблица 12

Сопоставление фактических и расчетных градиентов содержания и плотности УВ C_{5+} по глубине залежи Карачаганакского и Вуктыльского НГКМ

| Показатель | Карачаганак | | Вуктыл | |
|--|---------------|-------------|---------------|-------------|
| | факт | модель | факт | модель |
| Глубина кровли ГНК, м | 3700...5000 | 3700...5001 | 2600...3349 | 2392...3223 |
| Содержание C_{5+} , г/м ³ | 400...1100 | 390...715 | 299,3...388 | 308...380 |
| ρ , г/м ³ | 0,760...0,810 | – | 0,732...0,757 | – |
| M , г/моль | 130...155 | 156,3 | 127...137 | 116...126 |
| $\Delta\rho/\Delta h$, (г/м ³)·м ⁻¹ | 0,538 | 9,25 | 0,18 | 0,086 |
| $\Delta C_{5+}/\Delta h$, (г/м ³)·м ⁻¹ | 0,000041 | – | 0,000034 | – |
| $\Delta M/\Delta h$, м ⁻¹ | 0,02 | – | 0,013351 | – |
| Вскрытая толщина h , м | 1300 | 1300 | 749 | 831 |
| $T_{пл}$, К | 340...360 | | 321...334 | 321...334 |
| $P_{пл}$, МПа | 53...59 | | 34,7...36,9 | |
| $\Delta P_{пл}/\Delta h$, МПа/м | 0,0054 | | 0,0027 | |
| $\Delta T_{пл}/\Delta h$, К/м | 0,0154 | | 0,0174 | |

Список литературы

1. Лапшин В.И. Формирование, состав и компонентоотдача пластовых флюидальных систем глубокозалегающих карбонатных залежей: обз. инф. / В.И. Лапшин, В.А. Николаев, Д.В. Изюмченко и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 118 с.
2. Баталин О.Ю. Прогнозирование состава пластовой смеси и давления по глубине залегания залежи / О.Ю. Баталин, А.И. Брусилковский, Н.Г. Вафина и др. // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – 1984. – № 10. – С. 9–11.
3. Баталин О.Ю. Фазовое равновесие многокомпонентных смесей в гравитационном поле / О.Ю. Баталин, С.Л. Критская, Н.Г. Вафина // Тр. МИНХиГП им. И.М. Губкина. – 1985. – № 192. – С. 96–101.
4. Баталин О.Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов / О.Ю. Баталин, А.И. Брусилковский, М.Ю. Захаров. – М.: Недра, 1992. – 224 с.
5. Баталин О.Ю. Опыт изучения термодинамических свойств многокомпонентных смесей: обз. инф. / О.Ю. Баталин, С.Л. Критская // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1987. – № 12. – 50 с.
6. Тер-Саркисов Р.М. Научные основы повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений / Р.М. Тер-Саркисов, В.Г. Подюк, В.А. Николаев. – М.: Недра, 1998. – 344 с.

Special features in determination of gas-condensate characteristics during development of deep-seated fields with huge productive strata

V.I. Lapshin^{1*}, A.G. Posevich¹, A.A. Konstantinov¹, A.N. Volkov²

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

² Ukhta Subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1A, Sevastopolskaya street, Ukhta, the Komi Republic, 169300, Russian Federation

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

Abstract. Exemplified by Karachaganak and Vuktyl oil-gas-condensate fields the peculiar features and results of gas-condensate characteristics (GCC) determination at the fields with huge productive strata are studied. Namely, these are the following GCCs: component composition of in-situ gas, potential yield of C_{5+} hydrocarbons, physical-chemical properties of condensate (density, molecular mass), PVT-characteristics of in-situ gas, prognostic dependencies of C_{5+} potential yield in case of pore pressure reduction. Article shows that a deposit of Karachaganak field is a classic example of how the influence of gravity brings considerable alteration of GCCs depth-wise a deposit.

Diversification is best expressed in case of C_{5+} hydrocarbons. Concentration of C_{5+} hydrocarbons increases 3 times and more at depths of 3700...5200 m. Density and molecular mass of condensate also increase.

The article reveals two methods for calculating variances of component composition at depths. The first method has suggested by V.F. Perepelichenko, the second one has been suggested by A.I. Brusilovskiy and O.Yu. Batalin, who have based on the strict laws of thermodynamics and have taken into account the real properties of fluids. It is shown that the calculated modulations of C_{5+} differ from the factual measurements; obviously it occurs due to application of a simplified in-situ fluid pattern where the C_{5+} hydrocarbons have been simulated only by $n-C_{11}H_{24}$.

Unlike Karachaganak field, C_{5+} yield of Vuktyl field changes depth-wise more delicately (from 308 to 382,5 g/m³); when depth of the deposit increases, values of density and molecular mass of C_{5+} also increase. PVT-plant analysis of phase transformations of Vuktyl in-situ gas-condensate fluid has enabled determination of phase characteristics of Vuktyl fluids. To estimate current C_{5+} yield and its recovery factors at reduction of pore pressure values, authors have calculated a balance of expected C_{5+} distribution during development of Karachaganak and Vuktyl deposits.

As GCCs' depth-wise transformations can manifest themselves differently depending on deposit generation conditions at various hydrocarbon fields, in order to compare extents of GCC fluctuations authors introduce a new term "GCC gradient" meaning intensity of GCC depth-wise transformations. Gradient of C_{5+} yield at Karachaganak field is five times higher than at Vuktyl, and gradients of density and molecular mass are 1,2...1,5 times higher. Low (nearly 20 %) increase of C_{5+} yield in case of considerable thickness (more than 800 m) of the productive horizon at Vuktyl field evidences that the gravity factor has not dominated while this deposit has been forming.

Keywords: Karachaganak field, Vuktyl field, determination of a gas-condensate characteristics, alteration of condensate properties thickness-wise a deposit, PVT-characteristics of in-situ gas, potential condensate yield.

References

1. LAPSHIN, V.I., V.A. NIKOLAYEV, D.V. IZUMCHENKO et al. *Forming, composition and recovery factors of in-situ fluidal systems from deep-seated carbon-bearing deposits* [Formirovaniye, sostav i komponentootdacha plastovyykh flyuidalnykh sistem glubokozalegayushchikh karbonatnykh zalezhey]: review. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010. (Russ.).
2. BATALIN, O.Yu., A.I. BRUSILOVSKIY, N.G. VAFINA et al. Prognosis of in-situ fluid composition and pressure depthwise a deposit [Prognozirovaniye sostava plastovoy smesi i davleniya po glubine zalezhi]. *Neftepromyslovoye Delo i Transport Nefti*. 1984, no. 10, pp. 9–11. (Russ.).
3. BATALIN, O.Yu., S.L. KRITSKAYA, N.G. VAFINA. Phase equilibrium of multicomponent mixtures in the field of gravity [Fazovoye ravnovesiye mnogokomponentnykh smesey v gravitatsionnom pole]. *Trudy MINKhiGP im. I.M. Gubkina*. 1985, no. 192, pp. 96–101. (Russ.).
4. BATALIN, O.Yu., A.I. BRUSILOVSKIY, M.Yu. ZAKHAROV. *Phase equilibria in systems of natural hydrocarbons* [Fazovyye ravnovesiya v sistemakh prirodnykh uglevodorodov]. Moscow: Nedra, 1992. (Russ.).
5. BATALIN, O.Yu., S.L. KRITSKAYA. Experience of studying thermodynamic properties of multicomponent mixtures [Opyt izucheniya termodinamicheskikh svoystv mnogokomponentnykh smesey]: review. *Razrabotka i Eksploatatsiya Gazovykh i Gazokondensatnykh Mestorozhdeniy*. Moscow: VNIIEgazprom, 1987, no. 12. (Russ.).
6. TER-SARKISOV, R.M., V.G. PODYUK, V.A. NIKOLAYEV. *Scientific fundamentals improving performance of gas-condensate fields* [Nauchnyye osnovy povysheniya effektivnosti razrabotki gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: Nedra, 1998. (Russ.).