



## «Газпром ВНИИГАЗ»: Особенности определения газоконденсатных характеристик при освоении глубокозалегающих месторождений с большой продуктивной толщей

### Gazprom VNIIGAZ: Specifics of Determination of Gas Condensate Characteristics in the Development of Deep-Seated Fields with Highly Productive Strata

В.И. Лапшин<sup>1\*</sup>, А.Г. Посевич<sup>1</sup>, А.А. Константинов<sup>1</sup>, А.Н. Волков<sup>2</sup>

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

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

VI. Lapshin<sup>1</sup>, A.G. Posevich<sup>1</sup>, A.A. Konstantinov<sup>1</sup>, A.N. Volkov<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Proektiruemyj proezd 5537, 15, 1, Razvilka, s.p. Razvilkovskoe, Leninsky dist., Moscow region, 142717, Russia

<sup>2</sup> Branch of Gazprom VNIIGAZ in Ukhta, Sevastopolskaya str., 1A, Ukhta, Komi Republic, 169300, Russia

В статье на примере Карачаганакского и Вуктыльского нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) рассмотрены особенность и результаты определения газоконденсатных характеристик (ГКХ) на месторождениях

This article will look at the examples of the Karachaganak and Vuktyl oil and gas-condensate fields, reviewing the specific findings of how to determine the gas and condensate characteristics in hydrocarbon fields with high net reservoir thickness, and namely, the

углеводородов (УВ) с большой эффективной толщиной, 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 ГХХ 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 н-ундеканом ( $nC_{11}H_{24}$ ).

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/м<sup>3</sup>; 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 ГХХ по глубине залежи на различных НГКМ в зависимости от условий формирования может проявляться по-разному, для сравнения степени изменения ГХХ по глубине авторами введено понятие интенсивности изменения (градиента) ГХХ с глубиной залежи. Градиент содержания УВ  $C_{5+}$  на Карачаганакском НГКМ в 5 раз выше, чем на Вуктыльском НГКМ, а изменение плотности

component composition of the formation's gas, potential content of  $C_{5+}$  hydrocarbons (HC), physicochemical properties of the condensate (density, molecular mass), PVT-characteristics of the formation gas and, predicted behavior of the  $C_{5+}$  HC content under formation drawdown conditions. It has been illustrated that the Karachaganak oil and gas-condensate field is a classic example of how the impact of gravitational forces brings significant changes in the composition and other gas-condensate characteristics across the depth of the stratum. The differentiation is vividly expressed on the example of  $C_{5+}$  HC. Concentration of the  $C_{5+}$  HC group grows 3+ times as the depth increases (3700m to 5200m). The density and molecular mass of condensate increases as well.

The two methods for calculating the compositional change across the formation's depth are presented in this article: one was elaborated by V.F. Perepelichenko, the other by A.I. Brusilovsky and O.Y. Batalin, who built their approach on a strict correlation of thermodynamics and specifically accounted for the real properties of the fluids. It has been demonstrated that the estimated values of change in the content of  $C_{5+}$  HC taking place across formation depth, are somewhat different from the actual ones, which is obviously related to the fact that a simplified model of formation fluid mix was applied, where the  $C_{5+}$  HC group was simulated with the use of n-undecane ( $nC_{11}H_{24}$ ) only.

The initial PVT-characteristics of the mode of occurrence have been displayed, including the component composition of the formation fluid mix at the Vuktyl oil and gas-condensate field. Differently to the Karachaganak oil and gas-condensate field, the content of  $C_{5+}$  HC at the Vuktyl oil and gas-condensate field varies across the profile of the deposit not so significantly, namely, from 308 to 382 g/m<sup>3</sup>, and the  $C_{5+}$  density and molecular mass increase as the depth grows. The analysis of findings of the researched phase transformations of gas-condensate fluid mix at the Vuktyl oil and gas-condensate field, carried out on PVT-units, made it possible to determine the phase curves of the formation fluid mix of this field. To evaluate the current content of  $C_{5+}$  HC and condensate recovery in the process of formation pressure drawdown, the  $C_{5+}$  distribution balance was calculated, which has been predicted in the process of development of the targets at the Karachaganak and Vuktyl oil and gas-condensate fields.

Due to the fact that gas condensate properties may vary differently across different depths at various oil and gas-condensate fields, depending on their formation environment, the concept of the variation rate (gradient) for gas condensate characteristics was introduced by the authors, to compare the degree with which gas-condensate characteristics vary as the occurrence depth grows. The  $C_{5+}$  HC gradient at the Karachaganak oil and gas-condensate field is 5 times higher than it is at the Vuktyl

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 глу-бокозалегающие месторождения - газоконденсатные (ГКМ) и нефтегазоконденсат-ные (НГКМ), которые имеют либо большую мощность, такие как Карачаганакское и Вуктыльское НГКМ, либо огромную площадь, например, Астраханское ГКМ, ачи-мовские залежи Уренгойского НГКМ, Оренбургское НГКМ и др. [1]. Определение газоконденсатных характеристик (ГКХ) данных месторождений связано с наличием аномально высокого пластового давления (АВПД), высокими температурами, низки-ми 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 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 относятся<sup>1</sup>: компонентный состав пластового газа; потенциальное содержание (ПС) углеводородов (УВ)  $C_{5+}$ ; физико-химические свойства конденсата - плотность ( $\rho$ ) и молекулярная масса ( $M$ , г/моль); изотермы

конденсации  
пластового  
газа; баланс  
распределения УВ  
 $C_{5+}$  при сниже-нии  
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.

oil and gas-condensate field, and the change in density and molecular mass is 1.2 to 1.5 times more intensive. The inconsiderable increase in the content of  $C_{5+}$ , circa 20%, with significant thickness (over 800 m) of the productive horizon at the Vuktyl oil and gas-condensate field, testifies that the gravity factor was not prevailing during formation of this occurrence.

Several gas-condensate and oil and gas-condensate fields, which are unique by their deep-seated reserves, were discovered and brought into development in recent years. They are featured either with high thickness, such as the Karachaganak and Vuktyl oil and gas-condensate fields, or with vast area, such as, for instance, the Astrakhan gas-condensate field, the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas-condensate field, the Orenburg oil and gas-condensate field and some others [1]. Determining the gas-condensate characteristics of these fields is related to the presence of abnormally high formation pressure, high temperatures, low reservoir characteristics of the penetrated formations. In the conditions when a deposit has considerable thickness, gas-condensate characteristics vary as the depth grows, due to gravity force. And if the deposit area is much greater than its thickness, gas-condensate characteristics may vary across the area as well. In several cases, there is probability that the gas-condensate characteristics change both with the depth and across their area.

The basic gas-condensate characteristics of the fluids and products of gas-condensate and oil and gas-condensate deposits include: the component composition of formation gas; potential content of  $C_{5+}$  (HC); physicochemical properties of condensate – density ( $\rho$ ) and molecular mass

| Параметр<br>Parameter                                                                                                                                                                                                            | Карачаганакское НГКМ<br>Karachaganak field    | Вуктыльское НГКМ<br>Vuktyl field |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|----------------------------------|
| Глубина залегания, м<br>Occurrence depth, m                                                                                                                                                                                      | 3730...5000<br>(газоконденсат-газ-condensate) | 2400...3500                      |
| Пластовое давление Рпл (среднее), МПа<br>Formation pressure RP (average), MPa                                                                                                                                                    | 52...64                                       | 34,4...37,3                      |
| АВПД<br>Abnormally high formation pressure                                                                                                                                                                                       | 1,2...1,4                                     | -                                |
| Пластовая температура $T_{пл}$ , К<br>Formation temperature RT, K                                                                                                                                                                | 334...367                                     | 320...338                        |
| Коллектор<br>Reservoir                                                                                                                                                                                                           | Карбонатный - Carbonaceous                    |                                  |
| Пористость, %<br>Porosity, %                                                                                                                                                                                                     | 5,5...24                                      | 7,3...15,4                       |
| Проницаемость, мкм <sup>2</sup><br>Permeability, mkm <sup>2</sup>                                                                                                                                                                | 0,12-10-3...3,0                               | 0,1-0-3...4,5                    |
| Начальное содержание $C_{5+}H_{12+}$ в сухом газе, г/м <sup>3</sup><br>(для газоконденсатной части залежи)<br>Initial content of $C_{5+}H_{12+}$ in dry gas, g/m <sup>3</sup><br>(for the gas condensate part of the occurrence) | 350...1000                                    | 308...382,5                      |

Таблица 1: Основные геологические характеристики газоконденсатных залежей Карачаганакского и Вуктыльского НГКМ

Table 1: Basic geologic summary on the Karachaganak and Vuktyl oil and gas condensate fields

## Карачаганакское НГКМ

Карачаганакское НГКМ расположено в под-солевых 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 обосновано 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 ГХ по глубине залежи. Наиболее выражена дифференциация по содержанию УВ  $C_{5+}$ , концентрация которых увеличивается с глубиной в три и более раз; аналогично ведут себя  $p$  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 где  $\eta_i$  - молярная доля  $i$ -го компонента

( $M$ , g/mole); formation gas condensation isotherms; the  $C_{5+}$  HC group distribution balance under formation pressure drawdown, etc.

This article, with the Karachaganak and Vuktyl oil and gas-condensate field examples (Table 1) reviews the specifics and findings of determining the initial characteristics at the fields with a high thickness of the productive strata.

## Karachaganak Oil and Gas-Condensate Field

The Karachaganak oil and gas-condensate field is located in the subsalt layers of the Caspian Depression, in the interval of 3600 to 5600m. The deposit is confined to solid carbonate massif, 15x30 km in size, the height of productive thickness amounts to 1600m. The Devonian, Carboniferous, and Permian systems have been sufficiently delineated in the effective pay. The field was brought into development in 1984.

The formation pressure ( $P_f$ ) value of the deposit ranges from 52 MPa, at the top (the depth of 3700m) to 60 MPa, at the bottom (the depth of 5200m), the formation temperature ( $T_f$ ) value increases from 343K to 358K within this interval range (Fig.1). The initial component composition of the formation fluid mix recovered from the Karachaganak oil and gas-condensate field is presented in Table 2.

| Скважина<br>Well | Интервал<br>перфорации, м<br>Perforation<br>interval, m | Середина<br>интервала<br>перфорации, м<br>Perforation interval<br>medium, m | Содержание пластовой смеси, % мол.<br>Formation fluid mix content, % mole |          |        |        |       | Конденсат $C_{5+}$<br>Condensate $C_{5+}$ |                      |
|------------------|---------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|----------|--------|--------|-------|-------------------------------------------|----------------------|
|                  |                                                         |                                                                             | $C_2...C_4$                                                               | $C_{5+}$ | $H_2S$ | $CO_2$ | $N_2$ | $M$ , г/моль<br>$M$ , g/mole              | ПС, г/м³<br>PC, g/m³ |
| 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                 |

Таблица 2: Начальный компонентный состав пластовой смеси, извлеченной из скважин Карачаганакского НГКМ на различных глубинах

Table 2: Initial component composition of formation fluid mix recovered from wells of the Karachaganak oil and gas-condensate field at various

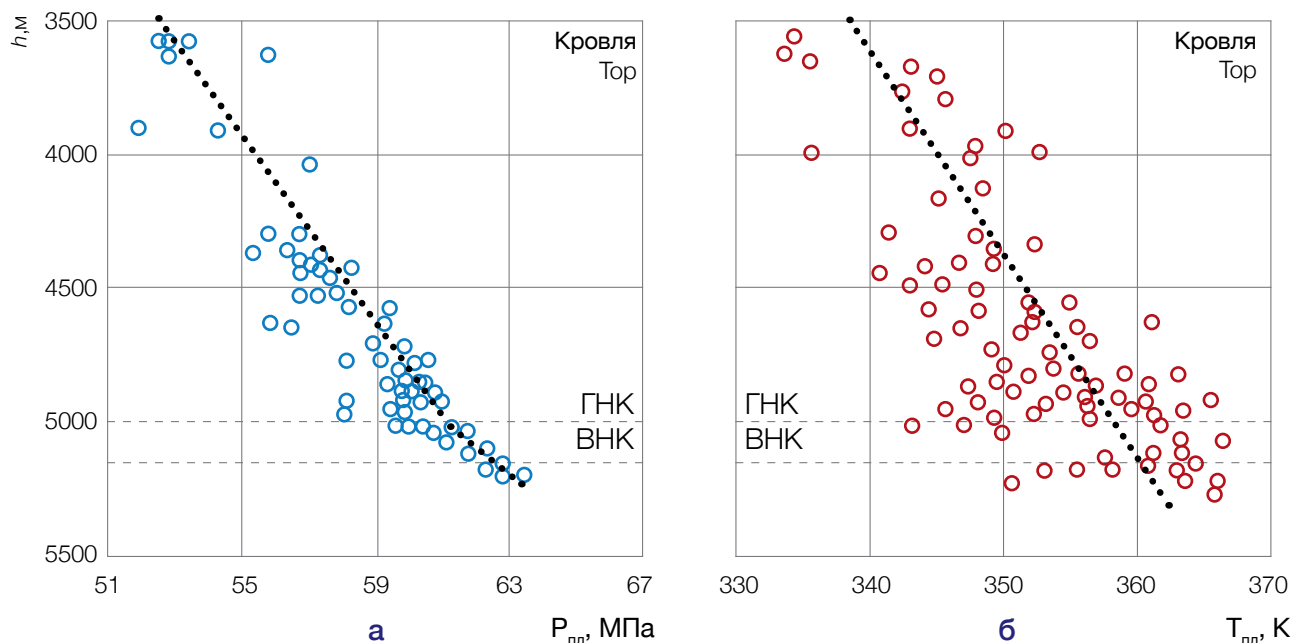


Рис. 1: Зависимость  $P_{пл}$  (а) и  $T_{пл}$  (б) на Карачаганакском НГКМ от глубины залегания (h) УВ: ВНК, ГНК - водо- и газонефтяной контакты соответственно

Fig 1: Correlation between RP (a) and RT (b) and the occurrence depth (h) at Karachaganak oil and gas-condensate field: BHK, ГНК – stand for OWC and GOC, correspondingly

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.

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

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 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

The deposit is a classic example of how the effect of gravity results in a significant change of the composition and other gas-condensate characteristics across the thickness of a reservoir. The differentiation on the content of the C5+ HC group is most signified; whose concentration grows three and more times as the depth grows; the P and M values of the condensate behave in a similar way (Fig.2). The content of the C<sub>2</sub>...C<sub>4</sub> and CO<sub>2</sub> components practically does not change, while the hydrogen sulfide content grows inconsiderably.

If we have deposits with productive strata of high thickness, any traditional approach to determine the component composition may bring us to an inaccurate estimation of HC reserves and to false field development indicators, as a result of that. The initial estimations [2] of changes in the component composition across the profile of the productive strata at the Karachaganak oil and gas-condensate field were carried out according to the Boltzmann formula with the use of the expression:

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

where  $\eta$  is a molar fraction of  $i$ -component of the formation fluid mix at depth  $h$ ;  $h_0$  is the depth of the occurrence top;  $M_i$  is molecular mass of the  $i$ -component of the fluid mix;  $g$  is gravity acceleration,  $R$  is universal gas constant.

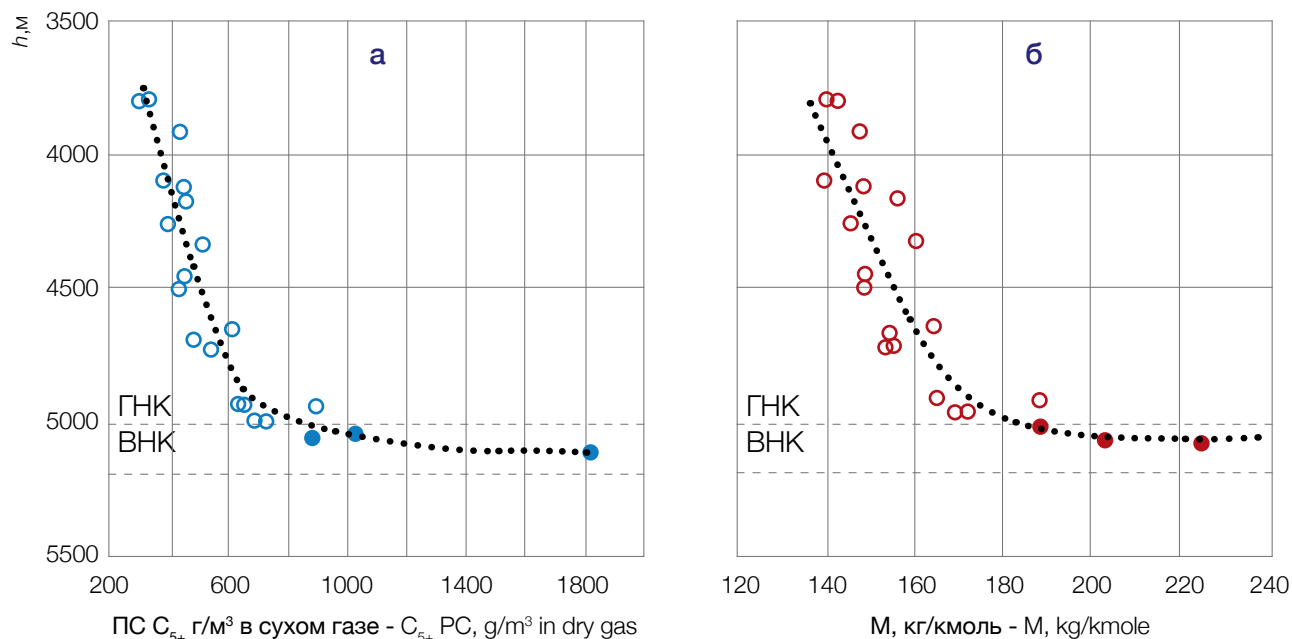


Рис. 2: Зависимость ПС (а) и молекулярной массы (б) конденсата Карачаганакского НГКМ от глубины  
Fig 2: Correlation of PS (a) and the molecular mass (b) of condensate at Karachaganak field with the depth

от  $h_0 = 4000$  м 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.

O.Y. Batalin, A.I. Brusilovsky, and some others [2-5], suggested a more accurate method for calculation of variation in the component composition and pressure across the depth of an occurrence. The method is based on strict correlations of thermodynamics and it takes more accurate account of the real properties of fluids, and in its final form, it can be presented with the following formula [5]:

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

| Параметр - Parameter                                                                                     |                                  | Абсолютная отметка, м - Actual elevation, m |        |        |        |        |        |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                                                                                                          |                                  | 4000                                        | 4200   | 4400   | 4600   | 4800   | 5000   |
| Содержание, % мол. - Content, % mole                                                                     | H <sub>2</sub> S                 | 3,69                                        | 3,703  | 3,713  | 3,722  | 3,728  | 3,732  |
|                                                                                                          | CO <sub>2</sub>                  | 4,79                                        | 4,839  | 4,886  | 4,930  | 4,971  | 5,008  |
|                                                                                                          | N <sub>2</sub>                   | 0,70                                        | 0,700  | 0,699  | 0,697  | 0,696  | 0,694  |
|                                                                                                          | CH <sub>4</sub>                  | 75,40                                       | 74,735 | 74,041 | 73,321 | 72,565 | 71,770 |
|                                                                                                          | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>    | 5,45                                        | 5,454  | 5,455  | 5,453  | 5,447  | 5,438  |
|                                                                                                          | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>    | 2,62                                        | 2,647  | 2,673  | 2,697  | 2,720  | 2,740  |
|                                                                                                          | iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>  | 0,43                                        | 0,439  | 0,447  | 0,455  | 0,464  | 0,471  |
|                                                                                                          | nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>  | 0,94                                        | 0,959  | 0,977  | 0,996  | 1,013  | 1,031  |
|                                                                                                          | nC <sub>11</sub> H <sub>24</sub> | 5,98                                        | 6,522  | 7,105  | 7,731  | 8,401  | 9,116  |
| T <sub>пл</sub> , К - RT, K                                                                              |                                  | 343,0                                       | 345,8  | 348,6  | 351,4  | 354,2  | 357    |
| P <sub>пл</sub> , МПа - RP <sub>л</sub> , MPa                                                            |                                  | 58,1                                        | 59,0   | 59,9   | 60,8   | 61,7   | 62,7   |
| Содержание nC <sub>11</sub> H <sub>24</sub> , г/м³<br>Content of nC <sub>11</sub> H <sub>24</sub> , g/m³ |                                  | 388,8                                       | 424,1  | 462,0  | 502,7  | 546,2  | 592,7  |

Таблица 3: Результаты расчета состава модели пластовой смеси Карачаганакского НГКМ по глубине (методика ВолгоУралНИПИгаза)

Table 3: Findings of the calculation of the model fluid mix at Karachaganak oil and gas-condensate field across its depth

where  $f_i(h_1)$  is fugacity of the  $i$ -component at depth  $h_1$ ;  $f_i(h_2)$  is the target value of fugacity at depth  $h_2$ .

Tables 3 and 4 illustrate the findings of the calculated composition of the model mixture which, by its composition, is similar to the formation fluid mix at the Karachaganak oil and gas-condensate field, with the depth values ranging from  $h_0=4000$  m to  $h=5000$  m. The

Расчет более точным методом [5] свидетельствует, что содержание  $nC_{11}H_{24}$ , моделирующего в расчетах группу УВ  $C_{5+}$ , 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 ( $H_2S$  и  $CO_2$ ).

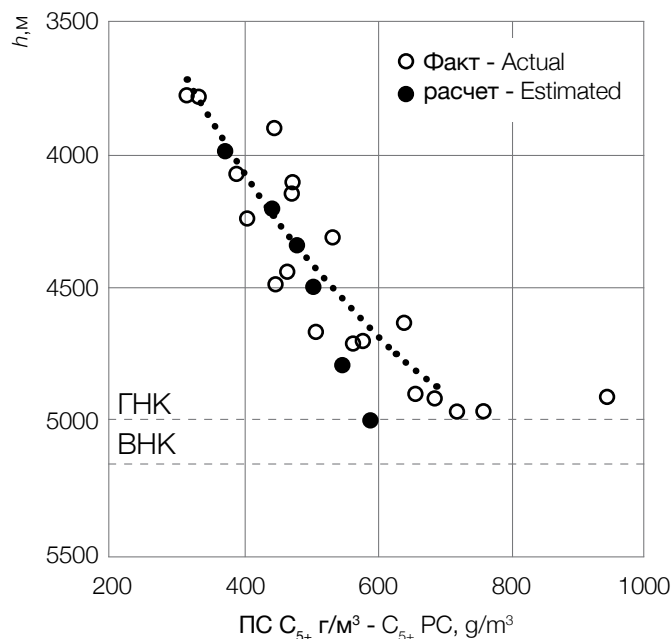


Рис. 3: Сравнение расчетных и фактических содержаний  $C_{5+}$  по глубине Карачаганакского НГКМ

Fig 3: Correlation of the estimated and actual content of  $C_{5+}$  across the depth of the Karachaganak oil and gas-condensate field

На рис. 3 приведено сравнение результатов расчетных [2-5] и фактических значений изменения содержания УВ  $C_{5+}$  по глубине

Карачаганакского НГКМ. Следует отметить, что

| Параметр - Parameter                |                 | Абсолютная отметка, м - Actual elevation, m |             |             |             |             |              |
|-------------------------------------|-----------------|---------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
|                                     |                 | $h_0 = 4000$                                | $h_0 + 200$ | $h_0 + 400$ | $h_0 + 600$ | $h_0 + 800$ | $h_0 + 1000$ |
| Содержание, % мол - Content, % mole | $H_2S$          | 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        |
|                                     | $C_2H_6$        | 5,45                                        | 5,48        | 5,52        | 5,54        | 5,56        | 5,58         |
|                                     | $C_3H_8$        | 2,62                                        | 2,67        | 2,72        | 2,76        | 2,8         | 2,84         |
|                                     | $iC_4H_{10}$    | 0,43                                        | 0,44        | 0,45        | 0,47        | 0,48        | 0,49         |
|                                     | $nC_4H_{10}$    | 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         |
| $T_{пл}$ , К - RT, К                |                 | 343                                         | 345,8       | 348,6       | 351,4       | 354,2       | 357          |
| $P_{пл}$ , МПа - $RP_{пл}$ , МПа    |                 | 58,1                                        | 59          | 59,9        | 60,8        | 61,7        | 62,7         |
| $PC_{5+}$ , г/м³ - $PC_{5+}$ , г/м³ |                 | 388                                         | 425         | 463         | 502         | 542         | 581          |

Примечание:  $PC_{5+}$  в расчетах приводятся в граммах на метр кубический с учетом того, что молекулярная масса  $C_{11}H_{24}$  равна 153,3 г/моль.  
Note:  $PC_{5+}$  is presented in the calculations in grams per cubic meter, with account of the molecular mass of  $C_{11}H_{24}$  being equal to 153.3 g/mole.

Таблица 4: Изменение состава модели пластовой смеси Карачаганакского НГКМ по глубине [5]

Table 4: Change in the composition of the reservoir model of the Karachaganak oil and gas condensate field in depth [5]

calculations, whose findings are presented in Table 3, were carried out by the authors according to the formula (1). Changes in the composition of the model mixture, presented in Table 4, were calculated according to the formula (2) [5]. Depth was estimated based on the values of temperature, presented in Tables 3 and 4, height size increment,  $h = 200$  m.

The calculation findings (see Tables 3 and 4) have inconsiderable divergence which speaks for possibility to use a simpler estimation technique applied by VolgoUralNIPIgas.

Calculating with the use of a more accurate technique [5] testifies that the content of  $nC_{11}H_{24}$ , which is used to simulate the  $C_{5+}$  HC group in the calculations, changes as the depth grows from 5.98 ( $h_0$ ) to 8.95 ( $h_0 + 1000$  m), i.e. it actually increases 1.5 times. Density and molecular mass of stable condensate behaves in a similar way. Alongside with that, the molar fraction of the mixture's methane decreases by 4.19 %. The content of homologous compounds of methane in the formation gas range in average from 9.44 to 10% of mole. One can see relative stability in the quantity of non-hydrocarbon components ( $H_2S$  and  $CO_2$ ).

Fig.3 presents comparative findings of the estimated [2-5] and actual values of the  $C_{5+}$  HC content changing along with the depth of Karachaganak oil and gas-condensate field. It should be noted that the estimated values of the condensate potential content (PC) are a little different from the actual ones which is apparently related to the use of a simpler model of the formation fluid mixture, where the  $C_{5+}$  HC group was simulated with n-undecane ( $nC_{11}H_{24}$ ) only.

расчетные значения потенциального содержания конденсата несколько отличаются от фактических, что, по-видимому, связано с использованием упрощенной модели пластовой смеси, в которой УВ  $C_{5+}$  моделировались только н-ундеканом ( $nC_{11}H_{24}$ ).

| Параметр - Parameter                                                                                | Объект - Target |           |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|-----------|-----|
|                                                                                                     | I               | II        | III |
| Этаж газоносности, м - Gas column, m                                                                | 750...850       | 700...800 | 200 |
| Эффективная мощность (максимальная), м - Net pay, (maximal), m                                      | 490             | 300       | 170 |
| Начальное значение $P_{пл}$ (среднее), МПа - Initial value, RP (average), MPa                       | 53,9            | 56,9      | 60  |
| $T_{пл}$ (средняя), °C - $M_p$ (average), °C                                                        | 75              | 83        | 87  |
| ПС $C_{5+}$ в газе сепарации, г/м <sup>3</sup> - PC $C_{5+}$ in dry separator gas, g/m <sup>3</sup> | 470             | 640       | -   |
| Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т - Gas oil ratio, m <sup>3</sup> /ton                        | -               | -         | 600 |

Таблица 5: Геолого-физическая характеристика I, II и III объектов Карачаганакского НГКМ  
Table 5: Geological setting of the targets I, II and III at the Karachaganak oil and gas-condensate

С учетом изменений термобарических условий ГКХ в процессе освоения на Кара-чаганакском НГКМ выделены три эксплуатационных объекта: I - газоконденсатный 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 ко-эффектента извлечения конденсата (КИК)  $C_{5+}$  в процессе снижения  $P_{пл}$  рассчитан баланс распределения УВ  $C_{5+}$ , 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

Taking into account variations in PVT-properties of the gas condensate characteristics in the process of developing the Karachaganak oil and gas-condensate field, three development targets have been delineated: I - gas-condensate Low Permian target with the bottom boundary at the depth of 4550 m; II - gas-condensate target in the Carboniferous system with the bottom boundary at the depth of 5000m; III - oil target in the Carboniferous system at the depth of more than 5000m (Table 5).

To evaluate the current content and condensate recovery factor (CRF) of  $C_{5+}$  in the process of formation pressure ( $P_f$ ) drawdown, the balance of  $C_{5+}$  HC distribution was calculated which has been predicted in the process of developing target I of the field under consideration (Table 6 and Fig.4). Table 6 and Fig.4 illustrate that CRF of the development target I may amount to 41.5%, and with

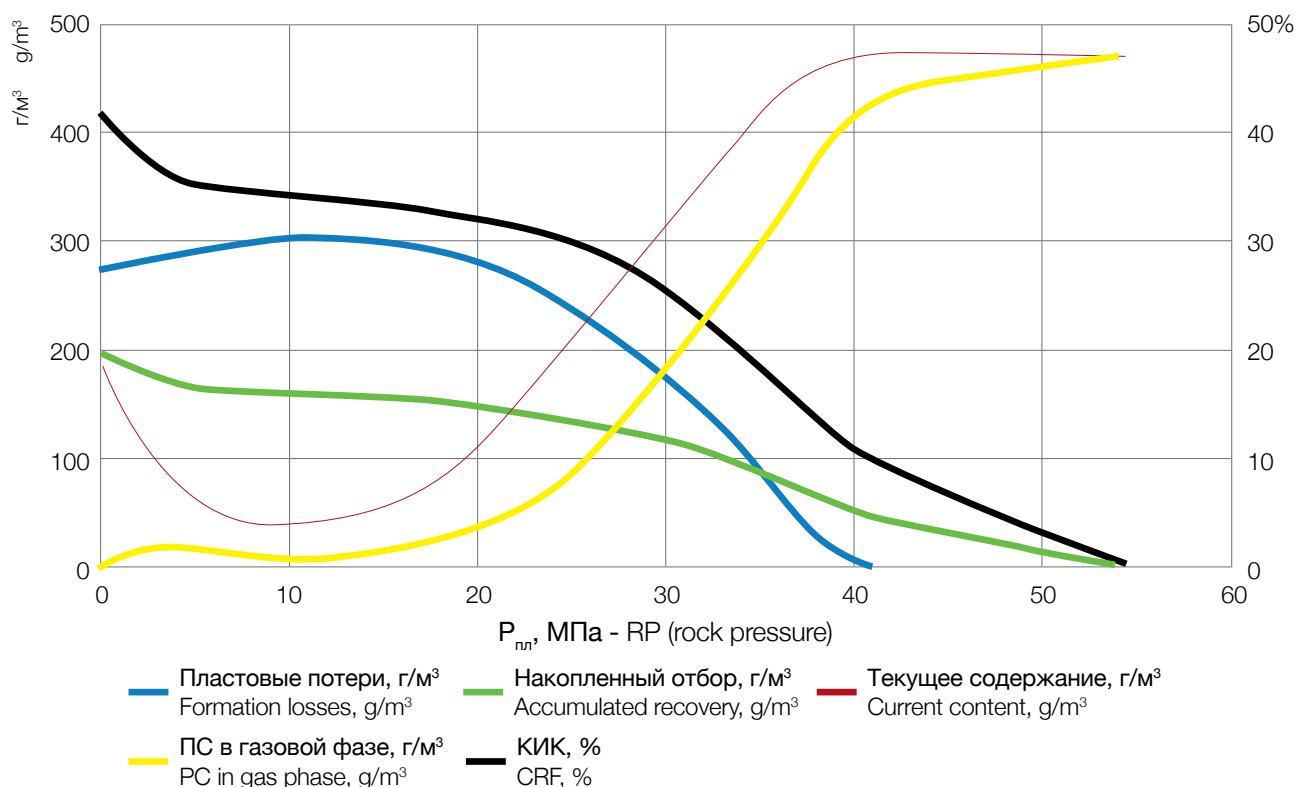


Рис. 4: Баланс распределения  $C_{5+}$  в функции давления (Карачаганакское НКГМ, I объект)

Fig 4:  $C_{5+}$  distribution balance in the pressure function (Karachaganak field, Target I)

забрасывания ( $P_{збр} \sim 15$  МПа), по-видимому, не превысит 33 %. Аналогичные расчеты показали, что КИК для II объекта разработки (начальное содержание  $C_{5+}$  равно  $640 \text{ г/м}^3$ ) соответственно составит примерно 35 % при  $P_{пл} = 0,1$  МПа, а при  $P_{збр} = 15$  МПа, не превысит 29 %.

### Вуктыльское НГКМ

Вуктыльское НГКМ 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) складывается силурийскими, девонскими, каменноугольными, пермскими, триасовыми и четвертичными отложениями. Основная залежь Вуктыльского НГКМ приурочена к органогенным известнякам, продуктивная толща которых по вертикали составляет около 800 м. Известняки перекрыты 50...100-метровой покрывкой. Залежь массивная сводовая, тектонически

account of backing up pressure ( $P_{бу} \sim 15$  МПа) it would hardly exceed 33%. Similar calculations testify that the CRF value for the development target II (initial  $C_{5+}$  content equals  $640 \text{ г/м}^3$ ) would correspondingly amount to circa 35%, with the formation pressure  $P_p=0.1$  МПа, while, with account of the backing up pressure  $P_{бу} = 15$  МПа, it would not even exceed 29%.

### Vuktyl Oil and Gas-Condensate Field

The Vuktyl oil and gas-condensate field was brought into pilot development in 1968. The massive blanket deposit of gas and condensate comprises the carbonate coal and Low Permian deposits occurring at depths of 2100m

| Этап<br>Stage | $P_{пл}$ , МПа<br>$P_p$ , МПа | Пластовые<br>потери $C_{5+}$ , г/м <sup>3</sup><br>Formation<br>losses of $C_{5+}$ , g/m <sup>3</sup> | Текущее содержание<br>$C_{5+}$ , г/м <sup>3</sup><br>Current content of<br>$C_{5+}$ , g/m <sup>3</sup> | Накопленный<br>отбор $C_{5+}$ , г/м <sup>3</sup><br>Accumulated recovery<br>of $C_{5+}$ , g/m <sup>3</sup> | Содержание $C_{5+}$ в<br>газовой фазе пласта, г/м <sup>3</sup><br>Content of $C_{5+}$ in gas<br>phase of formation, g/m <sup>3</sup> | КИК, %<br>CRF, % |
|---------------|-------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|
| 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            |

Таблица 6: Результаты расчета баланса распределения  $C_{5+}$  в процессе снижения пластового давления (Карачаганакское НГКМ, I объект)

Table 6: Findings of the calculated balance of the  $C_{5+}$  group distribution in the process of formation pressure drawdown

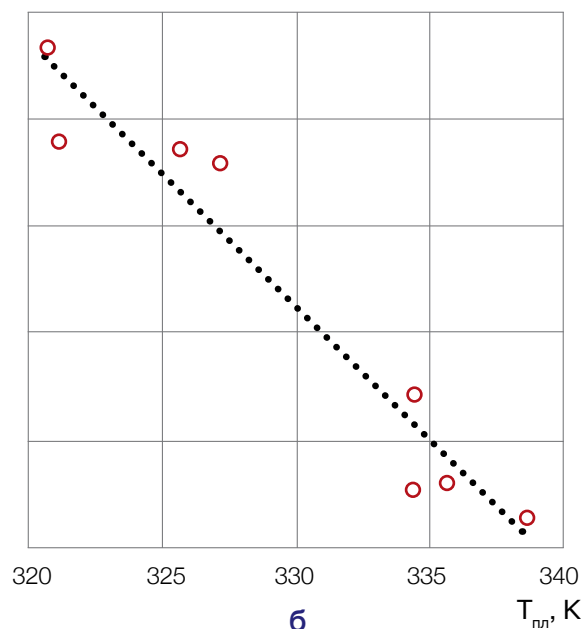
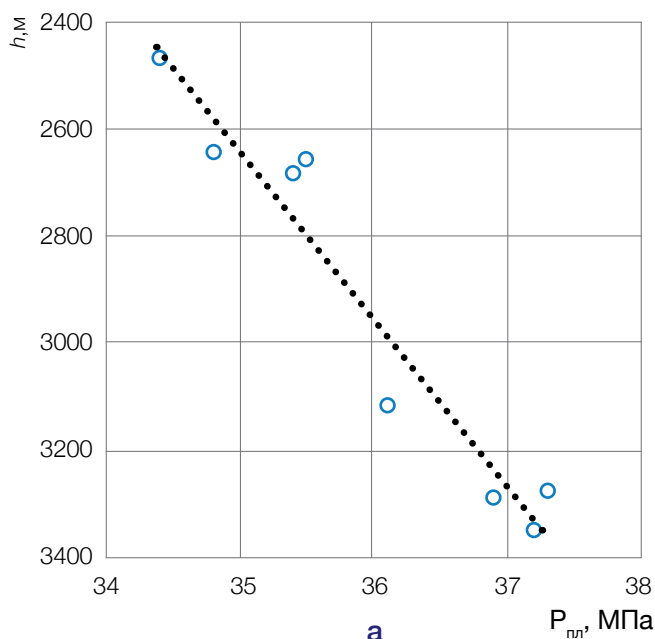


Рис. 5: Начальные термобарические условия залегания пластовой смеси Вуктыльского НГКМ: а - давление; б - температура  
Fig 5: Initial PVT properties of the formation fluid mix at Vuktyl oil and gas-condensate field: a - pressure; б - temperature

| Скважина<br>Well | Возраст<br>отложений<br>Deposit Age                                            | Интервал перфорации<br>(средняя глубина), м<br>Perforation interval<br>(average depth), m | ПС $C_{5+}$ , г/м <sup>3</sup><br>PC $C_{5+}$ , g/m <sup>3</sup> | Содержание, % мол.<br>Content, % мол. |          |          |             |          |              |                            |
|------------------|--------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|----------|----------|-------------|----------|--------------|----------------------------|
|                  |                                                                                |                                                                                           |                                                                  | $C_{5+}$                              |          |          |             |          |              |                            |
|                  |                                                                                |                                                                                           |                                                                  | $CH_4$                                | $C_2H_6$ | $C_3H_8$ | $C_4H_{10}$ | $C_{5+}$ | $M$ , г/моль | $\rho$ , г/см <sup>3</sup> |
| 3                | Нижняя пермь<br>Low Permian                                                    | 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<br>и нижняя пермь<br>Middle<br>Carboniferous<br>and Low Permian | 2322...2348;<br>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               |                                                                                | 3248...2982 (3115)                                                                        | 345,5                                                            | 75,6                                  | 7,7      | 3,5      | 1,9         | 6,6      | 126          | 0,7478                     |
| 26               | Средний карбон<br>Middle<br>Carboniferous                                      | 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               | Нижний карбон<br>Low                                                           | 3194...3309;<br>3378...3390 (3292)                                                        | 375,0                                                            | 74,6                                  | 8,9      | 3,8      | 1,8         | 6,5      | 130          | 0,7487                     |

Таблица 7: Начальный компонентный состав пластовой смеси, извлеченной из скважин Вуктыльского НГКМ [1]

Table 7: Initial component composition of the formation fluid mix recovered from wells of the Vuktyl field [1]

ограниченная.

Резервуар залегает в диапазоне глубин 2400...3300 м. Имеется нефтяная оторочка.

Начальные термобарические условия залегания пластовой смеси Вуктыльского НГКМ:  $P_{пл} = 34,8...37,3$  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/м<sup>3</sup>) изменяется по разрезу залежи. Доля основных компонентов  $C_2...C_4$  по мере углубления остается практически неизменной, а плотность и молекулярная масса УВ  $C_{5+}$  увеличиваются.

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

- давление начала конденсации ( $P_{начконд}$ ) изменяется от 32,6 до 34,6 МПа;
- давление максимальной конденсации ( $P_{максконд}$ ) нестабильного конденсата - от 15 до 17,6 МПа;  
^ количество выпавшего нестабильного конденсата при  $P_{максконд}$  - в диапазоне 490...550 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; стабильного - в диапазоне 295...395 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

| Показатель - Parameter                                                                            | Скв. 8 | Скв. 11 | Скв. 21 | Скв. 26 | Скв. 14 | Скв. 3 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|---------|---------|---------|---------|--------|
| Середина работающего (вскрытого) интервала, м<br>Class mark of producing (penetrated) interval, m | 2536   | 2392    | 2941    | 3107    | 3223    | 2965   |
| $P_{пл}$ , МПа - $RP$ , МПа                                                                       | 34,8   | 33,7    | 35,3    | 36,5    | 36,3    | 34,5   |
| $T_{пл}$ , К - $RT$ , К                                                                           | 325,6  | 320,6   | 334,4   | 335,6   | 334,3   | 321,15 |
| $P_{начконд}$ , МПа, нестабильного $C_{5+}$ - $Pdp$ , МПа, unstable $C_{5+}$                      | 32,6   | 30,2    | 33,9    | 34,6    | 34,2    | 34,2   |
| $P_{максконд}$ , МПа: - $Pmc$ , МПа:                                                              |        |         |         |         |         |        |
| • нестабильного $C_{5+}$ - • unstable $C_{5+}$                                                    | 17,5   | 17,5    | 15,0    | 17,6    | 17,4    | 15,2   |
| • стабильного $C_{5+}$ - • stable $C_{5+}$                                                        | 10,0   | 15,1    | 11,0    | 15,0    | 10,0    | 10,0   |
| Недонасыщенность системы, % / System undersaturation, %                                           | 6,32   | 10,38   | 3,96    | 5,20    | 5,78    | 0,86   |
| Содержание $C_{5+}$ , г/м <sup>3</sup> - Content of $C_{5+}$ , g/m <sup>3</sup>                   | 319    | 349     | 345     | 365     | 375     | 338    |

Таблица 8: Результаты PVT-исследований пластового газа скважин Вуктыльского НГКМ

Table 8: Findings of the PVT-research of formation gas at the Vuktyl oil and gas-condensate field

to 3300m. The penetrated section (down to depth of 6.4 km) is composed of Silurian, Devonian, Carboniferous, Permian, Triassic and Quaternary deposits. The major pool of the Vuktyl oil and gas-condensate deposit is confined to organic limestones, the productive thickness of which amounts to about 800m vertically. The limestones are covered with cap rock of 50 to 100m in length. This is a massive roof deposit, limited by faults. The reservoir occurs in the depth range of 2400 to 3300m. Oil fringe is present there.

The initial PVT properties for the occurrence of the formation fluid mix at the Vuktyl oil and gas-condensate field are as follows:  $P_r = 34.9...37.3$  МПа,  $T_r = 320...338$  К. Both the formation pressure and the temperature increase as the depth grows (Fig.5)

The initial component composition of the formation fluid mix is presented in Table 7, according to which the condensate content change is almost linear across the section of the occurrence (308 to 382.5 g/m<sup>3</sup>). The fraction of major components of  $C_2...C_4$  remains, as the depth grows, practically unchanged, while density and molecular mass of  $C_{5+}$  HC increase.

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

На базе начальных максимальных и минимальных значений ПС  $C_{5+}$  рассчитаны кривые динамики содержания  $C_{5+}$ , которые, в принципе, отражают фактическое изменение содержания конденсата в добываемом пластовом газе в процессе разработки месторождения (рис. 6). Подобный подход к прогнозированию содержания  $C_{5+}$  при снижении позволяет наиболее корректно описывать диапазон возможного фактического изменения содержания  $C_{5+}$  в процессе разработки залежи.

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,

Phase transformations of the formation gas-condensate fluid mix were explored with the use of PVT<sup>3</sup> (УГК-3) units at the stages of exploration and initial development of the Vuktyl oil and gas-condensate field. The findings of that research (Table 8) are indicative of the following:

- dewpoint pressure ( $P_{dp}$ ) changes from 32.6 to 34.6 MPa;
- maximum condensation pressure ( $P_{mc}$ ) of unstable condensate ranges from 15 to 17.6 MPa;
- fallout of unstable condensate, under  $P_{mc}$ , ranges between 490...550 cm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>; while that of stable condensate lies in the range of 295...395 cm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>;
- undersaturation of the system ranges between 0.86 and 10.38%;
- undersaturation, or difference between  $P_r$  and  $P_{dp}$ , decreases as the depth grows

The curves, displaying the dynamics of potential content of the  $C_{5+}$ , were calculated on the basis of the initial maximal and minimal values, which theoretically reflect the actual change in the content of condensate in the produced formation gas, taking place in the process of the field development (Fig.6). A similar approach to predicting the  $C_{5+}$  content, with depths increasing, makes it possible to more accurately describe the range of probably actual change in the content of  $C_{5+}$  in the process of the occurrence development.

R. M.Ter-Sarkisov and others [6] presented their

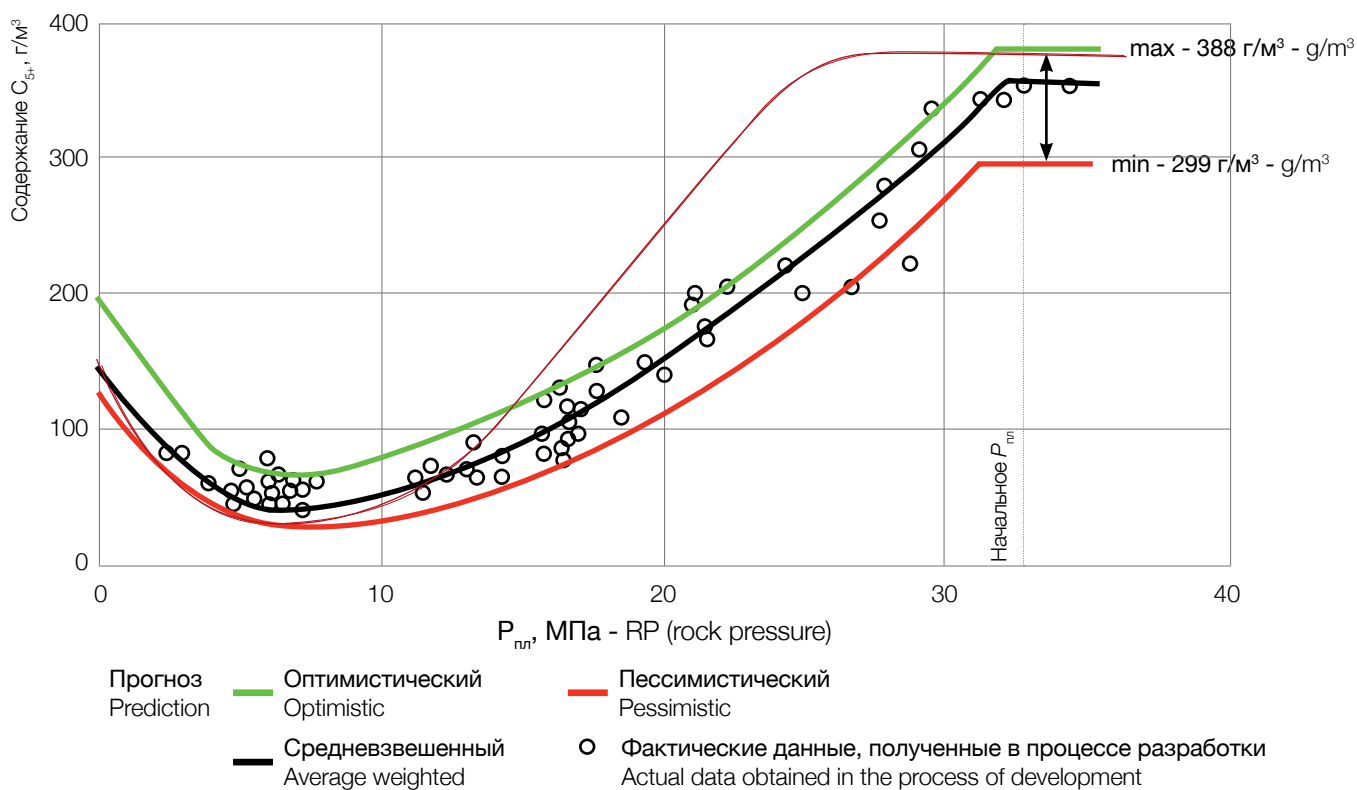


Рис. 6: Сравнение расчетного и фактического содержания УВ  $C_{5+}$  в добываемом газе при разработке Вуктыльского НГКМ на истощение

Fig 6: Correlation of the estimated and actual content of  $C_{5+}$  HC in produced gas in the process of development of the Vuktyl oil and gas-condensate field to its depletion state

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 поверхно-стей 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.

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

| $P_{пл}$ , МПа<br>RP, MPa | Содержание, % мол. - Content, % mole. |                               |                               |                                |                 |                | ПС $C_{5+}$ , г/м <sup>3</sup><br>PC $C_{5+}$ , g/m <sup>3</sup> |
|---------------------------|---------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|-----------------|----------------|------------------------------------------------------------------|
|                           | CH <sub>4</sub>                       | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | C <sub>5+</sub> | N <sub>2</sub> |                                                                  |
| 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 9: Изменение состава добываемого газа по скважинам Вуктыльского НГКМ в процессе разработки при снижении пластового давления [6]

Table 9: Changes in the content of the gas produced from wells of the Vuktyl oil and gas condensate field in the process of its development, under condition of formation pressure drawdown [6]

| $P_{пл}$ , МПа<br>RP, MPa | Пластовые потери<br>$C_{5+}$ , г/м <sup>3</sup><br>Formation losses of<br>$C_{5+}$ , g/m <sup>3</sup> | Содержание<br>$C_{5+}$ , г/м <sup>3</sup><br>Content of<br>$C_{5+}$ , g/m <sup>3</sup> | Суммарное извлечение<br>$C_{5+}$ из пласта, г/м <sup>3</sup><br>Total formation recovery of<br>$C_{5+}$ , g/m <sup>3</sup> | Содержание $C_{5+}$ в газовой фазе<br>пласта, г/м <sup>3</sup><br>Content of $C_{5+}$ in the formation gas<br>phase, g/m <sup>3</sup> | КИК, %<br>CRF, % |
|---------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|
| 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             |

Таблица 10: Расчетный баланс распределения  $C_{5+}$  на примере скв. 26 Вуктыльского НГКМ

Table 10: Estimated balance of  $C_{5+}$  distribution on the example of well 26 of the Vuktyl field

predicted findings in the changes of the content of gas from some wells at the Vuktyl oil and gas-condensate field under formation pressure ( $P_f$ ) drawdown (Table 9), which generally reflects the probable changes in the content of the separate components of the fluid mixture in the process of field development.

The authors of this article calculated the average balance of the  $C_{5+}$  hydrocarbon distribution in the process of developing the Vuktyl oil and gas-condensate field to its depletion state. (Table 10 and Fig. 7).

At the Karachaganak field it was demonstrated that the occurrences with great mining level of productive horizon have significant change in their content of density and molecular mass of  $C_{5+}$  HC across the occurrence depth. Due to the gravity field effect, the formation fluid mixture may be a gas condensate system at the top, while at the bottom part it can be high-gravity oil with great amount of dissolved hydrocarbons. The transition from the gas condensate to the fluid system takes place without the formation of interfacial areas.

However, changes in the gas condensate characteristics taking place across the depth of an occurrence may behave differently at various oil and gas-condensate

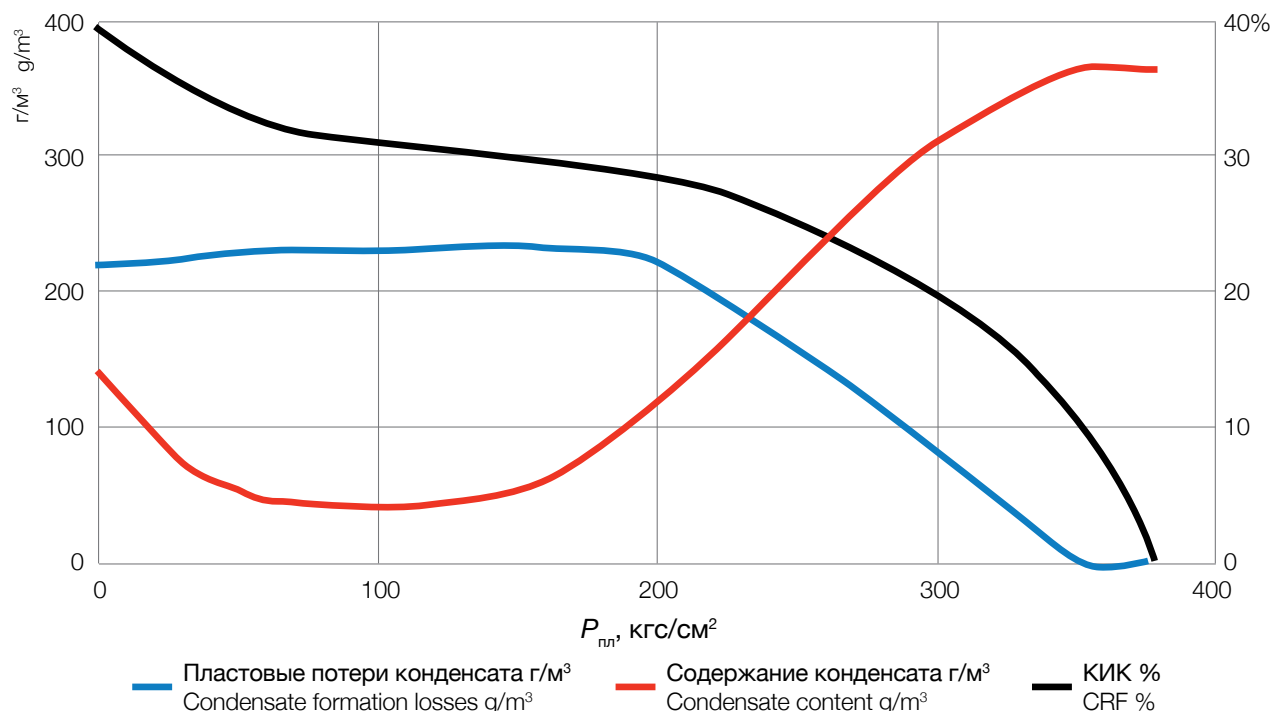


Рис. 7: Баланс распределения компонентов  $C_{5+}$  на примере скв. 26 Вуктыльского НГКМ

Fig 7:  $C_{5+}$  component distribution balance on the example of well 26 of the Vuktyl field

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

fields, depending on their formation environment.

The authors of the article, using the technique developed by VolgoUralNIPIgas, carried out the calculation of changes in the content of  $C_{5+}$  HC across the depth of the Vuktyl oil and gas-condensate field (Table 11, Fig. 8). According to Fig. 8, the actual distribution of the  $C_{5+}$  HC values,

| Параметр<br>Parameter                                  |                            | $h, \text{ м} - h, \text{ м}$ |        |         |         |         |         |         |         |        |
|--------------------------------------------------------|----------------------------|-------------------------------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|
|                                                        |                            | 2464                          | 2590,4 | 2716,8  | 2843,2  | 2969,6  | 3096    | 3222,4  | 3348,8  | 3349   |
| Содержание, %<br>Content, % mole                       | $\text{CH}_4$              | 74,20                         | 73,844 | 73,481  | 73,099  | 72,712  | 72,308  | 71,893  | 71,462  | 74,80  |
|                                                        | $\text{C}_2\text{H}_6$     | 9,00                          | 9,015  | 9,029   | 9,039   | 9,048   | 9,055   | 9,059   | 9,061   | 9,10   |
|                                                        | $\text{C}_3\text{H}_8$     | 3,90                          | 3,932  | 3,963   | 3,993   | 4,023   | 4,051   | 4,078   | 4,104   | 3,80   |
|                                                        | $\text{C}_4\text{H}_{10}$  | 1,50                          | 1,522  | 1,544   | 1,566   | 1,587   | 1,609   | 1,629   | 1,650   | 1,80   |
|                                                        | $\text{C}_5\text{H}_{12+}$ | 6,20                          | 6,481  | 6,777   | 7,089   | 7,419   | 7,767   | 8,133   | 8,519   | 6,40   |
|                                                        | $\text{H}_2\text{S}$       | 0,000                         | 0,000  | 0,000   | 0,000   | 0,000   | 0,000   | 0,000   | 0,000   | 0,00   |
|                                                        | $\text{CO}_2$              | 0,1                           | 0,101  | 0,102   | 0,102   | 0,103   | 0,104   | 0,105   | 0,105   | 0,10   |
|                                                        | $\text{N}_2$               | 5,1                           | 5,104  | 5,107   | 5,108   | 5,108   | 5,107   | 5,105   | 5,101   | 4,00   |
| $MC_{5+} = f(h)$ , г/моль<br>$MC_{5+} = f(h)$ , g/mole |                            | 120,29                        | 122,36 | 124,43  | 126,50  | 128,57  | 130,64  | 132,71  | 134,79  | 134,00 |
| ПС $C_{5+}$ , г/м³ - РС $C_{5+}$ , г/м³                |                            | 310,24                        | 329,87 | 350,803 | 373,062 | 396,809 | 422,070 | 448,989 | 477,637 | 356,74 |
| $\rho C_{5+}$ , г/см³ - $\rho C_{5+}$ , g/cm³          |                            | 0,7360                        | 0,7382 | 0,7419  | 0,7409  | 0,7478  | 0,7581  | 0,7572  | 0,7573  | 0,7573 |

Таблица 11: Изменение состава пластовой смеси Вуктыльского НГКМ на абсолютных отметках  $h = 2464 \dots 3292$  м согласно формуле (1)

Table 11: Changes in the composition of formation fluid mix at the Vuktyl field at absolute elevations  $h = 2464 \dots 3292$  m

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 Вук-тыльском.

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 преобладающим при формировании залежи. Следовательно, методы 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.

## Список литературы

1. Лапшин В.И. Формирование, состав и компонентоотдача пластовых флюидальных систем глубоководных карбонатных залежей' обз. инф. / В.И. Лапшин, В.А. Николаев, Д.В. Изюмченко и др. -М.' Газпром ВНИИГАЗ, 2010. - 118 с.

across the occurrence depth at the Vuktyl oil and gas-condensate field, significantly differs from the estimated one.

To compare the degree of change in gas condensate characteristics, across the depth of occurrences, the authors introduced the concept of the gradient of gas condensate characteristics, i.e. the intensity in change of gas condensate characteristics of an occurrence. In particular, the gradients of the following gas condensate characteristics have been reviewed: pressure ( $\Delta P/\Delta h$ ), temperature ( $\Delta T/\Delta h$ ), density ( $\Delta \rho/\Delta h$ ), molecular mass ( $\Delta M/\Delta h$ ) and content ( $\Delta C_{5+}/\Delta h$ ) of condensate  $C_{5+}$ . The actual and simulated (estimated) values of the above mentioned parameters are presented in Table 12, which brings us to the following conclusions:

1) the average gradients of pressure and temperature are equal to 0.0054 MPa/m and 0.0154 K/m for the Karachaganak oil and gas-condensate field, and to 0.0027 MPa and 0.0174 K/m for the Vuktyl oil and gas-condensate field, correspondingly, i.e. the gradient of pressure is higher at the first field than it is at the second one, while the gradients of temperature remain much the same;

| Показатель<br>Parameter                                                                                                           | Карачаганак - Karachaganak |                  | Вуктыл - Vuktyl |                  |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|------------------|-----------------|------------------|
|                                                                                                                                   | факт - Actual              | модель - Modeled | факт - Actual   | модель - Modeled |
| Глубина кровли ГНК, м<br>GOC top depth, m                                                                                         | 3700...5000                | 3700...5001      | 2600...3349     | 2392...3223      |
| Содержание $C_{5+}$ , г/м <sup>3</sup><br>Content of $C_{5+}$ , g/m <sup>3</sup>                                                  | 400...1100                 | 390...715        | 299,3...388     | 308...380        |
| $\rho$ , г/м <sup>3</sup><br>$\rho$ , g/m <sup>3</sup>                                                                            | 0,760^0,810                | -                | 0,732^0,757     | -                |
| $M$ , г/моль<br>$M$ , g/mole                                                                                                      | 130...155                  | 156,3            | 127...137       | 116...126        |
| $\Delta \rho/\Delta h$ , (г/м <sup>3</sup> )-м <sup>-1</sup><br>$\Delta \rho/\Delta h$ , (g/m <sup>3</sup> )· m <sup>-1</sup>     | 0,538                      | 9,25             | 0,18            | 0,086            |
| $\Delta C_{5+}/\Delta h$ , (г/м <sup>3</sup> )-м <sup>-1</sup><br>$\Delta C_{5+}/\Delta h$ , (g/m <sup>3</sup> )· m <sup>-1</sup> | 0,000041                   | -                | 0,000034        | -                |
| $\Delta M/\Delta h$ , м <sup>-1</sup><br>$\Delta M/\Delta h$ , m <sup>-1</sup>                                                    | 0,02                       | -                | 0,013351        | -                |
| Вскрытая толщина $h$ , м<br>Penetrated thickness $h$ , m                                                                          | 1300                       | 1300             | 749             | 831              |
| $T_{гн}$ , К<br>$T_g$ , K                                                                                                         | 340...360                  |                  | 321...334       | 321...334        |
| $P_{гн}$ , МПа<br>$P_g$ , MPa                                                                                                     | 53...59                    |                  | 34,7...36,9     |                  |
| $\Delta P_{гн}/\Delta h$ , МПа/м<br>$\Delta P_g/\Delta h$ , MPa/m                                                                 | 0,0054                     |                  | 0,0027          |                  |
| $\Delta T/\Delta h$ , К/м<br>$\Delta T/\Delta h$ , K/m                                                                            | 0,0154                     |                  | 0,0174          |                  |

**Таблица 12:** Сопоставление фактических и расчетных градиентов содержания и плотности УВ  $C_{5+}$  по глубине залежи Карачаганакского и Вуктыльского НГКМ

**Table 12:** Correlation of the actual and estimated gradients of the  $C_{5+}$  HC content and density across the depth of the occurrences at the Karachaganak and the Vuktyl fields

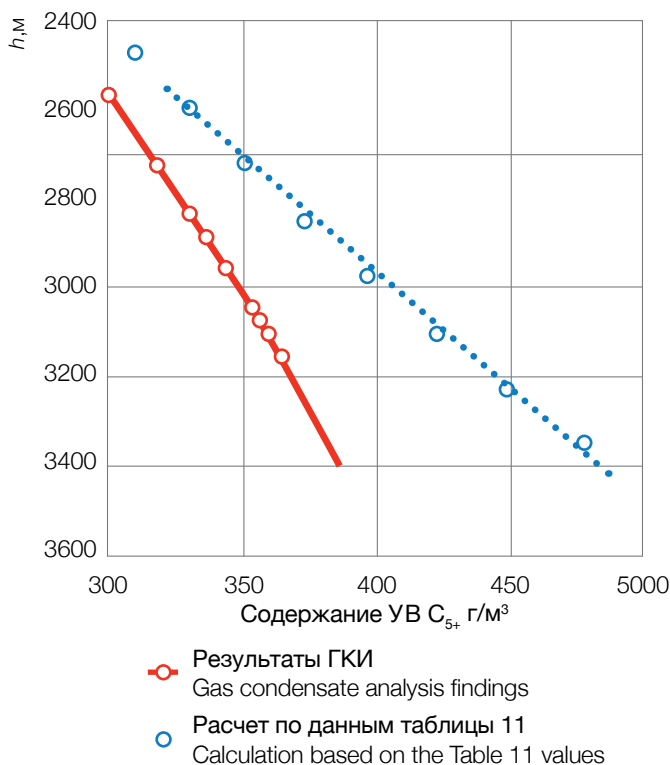


Рис. 8: Расчетное и фактическое содержание УВ  $C_{5+}$  по глубине залежи Вуктыльского НГКМ: ГКИ - газоконденсатные исследования

Fig 8: Estimated and actual content of  $C_{5+}$  HC across the depth of the Vuktyl field: "ГКИ" stands for gas condensate analysis

2. Баталин О.Ю. Прогнозирование состава пластовой смеси и давления по глубине залегания залежи / О. Ю. Баталин, А. И. Брусиловский, 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. Брусиловский, 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.

2) the intensity of change in density and molecular mass of condensate at the Karachaganak oil and gas-condensate field are correspondingly 1.2 and 1.5 times higher than they are at the Vuktyl field;

3) the gradient ( $\Delta C_{5+}/\Delta h$ ) is 5 times higher at the Karachaganak field than it is at the Vuktyl field.

Insignificant, an approximately 20% increase of the  $C_{5+}$  content with the actually examined thickness of the productive horizon of the Vuktyl oil and gas-condensate field being 800m, indicates that the gravity factor does not actually prevail in the process of the occurrence formation. Hence, the techniques for calculating the  $C_{5+}$  HC content across the depth of an occurrence, taking into account the gravity constituent [2-6], (and the findings of the calculation are sufficient to adequately describe the  $C_{5+}$  HC distribution across the depth of the occurrence at Karachaganak oil and gas-condensate field), may not always be applied with regard to other fields.

## References

1. V.I. Lapshin. Formation, composition and component yield of formation fluid systems in deep-seated carbonate deposits, survey info / V.I. Lapshin, V.A.Nikolayev, D.V. Izyumchenko and others. - M., Gasprom VNIIGAS, 2010. - 118 pp.
2. O.Y. Batalin Predicting formation fluid mix and pressure across the depth of an occurrence / O.Y. Batalin, A.I. Brusilovsky, N.G. Vafina and others // "Neftepromyslovoye delo i transport nefti" (Oil Field Business and Oil Transportation) - 1984. - # 10, pp.9-11.
3. O.Y. Batalin Phase Equilibrium of Multi-component Fluid Mixtures in Gravity Field / O. Y. Batalin, S.L. Kritskaya, N.G. Vafina // Gubkin High School. - 1985. - # 192. - pp. 96-101.
4. O.Y. Batalin. Phase equilibrium in the systems of natural hydrocarbons / O.Y. Batalin, A.I. Brusilovsky, M.Y. Zakharov. - M. Nedra, 1992. - 224 pp.
5. O.Y. Batalin The Experience of Research on the Thermodynamic Properties of Multi-component Fluid Mixtures: Survey info / O.Y. Batalin, S.L. Kritskaya // Development And Exploitation Of Gas And Gas-Condensate Fields. - M. VNIIEgasprom, 1987. - # 12. - 50 pp.
6. R.M. Ter-Sarkisov. Scientific Basics of the Efficiency Enhancement in Development of Gas-Condensate Fields / R.M. Ter-Sarkisov, V.G. Podyuk, V.A. Nikolayev. - M. Nedra, 1998. - 344 pp.