

# Геология, поиски и разведка месторождений нефти и газа

---

УДК 624.131.431.2:622.14(571.121)

## УЧЕТ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ ПОРОД ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЫ

ACCOUNTING THERMOBARIC CONDITIONS WHEN DETERMINING  
THE COUNTING PARAMETERS OF ZEOLITE-CONTAINING ROCKS  
OF PRODUCTIVE RESERVOIRS OF THE BOLSHEKHETSKAYA  
DEPRESSION FIELDS

**Н. В. Гильманова, Р. З. Ливаев, В. А. Зыкова, О. А. Драганчук, Ю. В. Титов**  
N. V. Gilmanova, R. Z. Livaev, V. A. Zikova, O. A. Draganchuk, Yu. V. Titov

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*  
*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени*

*Ключевые слова: фильтрационно-емкостные свойства; термобарические условия; цеолиты; граничные значения; нефтегазонасыщенность; поправочные коэффициенты*  
*Key words: reservoir properties; thermobaric conditions; zeolites; boundary values; oil and gas saturation; correcting factors*

Литолого-стратиграфический разрез Пякяхинского месторождения Большехетской зоны характеризуется значительной литологической изменчивостью, наличием зон замещения, невыдержанностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород.

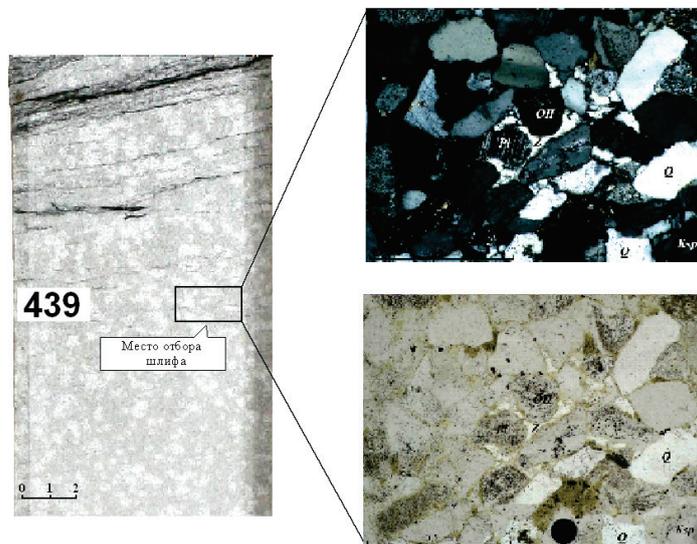
Изучаемая сортымская свита (берриасский и валанжинский ярусы) представлена серыми песчаниками с прослоями аргиллитоподобных, серых алевритистых, разнообразно слоистых глин. В ее составе выделяются продуктивные пласты БУ<sub>10</sub>–БУ<sub>20</sub>, с которыми связаны крупные скопления углеводородов. Толщина свиты достигает до 560 м.

Особенности строения коллекторов, их литологии, минерального состава скелета, цементирующего вещества и примесей рассматриваются на примере пластов БУ<sub>15</sub>, имеющих высокую степень охарактеризованности стандартными исследованиями керна.

По подсчетам гранулометрического состава содержание песчаной фракции составляет в среднем 65 %, алевритовой — 32 %, глинистой — до 3 %. По результатам петрографо-минералогических исследований обломочный материал скелетной части породы составляет 90 %, цемент — 10 % (цеолиты — 8,1 %). Породообразующие минералы представлены кварцем, полевыми шпатами, обломками пород и слюды. Цемент пленочный, участками — пленочно-поровый. Средние арифметические значения ФЕС для коллекторов пластов БУ<sub>15</sub> следующие: открытая пористость — 13,3 %; абсолютная проницаемость — 14,5 мД; водоудерживающая способность — 41,8 %. По классификации А. А. Ханина коллекторы пласта БУ<sub>15</sub> являются поровыми и относятся к IV–V классу.

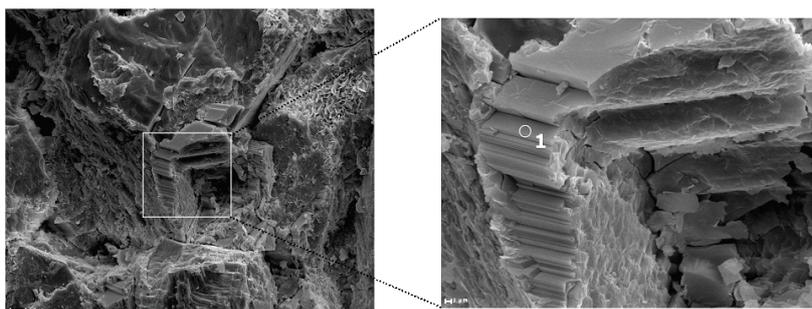
Признаки цеолитизации легко устанавливаются при визуальной оценке керна и проявляются в виде обилия светлых пятен, размер которых может достигать нескольких миллиметров и составлять до 40 % от объема породы (рис. 1). При микроскопическом изучении новообразованный цеолит хорошо

диагностируется благодаря совершенной спайности по (010) и (110), низким показателям преломления и двупреломления,  $N_p = 1,504-1,513$ ,  $N_m = 1,514-1,524$ ,  $N_g = 1,516-1,525$ ,  $N_g-N_p = 0,011-0,016$ ,  $2V = -25^\circ-35^\circ$ ,  $cNg = 20-36^\circ$ . Он образует поровый цемент, также иногда замещает полевые шпаты, характеризуется монокристаллами неправильной, часто вытянутой по направлению формы размером до 2 мм.



*Рис. 1. Аркозовый песчаник, средне-мелкозернистый. Поровый цемент представлен цеолитами (Z). Николи|| и + (увеличение в 100 раз)*

По наблюдениям в растровом электронном микроскопе видны агрегаты из призматических кристаллов цеолита с совершенной спайностью и хорошо выраженной ступенчатостью (рис. 2). Следует заметить, что при макроописании зерна процентное содержание цеолитов может быть завышено по сравнению с микроскопическим описанием, поскольку при визуальной оценке зерна фиксируется диаметр светлых пятен, которые включают большую площадь обломочных зерен, чем вмещающую собственно цеолиты.



*Рис. 2. Неравномерное распределение кристаллически-зернистого цеолитового цемента (1), заполняющего пространство между обломочными зернами*

Идентифицированы цеолиты также по данным рентгенофазового и рентгеноструктурного анализов. В изученных образцах новообразованный цеолит пред-

ставлен ломонтитом (по данным рентгенофазового анализа), проявляется в виде кальциевой разновидности  $\text{CaAl}_2\text{Si}_4\text{O}_{12}\cdot 4\text{H}_2\text{O}$ . Этот факт подтвердился дальнейшими рентгеноструктурными исследованиями мономинеральной фракции из раздробленных цеолитизированных образцов ядра при помощи смеси броморфа со спиртом с  $\rho = 2,4 \text{ г/см}^3$ . Ломонтит определен по его основным пикам: 9.4А(10), 6.8А(9), 4.2А(10), 3.49А(9), 3.32А(10). Анализ ломонтита проводился по пику 9.4А(10), так как пик 4.2А заретуширован пиком кварца 4.26А(100), пик 3.49А — пиком хлорита 3.52А(004), пик 3.32А — пиком кварца 3.34А(101) и слюдястым пиком 3.33(003).

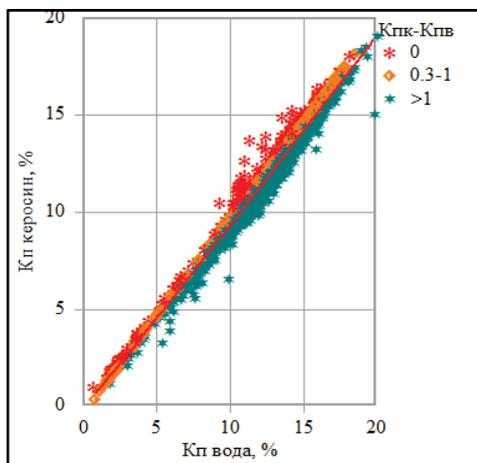
Благодаря своим физико-химическим особенностям цеолиты заметно влияют на увеличение степени гидратации и наличие цеолитной воды; малую плотность и большую долю свободного объема в дегидратированных образцах; ионообменные свойства; наличие в дегидратированных кристаллах однородных каналов с диаметрами молекулярных размеров.

В структуре цеолитов имеются полости, занятые большими катионами и молекулами воды, способными свободно удаляться и поглощаться, благодаря чему происходят ионный обмен и обратимая дегидратация. После выделения воды каналы остаются открытыми и создают благоприятные условия для диффузии. Обезвоженные цеолиты могут поглощать не только воду, но и различные органические вещества (этиловый спирт, сероуглерод, некоторые красители), не нарушая своей структуры.

Наличие ломонтита в коллекторах Пякяхинского месторождения напрямую влияет на метод водо/керосинонасыщения, при котором идет увеличение уровня пористости методом водонасыщения  $K_{нв}$ , по сравнению с замеренными величинами по керосину  $K_{нк}$  (рис. 3).

По точкам с расхождением  $K_{нк} - K_{нв} > 0$  обоснована следующая зависимость:

$$K_{п} = 0,995 \cdot K_{нв} - 0,6989 // \text{ КТС} = 0,8827. \quad (1)$$



*Рис. 3. Сопоставление пористости при насыщении образцов керосином и моделью пластовой воды с учетом расхождения  $K_{нк} - K_{нв}$*

*Перевод данных в пластовые условия.* Измерение коэффициента пористости ( $K_p$ ) образцов горных пород в термобарических условиях проводилось на установке УИК-М (1К) фирмы «Гло-Бел Нефтесервис» (Россия) при равномерном всестороннем (изотропном) сжатии, равном эффективному давлению, затем результаты были приведены к условиям одноосного сжатия. Измерение коэффициента пористости в пластовых условиях проводилось при насыщении как керосином, так и моделью пластовой воды.

Пересчет пористости в пластовые условия рекомендуется осуществлять по формуле

$$K_{птб\dot{y}} = 0,983 \cdot K_{пamм} - 0,874 // КТС = 0,9065. \quad (2)$$

Пересчет водоудерживающей способности в пластовые условия осуществляется по формуле [1]

$$K_{встб\dot{y}} = K_{всамм} \cdot \beta \cdot \left( K_{пamм} \cdot (1 - K_{птб\dot{y}}) \right) / \left( K_{птб\dot{y}} \cdot (1 - K_{пamм}) \right), \quad (3)$$

где  $K_{встб\dot{y}}$ ,  $K_{птб\dot{y}}$ ,  $K_{пamм}$ ,  $K_{всамм}$  — водоудерживающая способность и пористость водонасыщением в пластовых и атмосферных условиях;  $\beta$  — объемный коэффициент для пластовой воды, изменяющийся от 1,01 до 1,06 (принят средним 1,03).

Согласно теоретическим представлениям при расхождении пористости керосинонасыщением и водонасыщением водоудерживающая способность  $K_{вс}$  имеет завышенные значения. Для этого были построены сопоставления  $K_{вс}(K_{np})$  с шифром  $K_{нв} - K_{нк}$  и установлены зависимости для чистых образцов при нулевых расхождениях по пористости.

Для учета воды, содержащейся в цеолитах, зависимости  $K_{встб\dot{y}}(K_{np})$ , полученные для образцов с расхождениями по пористости (цеолитсодержащие образцы) и без таковых (чистые образцы), сопоставляются друг с другом при разных  $K_{np}$ , и фиксируется разница  $\Delta K_{встб\dot{y}}$  между зависимостями для значений  $K_{np}$  с определенным шагом. На основании полученных данных устанавливается зависимость расхождения  $\Delta K_{встб\dot{y}}$  от проницаемости.

$$\text{При } K_{нв} - K_{нк} = 0, K_{встб\dot{y}} = 57,5 / K_{np}^{0,164} // КТС = 0,5268. \quad (4)$$

$$\text{При } K_{нв} - K_{нк} > 0,3, K_{встб\dot{y}} = 60,586 / K_{np}^{0,164} // КТС = 0,6978. \quad (5)$$

С целью увеличения выборки для обоснования граничных значений возможно применение пересчета  $K_{вс}$  в  $K_{во}$ . Поправка в остаточную водонасыщенность оценивается по данным капиллярных исследований ультрацентрифугированием и полупроницаемой мембраны.

$$K_{во} = 4,409 \cdot 10^{-5} \cdot K_{вс}^3 - 0,0033 \cdot K_{вс}^2 + 0,8868 \cdot K_{вс} + 0,5674 // КТС = 0,7625. \quad (6)$$

*Определение граничных значений* для нефтенасыщенных коллекторов осуществляется по сопоставлению эффективной и динамической пористости при  $K_{нд} = 0$ . Для газонасыщенных коллекторов возможно использование значений  $K_{нэф} = 0$  и/или  $K_{нрэф}^{отн} = 0$  [2].

Наличие цеолитов в исследуемых породах Пякяхинского месторождения предопределяет необходимость выполнения всех петрофизических исследований при насыщении образцов моделью пластовой воды. Только в этом случае определение пористости, УЭС, текущей и остаточной водонасыщенности по капилляриметрии или центрифугированию, а также получаемые петрофизические зависимости не входят в противоречие друг с другом.

Для пластов БУ<sub>15</sub> зависимости  $K_{неэфтб\dot{y}}(K_{недтб\dot{y}})$ ,  $K_{нетб\dot{y}}(K_{неэфтб\dot{y}})$ ,  $K_{np}(K_{нетб\dot{y}})$ ,  $K_{вотб\dot{y}}(K_{np})$  с учетом динамической пористости (при средних значениях  $K_{но}$ ) использованы для установления граничных значений для нефтенасыщенных коллекторов. Зависимость  $K_{нетб\dot{y}}(K_{неэфтб\dot{y}})$  использована и для газонасыщенных коллекторов

$$K_{неэфтб\dot{y}} = 1,353 \cdot K_{недтб\dot{y}} + 3,05 // КТС = 0,8276, \quad (7)$$

$$K_{\text{нетбу}} = 0,69 \cdot K_{\text{неэфтбу}} + 7,53 // \text{КТС} = 0,4875, \quad (8)$$

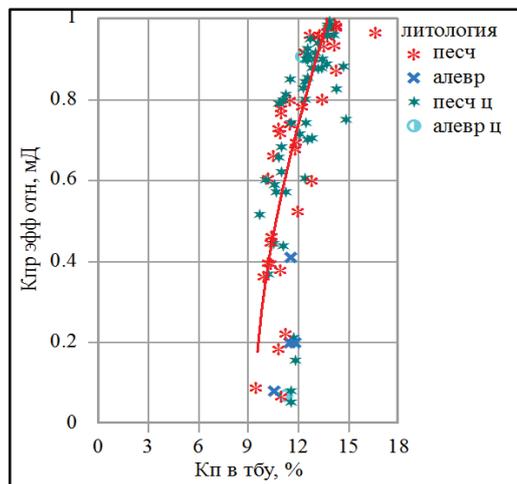
$$K_{\text{пр}} = 7 \cdot 10^{-6} \cdot \exp(1,0268 \cdot K_{\text{нетбу}}) // \text{КТС} = 0,3004, \quad (9)$$

$$K_{\text{вотбу}} = 46,118 / K_{\text{пр}}^{0.1713} // \text{КТС} = 0,658. \quad (10)$$

По формулам (8) и (9) установлено, что для газонасыщенных коллекторов использование пористости, полученной при эффективной пористости равной нулю, приводит к необоснованно низким граничным значениям: БУ<sub>15</sub>K<sub>неэф</sub> (при K<sub>неэф</sub> = 0) — 7,5 %, K<sub>неэф</sub> — 0,016 мД. При приближении K<sub>пр</sub> к значениям 0,1 мД зависимость K<sub>вотбу</sub>(K<sub>пр</sub>) выполаживается и стремится по значениям K<sub>вотбу</sub> к 100 %. Такое поведение свидетельствует об практическом отсутствии фильтрации газа при значениях K<sub>пр</sub> < 0,1 мД.

Эксперименты по определению эффективной проницаемости по газу K<sub>прэф</sub> в присутствии остаточной воды позволяют построить сопоставление [2] K<sub>прэф</sub><sup>омн</sup>(K<sub>нетбу</sub>), где K<sub>прэф</sub><sup>омн</sup> = K<sub>прэф</sub>/K<sub>пр</sub>.

Установленное при K<sub>прэф</sub><sup>омн</sup> = 0 граничное значение пористости водонасыщением в пластовых условиях для газонасыщенных коллекторов — 9,4 %. Полученное значение соответствует граничной проницаемости 0,1 мД по зависимостям K<sub>пр</sub>(K<sub>нетбу</sub>) и не противоречит данным по соседним месторождениям участка.



*Рис. 4. Сопоставление открытой пористости водонасыщением (тбу) и относительной эффективной проницаемости для продуктивных пластов Пякяхинского месторождения*

*Определение пористости по гамма-гамма плотностному каротажу (ГГК-П). Петрофизической основой для определения пористости по данным ГГК-П является связь между объемной плотностью ( $\delta_n$ ) и коэффициентом пористости пород ( $K_n$ ).*

Минералогическая плотность цеолитсодержащих пород  $\delta_{\text{мин}}$  была определена как расчетным путем по имеющимся значениям массы образца при измерении пористости водонасыщением, так и пикнометрическим методом. В качестве рабочей жидкости в последнем способе использован очищенный керосин [3]. Сопоставление расчетного и пикнометрического способов показало хорошую сходимость. В дальнейшем использована расчетная минералогическая

плотность. При построении связей  $\delta_{\text{мин}}(K_{\text{не}})$  отмечено снижение минералогической плотности скелета до  $\delta_{\text{мин}} = 2,66 \text{ г/см}^3$  для пластов группы БУ за счет развития цеолитизации коллекторов преимущественно при  $K_{\text{не}} > 9 \%$ .

Плотность флюида в зоне исследования метода приблизительно равна плотности фильтрата промывочной жидкости и устанавливается по зависимости плотности водного раствора NaCl от концентрации соли, температуры и давления [4]. При наличии газонасыщенных пластов значение плотности флюида рассчитывается исходя из свойств газа и содержания газа в промытой части пласта ( $K_{\text{г.пл.}}$ ). По-

следнее либо выбирается как среднее, характеризующее данный коллектор, либо подбирается итерационно [4]:

$$\delta_{фл} = \delta_{жс} - K_{з.пт.} (\delta_{жс} - \delta_z), \quad (11)$$

где  $\delta_z$  рассчитывается при соответствующем эффективном давлении и пластовой температуре. Для группы пластов БУ при  $P_{эфф} = 31$  Мпа,  $T = 89$  °С, относительной плотности газа по воздуху 0,7,  $\delta_z$  в пластовых условиях по [5] составляет 0,255 г/см<sup>3</sup>.  $K_{з.пт.}$  для пластов БУ<sub>15</sub> подобран итерационно и имеет значения от 8,9 ÷ 12,8 %, что соответствует  $\delta_{фл}$  около 0,93 г/см<sup>3</sup>. При таких условиях вклад остаточной газонасыщенности в промытой зоне на пористость (для характерных значений плотности породы) незначителен ~ 0,5 % и может не учитываться.

Оценка коэффициента нефтегазонасыщенности производилась по методике Дахнова — Арчи с использованием kernовых зависимостей  $P_n = f(K_n)$  и  $P_n = f(K_g)$ , полученных в атмосферных и термобарических условиях.

Удельное электрическое сопротивление горных пород определялось на установке AutoLab-2000 фирмы NER двухэлектродным методом в термобарических условиях, соответствующих пластовым. Впоследствии на этих же образцах, не подвергшихся изменениям, проводилось измерение коэффициента пористости и коэффициента сжимаемости пор при равномерном всестороннем (изотропном) сжатии, равном эффективному давлению.

В связи с описанной выше технологией измерений количество замеров УЭС в термобарических условиях не совпадает с количеством измерений пористости в пластовых условиях. Поэтому для всех образцов с замерами УЭС осуществляется пересчет пористости из атмосферных в термобарические условия по единой формуле (2).

Зависимость  $P_n(K_n)$  в термобарических условиях (рис. 5) аппроксимируются следующим уравнением:

$$P_{n,пласм} = 1 / K_{n,пласм}^{1.855} // КТС = 0,6397. \quad (12)$$

Зависимости  $P_n(K_g)$  были построены по результатам капиллярных исследований на семи ступенях давлений при текущей водонасыщенности и по результатам стандартного центрифугирования при водоудерживающей способности (рис. 6). Образцы для капиллярных исследований были подобраны как характеризующие средние значения по выборке.

При сопоставлении выборок по  $P_n(K_g)$ , полученных разными способами, обнаружено, что использование данных стандартного центрифугирования приводит к завышению определяемого коэффициента водонасыщенности, а следовательно, и к занижению  $K_{из}$ . Кривые зависимости  $P_n(K_g)$  центрифугированием проходят выше полученных по капиллярным исследованиям. Такая ситуация наблюдается из-за того, что влага в образце не перераспределяется равномерно по всему его объему вследствие ограниченности времени на экспери-

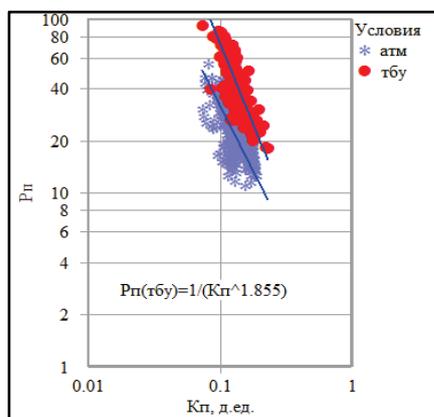


Рис. 5. Зависимости  $P_n(K_n)$  в атмосферных и термобарических условиях

мент. Если же изучение образцов терригенных пород с полидисперсной структурой происходит постепенно, то в поровом пространстве происходит перераспределение влаги за счет молярного и молекулярного движения жидкости под действием капиллярных сил и за счет диффузии, что приводит к более характерным значениям УЭС.

Для цеолитсодержащих пород рекомендуется использовать результаты  $P_n(K_v)$ , полученные с помощью полупроницаемой мембраны:

$$P_n = 10^{6.15 / (\log_{10} K_v + 2.28) - 2.7} // \text{КТС} = 0,6135, \quad (13)$$

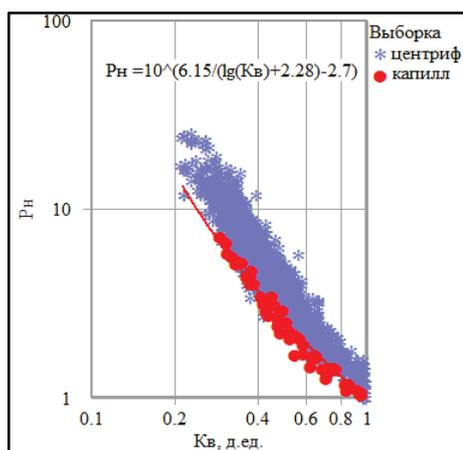


Рис. 6. Зависимости  $P_n(K_v)$  для пластов группы БУ

Для оценки достоверности применяемого подхода было выполнено сопоставление  $K_v$  (ГИС) с  $K_{\text{бокерн}}$ . В сопоставлении участвовали пласты мощностью более 1,5 м по ГИС и результаты стандартных керновых исследований. Полученные в термобарических условиях параметры  $K_{\text{ис}}$  имеют минимальные расхождения с данными  $K_{\text{вотбу}}$  по керновым исследованиям.

Таким образом, в результате комплексного анализа геолого-геофизических данных установлено, что переход к снижению плотности скелета продуктивных пород и использование ФЕС и УЭС в термобарических условиях позволяют

избежать необоснованного завышения запасов углеводородов для цеолитсодержащих пород.

#### Библиографический список

1. Изучение коллекторов по керну, отобранному при бурении на растворах с нефтяной основой / А. В. Ручкин [и др.] // Геология нефти и газа. – 1981. – № 11.
2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В. И. Петерилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. – Москва – Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003 – 260 с.
3. Гудок Н. С., Богданович Н. Н., Мартынов В. Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с.
4. Латышова М. Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1991. – 219 с.
5. Воронина Н. В. Определение плотности газа, нефти, нефтепродуктов и пластовых вод: метод. указания. – Ухта: УГТУ, 2012.

#### Сведения об авторах

**Гильманова Наталья Вячеславовна**, к. г.-м. н., доцент кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)545046, e-mail: GilmanovaNV@tmn.lukoil.com

**Ливаев Равиль Зульфирович**, заведующий лабораторией обоснования подсчетных параметров Центра геологического моделирования и подсчета запасов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИИПН-нефть» в г. Тюмени, тел. 8(3452)545273, e-mail: LivaevRZ@tmn.lukoil.com

**Зикова Вера Анатольевна**, начальник отдела геологического моделирования и промышленного подсчета запасов по месторождениям Ямальского района Центра геологического моделирования и подсчета запасов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИИПН-нефть» в г. Тюмени, тел. 8(3452)545272, e-mail: ZikovaVA@tmn.lukoil.com

#### Information about the authors

**Gilmanova N. V.**, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)545046, e-mail: GilmanovaNV@tmn.lukoil.com

**Livaev R. Z.**, Head of the Laboratory of Justification of Counting Parameters of the Center for Geological Modeling and Stock Counting, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPNefte» in Tyumen, phone: 8(3452)545273, e-mail: LivaevRZ@tmn.lukoil.com

**Zikova V. A.**, Head of the Department of Geological Modeling and Industrial Reserves Calculation for Yamal Region Fields of the Center for Geological Modeling and Stock Counting, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPNefte» in Tyumen, phone: 8(3452)545272, e-mail: ZikovaVA@tmn.lukoil.com

**Драганчук Ольга Анатольевна**, геолог 1 категории лаборатории оперативного подсчета запасов по месторождениям Ямальского района Центра геологического моделирования и подсчета запасов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, тел. 8(3452)545272, e-mail: DraganchukOA@tmn.lukoil.com

**Титов Юрий Владимирович**, геолог 1 категории лаборатории камеральной обработки и профильных исследований керна Центра исследования керна и пластовых флюидов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, тел. 8(34667)60045, e-mail: TitovYV@nipi.ws.lukoil.com

**Draganchuk O. A.**, Geologist of the 1st Category of the Laboratory of Operational Estimation of Reserves for Yamal Region Fields of the Center for Geological Modeling and Stock Counting, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPneft» in Tyumen, phone: 8(3452)545272, e-mail: DraganchukOA@tmn.lukoil.com

**Titov Yu. V.**, Geologist of the 1st Category of the Laboratory of Processing and Core Research of the Center for Drill Sample and Reservoir Fluids, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPneft» in Tyumen, phone: 8(34667)60045, e-mail: TitovYV@nipi.ws.lukoil.com

УДК 550.834

**ЗАГЛИНИЗИРОВАННАЯ БЕРРИАС-ГОТЕРИВСКАЯ ТОЛЩА  
НА ЯМАЛЕ И СВЯЗАННЫЕ С НЕЙ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ  
ЛОВУШКИ ВЫКЛИНИВАНИЯ**  
BERRIASIAN-HAUTERIVIAN SHALE SEQUENCE AND ASSOCIATED  
PINCH-OUT TRAP PROSPECTS OF THE YAMAL PENINSULA

**А. А. Куркин, Н. В. Янкова, В. И. Кузнецов, С. К. Стуликов**  
A. A. Kurkin, N. V. Yankova, V. I. Kuznetsov, S. K. Stulikov

ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень  
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: неантиклинальные перспективные объекты;  
ловушки выклинивания; клиноформы; медвежья толща*  
*Key words: non-anticline prospects; pinch-out traps; clinoforms; Medvezhya sequence*

Согласно официальным оценкам, на Ямале содержатся колоссальные объемы ресурсов углеводородов (УВ): 10 400 млрд м<sup>3</sup> ресурсов газа и 220 млн т нефти. Больше трети ресурсов газа сосредоточено в мелких структурных ловушках апт-альб-сеноманского комплекса (рис. 1), где на Ямале и Гыдане отмечается низкий процент успешности поисково-разведочного бурения [1]. Крупных надежных структурных поднятий для постановки поискового бурения на Ямале не осталось.

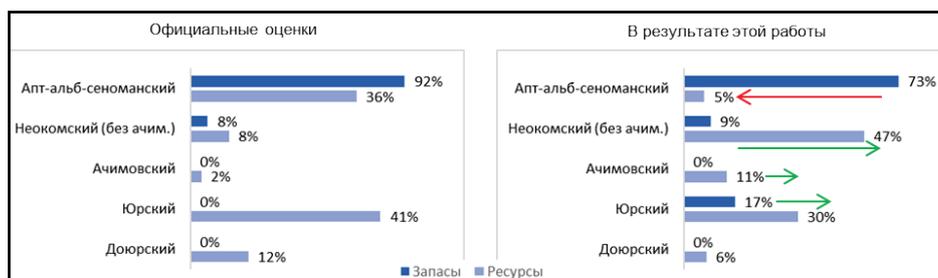


Рис. 1. Распределение запасов и ресурсов газа по интервалам на юго-востоке Ямала

Вместе с тем относительно невысокие официальные оценки ресурсов неокомских отложений, включая ачимовскую толщу, представляются заниженными. На юге Ямала открыты крупные месторождения в этом интервале — Ростовцевское и Новопортовское. Также получены притоки УВ из неокомских и ачимовских объектов, не числящихся на государственном балансе, на многих других площадях: Малыгинская [2], Сядорская, Пяседайская, Верхнетитутейская, Хамбате́йская, Среднеямальская, Южно-Нурминская. Отсюда следует вывод, что ресурсная база