

Цеолитовая минерализация пород-коллекторов севера Западной Сибири: литолого-геофизические аспекты и особенности разработки

Ю.В. Титов¹, С.Л. Кузнецов²,
И.В. Серебренников^{2,3}

¹ Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПнефть» в г. Перми, г. Когалым

² Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень

³ Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ilya.Serebrennikov@lukoil.com
serebrennikoviv@tyuiu.ru

Аннотация

С учетом тенденции к снижению уровня добычи углеводородов значительное внимание уделяется изучению объектов со сложным геологическим строением и наличием разных типов вторичного минералообразования пород-коллекторов. Значение вторичных минералов в формировании структуры пустотно-порового пространства коллекторов углеводородов чрезвычайно велико. Физико-химические свойства этих минералов необходимо учитывать при геологоразведке, подсчете запасов, разработке месторождений, планировании геолого-технических мероприятий. В данной статье рассматривается методический подход к изучению горных пород, осложненных цеолитизацией, который основывается на результатах современных литологических, аналитических и лабораторных исследований. Реализация подхода позволила выработать рекомендации по оперативной количественной оценке содержания цеолитов в нижнемеловых отложениях Большехетской впадины.

Ключевые слова:

вторичное минералообразование, цеолиты, Большехетская впадина, геолого-технические мероприятия

Введение

В настоящее время достаточно большое внимание уделяется изучению влияния вторичной цеолитизации на формирование структуры пустотно-порового пространства пород-коллекторов месторождений Большехетской впадины. Аномальные физико-химические свойства цеолитов обуславливают разработку и применение нетривиальных методов исследования электрических и фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных отложений. Учет катагенетических изменений нефтегазоносных пород является важной составляющей при геологоразведочных

Zeolite mineralization of reservoir rocks in the north of Western Siberia: lithological and geophysical aspects and exploitation characteristics

Yu.V. Titov¹, S.L. Kuznetsov²,
I.V. Serebrennikov^{2,3}

¹ LUKOIL-Engineering Limited PermNIPneft Branch Office in Perm, Kogalym

² LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPneft Branch Office in Tyumen, Tyumen

³ Tyumen Industrial University, Tyumen

Ilya.Serebrennikov@lukoil.com
serebrennikoviv@tyuiu.ru

Abstract

As the hydrocarbon production tends to decline, formations with a complex geological structure and various secondary mineral formation types of reservoir rocks gain a considerable attention. The importance of secondary minerals for formation of pore and void space structure in hydrocarbon reservoirs is extremely high. The physical and chemical properties of these minerals should be considered during exploration works, calculation of reserves, reservoir engineering, wellwork planning. This article highlights the methodological study approach of mountain rocks with zeolitization based on the results of modern lithological, analytical, and laboratory research. The implementation of the approach allowed for recommendations for rapid quantitative assessment of zeolite content in the Lower Cretaceous sediments of the Bolshekhetskaya Depression.

Keywords:

secondary mineralogenesis, zeolites, Bolshekhetskaya depression, wellwork

работ, подсчете запасов, проектировании разработки месторождений, планировании геолого-технических мероприятий.

В качестве объекта исследования выбраны отложения неокомского возраста ряда месторождений Большехетской впадины, особенностью которых является повышенное содержание цеолитов в составе пород.

Цель работы – оценить влияние вторичной цеолитизации на литолого-геофизические свойства коллекторов.

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие задачи:

1. Провести анализ влияния цеолитизации на структурно-вещественные параметры пород, фациальную изменчивость пород и интерпретацию данных геофизических исследований скважин.
2. Рассмотреть аспекты взаимодействия цеолитсодержащих пород и технологических жидкостей в процессе проведения геолого-технических мероприятий.
3. Выявить цеолитсодержащие породы, провести качественную и количественную оценку содержания цеолитов.
4. Определить подход по экспресс-оценке количественного содержания цеолитов по керновому материалу и комплексу геофизических исследований скважин.

Материалы и методы

Материалом для статьи послужили результаты фациального анализа, рентгенофазового и рентгеноструктурного анализов, лабораторных исследований керна, интерпретации данных геофизических исследований скважин, химико-аналитических, оптических и специальных петрофизических исследований.

Изучено свыше 430 м кернового материала по 23 скважинам. Исследование вещественного состава осуществлено по 95 шлифам, идентификация структуры песчаных и алевритовых пород (гранулометрический анализ) – по 613 образцам. Особенности структуры пустотно-порового пространства и цемента коллекторов изучены с помощью растровой электронной микроскопии. Обобщено свыше 1200 образцов для определения коллекторских свойств пород. Для цеолитсодержащих пород сортымской свиты выполнены химико-аналитические исследования по растворяющей способности различных кислотных композиций и образованию продуктов реакции в результате воздействия. Проведено пять фильтрационных экспериментов в условиях, максимально приближенных к пластовым.

Результаты

Цеолитовая минерализация в меловых отложениях Большехетской впадины

Нижнемеловые отложения Большехетской впадины, содержащие высокоперспективные нефтегазоносные залежи с установленной промышленной продуктивностью на Пякяхинском, Хальмерпаютинском и Южно-Мессояхском месторождениях, характеризуются минералогическими (катагенетическими) аномалиями. Как правило, они выражаются в резком возрастании количества аутигенных минералов и их парагенетических ассоциаций, не характерных для определенной стадии изменения пород. Подобные аномальные зоны имеют значительную площадь распространения, и их развитие связано с миграцией потоков флюидов по действующим глубинным разломам, проникающих из фундамента на различные уровни осадочного чехла [1, 2].

Наибольшее развитие на рассматриваемой территории среди новообразованных минералов имеют цеолиты.

В пределах Большехетской впадины, структуры I порядка (рис. 1), цеолиты встречаются на глубинах 3138.5–3299.4 м (скважина А Южно-Мессояхского месторождения), 2958.5–3282.7 м (скважина № 1 Пякяхинского месторождения), 3233.8–3248.9 м (скважина Б Северо-Хальмерпаютинского месторождения) и 3138.8–3248.3 м (скважина В Хальмерпаютинского газоконденсатного месторождения). Вместе с тем содержание цеолитов максимально в песчаниках с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами.

Признаки цеолитизации рассмотрены на примере сортымской свиты Пякяхинского месторождения, в составе которой выделены пласты с БУ₁₀ по БУ₂₀. При этом повышенное содержание цеолитов наблюдается в средней части свиты. Если в пласте БУ₁₈ содержание цеолитов в среднем достигает 6 % от объема пород, или 64 % от общего объема цемента, то в пласте БУ₁₅ доля составляет 8 и 78 % соответственно (рис. 2). В вышележащих пластах БУ₁₀₋₁₁ содержание цеолитов в цементе приближается к 65 %, в породе – к 7 %.

Наряду с цеолитами широко распространены в качестве цементирующего вещества хлорит (до 6 %), каолинит (до 4 %), гидрослюда (до 2 %, в единичных случаях – до 7 %) и кальцит (до 2 %, иногда достигает 35 %).

По результатам литолого-фациального анализа установлено, что содержание цеолитов в исследуемых пластах сортымской свиты изменяется в зависимости от смены обстановок осадконакопления.

Высокое содержание цеолита (до 19 %) отмечается в фациях берегового бара (центральная часть), подводного вала, представляющих собой песчаные породы с преимущественно массивной, субгоризонтальной (в отдельных интервалах), косой однонаправленной слойчатой текстурой за счет слойков обогащения и вкрапленности слюдисто-углистого материала. При этом доля цеолитов уменьшается к краевым частям бара (до 8 %), которые представлены алевритовыми песчаниками с субгоризонтальной, пологоволнистой слойчатой текстурой за счет слойков обогащения слюдисто-углистым, иногда слюдисто-глинисто-углистым материалом (рис. 3).

Низкое содержание цеолитов (4–8 %) характерно для отложений волноприбойного бара и предфронтальной зоны пляжа, которые представлены песчано-алевритовыми породами с полого-, косоволнистой слойчатой текстурой за счет частых линзочек и слойков обогащения слюдисто-глинисто-углистым материалом. Первичная текстура осложнена процессами волнения, местами проявляется биотурбация и отмечаются редкие отпечатки корней растений.

В фациях подводных ложбин, переходной части и дальней зоне пляжа цеолитизация отсутствует. Породы представлены алеврито-глинистыми осадками с пологоволнистой, субгоризонтальной, перекрестной косой слойчатой (в отдельных интервалах) текстурой за счет частых слойков алевролитов и слойков с вкрапленностью слюдисто-глинисто-углистого материала. Значительно проявляется биотурбация, представленная следами жизнедеятельности организмов *Teichichnus* [3, 4].

Проведенные комплексные исследования кернового материала по 15 скважинам Пякяхинского месторождения показали, что признаки цеолитизации легко устанавлива-

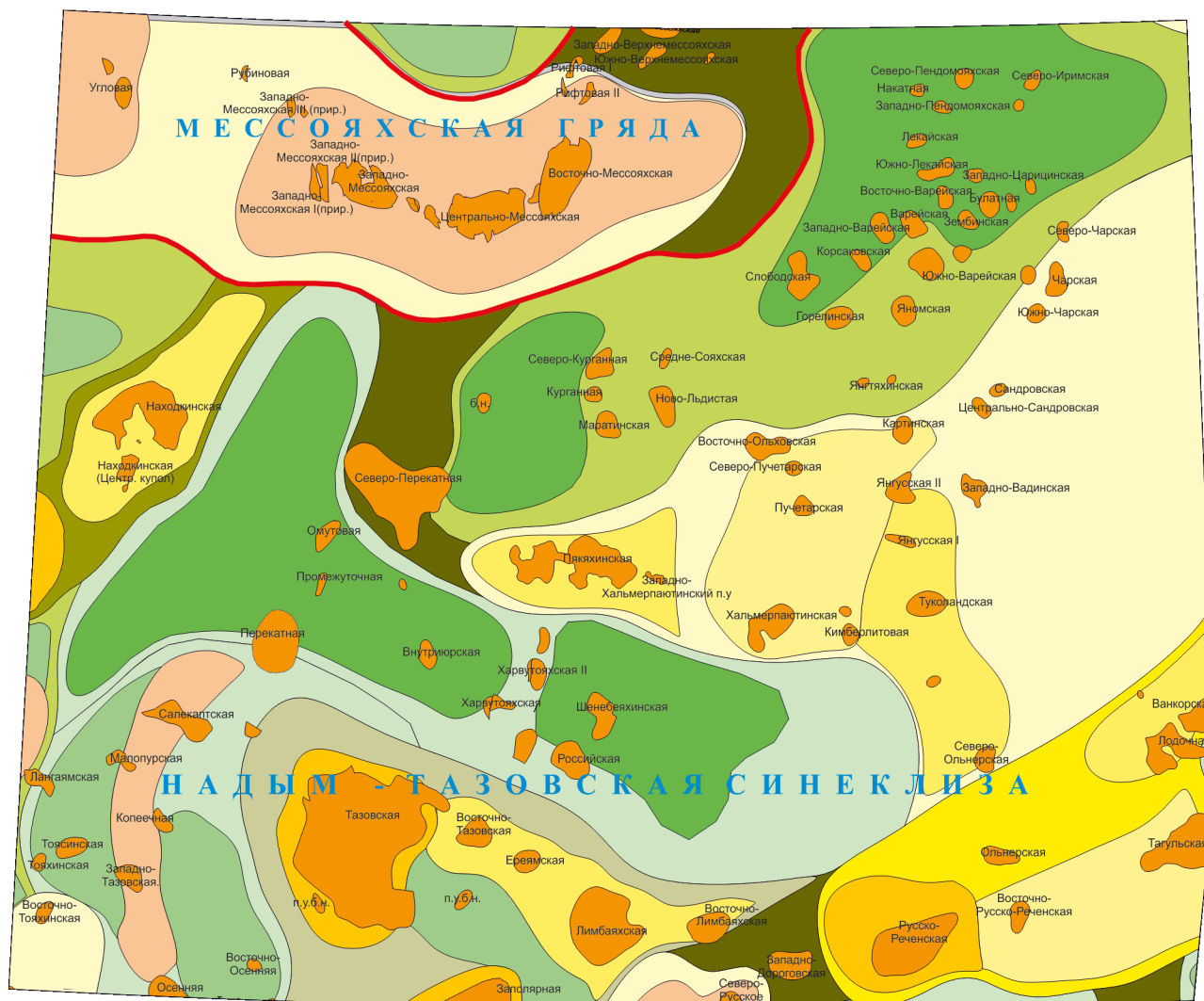


Рисунок 1. Фрагмент структурно-тектонической карты Мезозойско-Кайнозойского чехла Западно-Сибирской геосинеклизы под редакцией И.И. Нестерова (1984): 1 – границы надпорядковых структур; тектонические элементы I порядка: 2 – впадина, 3 – зона поднятий, 4 – мегавал, 5 – мегапрогиб, 6 – мегаседловина, 7 – моноклинали; тектонические элементы II порядка: 8 – вал, 9 – куполовидное поднятие, 10 – котловина, 11 – прогиб, 12 – седловина, 13 – структурный мыс, 14 – структурный нос.

Figure 1. Fragment of the structural-tectonic map of the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover of the West-Siberian geosyncline edited by I.I. Nesterov (1984): 1 – outlines of the superorder structures; 1st-order tectonic elements: 2 – depression, 3 – uplift zone, 4 – megaswell, 5 – megatrough, 6 – megasaddle, 7 – monocline; 2nd-order tectonic elements: 8 – swell, 9 – arched dome, 10 – basin, 11 – trough, 12 – saddle, 13 – plunging anticline, 14 – anticlinal nose.

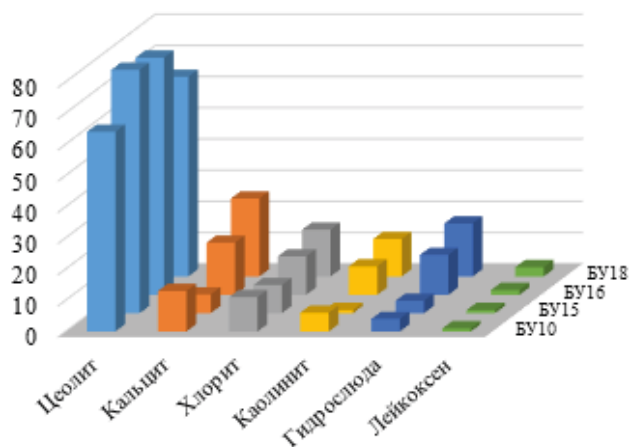


Рисунок 2. Состав цементирующего вещества коллекторов сортымской свиты Пяяхинского месторождения.

Figure 2. Cement composition of reservoir rocks of the Sortym formation, the Pyakyakhinskoye field.

ются при визуальной оценке зерна и проявляются в виде обилия светлых пятен, размер которых может достигать нескольких миллиметров и составлять до 40 % от объема породы. На рис. 4, а представлен образец аркозового песчаника, средне-мелкозернистого, с пятнистой вторичной текстурой. 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, на долю которого приходится иногда до 18 % от объема породы, также иногда замещает полевые шпаты, образует монокристаллы неправильной, часто вытянутой по наслоению формы размером до 2 мм. Поровый цемент представлен цеолитами (Z), отмечаются зерна кварца (Q), К-полевого шпата (Ksh), плагиоклаза (Pl), обломков пород (ОП) (рис. 4, б).

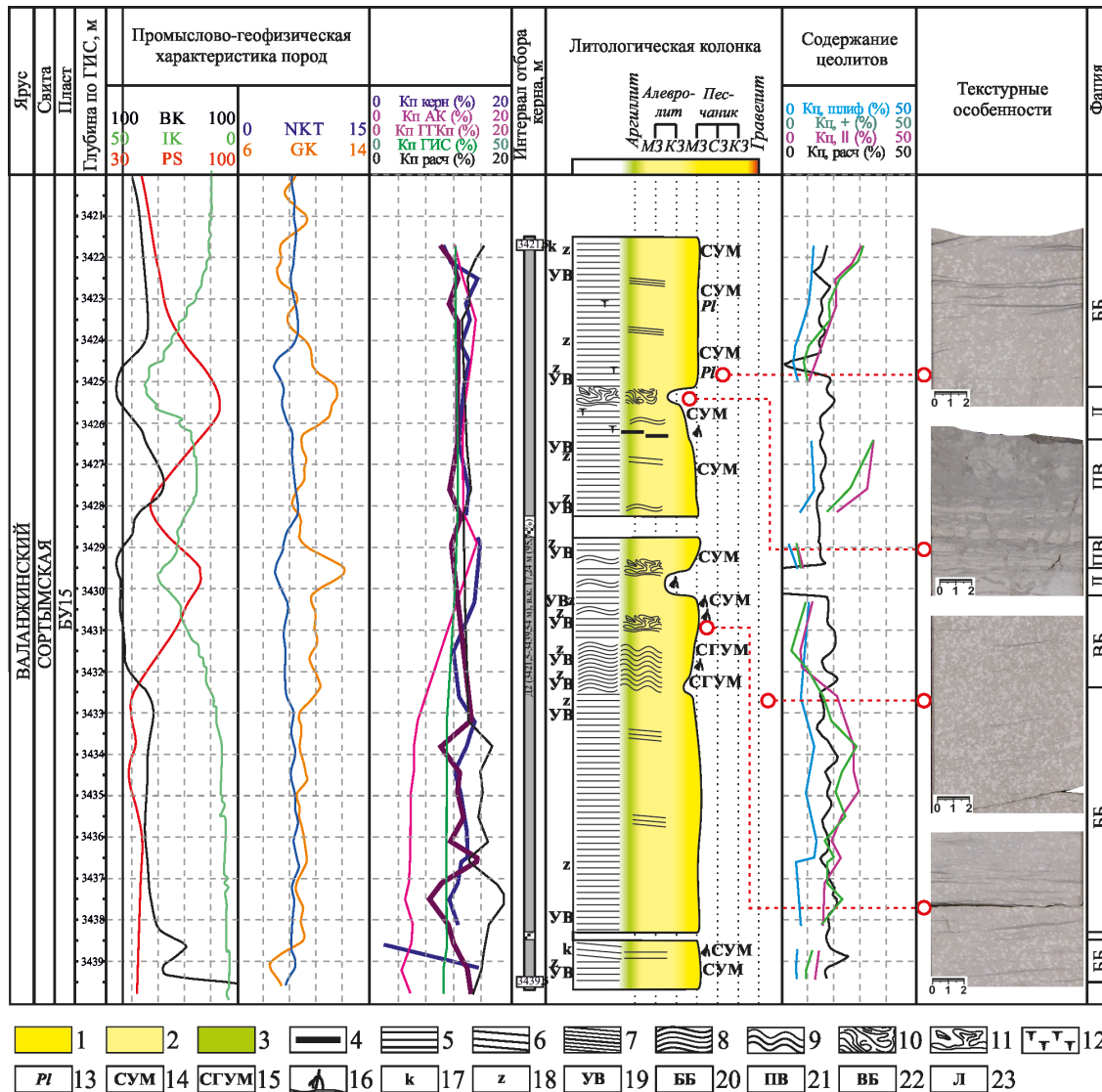


Рисунок 3. Литолого-геофизическая модель верхнесортымской толщи Пякыхинского месторождения: типы пород: 1 – песчаник, 2 – алевролит, 3 – аргиллит, 4 – уголь; текстуры: 5 – горизонтальная, 6 – крупная косая, 7 – мелкая косая, 8 – пологоволнистая, 9 – косоволнистая, 10 – оползания, 11 – взмучивание волнением, 12 – следы биотурбации, 13 – Planolithos, 14 – слюдисто-углистый материал, 15 – слюдисто-глинисто-углистый материал, 16 – углефицированная корневая система, 17 – кальцитизация, 18 – цеолитизация, 19 – признаки углеводородного насыщения по керну; фации: 20 – береговой бар, 21 – подводный вал, 22 – волноприбойный бар, 23 – лагуна.

Figure 3. Lithologic-geophysical model of the Upper Sortym sequence of the Pyakyakhinskoye field: rock types: 1 – sandstone, 2 – siltstone, 3 – mudstone, 4 – coal; structures: 5 – horizontal, 6 – coarse oblique, 7 – thin oblique, 8 – low-angle wavy cross bedding, 9 – wavy cross bedding, 10 – slump, 11 – wave turbidity, 12 – signs of bioturbation, 13 – Planolithos, 14 – micaceous-carbonaceous material, 15 – micaceous-argillaceous-carbonaceous material, 16 – carbonized root system, 17 – calcitization, 18 – zeolitization, 19 – hydrocarbon traces on core; facies: 20 – longshore bar, 21 – submarine bar, 22 – wave-built bar, 23 – lagoon.

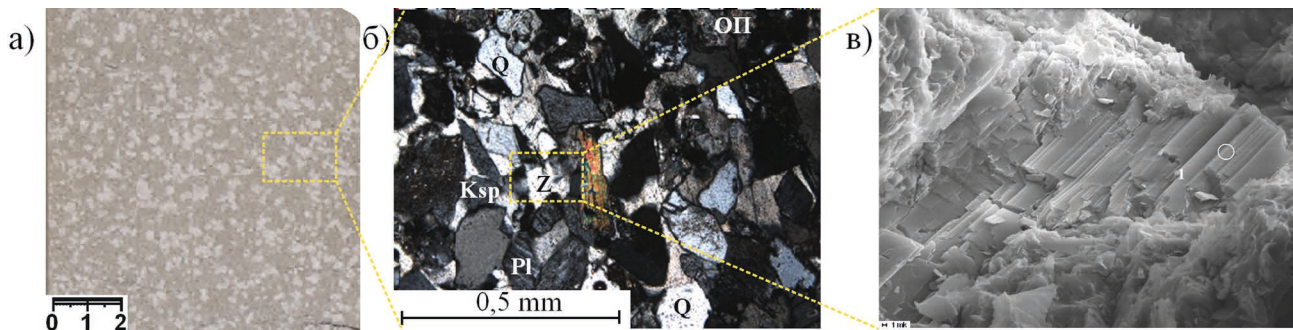


Рисунок 4. Образец песчаника (пласт БУ₁₅¹, глубина – 3505.36 м): а) керн при дневном свете, б) шлиф в скрещенных николях, в) образец на сканирующем электронном микроскопе.

Figure 4. Sandstone sample (BU₁₅¹ layer, depth - 3505.36 m): a) daylight core photo, б) cross polarized light thin section photo, в) scanning electron microscope image.

По наблюдениям в сканирующем электронном микроскопе видны агрегаты из призматических кристаллов цеолита с совершенной спайностью (1) и хорошо выраженной ступенчатостью (рис. 4, в). 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 много обломочных зерен. Их площадь больше площади, вмещающей собственно цеолиты.

В изученных образцах новообразованный цеолит представлен ломонтином (по данным рентгенофазового анализа), проявляется в виде кальциевой разновидности $\text{CaAl}_2\text{Si}_4\text{O}_{12} \cdot 4\text{H}_2\text{O}$. Это подтвердилось при рентгеноструктурных исследованиях мономинеральной фракции из раздробленных цеолитизированных образцов зерна при помощи смеси броморфа со спиртом с $\rho = 2.4 \text{ г/см}^3$.

Структура кристаллической решетки ломонтиита представляет собой искаженные волластонитоподобные цепочки, в которых Si_2O_7 -диортогруппы чередуются с AlO_4 -тетраэдрами иной ориентировки. Эти цепочки конденсируются в ленты из шести- и четырехчленных звеньев ксонотлитового типа. Благодаря этому в каркасе появляются крупные каналы, к которым приурочены молекулы H_2O и катионы Ca. Последние имеют шестерную координацию $4\text{O}+2\text{H}_2\text{O}$ и находятся в центре тригональных призм, вершины четырехугольных сторон которых представлены атомами кислорода SiO_4 - и AlO_4 -тетраэдров, а противоположные вершины – молекулами H_2O . Атомы Si и Al распределены упорядоченно. Первые образуют диортогруппы, «натягиваемые» на тригональную призму по высоте, вторые соединяют противоположные стороны четырехстороннего основания призмы (рис. 5) [5].

В настоящее время установление генетической природы ломонтиита, выявленного в составе нижнемеловых Большехехетской впадины, является наиболее дискуссионной проблемой. На основе физико-химических свойств и приуроченности определенных ассоциаций цеолитов к определенным фациям А.Г. Коссовская выделила шесть цеолитовых ассоциаций, или фаций. По мнению А.Д. Коробова с соавторами, образование ломонтиита связано с гидротермально-метасоматическими процессами, сопряженными с тектоно-гидротермальной активизацией. Согласно классификации А.Г. Коссовской, их следует относить к фации наложенного гидротермального метаморфизма [6–8].

Наличие ломонтиита в коллекторах Пякяхинского месторождения напрямую влияет на метод водо/керосинонасыщения, при котором происходит завышение уровня пористости (K_p) на 2–5 % (рис. 6), связанное со способностью ломонтиита поглощать молекулы воды, меньшие по своим размерам по сравнению с молекулами углеводородов. Следовательно, построение петрофизических моделей цеолитосодержащих коллекторов должно осуществляться по результатам оценки K_p керосинонасыщением, поскольку при оценке K_p водонасыщением будет завышаться значение коэффициента пористости, что может привести к ошибке в оценке величины запасов углеводородов.

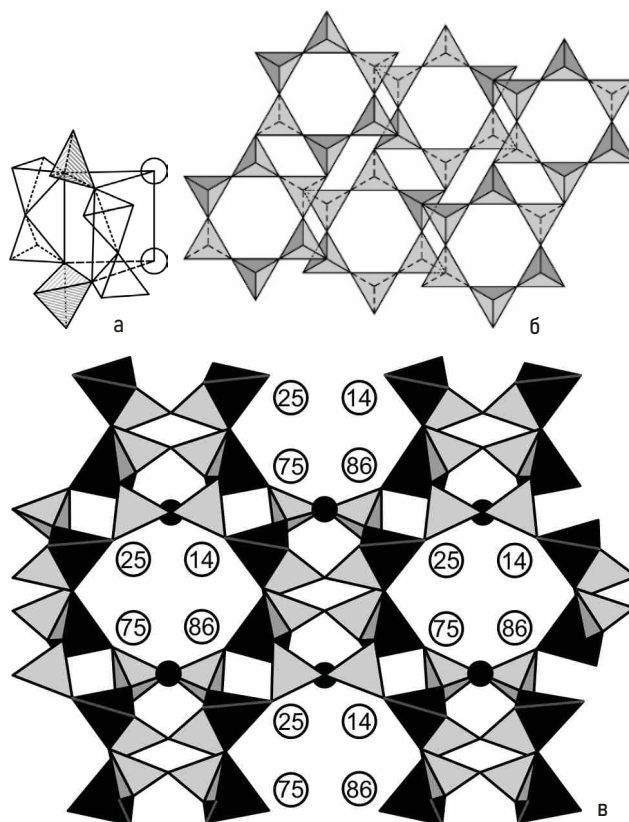


Рисунок 5. Структура ломонтиита: а) тригональная призма Ca^{2+} с $4\text{O}+2\text{H}_2\text{O}$ в вершинах (Si_2O_7 – группы светлые, AlO_4 – тетраэдры темные, H_2O – светлые кружки); б) конденсация искаженных волластонитоподобных цепочек в ленты из шести- и четырехчленных колец, сконденсированных в гофрированные слои; в) каналы из восьмерных колец AlO_4 - и SiO_4 -тетраэдров с Ca^{2+} (черные кружки) и H_2O (светлые кружки с цифрами, обозначающими относительную высоту), AlO_4 -тетраэдры затемнены.

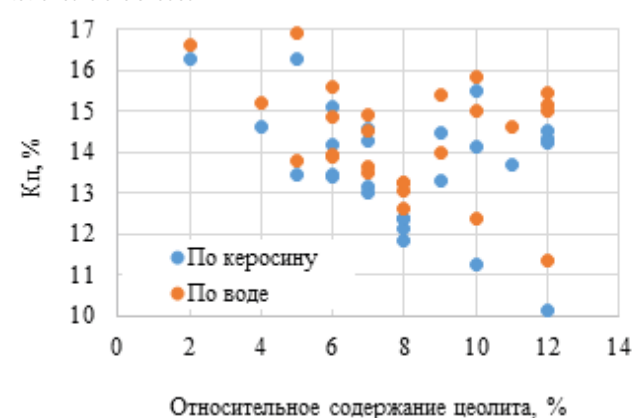


Рисунок 6. Сопоставление коэффициентов пористости с учетом относительного содержания цеолитов пласта BU_{15} (скважина № 1 Пякяхинского месторождения).
Figure 6. Porosity vs. relative zeolite content for BU_{15} layer (Well 1, the Pyakyakhinskoye field).

Кроме того, характерной особенностью ломонтиита является его способность в поверхностных условиях терять 1/8 часть воды и переходить в β -леонгардит. Этот процесс

приводит к растрескиванию минерала по плоскостям спайности, а иногда и рассыпанию в порошок. В связи с этим подразумевается, что структура порового пространства цеолитизированных коллекторов в пластовых условиях существенно отличается от структуры в экстрагированных образцах, поступающих на лабораторные исследования керна [9, 10].

Особенности разработки месторождений, осложненных цеолитизацией

На основании ряда исследований установлено, что фильтрационно-емкостные свойства продуктивных отложений изменяются в процессе разработки. Создаются условия, сопровождаемые химическими и физическими процессами, – изменение температуры, pH воды, окислительно-восстановительных свойств, осуществляется привнос водорастворенных газов, выщелачивание, катионный обмен, окисление минералов, углеводородов и ряд других процессов, ведущих к изменению химического состава закачиваемых вод, пластовых флюидов, продуктивных отложений. В зависимости от геометрии пустотно-порового пространства и наличия флюидопроводящих каналов степень изменения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов будет различной [11].

Перечисленные аспекты обуславливают необходимость более детального рассмотрения свойств и характерных особенностей цеолитов, получивших наибольшее распространение на рассматриваемой территории среди новообразованных минералов, с точки зрения планирования геолого-технических мероприятий при освоении и эксплуатации скважин.

Известно, что при взаимодействии цеолитсодержащих пород с кислотами происходит образование геля кремниевой кислоты. Для определения перспектив применения кислотных обработок на Пякяхинском месторождении были проведены лабораторные испытания на керне. Содержание цеолита в образце составляло 19–20 %, карбонатов – 4 %, глинистых минералов – 5 %. Для воздействия на керн были выбраны растворы соляной кислоты с концентрацией от 3 до 12 %, глинокислотный состав, содержащий 12 % HCL и 0.6 % HF, состав на основе сульфаминовой кислоты, а также два состава органических кислот – на основе эфиров уксусной кислоты и смеси двухосновных и трехосновных органических кислот.

Растворы соляной кислоты и глинокислоты с породой образуют гель. Составы на основе сульфаминовой и уксусной кислот не образуют гелей при взаимодействии с породой в течение длительного времени. Соляная кислота различной концентрации обладает достаточно высокой растворимостью, но при этом выпадает большое количество вторичных осадков, таких как гидроксид алюминия и кремния, которые являются аморфными и склонны к гелеобразованию. Растворы органических кислот имеют высокую растворимость керна.

Также были проведены фильтрационные эксперименты на натуральных кернах в условиях, максимально приближенных к пластовым. Эксперименты показали, что соляная кислота снижает проницаемость до 0.03 мД в результате

полного закупоривания проводящих каналов гелем кремниевой кислоты. Образование геля визуально наблюдается при микроскопических исследованиях керна материала. Органические кислоты улучшают фильтрационно-емкостные свойства породы и фазовую проницаемость для воды, в том числе за счет растворения цеолитов [12].

С другой стороны, реальный практический опыт показывает, что в условиях объекта, осложненного цеолитами, возможно проведение эффективных обработок призабойной зоны. В частности, на скважине, вскрывшей пласт БУ₁₂ Пякяхинского месторождения, проведена комплексная обработка призабойной зоны путем применения глинокислотной композиции. В процессе выполнения работ использовались только технологические методы воздействия: освоение компрессированием и работа гибкими насосно-компрессорными трубами. Специализированные технологии, составы и жидкости освоения не применялись. По итогам выполненных работ прирост дебита газа и конденсата составил 57 %, скважина заведена в газосборный коллектор и работает до настоящего времени [13].

Также нельзя исключать возможность использования на рассматриваемом объекте побочного процесса при проведении обработок сильными неорганическими кислотами. По сути может быть достигнут синергетический эффект, направленный на увеличение приемистости нагнетательных скважин за счет растворения горных пород и частиц, коагулирующих поровое пространство. Вместе с тем может произойти перераспределение фильтрационных потоков нагнетаемой воды за счет создания гелевых экранов при взаимодействии кислоты с цеолитсодержащими породами. Аналогичным образом комплексное воздействие может быть рассмотрено и на добывающих скважинах.

Еще один пример связан с технологиями строительства скважин на Заполярном месторождении. Отличительная особенность коллектора пласта БТ₁₀ – наличие цеолитов. Интенсивность цеолитизации варьируется от низкой (10–20 %) до высокой (50 %), либо цеолитизация отсутствует. В рамках опытно-промышленных работ были проведены исследования на кернах материала, которые показали значительное снижение проницаемости и гелеобразование при взаимодействии цеолитизированного песчаника с пресными жидкостями и растворами хлористого кальция. По итогам лабораторных исследований было принято решение использовать буровой раствор на углеводородной основе с целью минимизации факторов, негативно влияющих на дальнейшую разработку месторождения [14, 15].

Количественная оценка содержания цеолитов в кернах материала

В настоящее время существует проблема количественной оценки содержания цеолитов в неоконских отложениях Большехетской впадины, поскольку петрографическое изучение имеет точечный характер и достаточно широкий шаг опробования. На примере скважины № 3 проведено комплексное определение количественного содержания цеолитов по вторичной пятнистой текстуре несколькими методами.

Линейный метод: подсчет цеолитизации по трем параллельным линиям с последующим вычислением среднего арифметического и привязки глубины полученного результата к средней линии В-В' (рис. 7, а). **Перекрестный метод:** подсчет цеолитизации по двум перпендикулярным линиям и привязки глубины результата к поперечной линии В-В' (рис. 7, б).

Полученные результаты были сопоставлены с данными петрографического изучения шлифов (рис. 8). Следует заметить, что при оперативной оценке перекрестным методом происходит подсчет зерен, охваченных цеолитизацией (зерен кварца, полевого шпата и обломков пород). Полученные данные в 2–2.5 раза превышают значения микроскопического описания, где учитывался только поровый цемент. При этом на оценку подсчета по двум перпендикулярным линиям первичные текстурные особенности не оказывают влияния.

Наличие «цеолитной воды» в межзерновых каналах, высокая степень гидратации и адсорбция, низкая минералогическая плотность обуславливают искажение данных, определяемых по стандартному комплексу геофизических исследований скважин. Однако перечисленные геологические особенности продуктивных отложений не влияют на показатели, регистрируемые плотностным гамма-гамма (ГГКп) и акустическим (АК) каротажами.

Принимая это во внимание, для экспресс-оценки количественного содержания цеолитов была построена ма-

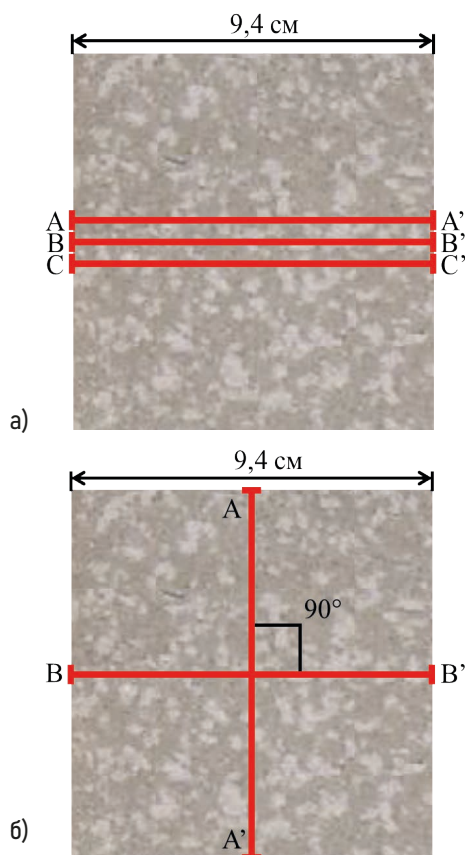


Рисунок 7. Методы подсчета цеолитизации: а) линейный, б) перекрестный.
Figure 7. Zeolitization counting methods: a) linear, б) cross-sectional.

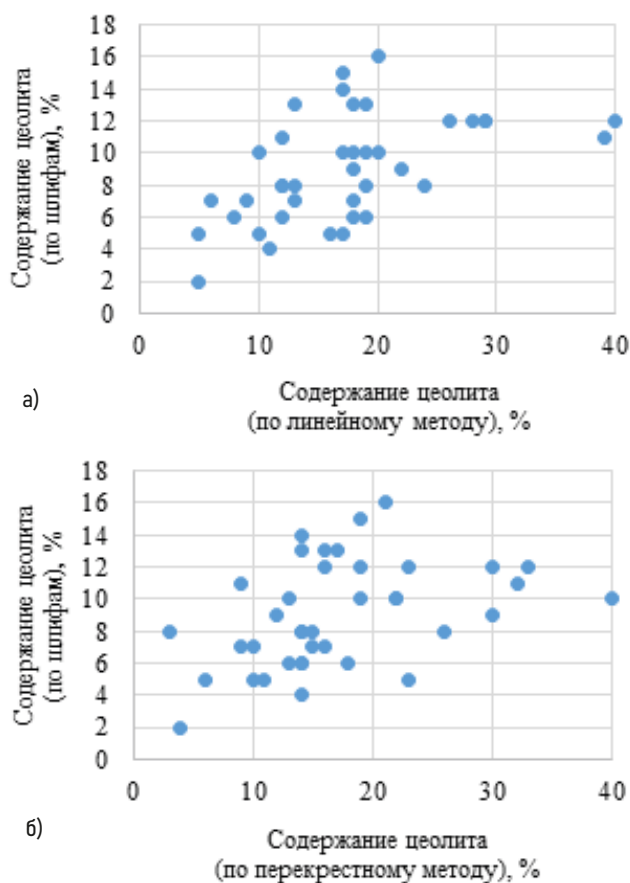


Рисунок 8. Сопоставление содержания цеолита по шлифам с линейным (а) и перекрестным (б) методами (скважина № 3 Пякяхинского месторождения).

Figure 8. Zeolite content by the method of thin rock sections vs. zeolite content by the linear (a) and cross-sectional (б) methods (Well 3, the Pyakyakhinskoye field).

тематическая модель, включающая в себя три главные компоненты с различной минералогической плотностью: кварц-полевошпатово-глинистого скелета породы, цеолита и пластового флюида, заполняющего открытое поровое пространство:

$$P = K_{ск} * \rho_{ск} + K_{ц} * \rho_{ц} + K_{ф} * \rho_{ф},$$

где P – общая минералогическая плотность породы (по данным ГГКп), $K_{ск}$ – объемный коэффициент скелета, $K_{ц}$ – объемный коэффициент цеолита, $K_{ф}$ – объемный коэффициент флюида, $\rho_{ск}$ – минералогическая плотность скелета, $\rho_{ц}$ – минералогическая плотность цеолита, $\rho_{ф}$ – минералогическая плотность флюида.

Суммарное количество всех составляющих частей определяется объемными коэффициентами и равняется единице:

$$1 = K_{ск} + K_{ц} + K_{ф}.$$

Далее из полученной системы уравнений выражается коэффициент цеолитизации:

$$K_{ц} = \frac{P - K_{ск} * \rho_{ск} - K_{ф} * \rho_{ф}}{\rho_{ц}}.$$

Для решения данного уравнения необходимо определить $K_{ск}$ и $K_{ф}$.

Объемный коэффициент скелета породы определен по данным петрографического исследования образцов ядра Пякяхинского месторождения исходя из системы уравнений:

$$K_{СК} = 1 - K',$$

$$K' = K_{п(кер)} + K_{гл} + K_{ц(шл)},$$

где K' – суммарное объемное содержание флюида, глины и цеолитов, $K_{п(кер)}$ – коэффициент открытой пористости, определенный методом керосинонасыщения, $K_{гл}$ – коэффициент глинистости, $K_{ц(шл)}$ – коэффициент цеолитизации.

Объемный коэффициент флюида ($K_{ф}$) принят равным величине открытой пористости ($K_{п}$), которая была рассчитана по данным акустического каротажа:

$$K_{п} = \frac{\Delta T - \Delta T_{СК}}{\Delta T_{ф} - \Delta T_{СК}},$$

где ΔT , $\Delta T_{СК}$, $\Delta T_{ф}$ – соответственно интервальное время по данным акустического каротажа, интервальное время для песчаников Пякяхинского месторождения, интервальное время флюида, насыщающего коллектор.

В итоге подсчитанный для пласта БУ₁₅ коэффициент цеолитизации в среднем превышает значения, полученные при петрографическом изучении [3].

Результаты и их обсуждение

В качестве перспективного и потенциально более точного метода по определению содержания и распределения цеолитов и других минералов, а также пор и связывающих их каналов в горной породе может выступить рентгеновская компьютерная томография.

В целом подход может быть основан на результатах интерпретации данных рентгеноплотностных срезов, в которых выделяются рентгеноконтрастные компоненты, различающиеся по степени поглощения рентгеновского излучения и морфологическим признакам (рис. 9). Посредством математического моделирования строится стереологическая модель и определяются статистические параметры (рис. 10), характеризующие образец горной породы (пористый объем, минералогический состав, содержание кольматирующих частиц и др.) [16].

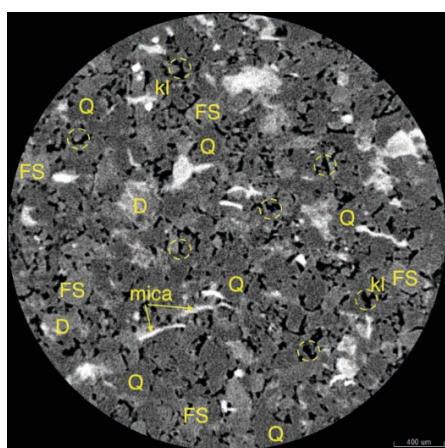


Рисунок 9. Рентгеноплотностной срез образца с интерпретацией: Q – кварц, FS – полевые шпаты, D – обломки пород, kl – каолинит, mica – слюда, желтым пунктиром отмечены поры.

Figure 9. X-ray density slice of a sample with interpretation: Q – quartz, FS – feldspars, D – debris, kl – kaolinite, pores are marked with a yellow dotted line.

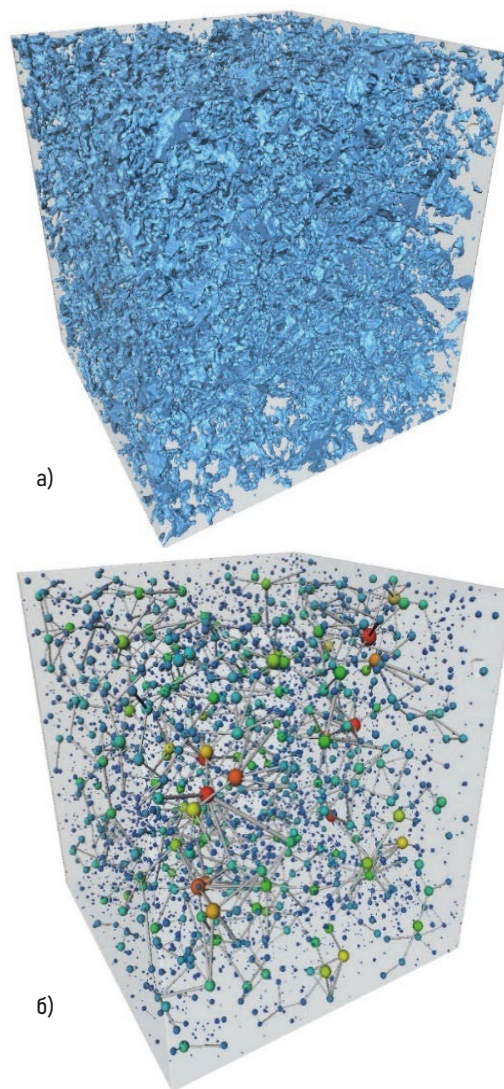


Рисунок 10. Стереологическая модель порового пространства (а) и сеточная модель пустотного пространства образца (б).

Figure 10. Stereological model of the pore space (a) and grid model of the void space (b) of a sample.

Выводы

В результате проведенных исследований выявлен ряд особенностей вторичных изменений в отложениях нижнего мела Большехетской впадины. Установлено, что алевроито-песчаные породы характеризуются разнообразным комплексом аутигенных минералов и структур, свидетельствующих о стадии фонового катагенеза и о наложенных процессах. Наибольшее распространение на рассматриваемой территории среди новообразованных минералов получил ломонтит.

Влияние цеолита (ломонтита) на коллекторские свойства весьма существенно. Его способность адсорбировать большое количество воды и аномальные свойства так называемой «цеолитной воды» обуславливают использование данных плотностного гамма-гамма и акустического каротажей.

Характерные особенности взаимодействия технологических и пластовых жидкостей со вторичными минералами, относительное содержание, количественная оценка

и распределение цеолитов в продуктивных отложениях должны быть учтены при планировании геолого-технических мероприятий (бурении скважин, обработке призабойной зоны пласта, физико-химических методах).

Литература

1. Предтеченская, Е.А. Катагенетические и гидрохимические аномалии в ниже-среднеюрских нефтегазовых отложениях Западной Сибири как индикаторы флюидодинамических процессов в зонах дизъюнктивных нарушений / Е.А. Предтеченская, О.В. Шиганова, А.С. Фомичев // Литосфера. – 2009. – № 6. – С. 54–65. – EDN KYIVON.
2. Поднебесных, А.В. Основные типы вторичных изменений пород-коллекторов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / А.В. Поднебесных, В.П. Овчинников // Вестник Томского государственного университета. – 2015. – № 400. – С. 393–403. – DOI 10.17223/15617793/400/60. – EDN VDMPLPR.
3. Титов, Ю.В. К вопросу изучения цеолитизации неоконских отложений Пяяхинского месторождения: литолого-геофизические аспекты / Ю.В. Титов, А.Н. Мирхашимов, А.Р. Халикова // XVII конференция молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени: сборник докладов, Тюмень, 15–17 марта 2017 года. – Тюмень: Тюменский дом печати, 2017. – С. 22–29.
4. Титов, Ю.В. Цеолитовая минерализация в меловых отложениях Большехетской впадины на севере Западной Сибири (на примере пласта БТ₈ Пяяхинского месторождения) / Ю.В. Титов // Ежегодник-2013 / Труды ИГГ УрО РАН. – 2014. – Вып. 161. – С. 120–123.
5. Годовиков, А.А. Минералогия / А.А. Годовиков. – Москва: Недра, 1975. – 519 с.
6. Коробов, А.Д. Минеральные ассоциации продуктов гидротермального изменения – ключ к пониманию возникновения зон разуплотнения и фазовой зональности углеводородов (на примере Западной Сибири) / А.Д. Коробов, Л.А. Коробова, Е.Ф. Ахлестина // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. – 2008. – Т. 8, № 1. – С. 42–50. – EDN KWSYJB.
7. Постседиментационные преобразования нижнемеловых отложений Большехетской впадины (Западная Сибирь) / Ю.В. Титов, Г.Х. Шайхутдинова, С.В. Астаркин [и др.] // Литосфера. – 2019. – Т. 19, № 1. – С. 48–58. – DOI 10.24930/1681-9004-2019-19-1-48-58. – EDN YZFGUP.
8. Котельников, Д.Д. Условия образования и эволюция цеолитов в осадочном чехле земной коры / Д.Д. Котельников, Н.Н. Зинчук // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2004. – № 4. – С. 19–23. – EDN RBFOVV.
9. Коссовская, А.Г. Генетические типы цеолитов стратифицированных формаций / А.Г. Коссовская // Литология и полезные ископаемые. – Москва, 1975. – № 2. – С. 23–44.
10. Качинскас, И.В. Изучение влияния цеолитов на достоверность определения петрофизических параметров

коллекторов неоконских отложений Заполярного месторождения / И.В. Качинскас, М.В. Карымова // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 5. – С. 52–57. – EDN REAJGN.

11. Гладков, Е.А. Изменение фильтрационно-емкостных свойств залежей в процессе их разработки / Е.А. Гладков, Е. Гладкова // Oil & Gas Journal Russia. – 2011. – № 9. – С. 75–79. – EDN UJCMIN.
12. Влияние вторичной цеолитизации коллекторов Большехетской впадины на оптимизацию геолого-технических мероприятий (на примере пласта БУ₁₅ Пяяхинского месторождения) / Ю.В. Титов, Н.А. Черепанова, В.В. Колпаков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 16–19. – EDN WICARF.
13. Лакупчик, А.В. Ключевые особенности технологий проведения комплексной обработки призабойной зоны на горизонтальных многозбойных газоконденсатных скважинах / А.В. Лакупчик, С.А. Солянов, М.Г. Мавлетдинов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 9. – С. 58–61. – DOI 10.30713/2413-5011-2019-9(333)-58-61. – EDN GMWJAO.
14. Особенности петрофизического обеспечения интерпретации ГИС в разрезе терригенных пород с цеолитосодержащими песчаниками Тазовского района Западной Сибири / Ш.В. Мухидинов, Е.О. Беляков, Е.А. Жуковская, С.В. Ибрагимов // Геофизика. – 2018. – № 4. – С. 53–58. – EDN VTVPHD.
15. Ковальчук, С.В. Результаты изучения и примеры реализации проектов разработки месторождений с нефтяными оторочками компании «Газпром нефть» / С.В. Ковальчук, Е.В. Полушина, Е.А. Горенкова // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2019. – № 1 (11). – С. 12–17. – DOI 10.24887/2587-7399-2019-1-12-17. – EDN MMZLUE.
16. Москаленко, Н.Ю. Разработка петрофизической модели ачимовских отложений группы Кочевских месторождений (Кочевское и Северо-Кочевское месторождения) с привязкой к зонам концептуальной геологической модели. Отчет филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени / Н.Ю. Москаленко, П.А. Боронин, П.В. Хлызов, Г.А. Калмыков, Д.В. Корост. – Тюмень, 2021. – 186 с.

References

1. Predtechenskaya, E.A. Katageneticheskie i gidrohimicheskie anomalii v nizhne-sredneyurskikh neftegazonosnykh otlozheniyah Zapadnoy Sibiri kak indikatory flyuidodinamicheskikh processov v zonah diz'yunktivnykh narusheniy [Catagenetic and hydrochemical anomalies in the Lower-Middle Jurassic oil-and-gas bearing deposits in West Siberia as indicators of fluid-dynamic processes in disjunctive dislocation zones] / E.A. Predtechenskaya, O.V. Shiganova, A.S. Fomichev / Litosfera [Lithosphere]. – 2009. – Issue 6. – P. 54–65. – EDN KYIVON.
2. Podnebesnykh, A.V. Osnovnye tipy vtorichnykh izmeneniy porod-kollektorov osadochnogo chekhla Zapadno-Sibirskoy plity [The main types of secondary alterations of reservoir rocks of the sedimentary cover of the Western Siberian Plate] / A.V. Podnebesnykh, V.P. Ovchinnikov //

- Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta [Tomsk State University Journal]. – 2015. – Issue 400. – P. 393–403. – DOI: 10.17223/15617793/400/60. – EDN VDMLPR.
3. Titov, Yu.V. K voprosu izucheniya ceolitizacii neokomskih otlozhenij Pyakyahinskogo mestorozhdeniya: litologo-geofizicheskie aspekty [On the research of zeolitization of the Neocomian deposits of the Pyakyakhinskoye field: lithological and geophysical aspects] / Yu.V. Titov, A.N. Mirkhashimov, A.R. Khalikova // XVII konferenciya molodyh uchenyh i specialistov Filiala OOO "LUKOJL-Inzhiniring" "KogalymNIPneft" v g. Tyumeni: sbornik dokladov, Tyumen, 15–17 marta 2017 goda [XVII Conference of Young Scientists and Specialists of KogalymNIPneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen: Conference Proceedings, Tyumen, March 15–17, 2017]. – Tyumen: Tyumen Publishing House, 2017. – P. 22–29.
 4. Titov, Yu.V. Ceolitovaya mineralizaciya v melovyh otlozheniyah Bol'shekhetskoy vpadiny na severe Zapadnoj Sibiri (na primere plasta BT8 Pyakyahinskogo mestorozhdeniya) [Zeolite mineralization in Cretaceous sediments of the Bolshekhetskaya depression in the north of Western Siberia (BT8 formation of Pyakyakhinskoye field taken as a sample)] / Yu.V. Titov // Ezhegodnik–2013 / Trudy Instituta geologii i geohimii imeni akademika Zavarickogo Ural'skogo Otdeleniya Rossijskoj Akademii Nauk [Proceedings of the Zavaritsky Institute of Geology and Geochemistry of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences]. – 2014. – Vol. 161. – P. 120–123.
 5. Godovikov, A.A. Mineralogiya [Mineralogy] / A.A. Godovikov. – Moscow: Nedra, 1975. – 519 p.
 6. Korobov, A.D. Mineralnye asociacii produktov gidrotermalnogo izmeneniya - klyuch k ponimaniyu vozniknoveniya zon razuplotneniya i fazovoj zonalnosti uglevodородов (na primere Zapadnoj Sibiri) [Mineral associations of hydrothermal change products – a key to the origin of loose zones and phase zonation of hydrocarbons (on the example of West Siberia)] / A.D. Korobov, L.A. Korobova, E.F. Akhlestina // Izvestiya Saratovskogo universiteta. Novaya seriya. Seriya: Nauki o Zemle [News of the Saratov University. Earth Sciences]. – 2008. – Vol. 8. – Issue 1. – P. 42–50. – EDN KWSYJB.
 7. Titov, Yu.V. Postsedimentacionnye preobrazovaniya nizhnemelovyh otlozhenij Bolshekhetskoy vpadiny (Zapadnaya Sibir) [Manifestations of post-sedimentation processes in the Lower Cretaceous sediments of the Bolshekhetskaya depression (Western Siberia)] / Yu.V. Titov, G.Kh. Shaikhutdinova, S.V. Astarkin, V.V. Kolpakov, N.V. Kozhevnikova // Litosfera [Lithosphere]. – 2019. – Vol. 19. – Issue 1. – P. 48–58. – DOI: 10.24930/1681-9004-2019-19-1-48-58. – EDN YZFGUP.
 8. Kotelnikov, D.D. Usloviya obrazovaniya i evolyuciya ceolitov v osadochnom chekhle zemnoj kory [Conditions for the formation and evolution of zeolites in the sedimentary cover of the Earth's crust] / D.D. Kotelnikov, N.N. Zinchuk // Izvestiya vysshih uchebnyh zavedenij. Geologiya i razvedka [Proceedings of Higher Education Establishments. Geology and Exploration]. – 2004. – Issue 4. – P. 19–23. – EDN RBFOVV.
 9. Kossovskaya, A.G. Geneticheskie tipy ceolitov stratificirovannyh formacij [Genetic types of zeolites of stratified formations] / A.G. Kossovskaya // Litologiya i poleznye iskopaemye [Lithology and Mineral Resources]. – Moscow, 1975. – Issue 2. – P. 23–44.
 10. Kachinskas, I.V. Izuchenie vliyaniya ceolitov na dostovernost opredeleniya petrofizicheskikh parametrov kollektorov neokomskih otlozhenij Zapolyarnogo mestorozhdeniya [Research on the influence of zeolites on the determination reliability of petrophysical parameters of reservoir rocks in the Neocomian deposits of the Zapolyarnoye field] / I.V. Kachinskas, M.V. Karymova // Territoriya Neftegaz [Oil and Gas Territory]. – 2013. – Issue 5. – P. 52–57. – EDN REAJGN.
 11. Gladkov, E.A. Izmenenie fil'tracionno-emkostnyh svoystv zalezhej v processe ih razrabotki [Changes in the reservoir properties of hydrocarbon deposits during their development] / E.A. Gladkov, E. Gladkova // Oil & Gas Journal Russia. – 2011. – Issue 9. – P. 75–79. – EDN UJCMIN.
 12. Vliyanie vtorichnoj ceolitizacii kollektorov Bolshekhetskoy vpadiny na optimizaciyu geologo-tekhnicheskikh meropriyatij (na primere plasta BU15 Pyakyahinskogo mestorozhdeniya) [Influence of secondary zeolitization of the Bolshekhetskaya depression reservoirs on the optimization of the geological and technical measures (on the example of the BU15 formation of the Pyakyakhinskoye field)] / Yu.V. Titov, N.A. Cherepanova, V.V. Kolpakov, N.V. Kozhevnikova, A.R. Khalikova [et al.] // Neftyanoe hozyajstvo [Oil Industry]. – 2016. – Issue 8. – P. 16–19. – EDN WICARF.
 13. Lakupchik, A.V. Klyucheveye osobennosti tekhnologii provedeniya kompleksnoj obrabotki prizabojnoj zony na gorizontalnyh mnogozabojnyh gazokondensatnyh skvazhinah [Key features of the comprehensive treatment technologies of the bottom hole zone in horizontal multihole gas-condensate wells] / A.V. Lakupchik, S.A. Solyanov, M.G. Mavletdinov // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij [Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields]. – 2019. – Issue 9. – P. 58–61. – DOI: 10.30713/2413-5011-2019-9(333)-58-61. – EDN GMWJAO.
 14. Osobennosti petrofizicheskogo obespecheniya interpretacii GIS v razreze terrigennyh porod s ceolitosoderzhashchimi peschanikami Tazovskogo rajona Zapadnoj Sibiri [Petrophysical support of log data interpretation in profile of terrigenous rocks with zeolite-containing sandstones in the Tazovsky Region of Western Siberia] / Sh.V. Mukhidinov, E.O. Belyakov, E.A. Zhukovskaya, S.V. Ibragimova // Geofizika [Geophysics]. – 2018. – Issue 4. – P. 53–58. – EDN VTVPXD.
 15. Kovalchuk, S.V. Rezultaty izucheniya i primery realizacii proektov razrabotki mestorozhdenij s neftyanymi otorochkami kompanii "Gazprom neft" [Study results and realization examples of field development projects with oil rims of the Gazprom neft company] / S.V. Kovalchuk, E.V. Polushina, E.A. Gorenkova // PRONEFT. Professionalno o nefti [PRONEFT. Professionally about Oil]. – 2019. – Issue

1(11). – P. 12–17. – DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-12-17. – EDN MMZLUE.

16. Moskalenko, N.Yu. Razrabotka petrofizicheskoy modeli achimovskih otlozhenij gruppy Kochevskih mestorozhdenij (Kochevskoe i Severo-Kochevskoe mestorozhdeniya) s privyazkoy k zonam konceptualnoj geologicheskoy modeli [Petrophysical modeling of the Achimov depos-

its of the Kochevskoe fields (Kochevskoe and North-Kochevskoe fields) with reference to the zones of the conceptual geological model]. Otchet Filiala OOO «LUKOIL-Inzhiniring» «KogalymNIPIneft» v g. Tyumeni [Report of the KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen] / N.Yu. Moskalenko, P.A. Boronin, P.V. Khlyzov, G.A. Kalmykov, D.V. Korost. – Tyumen, 2021. – 186 p.

Информация об авторах:

Титов Юрий Владимирович – главный специалист отдела литолого-седиментологических исследований филиала Общества с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (Российская Федерация, 628483, г. Когалым, ул. Центральная, д. 19; e-mail: Yuriy.Titov@lukoil.com).

Кузнецов Сергей Леонидович – заместитель генерального директора, директор филиала Общества с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени (Российская Федерация, 625000, г. Тюмень, ул. Республики, д. 143а; e-mail: reception@tmn.lukoil.com).

Серебренников Илья Валерьевич – кандидат технических наук, главный специалист отдела поддержки бизнеса по геологическому сопровождению проектов Западно-Сибирского региона филиала Общества с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени (Российская Федерация, 625000, г. Тюмень, ул. Республики, д. 143а; e-mail: Ilya.Serebrennikov@lukoil.com); доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Тюменский индустриальный университет» (Российская Федерация, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 38; e-mail: serebrennikoviv@tyuiu.ru).

About the author:

Yury V. Titov – Chief Specialist of the Lithology and Sedimentology Department at the LUKOIL-Engineering Limited PermNIPIneft Branch Office in Perm (19 Centralnaya st., Kogalym, Russian Federation, 628483; e-mail: uriy.Titov@lukoil.com).

Sergey L. Kuznetsov – Deputy General Director, Director of the LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch Office in Tyumen (143a Respubliki st., Tyumen, Russian Federation, 625000; e-mail: reception@tmn.lukoil.com).

Ilya V. Serebrennikov – Candidate of Technical Sciences, Chief Specialist of the Department of Producing Fields' Design Endorsement at the LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch Office in Tyumen (143a Respubliki st., Tyumen, Russian Federation, 625000; e-mail: Ilya.Serebrennikov@lukoil.com); Senior Lecturer of the Department of Oil and Gas Well Drilling at the Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen" (38 Volodarskogo st., Tyumen, Russian Federation, 625000; e-mail: serebrennikoviv@tyuiu.ru).

Для цитирования:

Титов, Ю.В. Цеолитовая минерализация пород-коллекторов севера Западной Сибири: литолого-геофизические аспекты и особенности разработки / Ю.В. Титов, С.Л. Кузнецов, И.В. Серебренников // Известия Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук. Серия «Науки о Земле». – 2023. – № 2 (60). – С. 86–96.

For citation:

Titov, Yu.V. Ceolitivaya mineralizatsiya porod-kollektorov severa Zapadnoj Sibiri: litologo-geofizicheskie aspekty i osobennosti razrabotki [Zeolite mineralization of reservoir rocks in the north of Western Siberia: lithological and geophysical aspects and exploitation characteristics] / Yu.V. Titov, S.L. Kuznetsov, I.V. Serebrennikov // Proceedings of the Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences. Series "Earth Sciences". – 2023. – № 2 (60). – P. 86–96.

Дата поступления статьи: 09.01.2023

Прошла рецензирование: 23.01.2023

Принято решение о публикации: 09.03.2023

Received: 09.01.2023

Reviewed: 23.01.2023

Accepted: 09.03.2023