

УДК 550.8.014 + 550.8.052 + 550.8.053

DOI 10.31087/0016-7894-2020-1-69-79

Роль процессов карбонатизации пород в формировании залежей углеводородов в Западной Сибири

© 2020 г. | И.В. Касьянов¹, А.А. Нежданов^{1,2}¹ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия; i.kasyanov@ggr.gazprom.ru; a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru;²ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Поступила 05.09.2019 г.

Доработана 23.09.2019 г.

Принята к печати 25.09.2019 г.

Ключевые слова: карбонатность пластов; углекислый газ; коллекторы; нефть; месторождения; резервуары; флюидомиграция; ачимовская толща; Западная Сибирь; Среднее Приобье.

Аннотация: Рассмотрена связь карбонатности пород-коллекторов юрских и неокомских отложений ряда районов Западной Сибири (север Среднего Приобья, Уренгой) с образованием нефтяных залежей путем вертикальной миграции водонефтяной эмульсии в среде углекислого газа из глубокозалегающих, промежуточных резервуаров. Благодаря снижению давления и выделению CO₂ в нефтяных пластах образуются повышенные содержания карбонатов (доломит, кальцит, сидерит). Их характерной чертой является способность люминесцировать в желтых тонах, что типично для нефти. В продуктивных пластах большого объема с высокими коллекторскими свойствами этот эффект проявлен заметно лучше, чем в линзовидных пластах с низкими коллекторскими свойствами. Прямая связь карбонатности и нефтеносности позволяет заключить, что процессы вертикальной миграции газоводонефтяной эмульсии влияли на формирование залежей нефти в Западной Сибири, а углекислый газ обеспечивал подвижность нефти. Поэтому разностороннее изучение терригенно-карбонатных пород продуктивных отложений является одной из актуальных задач практической нефтегазовой геологии.

Для цитирования: Касьянов И.В., Нежданов А.А. Роль процессов карбонатизации пород в формировании залежей углеводородов в Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1. – С. 69–79. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-69-79.

Role of rock carbonation in formation of hydrocarbon deposits in Western Siberia

© 2020 | I.V. Kasyanov¹, A.A. Nezhdanov^{1,2}¹Gazprom geologorazvedka, Tyumen, Russia; i.kasyanov@ggr.gazprom.ru; a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru;²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Received 05.09.2019

Revised 23.09.2019

Accepted for publication 25.09.2019

Key words: carbonate content; carbon dioxide; reservoirs; oil; fields; collectors; fluid migration; Achimov sequence; Western Siberia; Middle Ob region.

Abstract: The paper discusses relation of carbonate content in Jurassic and Neocomian reservoirs of certain West Siberian regions (northern part of Middle Ob, Urengoy) to the formation of oil pools by means of water-oil emulsion vertical migration in carbon dioxide medium from the deep-seated “intermediate” reservoirs. Because of pressure decrease and CO₂ release, the higher carbonate content (dolomite, calcite, siderite) is formed in oil-bearing beds. They are capable of luminescing in yellow colour, which is typical of oil. In pay zones having good reservoir properties and substantial volume, this phenomenon is more notable (e.g., BC₁₀, BC₁₁, BC₁₂, Ю₁ beds); while in the lenticular beds having the worse reservoir properties (Achimov sequence, Ю₂ bed) it is less notable. Owing to the fact that pressure of the deep-seated mixture in reservoir zones having higher reservoir quality and net volume decreased most significantly, these areas are enriched with carbonates. The direct relationship of carbonate content and oil occurrence allows concluding that vertical migration of gas-water-oil emulsion influenced the formation of oil pools in Western Siberia, and carbon dioxide that provides the mobility of oil, played an important role. The direct relationship of scattered carbonate content in reservoir rocks and porosity was occasionally observes, which is also caused by deposition of carbonate cement in the most permeable reservoir parts. This type of relationships is observed for sandstone having higher porosity. At the same time, the opposite, more usual trend of porosity decrease with rock carbonate content increase is also documented. This results in sealing low-porosity rock's pores with carbonates; in certain conditions this causes formation of carbonate barriers that contribute to formation of combination-type oil pools. Hence, why the wide studies of terrigenous-carbonate rocks of reservoir formations is one of the topical tasks of the applied petroleum geology.

For citation: Kasyanov I.V., Nezhdanov A.A. Role of rock carbonation in formation of hydrocarbon deposits in Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(1):69–79. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-69-79. In Russ.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Введение

В разрезе осадочного чехла Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна широко распространены терригенно-карбонатные породы — линзовидные прослои песчаников и алевролитов с карбонатным цементом (толщиной от первых сантиметров до 2–3 м) и карбонатные стяжения (конкреции округлой в плане формы толщиной до 1 м) в глинистых породах. Их содержание в интервалах продуктивных отложений юры и мела изменяется от 3–5 до 10–15 %. Пороодообразующими минералами таких пород являются кальцит, доломит, сидерит при росте содержания $\text{Fe}(\text{CO}_3)_2$ в глинистых породах. Содержание обломочной и карбонатной частей в них варьирует в широких пределах — от долей процента до 90–95 %, причем более высокую карбонатность имеют стяжения в глинистых породах. Их генезис обычно не вызывает дискуссий, общепринято диагенетическое образование этих конкреций, часто имеющих типичное септариевое строение с трещинами усыхания карбонатного геля при дегидратации осадка.

На происхождение карбонатных цементов в обломочных породах существуют различные точки зрения, их образование связывается как со стадией диагенеза [1], так и с более поздними этапами существования и изменения осадочных пород (катагенез, эпигенез, гидротермальные процессы) [2, 3].

Песчаники с базальным (обильным) пойкилитовым (гигантозернистым) доломитовым цементом, прорастающим сквозь обломочные зерна, широко распространены в нефтегазоносных отложениях Западной Сибири, в частности в неокомских отложениях, где они впервые были детально изучены Г.Н. Перозио, Н.Г. Мандриковой, Г.Э. Прозоровичем, И.Н. Ушатинским, А.И. Сидоренковым, А.М. Никашкиным, Ю.В. Щепеткиным и многими другими исследователями. Для этих цементов характерна иллюминесценция, подобная свечению нефти, что свидетельствует о наличии в их составе УВ нефтяного ряда (Щепеткин Ю.В. Особенности формирования залежей нефти (на примере некоторых месторождений Западной Сибири) : автореф. ... канд. геол.-мин. наук. Тюмень, 1970. 22 с.). Естественно предполагать, что эти цементы образовались в процессе миграции нефти в песчаные пласты и формирования ее залежей. А.А. Нежданов [4] предположил, что связь карбонатообразования и нефтеносности обусловлена формированием залежей нефти за счет ее вертикальной миграции в виде водонефтяной эмульсии в потоке углекислого газа, в отличие от газовых и газоконденсатных залежей, где основным транспортирующим агентом является метан. Современные нефтяные залежи предположительно накапливались в периоды разогрева глубоких недр, сопровождавшегося термической деструкцией ранее сформированных глубинных залежей с разложе-

нием части нефти на воду и углекислый газ. Кроме термического разложения, образованию углекислого газа из нефтей способствуют и бактериальные процессы.

Образовавшаяся вследствие этого водогазонефтяная смесь (с преобладанием углекислого газа) перемещалась в вышележащие пласты, заполняя их и формируя современные залежи УВ с сопутствующим комплексом аутигенных минералов. Распространенное мнение о том, что образование карбонатных цементов происходило на древних водонефтяных контактах, не объясняет расположение зон карбонатизации в центральных частях нефтяных залежей, в наиболее проницаемых их зонах [5]. Такая особенность размещения зон карбонатизации объясняется резким расширением в пластах мигрирующей снизу газоводонефтяной эмульсии, снижением давления, выделением CO_2 и выпадением вследствие этого в осадок карбонатов Ca, Mg, Fe.

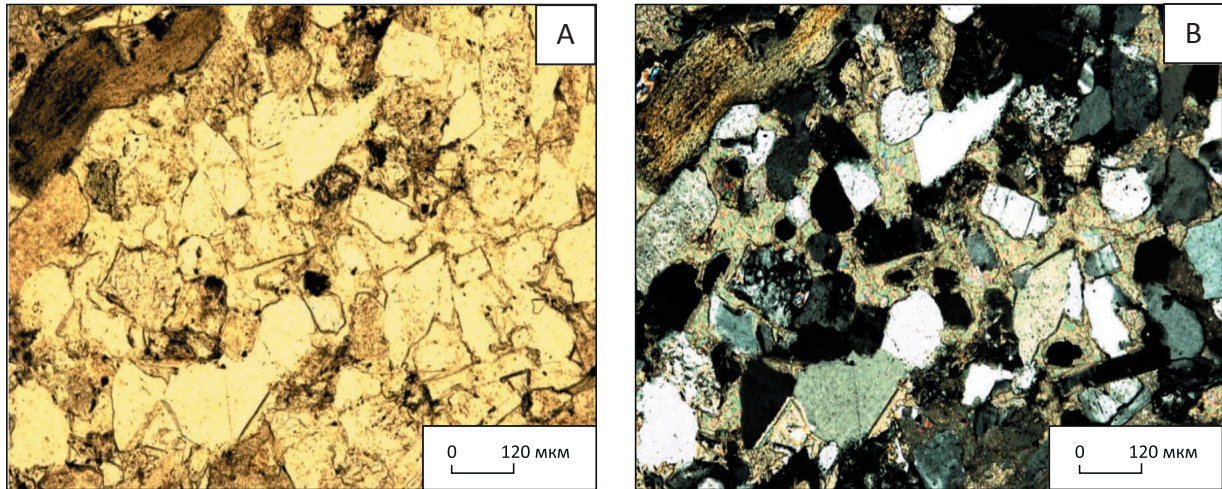
Возможность такого механизма формирования карбонатных (кальцитового, доломитового) пойкилитовых (гигантозернистых) цементов в нефтяных пластах (рис. 1) подтверждается аналогичным по составу и строению солеобразованием в насосно-компрессорных трубах добывающих скважин многих нефтяных месторождений Западной Сибири [6, 7]. То, что углекислый газ существенно снижает вязкость нефтей, хорошо известно и широко используется для повышения нефтеотдачи во многих нефтеносных бассейнах мира [8]. При закачке в пласты CO_2 вязкость нефти снижается в 2–67 раз, причем наиболее значительно этот эффект проявляется при взаимодействии углекислого газа с высоковязкими нефтями.

Связь нефтеносности и углекислого газа очевидна исходя из наличия многочисленных залежей с CO_2 на нефтяных месторождениях. Так, залежи с CO_2 установлены на многих нефтяных и нефтегазовых месторождениях США (Леворсен А., 1970), в Западной Сибири — ряд месторождений Шаимского района (Семивидовское, Северо-Даниловское и др.), где в юрских отложениях и коре выветривания установлены газовые залежи с содержанием CO_2 до 80 %; в Томской области — Межовское месторождение. Газовые залежи пластов ПК₁₂–ПК₁₇ Губкинского нефтегазоконденсатного месторождения Ямало-Немецкого АО содержат 35–40 % CO_2 , пластов БП₇–БП₈ (газовая шапка) — 67–70 %. На Барсуковском нефтегазоконденсатном месторождении газовые шапки пластов ПК₁₈⁰ и БС₀ (СВ) содержат до 60 % CO_2 .

З.Я. Сердюк, Г.Д. Исаев и др. [2] отмечают важную роль глубинной углекислоты в постседиментационных преобразованиях, также они считают, что степень вторичной проработки пород напрямую связана с интенсивностью миграции УВ-флюидов и объемами нефтенасыщенных пород. Среди гидротермальных изменений наиболее значимыми являются окремнение и карбонатизация.

Рис. 1. Фотографии шлифа песчаника светло-серого мелкозернистого с базальным пойкилитовым доломитовым цементом без (А) и с анализатором (В). Образец 231, пласт А45, скв. 906 Западно-Таркосалинского нефтегазоконденсатного месторождения

Fig. 1. Photographs of thin section of the light-grey fine-grained sandstone with basalt poikilitic dolomitic cement: without (A) and (B) with analyser. Sample 231, A45 reservoir, well 906, West Tarkosalinsky oil and gas condensate field



Монокристалл доломита (более яркие цвета интерференции) занимает большую часть площади шлифа
Single crystal dolomite (the brighter interference tints) occupies most of the thin section area

Е.А. Предтеченская [3] отметила, что состав и число новообразованных минералов определяются интенсивностью флюидодинамических процессов, которая, в свою очередь, связана со строением фундамента и особенностями тектонического развития тех или иных зон, а карбонатообразование является одним из самых распространенных процессов аутигенного минералообразования в Западной Сибири.

В связи с этим изучение закономерностей размещения карбонатизированных прослоев в песчано-алевритовых нефтеносных пластах имеет важное значение для уточнения процессов формирования залежей УВ и закономерностей их строения. Влияние карбонатизации пород-коллекторов на нефтеносность исследовано для пластов БС₁₀, БС₁₁, БС₁₂, Ач, Ю₁, Ю₂ месторождений северной части Среднеобской нефтегазоносной области (НГО). Всего проанализировано более 2500 образцов керн по продуктивным и непродуктивным пластам из 103 поисково-оценочных и разведочных скважин (рис. 2). Построены гистограммы распределения содержания карбонатов в породах с оценкой числа образцов керн (n), среднего значения карбонатности (b_{cp}) и дисперсии (D). Также привлечены некоторые данные по ачимовской толще Уренгойского месторождения, расположенного в зоне активной флюидомиграции. Изученные породы имеют типичный для Западной Сибири состав. Это полимиктовые песчаники с большим объемом обломков эффузивных пород, значительными вторичными изменениями (выщелачивание, хлоритизация, регенерация кварца). Цементы — кварцевый регенерационный, глинистый (хлорит-каолиново-гидрослюдистый), глинисто-карбонатный и

карбонатный. Карбонатный цемент, представленный кальцитом, сидеритом, доломитом, заполняет либо отдельные участки породы (рассеянная карбонатность), либо цементирует ее полностью. В нефтенасыщенных песчаниках при уменьшении зернистости и увеличении глинистости увеличивается роль железистых карбонатов и отмечается доминирование доломитового цемента гигантозернистой (пойкилитовой) структуры.

Во-первых, исходя из описанного механизма формирования залежей нефти в углекислотно-насыщенной среде, карбонатов (в качестве цемента пород-коллекторов) должно быть больше там, где есть нефть. Во-вторых, учитывая, что карбонатообразование в первую очередь происходило на участках пластов с более высокой пустотностью и сообщаемостью пор (там, где давление мигрирующей водогазонефтяной смеси могло снизиться быстрее и более значительно), карбонатность может ассоциировать с породами, обладающими более высокими фильтрационно-емкостными свойствами. На уровне пересечений пластов эта закономерность была описана А.М. Никашкиным [5]. Авторы статьи проанализировали связь карбонатности и пористости на более низком, породном уровне организации геологического пространства.

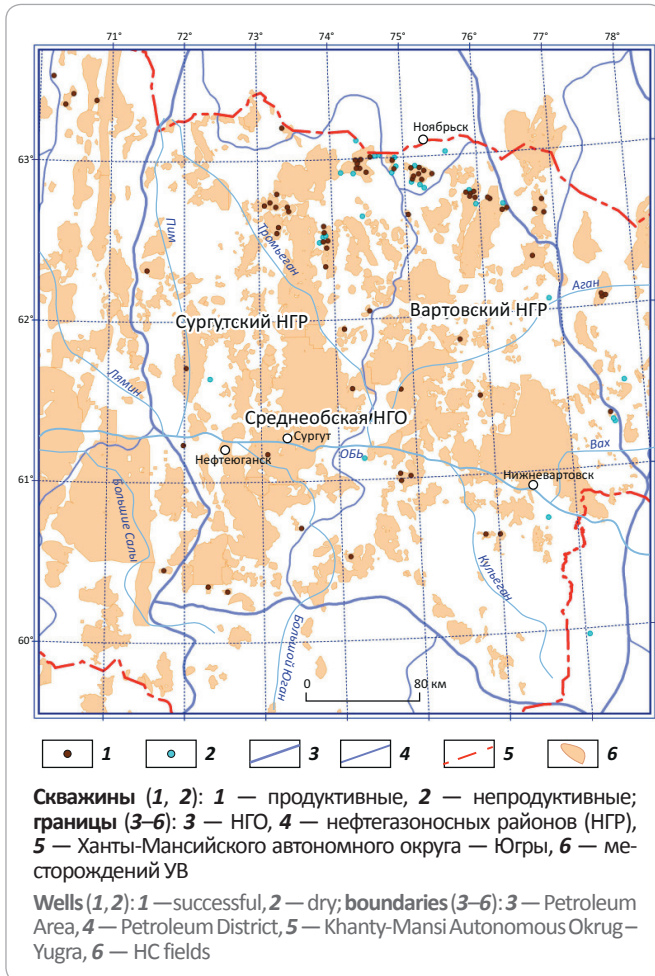
Следует отметить, что карбонатообразование на различных стадиях существования осадочных пород — процесс полигенетический, он может быть связан и не связан с формированием залежей УВ. Об этом, в частности, свидетельствует широкое распространение терригенно-обломочных пород в тех районах Западной Сибири, где залежей УВ нет, а условия



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 2. Схема расположения скважин с определениями литолого-физических свойств пластов по керну

Fig. 2. Map of well locations with lithophysical properties determination on core



для нефтегазонакопления никогда не были благоприятными, например на восточном склоне Урала. По этой причине связь карбонатообразования и формирования залежей УВ может считаться достоверной даже при наличии слабых положительных трендов.

Неокомские отложения аллювиально-дельтовых равнин, мелкого и относительно глубокого моря формировались в раннемеловое время за счет лавинообразного сноса терригенного материала с востока и юго-востока. Песчано-алевритовые отложения приурочены к шельфовой части региональных клиноформных пластов-резервуаров BC_{10} – BC_{12} .

По описанию керна, отобранного из скважин нефтяных месторождений северной части Среднеобской НГО, породы-коллекторы продуктивного пласта BC_{10} представлены песчаниками серыми и буровато-серыми, мелкозернистыми, с прослоями углесто-глинистого материала, часто переслаивающимися с алевритами мелко-крупноалевритовыми. Открытая пористость по керну изменяется в диапазоне 19–21,9 %, проницаемость — $(33–314) \cdot 10^{-5}$ мкм².

В непродуктивных отложениях пласт представлен песчаниками серыми мелкозернистыми однородными с редкими прослоями углестого вещества. Открытая пористость по керну изменяется в пределах 2,9–23,5 %, проницаемость — $(0,2–260,5) \cdot 10^{-5}$ мкм².

Продуктивный пласт BC_{11} сложен песчаниками серыми, буровато-серыми мелкозернистыми и алевритами. Песчаные коллекторы часто алевритистые, участками слюдистые, открытая пористость пород изменяется в интервале 16–22,4 %, проницаемость — $(0,1–503,5) \cdot 10^{-5}$ мкм². В непродуктивных скважинах пласт представлен песчаниками серыми мелкозернистыми и алевритами серыми крупноалевритовыми. Редко встречаются прослои углесто-глинистого материала с детритом и слюдой. Коэффициент пористости по керну изменяется от 14 до 21,9 %, проницаемость — $(0,2–110) \cdot 10^{-5}$ мкм².

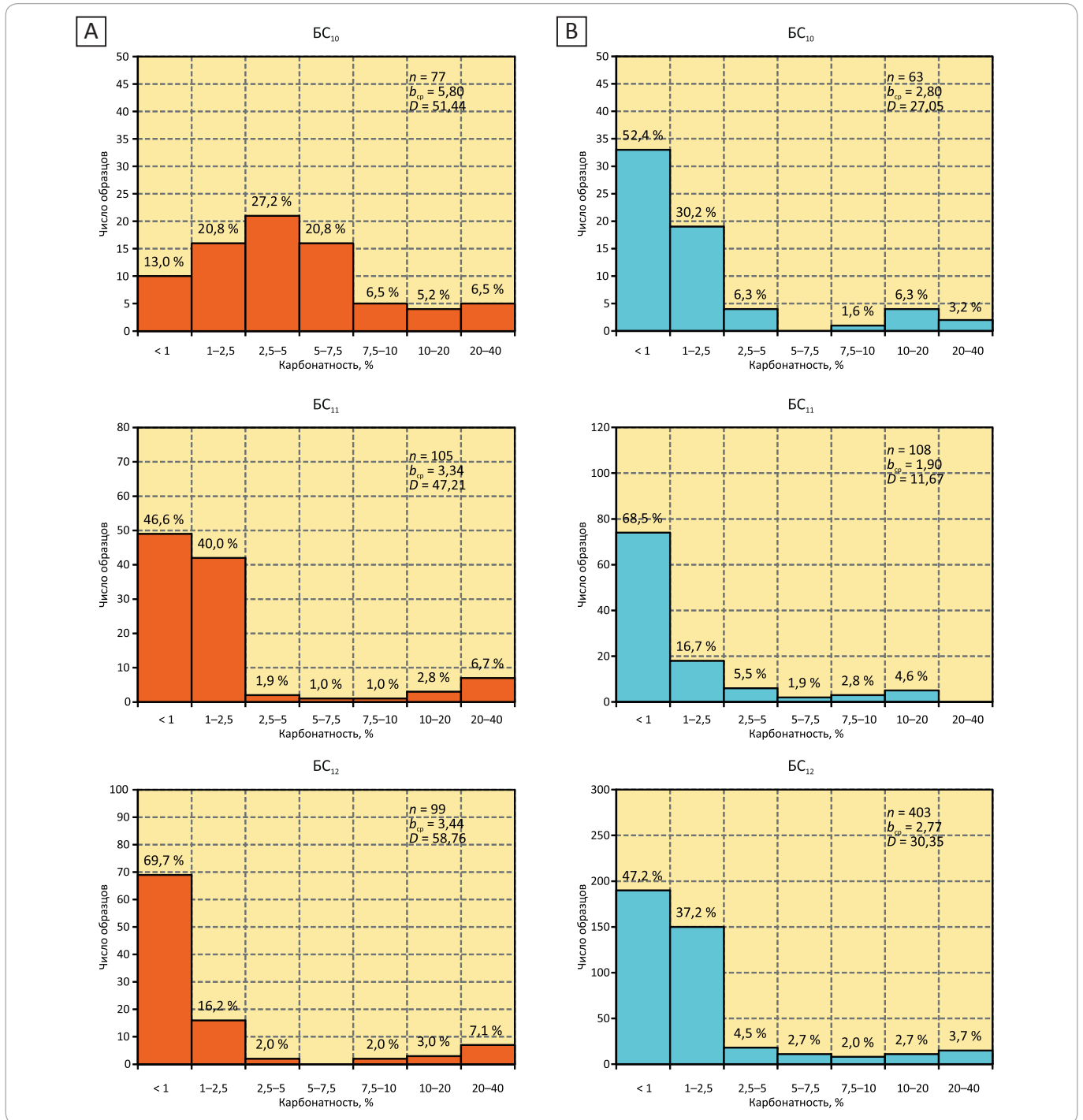
Пласт BC_{12} в продуктивных скважинах представлен песчаниками серыми мелкозернистыми и алевритами серыми крупноалевритовыми. Песчаники чаще всего однородные, встречаются намывы углесто-глинистого материала. Пористость песчаных коллекторов по керну изменяется в диапазоне 10,3–20,4 %, проницаемость — $(0,2–79,2) \cdot 10^{-5}$ мкм². В непродуктивных отложениях пласт представлен песчаниками серыми мелкозернистыми с прослоями алевритов и глин темно-серых. Открытая пористость коллекторов изменяется от 10,7 до 22,8 %, проницаемость — $(0,1–208,3) \cdot 10^{-5}$ мкм².

Для распределения карбонатности в продуктивных и непродуктивных пластах неокома по месторождениям севера Среднего Приобья характерно, что во всех нефтеносных пластах — BC_{10} , BC_{11} , BC_{12} содержание карбонатов выше, чем в непродуктивных (рис. 3). Так, в нефтеносном пласте BC_{10} распределение карбонатности логнормальное с максимумом в интервале 2,5–5 % (см. рис. 3 А). В непродуктивных пластах (образцах керна) распределение карбонатности бимодальное с резким максимумом (более 82 % образцов) в диапазоне менее 1 и 1–2,5 %. Некоторый рост карбонатности (6,3 %) отмечен в диапазоне 10–20 % (см. рис. 3 В). Среднее же содержание карбонатов в нефтеносном пласте BC_{10} более чем в два раза выше, чем в непродуктивном (5,8 и 2,8 % соответственно).

В продуктивных и непродуктивных пластах BC_{11} и BC_{12} распределение карбонатности близкое, с максимальным числом образцов с низкой карбонатностью (менее 2,5 %) и незначительным ее повышением в области высокой карбонатности (более 10 %). Однако в количественном отношении в продуктивных пластах карбонатность выше. В пласте BC_{11} средняя карбонатность нефтенасыщенных образцов составляет 3,34 %, непродуктивных — только 1,9 %, в пласте BC_{12} — 3,44 и 2,77 % соответственно. Учитывая достаточно большой объем изученной выборки, полученные результаты можно считать статистически достоверными.

Рис. 3. Распределение карбонатности в продуктивных (А) и непродуктивных (В) пластах неокома (BC₁₀, BC₁₁, BC₁₂) по месторождениям севера Среднего Приобья

Fig. 3. Rock carbonate content in producing (A) and nonproducing (B) Neocomian beds (BC₁₀, BC₁₁, BC₁₂) in the fields of the northern Middle Ob



В ачимовской толще проницаемые конусы выноса формировались путем переноса терригенного обломочного материала с шельфа мутьевыми потоками к подножию склона шельфовых террас. В Среднем Приобье ачимовская толща представлена чередованием линзовидных песчано-алевритовых пластов Ач₁-Ач₄ и приурочена к основным региональным клиноформным резервуарам BC₁₀-BC₁₂.

По описанию керна продуктивные пласты Ач в проанализированных скважинах Среднеобской НГО сложены песчаниками серыми мелкозернистыми алевритистыми и слабокарбонатными с рассеянным углисто-глинистым материалом, алевритами мелко-крупноалевритовыми. Непродуктивные пласты представлены аналогичными породами. Резервуары ачимовской толщи Среднего Приобья в основном

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 4. Распределение карбонатности в продуктивных (А) и непродуктивных (В) пластах ачимовской толщи (Ач) севера Среднего Приобья
Fig. 4. Rock carbonate content in producing (A) and nonproducing (B) beds of the Achimov sequence (Aч) in the fields of the northern Middle Ob

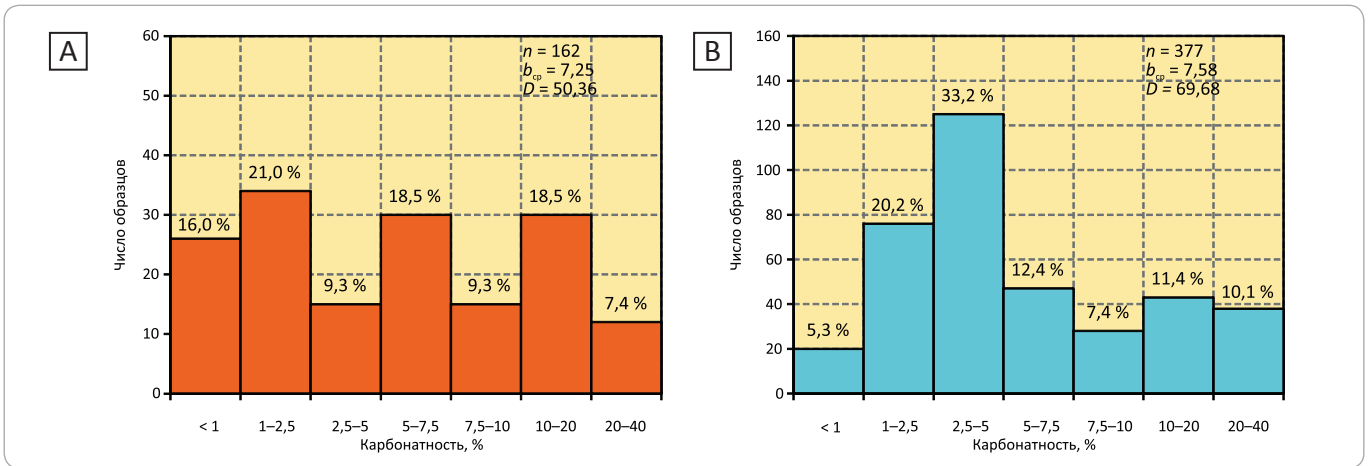
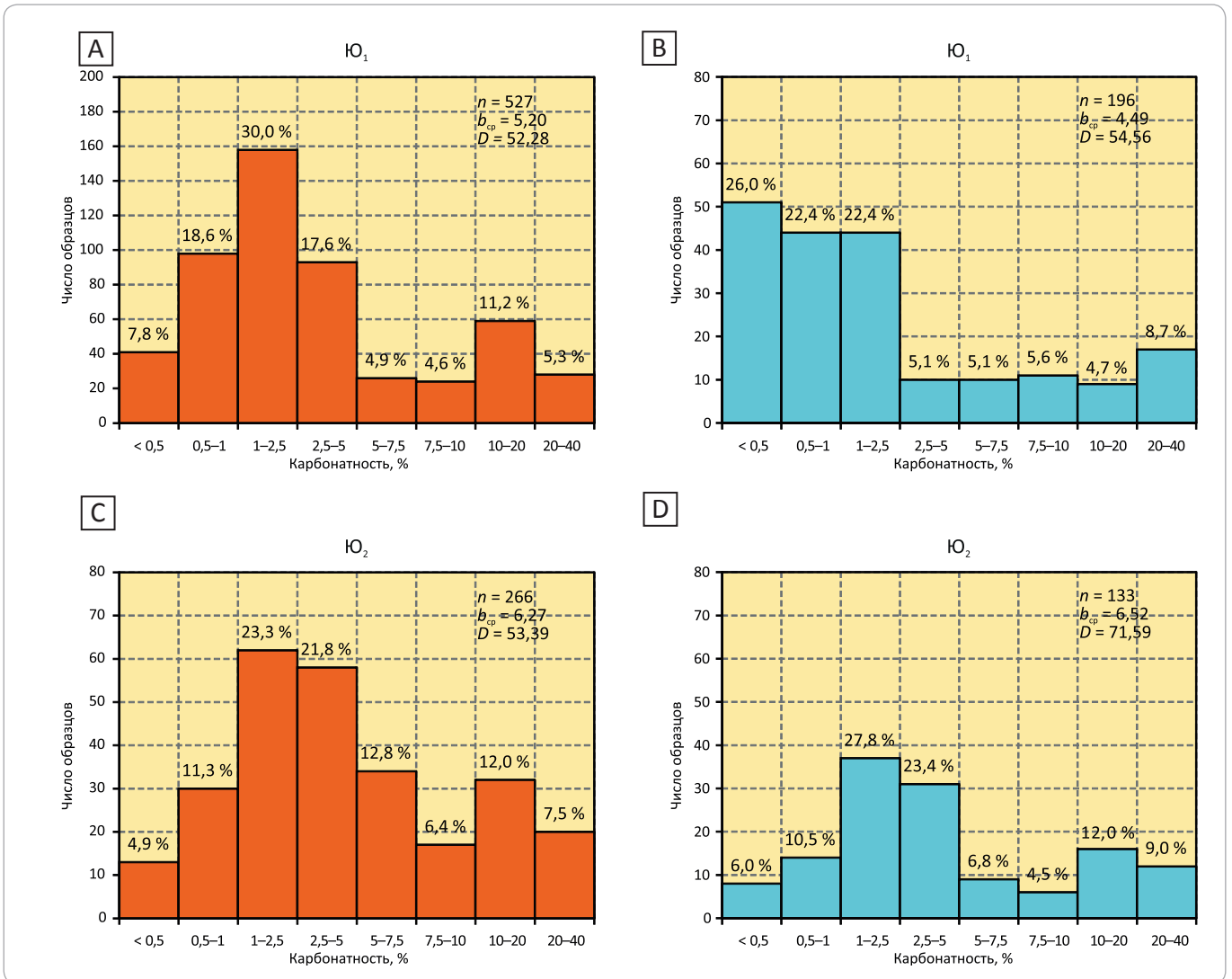


Рис. 5. Распределение карбонатности в продуктивных (А, С) и непродуктивных (В, D) пластах юры (Ю₁, Ю₂) севера Среднего Приобья
Fig. 5. Rock carbonate content in producing (A, C) and nonproducing (B, D) Jurassic beds (Ю₁, Ю₂) in the fields of the northern Middle Ob



характеризуются низкими коллекторскими свойствами относительно шельфовых песчаных пластов, линзовидным строением и невыдержанностью по простиранию. По этой причине (низкая пустотность пород-коллекторов) резкое снижение давления, вследствие расширения поступающей снизу водогазонефтяной смеси, не происходило и карбонаты активно не выпадали. Поэтому продуктивные и непродуктивные ачимовские пласты по степени карбонатности практически не различаются (рис. 4). Однако в непродуктивных пластах распределение карбонатности одномодальное с выраженным максимумом в диапазонах 2,5–5 %, в нефтеносных пластах — полимодальное с наличием максимумов в диапазонах 1,0–2,5; 5–7,5; 10–20 %. Поэтому о определенной доле условности можно судить о том, что нефтеносность в ачимовской толще на севере Среднего Приобья также сопровождается ростом карбонатности.

Аналогично ачимовской толще пласт Ю₂ также характеризуется линзовидным строением резервуаров и еще более низкими коллекторскими свойствами (рис. 5 С, D). Этот пласт представлен в основном полимиктовыми песчано-алевритовыми породами, зоны повышенного содержания которых чередуются с заглинизированными прослоями. В продуктивных скважинах породы-коллекторы представлены песчаниками серыми, буровато-серыми мелкозернистыми с частыми намывами углисто-слюдистого материала, обогащенными включениями сидерита, пирита, и алевритами серыми, темно-серыми мелко-крупноалевритовыми. Коэффициент пористости (K_p) пород изменяется в диапазоне 7–17,4 %, проницаемость — $(0,01–2,7) \cdot 10^{-3}$ мкм². В непродуктивных (водоносных) скважинах пласт Ю₂ представлен песчаниками серыми, светло-серыми мелкозернистыми алевритистыми, обогащенными углистыми намывами и включениями, алевритами серыми, темно-серыми, часто глинистыми. Пористость коллекторов меняется в пределах 5,5–18,5 %, проницаемость — $(0,01–2,4) \cdot 10^{-3}$ мкм². Среднее содержание карбонатов в нефтеносных и водоносных пластах близко с незначительным повышением в непродуктивных пластах (6,52 против 6,27 %).

В пласте Ю₁ (см. рис. 5 А, В), где коллекторские свойства песчаников и однородность строения пластов выше, чем в ачимовской толще и среднеюрских отложениях, но несколько ниже, чем в неокомских, нефтеносные пласты характеризуются более высокой средней карбонатностью, чем водоносные — 5,2 против 4,49 %. Пласт в продуктивных скважинах по керну представлен песчаниками серыми, буровато-серыми мелкозернистыми алевритовыми, слюдястыми. Широко распространен базальный карбонатный, глинисто-карбонатный цемент. Пористость изменяется в пределах 11,4–20,8 %, проницаемость — $(0,1–289) \cdot 10^{-3}$ мкм². Непродуктивный пласт в сква-

жинах сложен песчаниками серыми мелкозернистыми алевритистыми с прослоями алевролитов, глин. Пористость изменяется в диапазоне 7,7–21,8 %, проницаемость — $(0,1–170,9) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Распределение карбонатности имеет сложный характер, для нефтеносных пластов Ю₁, Ю₂ типичен небольшой максимум в диапазоне карбонатности 10–20 % (см. рис. 5). Повышение карбонатности пород-коллекторов пласта Ю₁ отмечено в нефтяной зоне (рис. 6). Характерно, что повышение карбонатности в верхней части пласта совпадает с повышением его пористости и проницаемости. На графике связи карбонатности и пористости (рис. 7) заметно, что в области низкой карбонатности и отсутствия продуктивности значения коэффициента пористости песчаников пласта Ю₁¹ изменяются в широких пределах — от 7 до 19 %, что определяется главным образом условиями их образования. Верхняя, преимущественно нефтеносная, часть пласта имеет более высокую и однородную пористость, а также более высокую карбонатность, достигающую 16 %.

Положительная связь между открытой пористостью и карбонатностью установлена и для нефтенасыщенного пласта Ач₂ в скв. 173 на Южно-Выйнтойском месторождении. В интервале глубин 2932–2935 м продуктивный пласт представлен песчаниками серыми мелкозернистыми слабокарбонатными и глинисто-карбонатными. На рис. 8 представлен график зависимости коэффициента открытой пористости от суммарного содержания карбонатов в цементе пород ачимовской толщи.

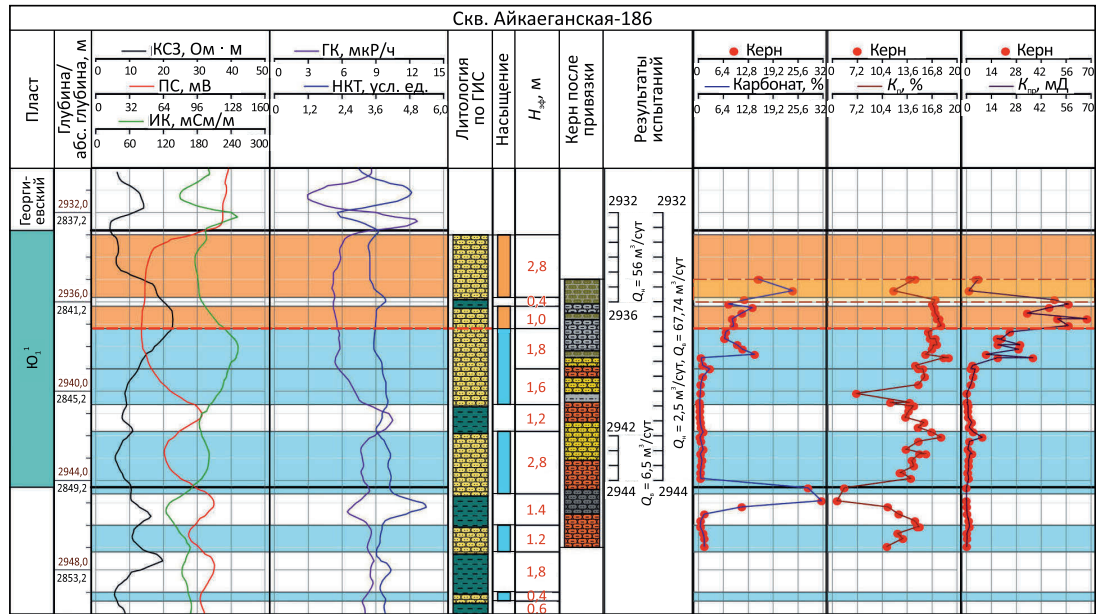
Уравнение регрессии имеет линейный вид, коэффициент корреляции равен 0,77, что свидетельствует о тесной положительной связи между открытой пористостью и карбонатностью. Коэффициент проницаемости, определенный по керну, варьирует в широком диапазоне — $(0,05–2) \cdot 10^{-3}$ мкм², среднее значение равно $0,27 \cdot 10^{-3}$ мкм². Эта парадоксальная на первый взгляд связь повышенной карбонатности с увеличением коэффициента открытой пористости пород-коллекторов объяснима только с позиций связи карбонатности с флюидомиграцией. Такая закономерность установлена лишь в отдельных разрезах с активными проявлениями процессов флюидомиграции, например для ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Так, в скв. 739, расположенной в активной флюидодинамической зоне (крупной «газовой трубе»), песчаники и алевролиты пластов Ач_{1–2} и Ач_{3–4} характеризуются повышенной карбонатностью, связанной с наличием в породах рассеянной примеси карбонатных минералов: кальцита (0–2,5 %), сидерита (0,6–3,5 %) и доломита (0,7–6,0 %), содержание которых определено с помощью рентгеноструктурного анализа.

Общеизвестно, что содержание карбонатов в цементе песчано-алевритовых пород-коллекторов резко снижает их пористость. В рассматриваемом

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 6. Геолого-геофизическая характеристика продуктивного пласта Ю₁¹ с результатами определений физико-литологических свойств керна из скв. Айкаганская-186

Fig. 6. Geological and geophysical characteristics of the productive Ю₁¹ bed with the results of lithophysical properties determination on core from Aikaegansky-186 well

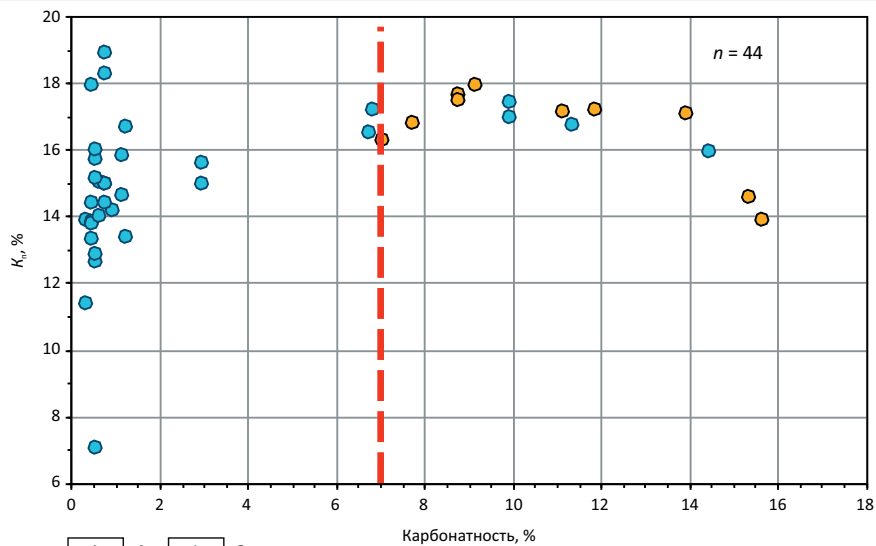


1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12

Литология: по ГИС (1, 2): 1 — песчаник, 2 — глина; по керну (3–8): 3 — песчаник аркозовый, глинисто-карбонатный, 4 — песчаник аркозовый, карбонатно-глинистый, 5 — песчаник аркозовый, 6 — песчаник алевритовый, 7 — алевролит, 8 — песчаник карбонатный; 9 — нефть; 10 — вода; 11 — интервалы испытаний; 12 — интервал песчаника с признаками УВ по керну (1 м)
Lithology: according to well log data (1, 2): 1 — sandstone, 2 — clay; according to core data (3–8): 3 — argillaceous-carbonate arkose, 4 — carbonate-argillaceous arkose, 5 — arkose, 6 — silty sandstone, 7 — siltstone, 8 — carbonate sandstone; 9 — oil; 10 — water; 11 — tested intervals; 12 — interval of sandstone with HC indications according to core data (1 m)

Рис. 7. Сопоставление коэффициента пористости (по керну) с содержанием карбонатов в цементе нефтенасыщенных и водонасыщенных песчаников пласта Ю₁¹ по скв. Айкаганская-186

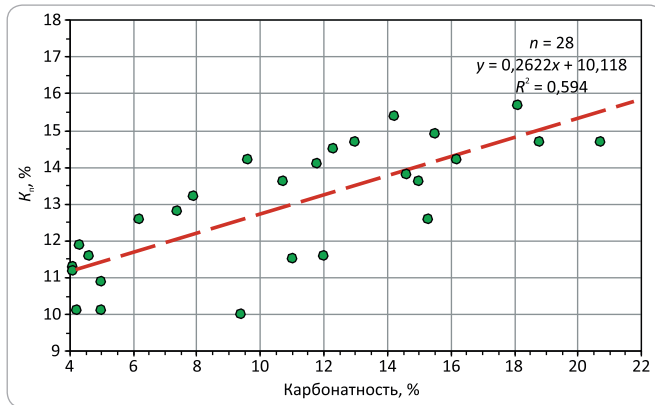
Fig. 7. Comparison of porosity factor (according to core data) and carbonate content in cement of oil saturated and water saturated sandstone in Ю₁¹ reservoir (Aikaegansky-186 well)



1 2
 1 — нефтенасыщение; 2 — водонасыщение
 1 — oil saturation; 2 — water saturation

Рис. 8. Связь коэффициента пористости (по керну) с содержанием карбонатов в цементе песчаников нефтеносного пласта А_{ч2} по скв. Южно-Вынтойская-173

Fig. 8. Correlation of porosity factor (according to core data) and carbonate content in cement of sandstone in А_{ч2} reservoir (South Vyintoisky-173 well)

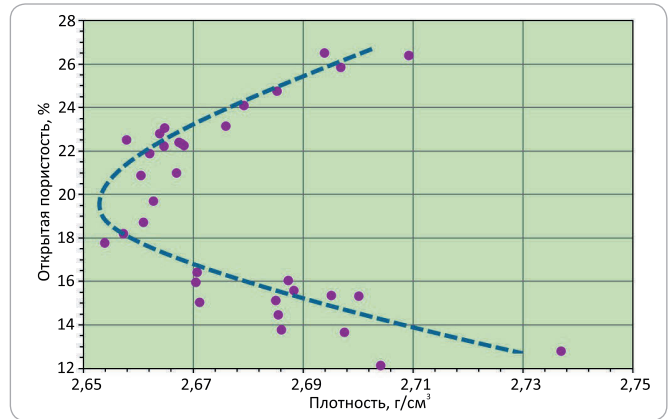


же случае картина более сложная. Наблюдается два тренда связи открытой пористости с содержанием карбонатов — наряду со снижением открытой пористости при увеличении содержания карбонатов явно просматривается и область прямой связи карбонатности и открытой пористости. Наиболее четко указанная закономерность заметна на графике зависимости плотности образцов керна от их открытой пористости (рис. 9). Карбонатные минералы (в первую очередь сидерит и доломит) имеют более высокую плотность, чем породообразующие минералы обломочных пород — кварц, полевые шпаты, глинистые, слюды и др., поэтому увеличение плотности напрямую связано с ростом карбонатности пород. На приведенном графике (см. рис. 9) хорошо заметна параболическая связь между рассматриваемыми параметрами, причем нижняя ветвь соответствует традиционному уменьшению открытой пористости песчано-алевритовых пород при увеличении содержания карбонатного цемента в низкопористых коллекторах (открытая пористость — 12–20 %, карбонатность — 1–18 %), а верхняя ветвь параболы свидетельствует об увеличении пористости с ростом содержания карбонатов в цементе для высокопористых коллекторов (открытая пористость — 20–26 %, содержание карбонатов — 1–8 %). Наличие нижнего тренда открытой пористости объясняется тем, что карбонатный цемент, отлагаясь в порах, запечатывает их и уменьшает открытую пористость коллектора.

Увеличение открытой пористости, связанное с ростом карбонатности в продуктивных коллекторах, может иметь только одно объяснение — в породах-коллекторах с высокой начальной пористостью и высокой проницаемостью снижение давления глубинной парогазоводной смеси, в том числе и углекислого газа, происходило очень быстро и интенсивно, за счет чего здесь в первую очередь и выпали соли кальция, магния и железа и образовались карбонат-

Рис. 9. График связи открытой пористости с плотностью пород ачимовской толщи по скв. Уренгойская-739

Fig. 9. Open porosity as a function of rock density in the Achimov formation (Urengoiy-739 well)



ные цементы. В данном случае (газоконденсатные залежи) содержание воды и углекислого газа в исходной смеси было незначительным, основным транспортирующим агентом был метан, поэтому и зафиксирована лишь рассеянная карбонатность, которая существенно не снизила исходно высокие фильтрационно-емкостные свойства песчаников.

Кроме нефтегенных, гидротермально-флюидодинамических карбонатов, локализованных в более однородных пластах с высокими коллекторскими свойствами, существуют и традиционные, более изученные карбонатные образования седиментационно-диагенетического происхождения, концентрирующиеся в выклинивающихся песчаных пластах, в зонах их глинизации [9]. Именно наличием таких образований объясняется некоторое увеличение карбонатности в выклинивающихся пластах Ю₁ и Ю₂ структурно-литологических залежей нефти севера Среднего Приобья по сравнению со структурными залежами (рис. 10). Для структурных залежей в пласте Ю₁ среднее содержание карбонатов составляет 3,36 %, для структурно-литологических — 6,02 %, для залежей пласта Ю₂ — 4,67 и 6,27 % соответственно.

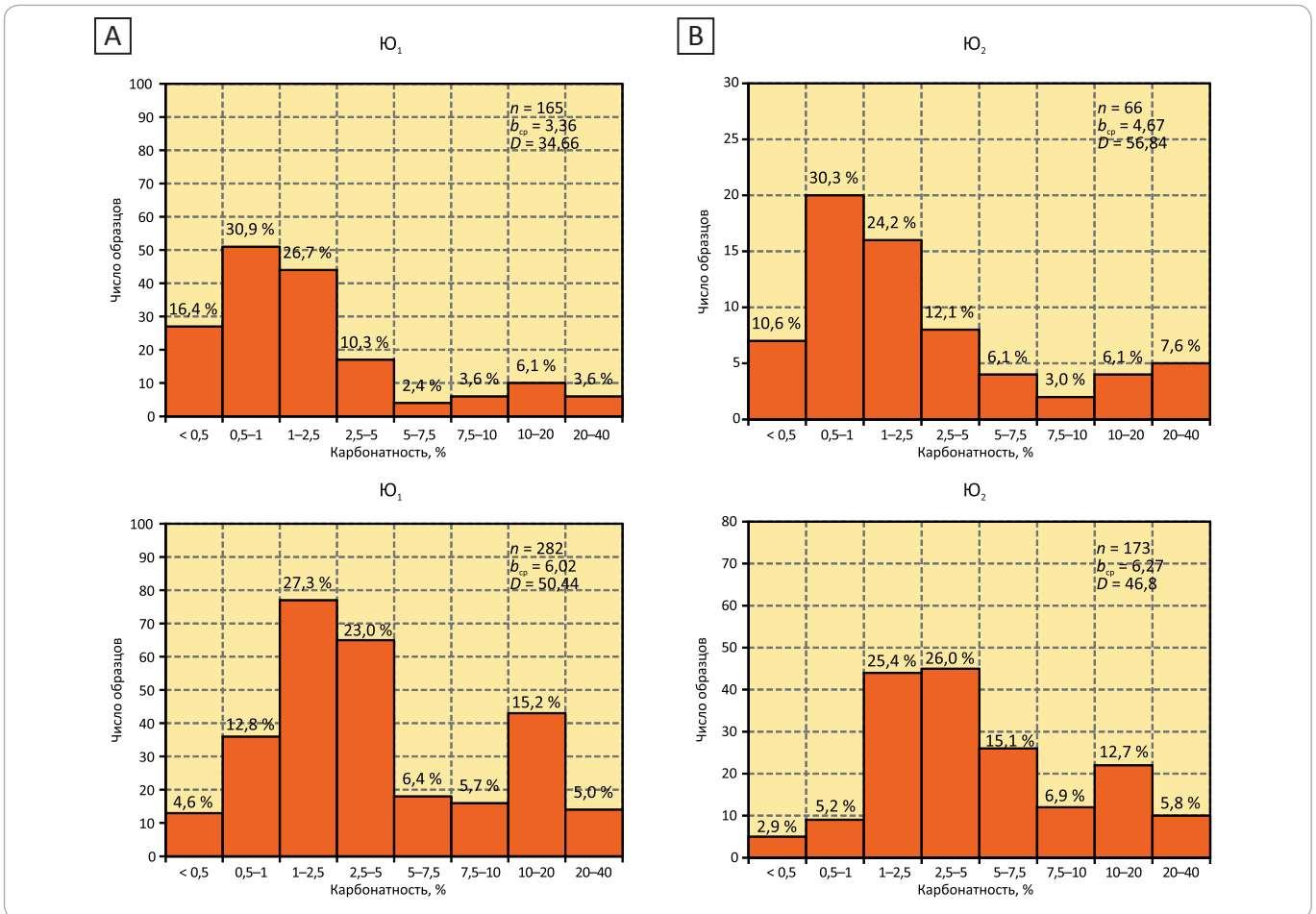
Заключение

В заключение следует отметить, что изучение состава, строения и закономерностей размещения карбонатов в продуктивных отложениях севера Среднего Приобья позволило сделать вывод о формировании залежей нефти путем вертикальной миграции газоводонефтяной эмульсии из глубоких горизонтов, а также установить, что повышенная карбонатность продуктивных песчаников не всегда негативно сказывается на коллекторских свойствах продуктивных пластов. Наличие в песчаных пластах терригенно-карбонатных образований с гигантозернистой структурой доломитовых цементов, обладающих желтыми тонами люминесценции,



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 10. Распределение карбонатности в пластах Ю₁ и Ю₂ по залежам структурного (А) и структурно-литологического (В) типов
 Fig. 10. Rock carbonate content in Ю₁ and Ю₂ beds within structural (A) and combination (B) traps



характерными для нефти, является положительным поисковым признаком, свидетельствующим о вероятной нефтеносности изучаемых на данной площади резервуаров. Карбонатная цементация, вероятно седиментационно-диагенетического происхождения, также может приводить к образо-

ванию латеральных экранов, способствующих формированию структурно-литологических залежей УВ. Поэтому дальнейшее разностороннее изучение терригенно-карбонатных пород является одной из актуальных задач практической нефтегазовой геологии.

Литература

1. Сидоренков А.И. Генетический смысл степени карбонатности конкреций терригенных толщ // Конкреционный анализ углеродсодержащих формаций. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1985. – С. 54–62.
2. Сердюк З.Я., Исаев Г.Д., Микуленко И.К., Кудаманов А.И., Сайфутдинов А.Р. Особенности постседиментационного преобразования верхнеюрских отложений Западной Сибири (на примере скв. 138 Южно-Покачевского месторождения) // Георесурсы. – 2008. – Т. 28. – № 5. – С. 24–27.
3. Предтеченская Е.А. Минералогические аномалии как индикаторы процессов флюидомиграции в юрских нефтегазоносных отложениях Западно-Сибирской плиты // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории : мат-лы VII Всероссийского литологического совещания. (Новосибирск, 28–31 октября 2013). – Новосибирск, 2013. – С. 400–405.
4. Нежданов А.А. Глубинная модель нафтидогенеза (на примере Западной Сибири) // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2019 : мат-лы Международной науч.-практ. конф. (Москва, 23–24 мая 2019). – М. : МГУ, 2019. – С. 340–344.
5. Никашкин А.М. Взаимоотношение вещественного состава макронеоднородности с промысловыми свойствами нефтяного пласта // Конкреционный анализ углеродсодержащих формаций. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1985. – С. 83–88.
6. Нежданов А.А. Типы карбонатных конкреций и их роль в изучении нефтегазоносных формаций Западной Сибири // Конкреционный анализ углеродсодержащих формаций. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1985. – С. 95–102.
7. Яркеева Н.Р., Насыров Э.А. Предотвращение солеотложений в скважинах на месторождениях компании ООО «Лукойл – Западная Сибирь» // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 3. – С. 74–79. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-74-79.

8. Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3. – С. 205–209.
9. Сидоренков А.И., Высоцкий В.Н. Применение конкрециологии для изучения нефтегазоносных формаций // Конкреционный анализ углеродсодержащих формаций. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1985. – С. 18–42.

References

1. Sidorenkov A.I. Geneticheskii smysl stepeni karbonatnosti konkretnykh terrigennykh tolshch [Genetic meaning of carbonate content in concretions of terrigenous sequences]. In: Konkretionnyi analiz uglerodsoderzhashchikh formatsii. Tyumen': ZapSibNIGNI; 1985. pp. 54–62. In Russ.
2. Serdyuk Z.Ya., Isaev G.D., Mikulenko I.K., Kudamanov A.I., Saifutdinov A.R. Peculiarities of post-depositional alteration of the Upper Jurassic sediments developed within Western Siberia. *Georesursy = Georesources*. 2008;28(5):24–27. In Russ.
3. Predtechenskaya A.E. Mineralogicheskie anomalii kak indikatory protsessov flyuidomigratsii v yurskikh neftegazonosnykh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy plity [Mineralogical abnormalities as indicators of fluid migration in Jurassic oil bearing deposits of the Western Siberian plate]. In: Osadochnye basseiny, sedimentatsionnye i postsedimentatsionnye protsessy v geologicheskoi istorii: mat-ly VII Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniya. (Novosibirsk, October 28–31, 2013). Novosibirsk; 2013. pp. 400–405. In Russ.
4. Nezhdanov A.A. Glubinnaya model' naftidogeneza (na primere Zapadnoi Sibiri) [Depth model of naftidogenesis (by the example of Western Siberia)]. In: Novye idei v geologii nefiti i gaza 2019: mat-ly Mezhdunarodnoi nauch.-prakt. konf. (Moscow, May 23–24, 2019). Moscow: MGU; 2019. pp. 340–344. In Russ.
5. Nikashkin A.M. Vzaimootnoshenie veshchestvennogo sostava makroneodnorodnosti s promyslovymi svoystvami neftyanogo plasta [Correlations of macro-heterogeneity composition with reservoir properties of oil bed]. In: Konkretionnyi analiz uglerodsoderzhashchikh formatsii. Tyumen': ZapSibNIGNI; 1985. pp. 83–88. In Russ.
6. Nezhdanov A.A. Tipy karbonatnykh konkretnykh i ikh rol' v izuchenii neftegazonosnykh formatsii Zapadnoi Sibiri [Types of carbonate concretions and their role in studies of West Siberian oil and gas bearing formations]. In: Konkretionnyi analiz uglerodsoderzhashchikh formatsii. Tyumen': ZapSibNIGNI; 1985. pp. 95–102. In Russ.
7. Yarkeeva N.R., Nasyrov E.A. Salt deposition prevention in the wells of Lukoil – Zapadnaya Sibir LLC fields. *Neftegazovoe delo*. 2019;17(3):74–79. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-74-79. In Russ.
8. Trukhina O.S., Sintsov I.A. Experience of carbone dioxide usage for enhanced oil recovery. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya*. 2016;(3): 205–209. In Russ.
9. Sidorenkov A.I., Vysotskii V.N. Primenenie konkreziologii dlya izucheniya neftegazonosnykh formatsii [Application of concretiology to the studies of oil and gas bearing formations]. In: Konkretionnyi analiz uglerodsoderzhashchikh formatsii. Tyumen': ZapSibNIGNI; 1985. pp. 18–42. In Russ.

Информация об авторах

Касьянов Илья Вячеславович

Ведущий геолог

ООО «Газпром геологоразведка»,
625000, Тюмень, ул. Герцена, д. 70
e-mail: i.kasyanov@ggr.gazprom.ru
ORCID ID: 0000-0002-0673-7068

Нежданов Алексей Алексеевич

Доктор геолого-минералогических наук

Заместитель начальника Инженерно-технического центра
по научной работе
ООО «Газпром геологоразведка»,
625000, Тюмень, ул. Герцена, д. 70
a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru
ORCID ID: 0000-0002-9453-7962

Information about authors

Il'ya V. Kas'yanov

Senior geologist

Gazprom geologorazvedka
70, ul. Gertsena, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: i.kasyanov@ggr.gazprom.ru
ORCID ID: 0000-0002-0673-7068

Aleksei A. Nezhdanov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences

Deputy Head of Engineering and Technical center for academic affairs
Gazprom geologorazvedka,
70, ul. Gertsena, Tyumen, 625000, Russia
a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru
ORCID ID: 0000-0002-9453-7962