

УДК 551.31 (571.51)

И.В. Качинскас, аспирант Тюменского государственного нефтегазового университета, e-mail: KachinskasiV@gmail.com; **М.В. Каримова**, ведущий геолог, ИТЦ ООО «Газпром геологоразведка», e-mail: m.karymova@ggr.gazprom.ru

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ЦЕОЛИТОВ НА ДОСТОВЕРНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПОЛЯРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В статье представлены результаты исследований цеолитсодержащих терригенных коллекторов неокомского возраста на Заполярном месторождении. Установлено, что структура порового пространства цеолитсодержащих пород в пластовых условиях существенно отличается от их структуры в образцах, поступающих на лабораторные исследования керны. Это является основной причиной расхождения в оценке характера насыщенности коллекторов горизонта БТ₆₋₈ по петрофизическим данным и результатам испытаний.

Ключевые слова: терригенный коллектор, цемент, цеолит, ломонтит, пористость, неокомские отложения, горизонт БТ₆₋₈, Заполярное месторождение.

Алюмосиликаты группы цеолитов широко развиты в породах любого генезиса, включая коллекторы нефти и газа [4]. Сотрудниками Тюменской центральной лаборатории по керновым данным прослежена зона распространения цеолитсодержащих коллекторов неокома на территории Тюменской области, протягивающаяся от Заполярного и Яро-Яхинского месторождений на юг в меридиональном направлении, ориентировочно до Верхне-Колик-Еганского месторождения, где, по данным рентгеноструктурного анализа, также встречены цеолитовые минералы. В настоящее время имеются данные, свидетельствующие о том, что своеобразии структуры кристаллической решетки, способность катионного обмена с окружающей химической средой, присутствие цеолитной воды и другие особенности цеолитовых минералов существенно влияют на фильтрационно-

емкостные свойства цеолитсодержащих пород-коллекторов, оказывая значительное воздействие на показания геофизических методов исследования [6]. Изучение под микроскопом цемента пород неокома на Заполярном месторождении показало, что содержание цеолита в некоторых участках образцов может достигать 20–30% от площади шлифа, а в некоторых случаях и более. Результаты рентгеноструктурного анализа показали, что цеолит представляет собой ломонтит. Его химическая формула имеет вид $\text{Ca}(\text{AlSi}_2\text{O}_6)_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$. Кристаллическая структура является переходной от субцепочечных алюмосиликатов к слоистым. В составе ломонтита содержится: 50% кремниевой кислоты, 21,8% глинозема, 11,9% извести, по 8,1% конституционной и кристаллизационной воды; последняя выделяется легко. Характерной особенностью рассматриваемого цеолита

является его способность в поверхностных условиях терять 1/8 часть воды и переходить в β -леонгардит с формулой $\text{Ca}_2(\text{AlSi}_2\text{O}_6)_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$. Этот переход завершается в течение получаса. В результате изменяются углы связи между узлами кристаллической решетки, что приводит к растрескиванию минерала по плоскостям спайности, а иногда и рассыпанию в порошок [4]. Это явление можно видеть как на снимках, выполненных с помощью сканирующего электронного микроскопа, так и на прозрачных петрофизических шлифах. Таким образом, процесс перехода ломонтита в β -леонгардит обуславливает то обстоятельство, что в породах, обогащенных цеолитами, структура порового пространства коллекторов в пластовых условиях существенно отличается от структуры его в экстрагированных образцах, поступающих на лабораторные исследования керны.

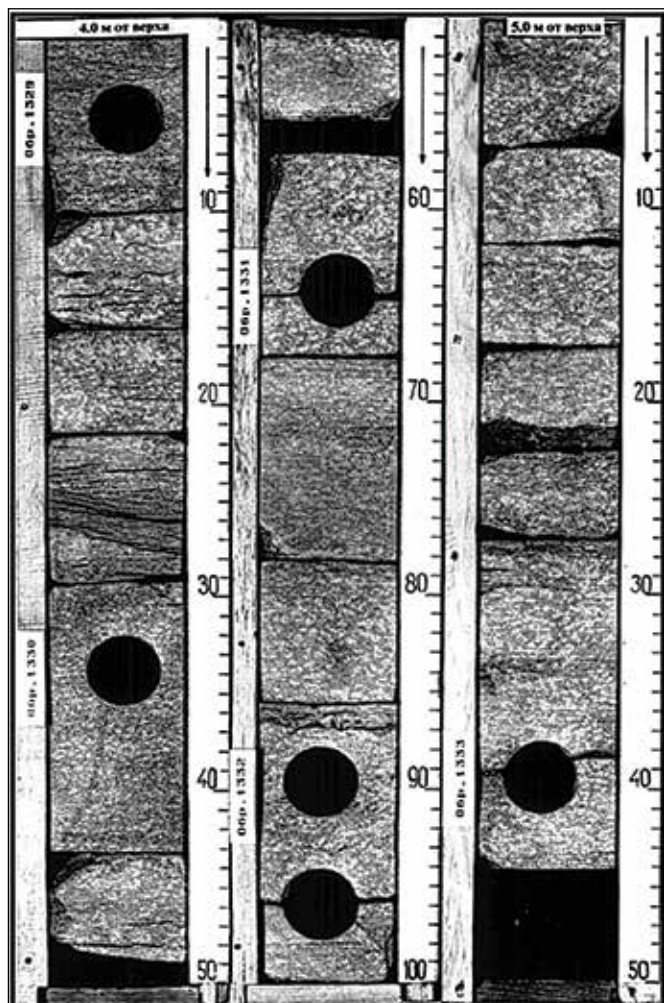


Рис. 1. Фотография продольного среза керна из скважины 103 Заполярного месторождения (пласт БТ₆₋₈)

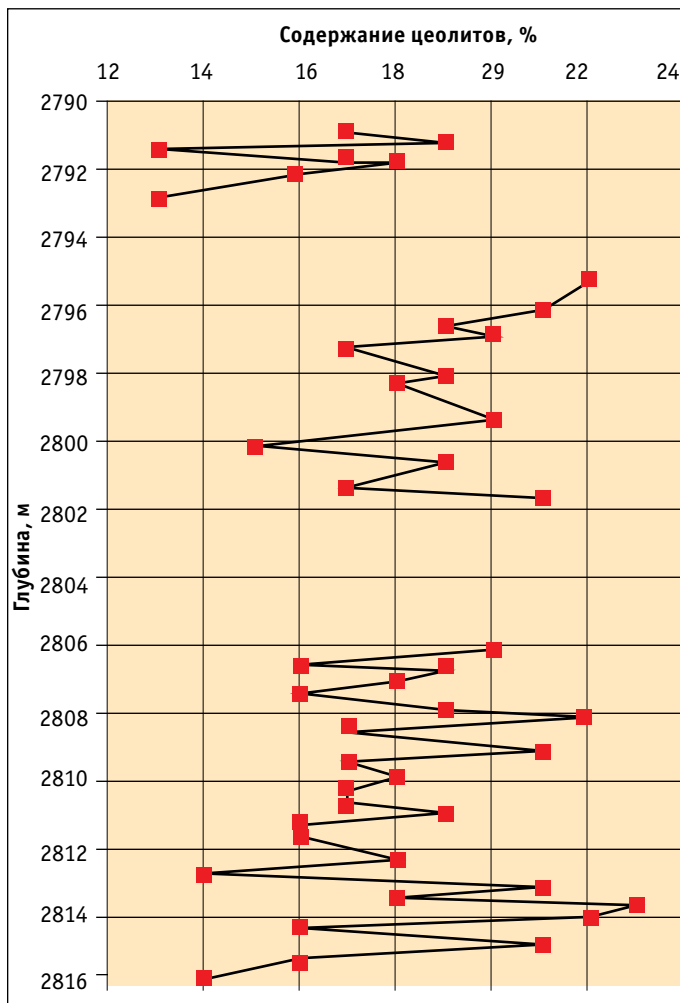


Рис. 2. Изменение по разрезу содержания цеолитов в породах горизонта БТ₆₋₈ Заполярного месторождения (скважина 91)

Анализ характера распределения цеолитов по разрезу горизонта БТ₆₋₈ Заполярного месторождения показал, что они присутствуют практически повсеместно (рис. 1). При этом, как правило, в верхней части разреза ломонтит распределен более равномерно, чем в нижней, где он присутствует в виде мелких стяжений (пятен) размерами от 1 до 8 мм. На рисунке 2 изображена кернограмма по образцам из скважины 91 для горизонта БТ₆₋₈, на которой отмечено относительно низкое содержание цеолитов в интервале от 2790 до 2793 м (от 13 до 19%), к подошве горизонта увеличивающееся до 23%. Содержание цеолитов может варьировать в широких пределах. Так, в интервале глубин от 2812,4 до 2813,6 м их доля изменяется от 14 до 23%. Следует отметить, что в песчаных разностях пород цеолитов заметно больше, чем в глинисто-алевритовых. Цеолиты в породе выполняют роль цемента

наравне с глинистым и карбонатным материалом, но явно вторичного происхождения, особенно по отношению к глинистым минералам. На изображениях шлифов (рис. 3а и 3б) и снимках, сделанных с помощью электронного микроскопа (рис. 3в и 3г), видно детальное структурное распределение цеолита во внутривапорном пространстве (белый цвет), характерное для базального и пойкилитового типов цементации пор коллектора. Учитывая масштабы распространения, морфологические особенности и вторичность процессов, можно сделать предположение об эпигенетическом характере происхождения цеолитов (фашия регионального эпигенеза по А.Г. Коссовской [4]). Более того, процесс протекал достаточно продолжительное время, периодически то усиливаясь, то ослабляясь. Это подтверждают и наблюдения в шлифах, где хорошо видно, что

цеолиты не только заполняют пустотное пространство, но нередко разъединяют и даже замещают отдельные зерна, преимущественно полевых шпатов. В качестве агрессивного компонента, как предполагает Б.А. Лебедев [5], может выступать углекислота глубинного происхождения. В пределах Заполярного месторождения отмечается закономерное изменение распределения цеолитов по неокосскому разрезу. На рисунках 4 и 5 приведены данные об объемном содержании цеолитов для разных горизонтов (БТ₆₋₈, БТ₁₀, БТ₁₁). Видно, что содержание цеолитов растет снизу вверх от горизонта БТ₁₁ к горизонту БТ₆₋₈. Если в горизонте БТ₁₁ содержание цеолитов незначительно и достигает в среднем 7% от объема цемента или 1,2% от общего объема пород, то в горизонте БТ₁₀ его доля составляет уже 40 и 4,5% соответственно. В выше

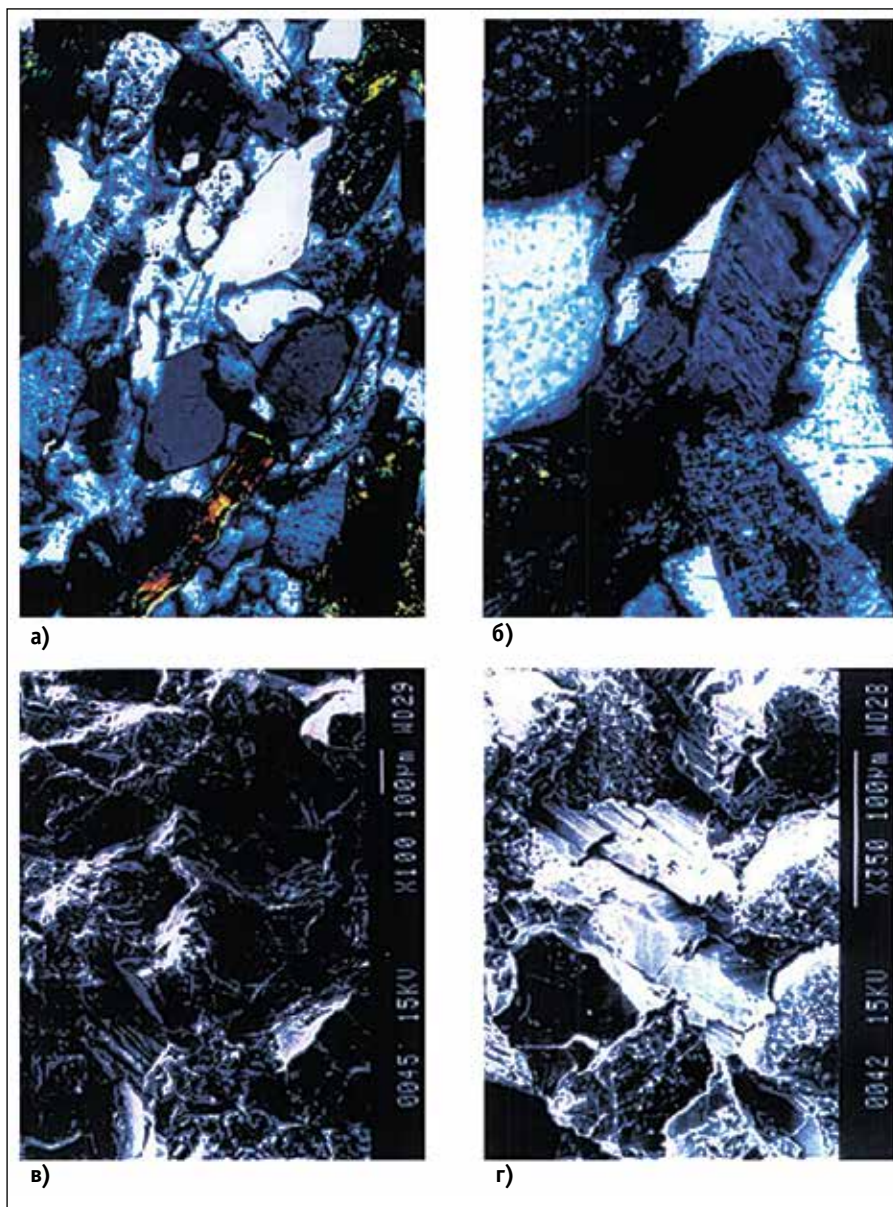


Рис. 3. Структурное распределение ломончита в пойкилитовом и базальном цементе коллекторов Заполярного месторождения:
 а) скважина 91, глубина 2791,49 м. Поляризованный свет (x200);
 б) скважина 90, глубина 2836,89 м. Поляризованный свет (x200);
 в) скважина 91, глубина 2799,04 м. Вид в сканирующий электронный микроскоп (x100).
 г) Элементы ломончитового цемента, образующие большие пойкилитовые кристаллы размером до нескольких сантиметров и узнаваемых по совершенному кливажу.

залегающих пластах горизонта БТ₆₋₈ отмечается максимальное по разрезу содержание цеолитов: в цементе его доля достигает 64,2%, а в породе – 7,2%. Такой характер распределения цеолитов по разрезу находит четкое отражение и в степени расхождения значений коэффициента пористости (Кп), определенных на одних и тех же образцах керн с использованием водо- (К_н^в) и керосинонасыщения (К_н^к) (рисунки 6–8). В горизонте БТ₆₋₈ отмечается наибольшее расхождение в значениях К_н^в

и К_н^к, которое может достигать 3,3%. В горизонте БТ₁₀, как было показано, содержание цеолитов уменьшается, и разница по изучаемым параметрам также снижается. В горизонте БТ₁₁ с самым низким содержанием цеолитов расхождение между К_н^в и К_н^к, за исключением некоторых образцов, практически отсутствует. Описанная выше особенность цеолитосодержащих коллекторов объясняется наличием мелких пор в цеолите, непроницаемых для керосина, но проницаемых

для воды. Размер таких микропор составляет около $5,2 \cdot 10^{-10}$ м.

Из приведенных данных следует важный вывод о том, что настройка петрофизических моделей для интерпретации данных ГИС должна осуществляться по результатам оценки Кп керосинонасыщением.

Использование для цеолитосодержащих коллекторов моделей с оценкой К_н водонасыщением будет завышать значение коэффициента пористости, что может привести к ошибке в оценке величины запасов УВ.

Другой особенностью, связанной с содержанием цеолитов в коллекторах горизонта БТ₆₋₈ Заполярного месторождения, является отсутствие чисто нефтяных притоков при испытании интервалов, которые, по данным ГИС и петрофизических исследований керн, характеризуются как нефтенасыщенные.

В целом на стадиях поиска, разведки и доразведки на нефтяной подушке горизонта БТ₆₋₈ было проведено опробование 52 объектов, но ни в одном из них не получено притоков чистой нефти. Значительные притоки нефти (свыше 2 м³/сут.) получены в смеси с газом, конденсатом и водой в пяти скважинах (скважины 1, 7, 37, 56, 57) [3].

Так, при опробовании нефтяной подушки залежи горизонта БТ₆₋₈ в скважинах 103 и 90 получены не нефтяные притоки, а притоки воды с пленкой нефти. При этом дебиты воды для разных интервалов скважины 90 составляют от 5,7 до 14,9 м³/сут., а для скважины 103 – от 2,48 до 3,1 м³/сут.

Очевидно, что в районе этих скважин коллекторы нефтесодержащей части горизонта БТ₆₋₈ содержат свободную воду. Кроме того, даже вышележащие газонасыщенные интервалы характеризуется не предельным насыщением. Получение водных притоков в скважинах 103 и 90 противоречит петрофизической характеристике коллекторов из рассматриваемых интервалов.

Во-первых, по данным ГИС, коллекторы нефтяной подушки здесь характеризуются высокими значениями удельного сопротивления: 81–172 Ом*м в скважине 90 и 76–108 Ом*м в скважине 103,

что значительно выше 50 Ом*м, принятого для горизонта БТ₆₋₈ в качестве порогового для межфлюидного разделения «нефть – вода».

Во-вторых, анализ результатов лабораторных экспериментов по определению относительных фазовых проницаемостей показывает, что из всех интервалов нефтяной подушки в этих скважинах должны быть получены чисто нефтяные притоки. На рисунке 9 приведена диаграмма, где показан характер насыщенности коллекторов по результатам испытания пластов и по данным ГИС для интервалов, испытанных в пределах нефтяной подушки горизонта БТ₆₋₈. Линия тренда Кв* разграничивает диаграмму на зоны коллекторов с чисто нефтяными притоками (ниже Кв*) и водонефтяными притоками (выше Кв*, но ниже Кв**). Видно, что значительное количество испытанных интервалов на диаграмме располагается в зоне однофазных притоков (ниже линии тренда Кв*), и следовательно, при испытаниях в них должны были быть получены чисто нефтяные притоки, но по факту были получены смешанные притоки. На этой диаграмме обращает на себя внимание отмеченный в [2] факт получения существенных притоков (не пленки) жидкой углеводородной фазы (нефть + конденсат) из объектов, где Кп > 0,141, в то время как из объектов, где Кп ≤ 0,141, получены либо вода с пленкой нефти, либо чисто водяные притоки.

Другими словами, данные испытаний объектов из нефтяной подушки горизонта БТ₆₋₈ и результаты петрофизических исследований керна не согласуются между собой в области малых значений пористости коллекторов (при Кп ≤ 0,141). А именно, по петрофизическим данным, коллекторы горизонта БТ₆₋₈ с пониженной пористостью могут иметь насыщенность, которая обеспечивала бы чисто нефтяные притоки в скважину, по данным же испытаний, из этих коллекторов получены либо притоки воды с пленкой нефти, либо чисто водяные притоки. Противоречивость этих данных, видимо, связана с тем, что результаты определения свойств коллекторов на основе изучения керна в лабораторных условиях не соответству-

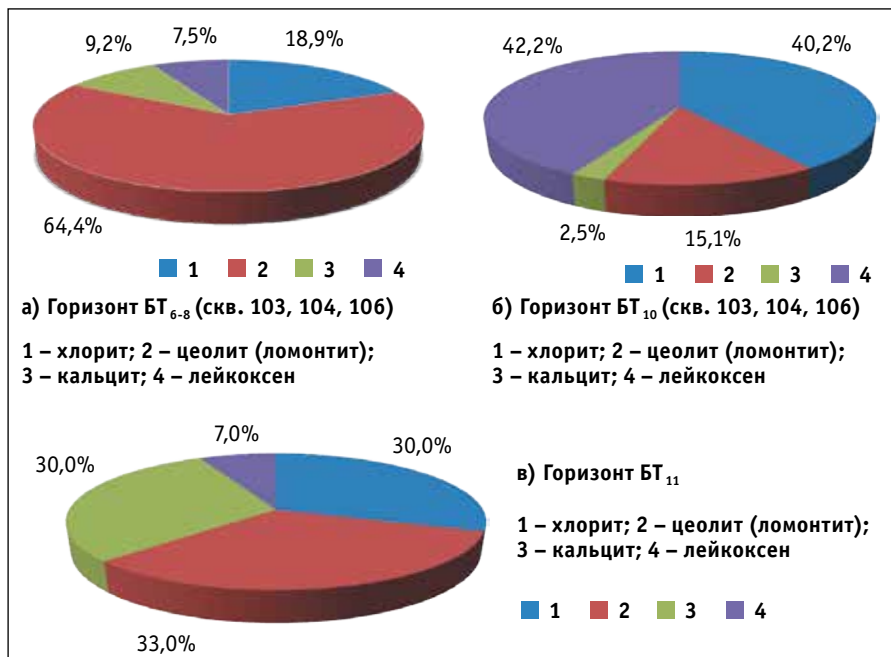


Рис. 4. Состав цемента коллекторов горизонтов БТ₆₋₈, БТ₁₀, БТ₁₁ Заполярного месторождения

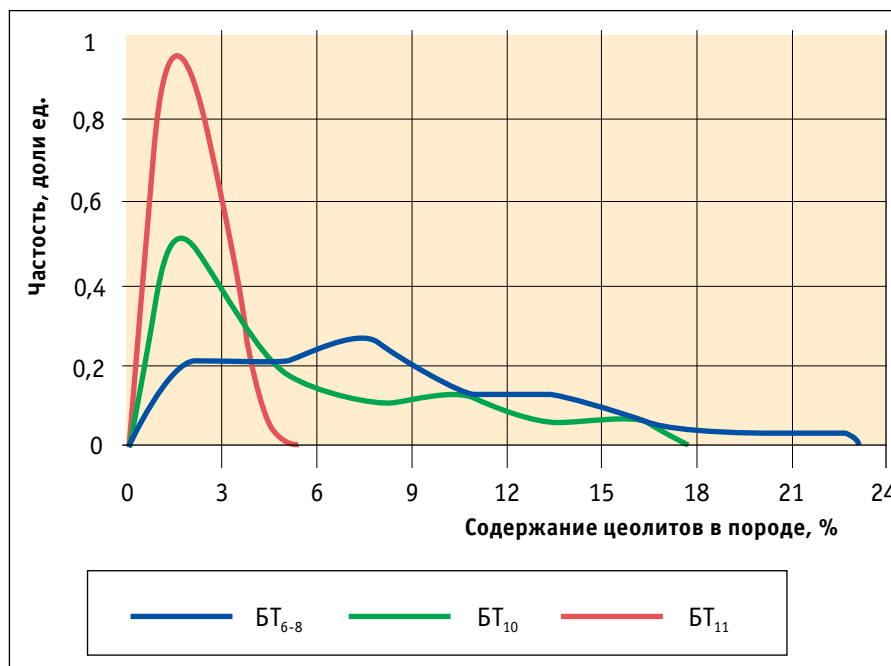


Рис. 5. Распределение объемного содержания цеолитов в породах-коллекторах горизонтов БТ₆₋₈, БТ₁₀, БТ₁₁ Заполярного месторождения

ют свойствам коллекторов в пластовых условиях. Причиной этого может быть то, что цемент коллекторов горизонта БТ₆₋₈ на 64% состоит из цеолитов, которые представлены ломонтитом. Как было отмечено выше, этот минерал является наиболее легко разрушающимся цеолитом, и поэтому вполне вероятно, что после экстрагирования образцы изменяют характер смачиваемости поверхности пор с гидрофобного

на гидрофильный. Основанием для такого предположения служат особенные свойства цеолитов. А именно, известно [4], что характерная для цеолитов способность к ионному обмену определяет их высокие сорбционные свойства. В пластовых условиях на поверхность пор в той части, где она (поверхность) представлена цеолитами, происходит адсорбция полярных компонентов нефти и битумоидов, что приводит к гидро-

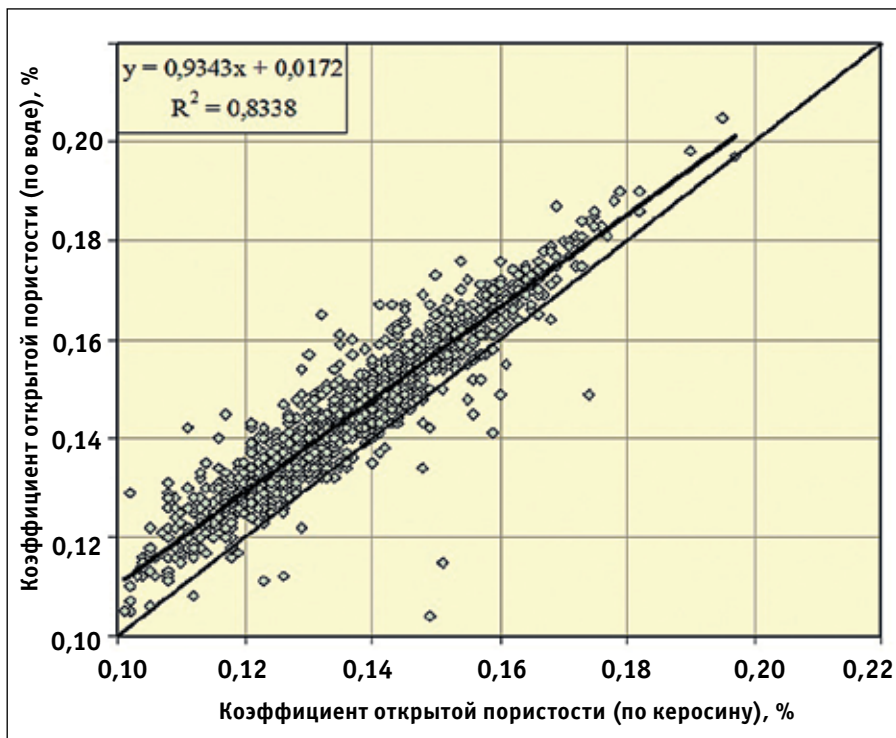


Рис. 6. Сопоставление коэффициента пористости, определенного на керне керосино- и водонасыщением в горизонте БТ₆₋₈ Заполярного месторождения

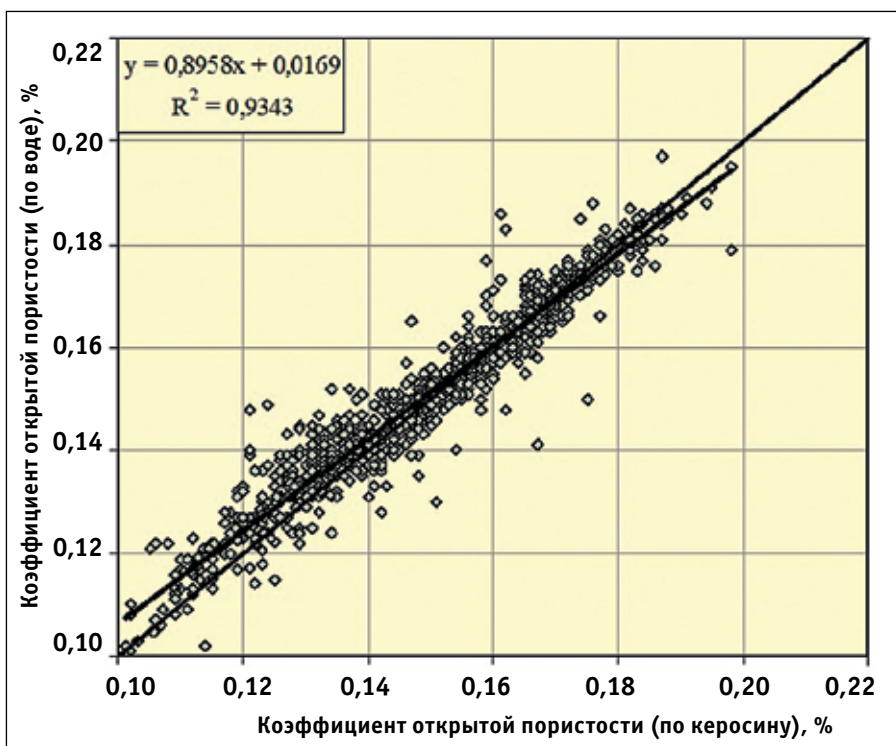


Рис. 7. Сопоставление коэффициента пористости, определенного на керне керосино- и водонасыщением в горизонте БТ₁₀ Заполярного месторождения

фобизации коллекторов. Действительно, в керне, отобранном из водоносной части горизонта БТ₆₋₈, обнаружена остаточная нефтенасыщенность. Величина Кно изменяется здесь от 0,05 до 0,18 д.ед. Это обстоятельство указывает на

возможность проявления сорбционных свойств ломонтита. Из этого следует важный вывод о том, что высокие значения УЭС водоносных коллекторов могут быть обусловлены наличием остаточной нефти. Этим фактом можно объяснить

наличие зоны неоднозначности при определении характера насыщенности коллекторов, т.е. водонасыщенные коллекторы могут характеризоваться по данным ГИС как нефтенасыщенные в силу высоких значений их удельных сопротивлений.

Приведенные соображения, а также тот факт, что в промысловых исследованиях горизонта БТ₆₋₈ не получено подтверждения способности низкопористых коллекторов отдавать нефть, позволяют считать возможным, что при коэффициенте пористости меньше 0,141 поровая среда создает барьер для движения нефти в связи с гидрофильностью коллекторов, в которых, как известно, относительная проницаемость для воды существенно возрастает, а для нефти – снижается [1].

ВЫВОДЫ

Структура порового пространства цеолитсодержащих коллекторов в пластовых условиях существенно отличается от их структуры в экстрагированных образцах, поступающих на лабораторные исследования керн, что является причиной расхождения в оценке характера насыщенности коллекторов горизонта БТ₆₋₈ по петрофизическим данным и результатам испытаний.

Учитывая особенности состава цемента и структуры порового пространства коллекторов горизонта БТ₆₋₈ Заполярного месторождения, настройка петрофизических моделей для интерпретации данных ГИС здесь должна осуществляться по результатам оценки коэффициента пористости керосинонасыщением.

ЛИТЕРАТУРА

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород). – М.: Изд. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 368 с.
2. Ершов А.В., Дорошенко А.А. К вопросу об отсутствии чисто нефтяных притоков из нефтяной оторочки залежи горизонта БТ₆₋₈ Заполярного месторождения // Проблемы развития газовой промышленности Сибири: сборник тезисов докладов XVI науч.-практич. конф. молодых ученых и специалистов. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2010. – С. 25–27.
3. Ершов А.В., Дорошенко А.А., Каримова М.В., Островская А.В. Модель процесса формирования неоконских нефтегазоконденсатных залежей Заполярного месторождения // Газовая промышленность. – 2011. – № 5/659. – С. 23–27.

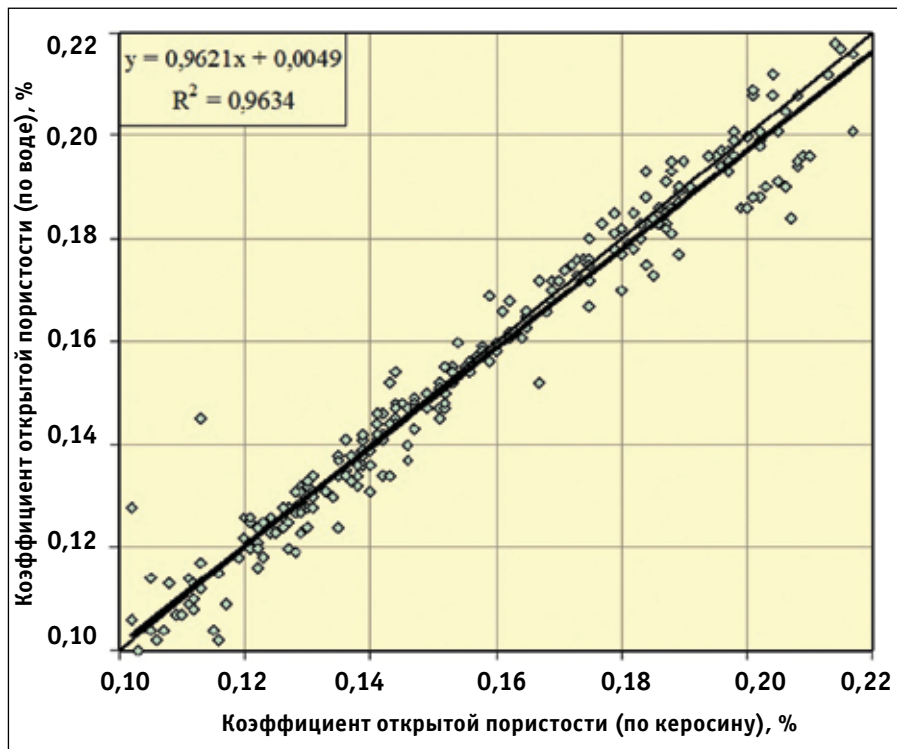


Рис. 8. Сопоставление коэффициента пористости, определенного на керне керосино- и водонасыщением в горизонте BT₁₁ Заполярного месторождения

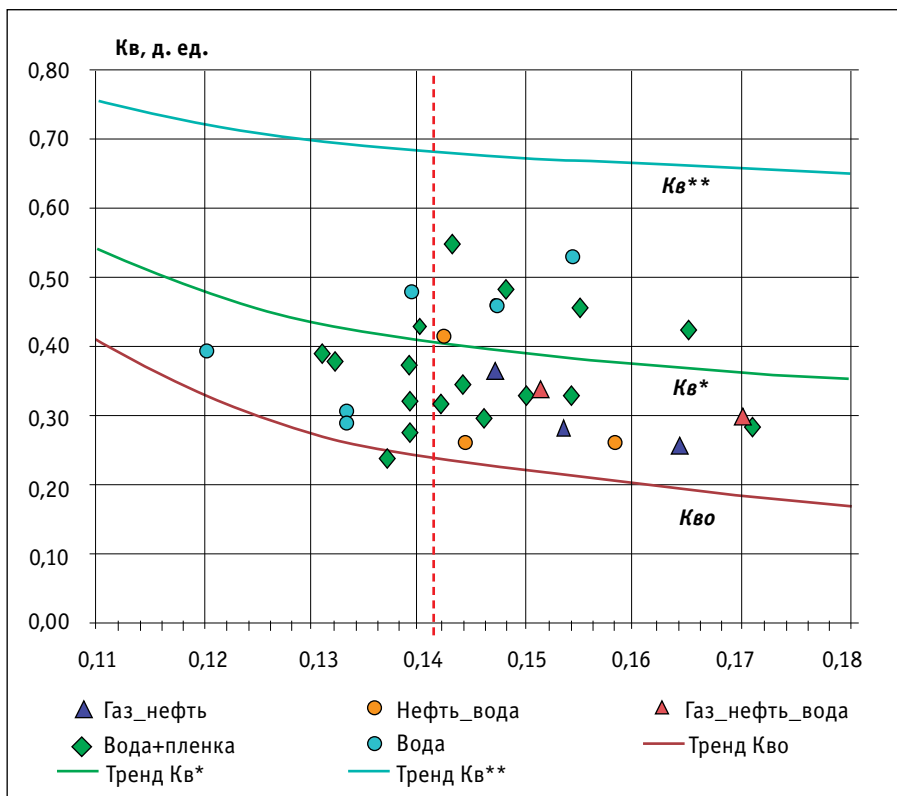


Рис. 9. Характер насыщенности коллекторов испытанных интервалов в пределах нефтяной подушки горизонта BT₆₋₈

4. Коссовская А.Г. Генетические типы цеолитов стратифицированных формаций // Литология и полезные ископаемые. – М., 1975. – № 2. – С. 23–44.
 5. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. – Л.: Недра, 1992. – 239 с.

6. Особенности физических и емкостных свойств цеолитсодержащих пород / Н.Н. Долматова, Л.А. Кондратьева, В.Г. Мамяшев, Е.В. Кропотова // Петрофизическое обеспечение подсчета запасов нефти и газа: Сб. науч. тр. – Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1980. – С. 51–59.

Drilling

Research zeolite’s influence to reliable determination of petrophysical parameters neocomian deposits in Zapolyarnoye field

I.V. Kachinskas, postgraduate student, Tyumen State Gas and Oil University, e-mail: KachinskasIV@gmail.com; M.V. Karymova, principle geologist of the engineering and technical center, LLC «Gazprom geologorazvedka», e-mail: m.karymova@ggr.gazprom.ru

Results of researching zeolite terrigenous neocomian reservoirs in Zapolyarnoye field are presented in the article. Structure of pore space of laboratory rocks samples and rocks at reservoir conditions is significantly different. This is the main reason which causes difference in reservoir’s saturation estimation between petrophysical data and well test.

Keywords: terrigenous reservoir, cement, zeolite, caprocinite, porosity, neocomian deposits, horizon BT₆₋₈ Zapolyarnoe field.

References:

1. Dobrynin V.M., Vendel’shtein B.Yu., Kozhevnikov D.A. Petrofizika (Petrophysics (rock physics). – Moscow: Oil and Gas Publishing House of I.M. Gubkin State Russian University of Oil and Gas, 2004. – 368 p.
2. Yershov A.V., Doroshenko A.A. K voprosu ob otsutstvii chisto neftyanykh pritokov iz neftyanoy ototchki zalezhi gorizonta BT6-8 Zapolyarnogo mestorozhdeniya (On absence of pure oil inflows from oil rim of BT6-8 oil reservoir horizon of Zapolyarny deposit) // Problemy razvitiya gazovoy promyshlennosti Sibiri (Problems of the gas industry development in Siberia): collection of theses of XVI Scientific and Practical Conference of Young Scientists and Specialists. – Tyumen: TyumenNIIgiprogas LLC, 2010. – P. 25–27.
3. Yershov A.V., Doroshenko A.A., Karymova M.V., Ostrovskaya A.V. Model’ protsessa formirovaniya neokomskikh neftegazokondensatnykh zalezhei Zapolyarnogo mestorozhdeniya (Model of formation of Neocomian oil and gas fields of Zapolyarny deposit) // Gazovaya promyshlennost’ (Gas industry). – 2011. – № 5/659. – P. 23–27.
4. Kossovskaya A.G. Geneticheskie tipy tseolitov stratifitsirovannykh formatsiy (Genetic types of stratified formations zeolites) // Litologiya i polesnye iskopaemye (Lithology and mineral resources). – Moscow, 1975. – № 2. – P. 23–44.
5. Lebedev B.A. Geokhimiya epigeneticheskikh protsessov v osadochnykh basseynakh (Geochemistry of epigenetic processes in sedimentary basins). – Leningrad: Nedra, 1992. – 239 p.
6. Osobennosti fizicheskikh i emkostnykh svoystv tseolitsoderzhatshykh porod (Features of physical and capacitive properties of zeolite-containing rocks) / N.N. Dolmatova, L.A. Kondrat’yeva, V.G. Mamyashev, Ye.V. Kropotova // Petrofizicheskoe obespechenie podsчета zapasov nefiti i gaza (Petrophysical coverage for oil and gas reserves calculation): collection of scientific paper. – Tyumen, ZapSibNIGNI, 1980. – P. 51–59.