

УДК 553.98.061

**СМЕЩЕНИЯ ЗОН ВНК В ОТЛОЖЕНИЯХ  
БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА ТАТАРСТАНА:  
ПРИЧИНЫ, МЕХАНИЗМЫ И ПОСЛЕДСТВИЯ***И.А. Шайдуллин, Г.А. Кринари***Аннотация**

Установлено смещение уровней локальных водонефтяных контактов на мелких структурах по отношению к региональному уровню, которое коррелирует с амплитудами самих поднятий. Причина трактуется как результат природного обводнения продуктивных пластов, что может сопровождаться заполнением пространства пор аморфным кремнезёмом и существенно менять геометрию промысловых объектов. Локализация зон окремнения задаётся совместной коагуляцией коллоидных растворов кремния и алюминия биогенной природы.

**Ключевые слова:** зоны вторичных водонефтяных контактов, природное обводнение, окремнение.

**Введение**

Уровень водонефтяного контакта (ВНК), зоны соприкосновения насыщенных нефтью и водой участков породы-коллектора, является важной характеристикой любого промыслового объекта, используемой при подсчёте запасов и оптимизации технологий разработки. Очевидно, что уровень ВНК в проницаемом пласте задаётся разделением этих жидкостей по плотности и должен быть строго горизонтален. Любые отклонения могут быть следствием или наложенных тектонических процессов, или появления в пласте градиентов давлений, вызывающих временную разгерметизацию с перемещением флюида. Имеет смысл выявить критерии их различия и установить механизм реализации второго варианта, что требует дополнительного изучения и аргументации.

**Фактический материал и методы исследований**

Смещения уровней локальных ВНК по отношению к их региональному уровню зафиксированы на многих промысловых объектах карбона Татарстана, включая Азнакаевскую и Карамалинскую площади в пределах юго-восточного склона Южно-Татарского свода. Уровень естественного ВНК фиксировался по данным ГИС при одновременном изучении вещественного состава пород, что обеспечивалось отбором керна с продуктивных интервалов. Движение флюида в пределах сформированной залежи должно прежде всего фиксироваться синтезом аутигенных минералов – малых примесей, образованных в ходе биохимической (биокосной) деградации силикатов микрофлорой пласта [1]. Диагностика их проводилась методом порошковой рентгенографии на дифрактометре ДРОН-3М.



Рис. 1. Керн из продуктивного пласта  $C_1BB_1^2$ , Скв. 13699 Ромашкино, гл. 1184 м

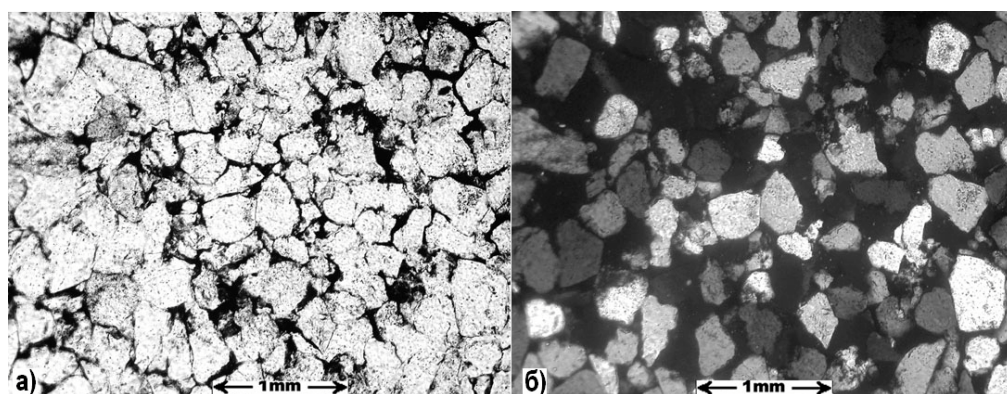


Рис. 2. Шлиф из тёмной, насыщенной нефтью части керна, показанного на рис. 1: *а*) николи «-», чёрные области – поры с нефтью, *б*) николи «+»

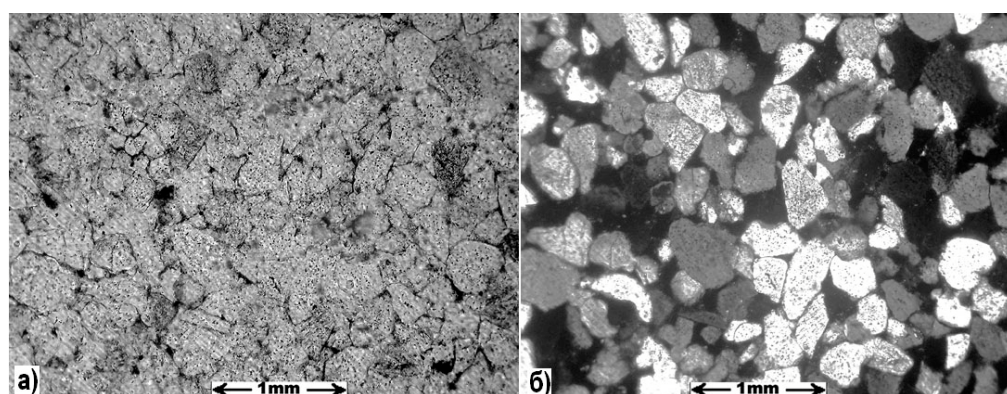


Рис. 3. Шлиф из более светлой, обводнённой части керна, показанного на рис. 1: *а*) николи «-», открытых пор нет, *б*) николи «+», в порах аморфная фаза

Спектры регистрировались в линейной шкале обратных межплоскостных расстояний с размерностью  $1/\text{\AA}$  и шаговым режиме съёмки с шагом  $0.0008\ 1/\text{\AA}$ . Интенсивности фиксировали в цифровой форме, допускающей компьютерную обработку с подавлением шумовой компоненты, что обеспечило достоверную идентификацию минеральных фаз с концентрацией не более 0.1%.

Смещения ВНК, не связанные с процессами разработки, сопровождают, как правило, частичное природное обводнение отдельных участков залежей [2]. По керну природное обводнение проявляется в пятнистом либо линзовидно-полосчатым облике пород (рис. 1), а выше ВНК обычно присутствует зона цементации [3]. Как следствие, насыщенные нефтью и водоносные кварцевые песчаники чередуются в разрезе. Часто в одном образце наблюдается резкая граница между обводнявшимися и насыщенными нефтью участками (рис. 1).

В осветлённых участках карбонатных пород практически всё пространство пор заполнено кальцитовым микритом, а в терригенных – аморфным кремнезёмом, вопрос о происхождении которого будет рассмотрен ниже с учётом того, что как размеры, так и форма зёрен кварца в этих породах сохраняются (рис. 2, 3).

### Обсуждение результатов

На основании всех полученных нами данных может быть предложена феноменологическая модель явления. Заполнение коллектора водонефтяным флюидом с его последующим расслоением на воду и нефть сопровождалось появлением зоны биохимических реакций, где происходили генерация  $\text{CO}_2$  и биокосное разложение минералов [3], а в пределах залежей формировались газовые шапки. В состав газов, кроме лёгкой компоненты нефти, мог входить биогенный метан, генерируемый угленосными отложениями бобриковского горизонта [4]. Объём, занятый газом, способен сохраняться долго при наличии непроницаемой крыши, но регионально выдержанные пласты глин в толще продуктивного карбона Татарстана отсутствуют, поэтому газовых шапок над промысловыми объектами здесь сейчас нет. Но за время их существования в прошлом растущее в них давление периодически прорывало крышу [4], нарушая этим установившееся ранее гидростатическое равновесие. Очевидно, что прорывы происходили сначала на более крупных нефтеносных структурах данной площади, где объём зон генерации углекислоты был максимален, затем и на более мелких. Временная разгерметизация залежи над газовой шапкой смещала уровень ВНК вверх, тогда обводнялась нижняя часть продуктивного пласта, но появление градиента давления стимулировало приток пластовых вод из более глубоких горизонтов. Величина смещения ВНК должна в этом случае значимо коррелировать с размерами локальных структур. В подтверждение на рис. 4 дана построенная для 50 продуктивных структур зависимость величины смещения ВНК, как расстояния между фактически отбитым по ГИС уровнем и условно принимаемым региональным репером (958 м), от амплитуды поднятия, то есть превышения кровли пласта над тем же репером. Зависимость с  $R^2 = 0.711$  является значимой и описывается уравнением прямой:  $y = 15.684 \ln(x) - 31.951$ . В процессе латеральной фильтрации на соседних поднятиях по той же причине способны были обводняться любые участки пласта, включая верхние. Прорыв крыши в водоносной части крупной структуры, в области её максимального

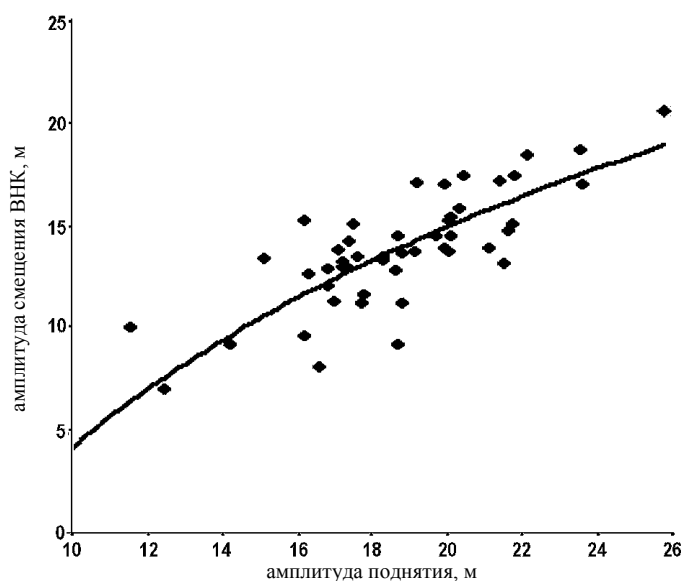


Рис. 4. Зависимость между амплитудой локального поднятия и амплитудой смещения уровня ВНК (пояснения в тексте)

перегиба, или за пределами этой площади, на уровне ниже отметки подошвы пласта для всех структур, приводила к смещению ВНК вниз на всех объектах с газовой шапкой. При многократном повторении таких явлений нарастал размер участков пласта с увеличением фильтрационно-емкостных свойств за счёт образования зон разуплотнения [3].

Биохимическое по своей природе разложение минералов скелета пород, содержащих нефть, максимально там, где вода и нефть соизмеримы по своему количеству. Оно намного интенсивнее абиогенного гипергенеза и имеет свои специфические особенности. Самым устойчивым минералом здесь становится обломочный мусковит, но не иллит; микроклин разлагается быстрее альбита (биоценозу нужнее  $K^{1+}$ , чем  $Na^{1+}$ ), менее устойчивыми являются кварц и хлорит. Доломит разлагается быстрее кальцита, а каолинит наименее устойчив [5].

Таким образом, смещение уровней ВНК, как и естественное обводнение продуктивных пластов [5], вызывающее изменения их минерального скелета, является следствием одного и того же природного процесса, который должен играть важную роль при добыче нефти. Очевидно, что разложение минералов на одном из участков продуктивного пласта будет приводить в другом месте к осаждению новых фаз из компонент раствора, главными из которых становятся кремнезём и глинозём. В пределах нефтеносной толщи карбона Татарстана, представленной как песчаниками бобриковского горизонта, так и известняками нижнего и среднего карбона, встречаются зоны окремнения разной толщины. Наиболее развиты они на юго-восточном склоне Южно-Татарского свода, где выше плотность тектонических разрывных нарушений, хотя пространственной связи с разломами фундамента не наблюдается. Окварцевание или окремнение может превращать коллектора нефти в практически непроницаемые породы. Если появление опала в цементе песчаников ещё можно объяснить частичным растворением кварцевых зёрен, то источником кремнезёма в однородной толще

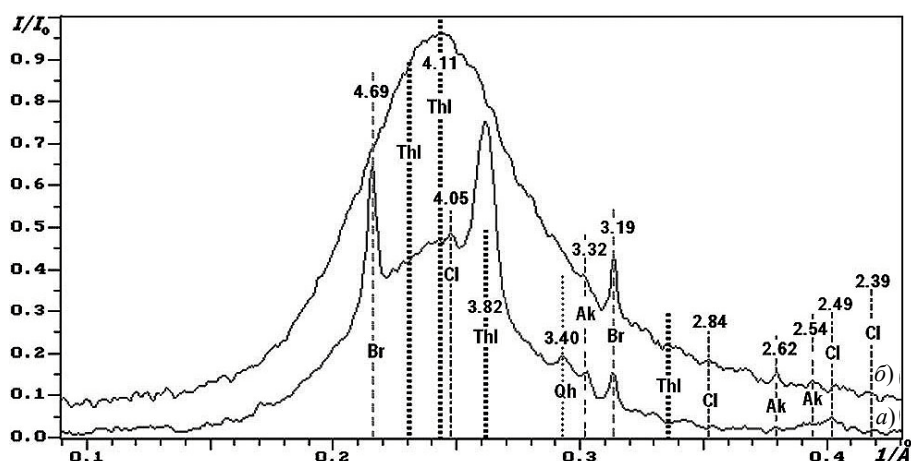


Рис. 5. Спектры зон окремнения, скв. 11312 Онбийской пл.: а) 1154 м, б) 1153 м. Фазы кремнезёма: Cl – низкий кристобалит, Thl – тридимит (высокий – низкий), Qh – высокий кварц; фаза глинозёма: Br – баерит, Ak – акаганеит  $\beta\text{-FeO}(\text{OH}, \text{Cl})$

органогенных известняков может быть только продукт биокосного разложения аллотигенных силикатов. Но в реально преобладающем диапазоне изменений pH для пластовых вод (5–8.5) его растворимость и подвижность крайне мала. Трудно объяснить, где и какие факторы создают геохимические барьеры, на которых идёт сброс кремнезёма из раствора, так как окремнение наблюдается в любых породах, вне зависимости от их состава и пористости. Но микрофлора, существующая в углеводородной среде и реализующая биокосное разложение каолинита и всех полевых шпатов [5], мобилизует не только кремнезём, но и глинозём. При близких к нейтральным pH он нерастворим и не может в форме  $\text{Al}^{3+}$  или  $(\text{AlO}_3\text{H}_2)^{1-}$  диффундировать на многие десятки метров от зон ВНК, где идут в основном биокосные процессы. Но метаболиты микрофлоры способны создавать металлоорганические комплексы с алюминием, образуя коллоидный раствор, который может путём диффузии либо фильтрацией по трещинам и порам перемещаться на значительные расстояния. Подвижность подобного раствора всегда должна быть существенно ниже, чем кремнезёма в любой растворённой форме. Поэтому фронт миграции кремнезёма будет опережать фронт миграции глинозёма до тех пор, пока в силу разных причин они не совместятся в одном объёме пространства пор. Тогда за счёт разного знака их мицелл произойдёт совместная коагуляция, то есть появление коллоида алюминия будет резко снижать растворимость кремнезёма [6]. Поэтому зоны окремнения возникают на различных участках разреза в зависимости от геометрии пор, как и факторов, определяющих устойчивость коллоидных растворов: значений pH, Eh и изменения солёности пластовых вод, или в зонах геохимических барьеров.

Фазы свободного кремнезёма и глинозёма как результат совместного образования с разной, но невысокой степенью кристалличности установлены рентгенографически на контакте нефтеносных карбонатных пород тульского горизонта и перекрывающей пачки глин, в чёрной очень прочной, похожей на яшму породе при полном отсутствии любых исходных минералов (рис. 5).

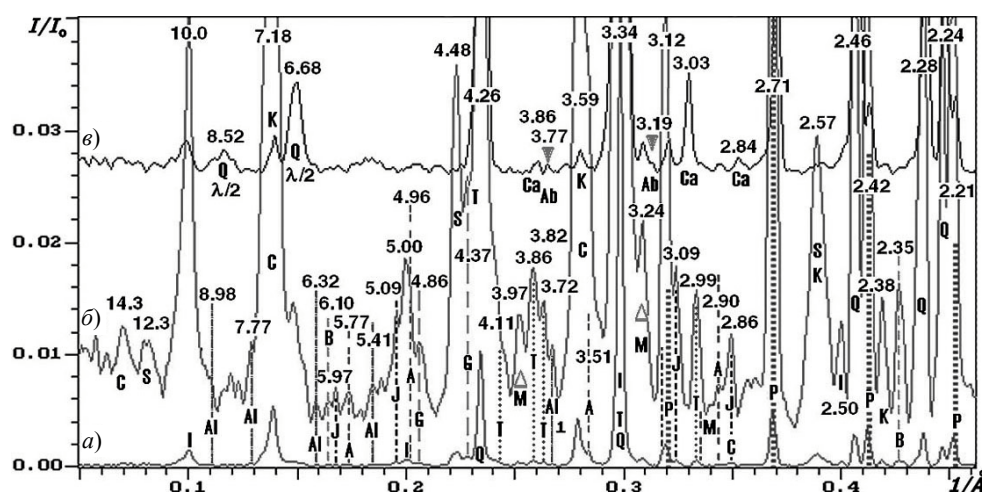


Рис. 6. Дифракционные спектры песчаников бобриковского горизонта: а), б) зона обводнения и окремнения, в) зона разуплотнения. Обозначения отражений фаз: Q – кварц, K – каолинит, M – микроклин, Ab – альбит, I – иллит, P – пирит, C – хлорит, Ca – кальцит, S – сепиолит, J – ярозит, A – алузит, Al – алюминит, G – гиббсит, B – бёмит, T – тридимит (гало от полуаморфных фаз опала удалено)

Минералы с  $Al^{3+}$  в октаэдрической координации установлены как малая примесь в породах нефтеносных отложений любого состава [5]. Обычно они представлены образующими один генетический ряд основными сульфатами: алюминитом  $Al_2[(OH)_4SO_4] \cdot 7H_2O$ , базальюминитом  $Al_4[(OH)_{10}SO_4] \cdot 5H_2O$  или гидробазальюминитом  $Al_4[(OH)_{10}SO_4] \cdot 36H_2O$ , как и основными карбонатами: скарброитом  $Al_{14}(OH)_{36}(CO_3)_2$  и давсонитом  $NaAl[(OH)_2CO_3]$ , который часто появляется с целестином или баритом в зонах проникновения глубинных вод. В продуктивных песчаниках иногда фиксируется и алузит  $KAl_3(OH)_6(SO_4)_2$ . Вторичное природное обводнение всегда сопровождается появлением вместе с этими минералами полиморфных модификаций  $Al(OH)_3$ : баерита, гиббсита, бёмита, нордстрандита [5]. В качестве примера на рис. 6, а и б приведены в двух масштабах спектры дифракции от окремненного песчаника, шлиф которого был дан на рис. 3, а, б. Для сравнения, на рис. 6, в указан зафиксированный в том же масштабе, что и на рис. 6, б, спектр образца из первично водоносной части того же пласта, через которую ранее прошла зона ВНК, характеризующий связанные с этим изменения минерального состава. Видно почти полное разложение как микроклина, при сохранении альбита, так и каолинита. Нет фаз с  $Al^{3+}(VI)$ , которые присутствуют на спектре 6, б вместе с ярозитом. Появился кальцит как результат снижения пластового давления, первично аутигенный пирит инертен.

Во многих случаях зоны окремнения возникают в самих обводнённых зонах за счёт поступления вод с более высокой солёностью. Как следствие, промышленная нефтеносность сохраняется в некоторой области локальных структур, за их пределами разрез аналогичного песчаника воспринимается как лишенный пористости. Но при наличии смещений ВНК продуктивные участки пласта могут располагаться и за пределами уровня, который был взят, исходя из традиционных подходов, за «контур нефтеносности». На рис. 7 приведён геологический

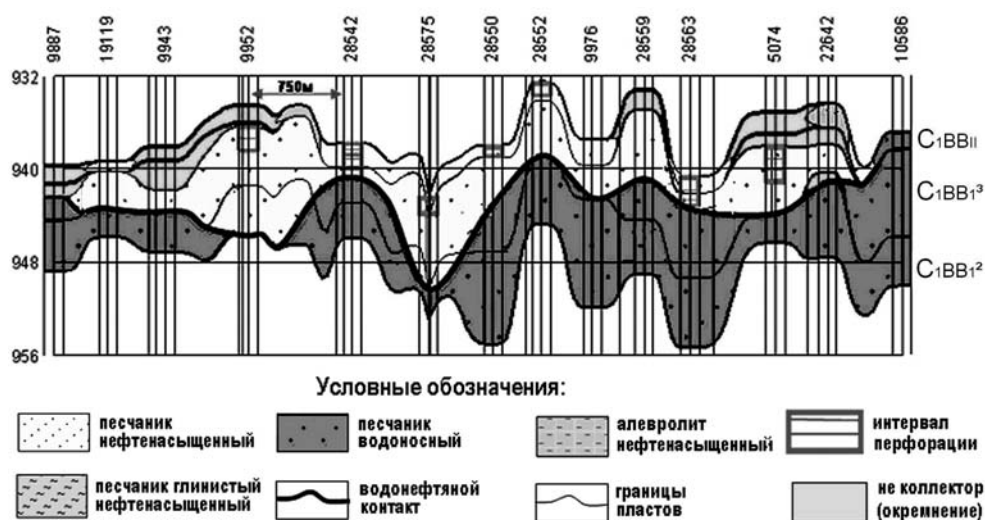


Рис. 7. Геологический профиль скважин залежи № 2 Карамалинской площади

профиль в направлении с северо-запада на юго-восток по ряду скважин залежи № 2 Карамалинской площади Ромашкино.  $C_1BB_1^2$ ,  $C_1BB_1^3$ ,  $C_1BB_{II}$  – индексы продуктивных пластов, которые приняты в ОАО «Татнефть» в 1983 г. Видно, что границы нефтенасыщенного коллектора часто не совпадают с природными литологическими границами пластов, которые имеют не отражённые в масштабе рисунка перемены. В скважинах 9952, 9943, 9887, 5074, 28559 пласт  $C_1BB_{II}$  не содержит продуктивного коллектора за счёт окремнения, хотя локализованные гипсометрически ниже участки того же пласта в скважинах 28550, 28542 давали промышленные притоки. Подъём ВНК привёл к почти полному обводнению пласта  $C_1BB_1^3$  в скважине 9887 и 28542.

### Заключение

Из вышесказанного следует, что реально извлекаемые объёмы нефти могут при наличии рассмотренных явлений существенно отличаться, причём в обе стороны, от рассчитанных. Возможность трудно прогнозируемого изменения геометрии промысловых объектов следует учитывать при выборе оптимальных схем отработки залежей продуктивной толщи бобриковского горизонта. Скорее всего, зоны окремнения, которые явно имеют специфические петрофизические характеристики, можно будет выявлять и по данным ГИС, но это потребует разработки специальных технологий, так как сейчас подобные участки пластов интерпретируются как «не коллектор» или «нефть, флюид слабо подвижный».

Различия глубин реальных уровней ВНК свидетельствуют о том, что каналы фильтрации флюидов теряли проводимость раньше, чем происходило восстановление равновесия пластовых давлений, скорее всего, за счёт тех же явлений коагуляции кремнезёма. Следовательно, легко выявляемые смещения уровней ВНК могут служить указанием на возможные потери продуктивных объёмов коллектора в регионально нефтеносных участках разрезов, что необходимо будет учитывать в ходе совершенствования процедуры подсчёта запасов.

Авторы выражают благодарность сотрудникам кафедры минералогии и петрографии Казанского (Приволжского) федерального университета: доктору геолого-минералогических наук В.П. Морозову, кандидату геолого-минералогических наук Э.А. Королёву, кандидату геолого-минералогических наук А.Н. Кольчугину за помощь в оптической микроскопии и ценные обсуждения.

### Summary

*I.A. Shaidullin, G.A. Krinari.* Displacement of Oil-Water Contact in the Sediments of the Bobrikovsky Horizon of Tatarstan: Reasons, Mechanisms, and Implications.

The displacement of the levels of oil-water contact on the local structural highs in comparison to the regional level was established. This displacement correlates with the amplitudes of the uplifts. The reason is treated as a result of natural water encroachment in oil-bearing beds, which can be accompanied by filling of pore space by amorphous opal as well as significant change in geometry of oil deposits. Localization of silicization zones is set by a joint coagulation of silica and alumina colloidal solutions of biogenic nature.

**Key words:** secondary oil-water contact, natural watering, silicization.

### Литература

1. Морозов В.П., Васясин Г.И., Кринари Г.А., Королёв Э.А., Насибуллин И.М., Кольчугин А.Н. Литогенетические критерии сформированности-разрушенности нефтяных залежей в карбонатных породах-коллекторах // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 6. – С. 11–16.
2. Карнюшина Е.Е. Осадочные формации в зоне катагенеза нефтегазоносных бассейнов. – М.: АО «Институт Гидропроект», 2000. – 96 с.
3. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л.: Недра, 1989. – 260 с.
4. Кринари Г.А., Морозов В.П., Королёв Э.А., Пикалёв С.Н. Биогенные механизмы формирования вторичных доломитов с аномально высокой пористостью // Литосфера. – 2004. – № 1. – С. 31–40.
5. Кринари Г.А., Шинкарёв А.А., Гиниятуллин К.Г. Абиогенная и биогенная деградация минералов: различия, механизмы и практические приложения // Зап. Рос. минерал. о-ва. – 2005. – Ч. СXXXIV, № 1. – С. 18–32.
6. Айлер Р. Химия кремнезёма: в 2 ч. – М.: Мир, 1982. – Ч. 1. – 416 с.

Поступила в редакцию  
14.06.11

---

**Шайдуллин Илдар Ануарович** – начальник участка ОАО «ТАТНЕФТЬ», «Азнакаевскнефть».

**Кринари Георгий Александрович** – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры минералогии и литологии Казанского (Приволжского) федерального университета.