

УДК 624.131:551.01

ИСТОРИЯ И МЕХАНИЗМЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ ПОРОДАХ ПО МИНЕРАЛОГО-ЛИТОЛОГИЧЕСКИМ ДАННЫМ

© 2013 г. Г. А. Кринари, Г. М. Ескина, А. Н. Кольчугин, Э. А. Королев, В. П. Морозов

*Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета
420008, г. Казань, ул. Кремлевская, 4/5
E-mail: gkrinari@rsu.ru*

Поступила в редакцию 02.10.2011 г.

Информацию об истории карбонатных пород, подвергнутых углеводородному эпигенезу, можно получить совместным анализом структурного облика коллекторов и состава аутигенных акцессорных минералов, сформированных за счет продуктов биокосного разложения обломочной компоненты. В процессе образования залежей нефти может реализоваться ряд последовательных этапов, вторичное обводнение в том числе, и каждый из них влияет на промысловую перспективность. В продуктивной карбонатной толще Татарстана объектом разработки становятся только органогенные известняки с пористостью, возникшей и сохраненной при фильтрации в ходе природной разгерметизации пластов.

Ключевые слова: *карбонатные породы, нефтеносные районы, рентгеновская дифрактометрия, акцессорные аутигенные минералы.*

ВВЕДЕНИЕ

Присутствие в осадочных толщах органического вещества различной природы и связанных с ним биоценозов, резко меняет интенсивность и механизмы любых процессов эпигенеза [5]. Все природные скопления углеводородов, поэтому, имеют свою геологическую историю, включающую ряд сменяющих друг друга этапов. Специфика каждого задается геологическим строением объекта и проявляется как в литологическом облике пород, так и в преобразовании исходных и синтезе новых минералов. На примере Татарстана установлено, что нефть в коллекторах чаще заполняет вторичное пространство пор. В остальных случаях эффективная пористость пород, не испытавших наложенных процессов, не превышает, как правило, 3–5% и не обеспечивает промышленных притоков [6]. Известны явления, способные при седиментации карбонатов, не связанной с биогермами, увеличивать исходно низкую пористость. Некоторые из них близки по своему механизму к обычному карсту, когда на определенном этапе более поднятые участки территории оказывались выше уровня моря и по ним формировались эрозионные врезы [7]. Однако основную роль в росте свободного объема пор играет растворение кальцита цемента – микрита, при насыщении пластового флюида углекислотой [1], образующейся в процессе биогенного окисления нефти сообществом микроорганизмов пласта. Наиболее благоприятной областью их обитания становятся участки, где и вода и нефть присутствует в соизмеримом

количестве, включая зоны древних водо-нефтяных контактов (ВНК).

ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Изучено с разной детальностью несколько тысяч образцов керн из более сотни скважин, вскрывших продуктивную толщу карбона Татарстана на эксплуатируемых малыми нефтяными компаниями объектах, расположенных на территории от западного крыла Южнотатарского свода до восточного края Мелекесской депрессии. Использовались данные скважинной геофизики (ГИС), структурные карты по интересующим объектам, а также результаты лабораторного определения фильтрационно-емкостных параметров пород (ФЕС). Основными методами исследования были приняты: оптическая микроскопия прозрачных шлифов и рентгеновская порошковая дифрактометрия, которая реализована на приборах ДРОН-ЗУМ и XRD-7000S фирмы Shimadzu. В отдельных случаях использовалась растровая электронная микроскопия (РЭМ). Было необходимо обеспечить надежную идентификацию акцессорных минералов коллекторов, включая примеси с концентрацией < 0.0%, так как преобладающей кристаллической фазой в них обычно является кальцит или доломит. Основным условием диагностики кристаллических фаз в малых примесях является надежное выделение слабых дифракционных максимумов на фоне шумов. Наличие компьютера позволило фиксировать спектры в цифровой форме с последующим подавлением шума путем

применения известных вычислительных процедур. Спектры дифракции регистрировались в линейной шкале обратных межплоскостных расстояний с размерностью Å^{-1} и обрабатывались с помощью интерактивной компьютерной системы XRAYTOOL 7.0 [12]. Каждая приводимая ниже дифракционная картина содержит три спектра объекта, отличающихся по своим вертикальным масштабам на величины, кратные 10. За нормировочный коэффициент принимается амплитуда самого интенсивного рефлекса, в данном случае – отражение 10.4 кальцита.

ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ ПРИРОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Процесс разложения CaCO_3 взаимно обратим, и в гидродинамически относительно закрытой системе его задают три фактора: парциальное давление CO_2 , которое зависит от степени герметичности зоны реакции и ее объема, возможность удаления из нее раствора с продуктами растворения и наложенные изменения геохимических параметров пластовых вод. Реализация этих факторов требует наличия некоего исходного объема пор, занятых жидкостью, и условий ее перемещения за пределы пласта. В противном случае, возникнет насыщение системы по Ca^{2+} , блокирующее дальнейший ход реакции. Необходимую первичную структуру порового пространства, которая достаточна для формирования продуктивного коллектора, имеют биоморфные зоогенные или фитогенные, реже литокластовые известняки, к которым обычно и приурочены промышленные залежи нефти [6].

Первый этап, включая приход в коллектор водо-нефтяного флюида и его последующее расслоение на воду и нефть, сопровождается появлением зоны биохимических реакций, где кроме генерации CO_2 с растворением кальцита идет биохимическое разложение доломита, силикатов и кварца [1]. Мобилизованный алюминий связывается структурами аутигенных минералов из группы скарброита и алюминита. Наличие в известняке существенных примесей хлорита, кварца, полевых шпатов и слюд служит критерием незавершенности процессов формирования коллекторов. Часть алюминия может поступать путем диффузии в слабо проницаемые породы, вызывая трансформацию смектита, хлорита и смешанослойных фаз иллит-смектит в фазы типа тосудита и иллит-судоита. В отсутствие фильтрации градиент давления пласта и концентрация раствора быстро стабилизируются, растворение минерального скелета затухает, и нефтяная залежь приобретает классическое строение с четким разделением на зоны локализации трех основных фаз: воды, нефти и газа (углеводороды и CO_2), если ими перейден предел растворимости в воде. Пористость породы возрастает не намного и только

за счет перекристаллизации той части микрита, который цементирует органические остатки. При наличии в системе Mg^{2+} , что часто выполняется, будет сформирован более устойчивый в кислой среде доломит. Обычно этот процесс сопровождается связыванием избытка Ca^{2+} в гипс и ангидрит. В замкнутой системе полное замещение кальцита доломитом ведет, за счет разницы в ионных радиусах Ca^{2+} и Mg^{2+} , к сокращению на 14% объема скелета породы. Часто этого мало для образования объекта, дающего существенные притоки нефти. Если изменения параметров системы ограничены процессами диффузии, то даже в исходно однородной толще появится зона разуплотнения, совпадающая с зоной водно-нефтяного контакта (ВНК), а выше нее – зона цементации, где за счет меньшего объема воды в нефтеносной части пласта происходит насыщение раствора по ряду компонент и их кристаллизация [9]. Если система остается изолированной, то залежи нефти только этого этапа обычно не дают высоких дебитов.

На втором этапе для образования необходимой для формирования залежи вторичной пористости или кавернозности происходит, кроме насыщения пластовых вод CO_2 с растворением CaCO_3 , хотя бы временная разгерметизация, обеспечивающая удаление продуктов реакции за пределы пласта. При наличии слабой фильтрации тоже может возникнуть объем вторичных пор, но проводящие каналы быстро заполнятся вторичным CaCO_3 . Следовательно, для формирования залежи должны возникнуть прорывы покрышек, тем более, что в отложениях карбона Татарстана выдержанные по простиранию пласты глиен развиты слабо. Участки прорывов покрышек могли иногда локализоваться разрывными нарушениями, которые в ряде случаев ограничивают нефтеносные структуры [11], или в местах максимальных перегибов покрышки, снижающих экранирующие свойства. Скорее всего, эти процессы были связаны со временем наиболее значительной перестройки структурного плана платформы в послепермскую эпоху. В результате происходило образование дополнительного объема пор за счет растворения большей части карбонатного цемента. В гидродинамически единой системе этот объем может компенсировать только внедрения жидкости, чаще воды, из внешних источников. Ими, в результате падения пластового давления, могли становиться как инфильтрационные воды, так и элизионные воды, возникшие в процессе дегидратации при повышенных P - T параметрах минералов с кристаллизацией либо межслоевой водой. Минералами-индикаторами инфильтрационных вод служат доломит и простые сульфаты, источником для которых могла стать гипс-ангидритовая толща нижней перми, и, прежде всего, основные карбонаты-сульфаты с $\text{Al}^{3+}(\text{VI})$ – скарброит $\text{Al}_{14}(\text{OH})_{36}(\text{CO}_3)_2$ и

группа алюминита $Al_2[(OH)_4SO_4] \cdot 7H_2O$, устойчивые при pH 6.2–7.8. Источником свободного Al^{3+} для них служат продукты биохимического разложения полевых шпатов, в основном калиевых, так как микрофлоре пласта K^{1+} нужнее, чем Na^{1+} . Часто эти воды могут содержать свободный кислород, что ведет к синтезу ярозита $KFe_3[(OH)_6(SO_4)_{1.2}]$, и окислению нефти с синтезом узелита $Ca[C_2O_2] (H_2O)$. Минералами-индикаторами внедрения элизонных девонских вод является карналлит ($KMgCl_3 \cdot 6H_2O$), целестин ($SrSO_4$), нахколит ($NaH(CO_3)$), реже – галит ($NaCl$), выпадающие только из глубинных рассолов. Появляются так же фазы состава $Al(OH)_3$ – гиббсит, бемит, баерит, способные возникать только при более высоких pH, но устойчивые при низких, где возможно образование алуниита ($KAl_3[(OH)_6(SO_4)_2]$). Внедрение этих вод обычно сопровождается крайне малой примесью доломита, так как падение давления CO_2 синхронно с увеличением общей солености вод сохраняет систему вблизи границы устойчивости кальцит–доломит [8]. Появление в пласте инфильтрационных вод совместно с элизонными, что при наличии вертикальных каналов вполне реально, подтверждает образование акаганеита ($\beta-FeO(OH,Cl)$), – наличия Cl^{1-} и окислительной среды. Это объясняет гидрохимические аномалии в толще продуктивного карбона РТ [3], а минеральные индикаторы обоих процессов часто присутствуют вместе. Явления этого этапа реализуются по следующим вариантам:

1. Если разгерметизация возникла около основания структуры, то уровень ВНК смещался вниз, а частично освободившийся от микрита поровый объем заполнялся нефтью того же пласта, формируя продуктивный участок разреза. Этот процесс мог повторяться многократно, увеличивая его толщину. Если в итоге нефть замещала раствор, не достигший предела насыщения по карбонатам, то порода нужной вторичной структуры почти полно-

стью насыщалась нефтью. Как пример укажем образцы с нефтеносного в целом участка разреза верейского горизонта из скважины 3279 Зюзеевской площади. На рис. 1 приведены образцы 23, 24, 25, поднятые с интервала 1074.8–1075.6 м, и образец 32, взятый на 4.6 м ниже, а фотографии их шлифов даны на рис. 2а и 2б. Формирование пор нижнего (рис. 2б), почти полностью насыщенного нефтью образца происходило за счет указанного процесса. Содержание вторичного цемента – спарита, в целом невелико, и он фиксируется преимущественно по границам органических остатков. Основной объем пор остается свободным и содержит подвижную нефть. Смещение ВНК вниз вызвало частичное замещение нефти внешними водами вблизи кровли коллектора. Поскольку скорость падения давления CO_2 превышала скорость удаления раствора, поры здесь почти нацело заполнились спаритом (рис. 2а), но оставшаяся нефть сохранила очень темную окраску породы. На рисунках 3 и 4 приведены спектры дифракции от этих образцов. Из сопоставления спектров видно, что признаком заполнения нефтью коллектора, сформированного по первому варианту, служит отличие вторичных минералов – малых примесей в нефтенасыщенной части пласта от состава его частично обводненной кровли, куда при смещении ВНК вниз поступали только инфильтрационные воды. О существовании реакционной зоны ВНК до заполнения нижней части пласта нефтью говорит полное разложение полевых шпатов, кварца и слюд [1]. Минералы пирокластики здесь сохраняются, так как наличие структурного железа делает их инертными к биохимическим процессам [9]. Совместное присутствие минералов из группы алюминита и фаз $Al(OH)_3$ указывает на поступление в зону ВНК вод из разных источников еще до ее полного насыщения нефтью.

2. Если временная разгерметизация покрывки происходила выше ВНК на локальной структуре,

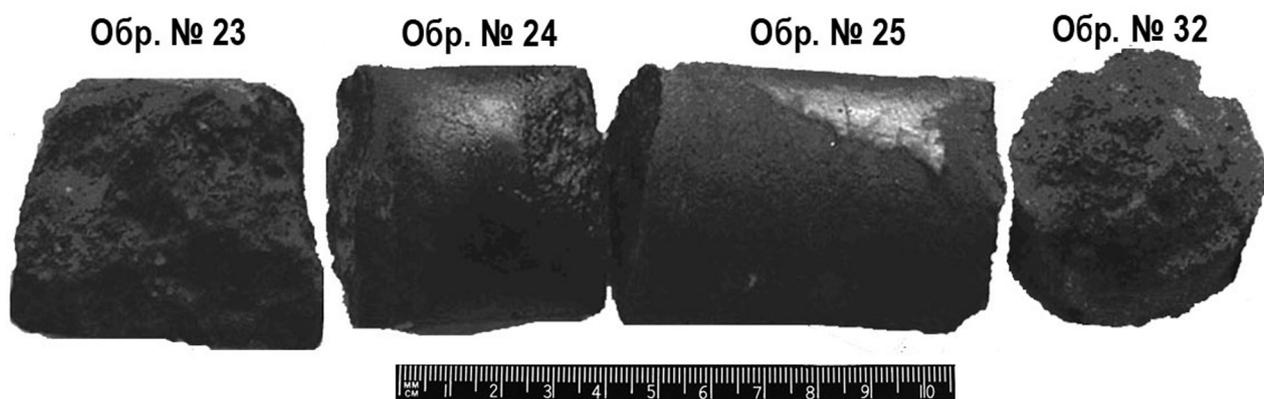


Рис. 1. Фотографии нефтенасыщенных образцов разреза скв. 2379 Зюзеевской площади.

Продуктивным может быть только образец № 32, поровое пространство остальных заполнено вторичным кальцитом.

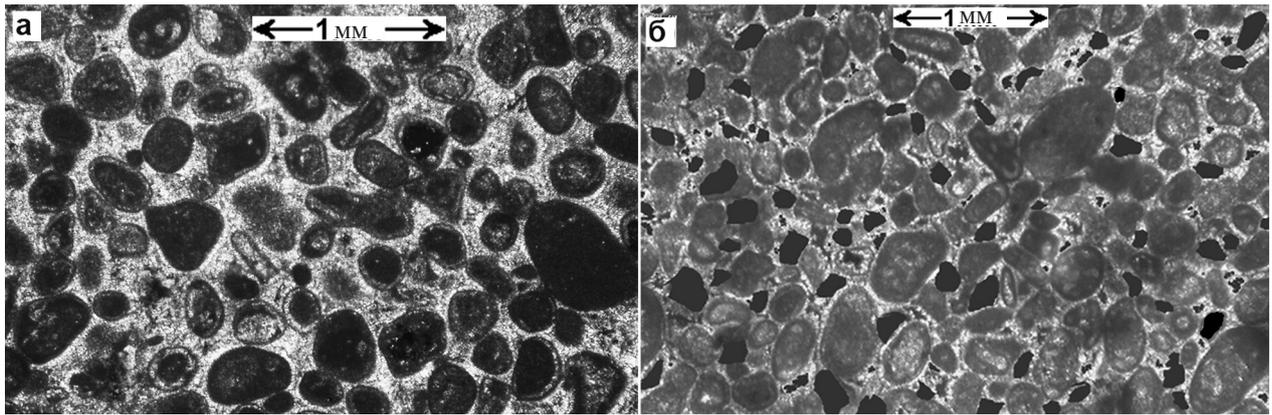


Рис. 2. Шлифы образцов.

а – обр. 23, без анализатора, пространство между органическими остатками заполнено вторичными кальцитом и доломитом; б – обр. 32, с анализатором, чёрное – поры с нефтью.

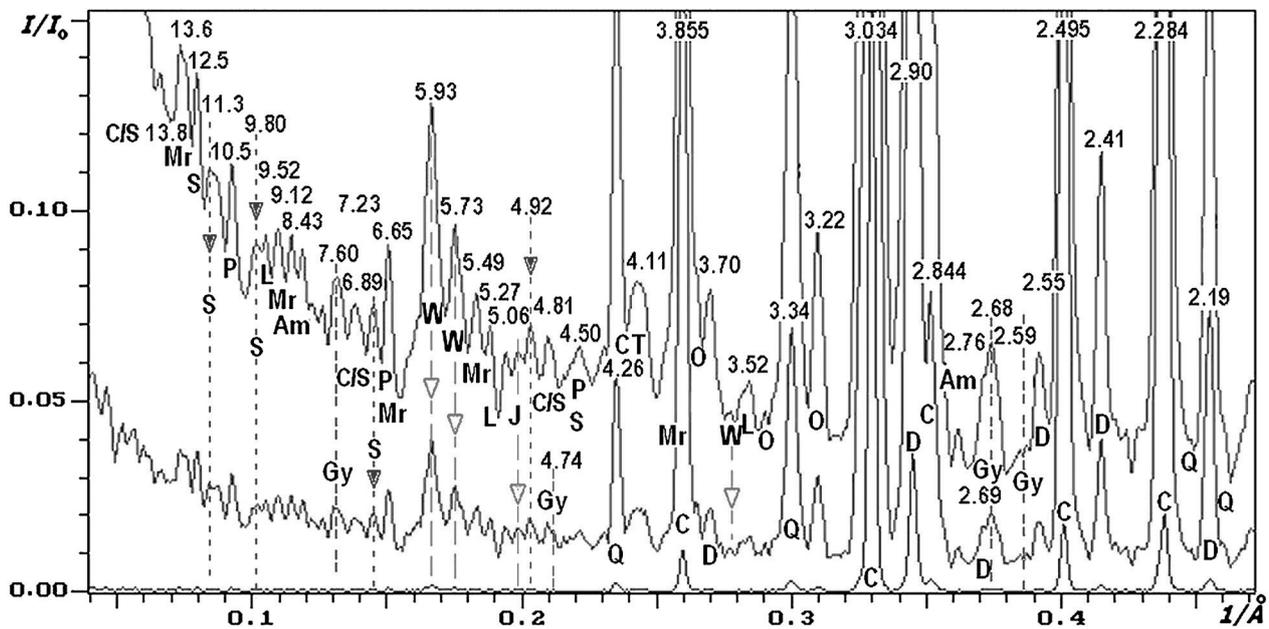


Рис. 3. Спектр дифракции доломитизированного нефтенасыщенного, затем обводненного известняка – обр. 23. Обозначения рефлексов. Породообразующие минералы: кальцит – С, доломит – D, кварц – Q, очевидно обломочный, но присутствует и опал – СТ. Индикаторы инфильтрационных вод: гипс – Gy, скарброит – S, увезеллит – W, ярозит – J. Индикаторов элизионных вод нет. Минералы пирокластики: морденит – Mг, ломонтит – L, амфибол – Am. Так же: O – ортоклаз, P – палыгорскит, C/S – хлорит-сметит.

то насыщенный нефтью участок пласта со сформированной высокой вторичной пористостью частично либо полностью терял нефть, а на ее место приходила вода или водно-нефтяной флюид. Источником жидкости могли быть расположенные ниже участки того же пласта, что не приводило к изменению ее химических параметров и сопровождалось только падением пластового давления, вызывающего синтез вторичного кальцита. Но в пласт могли поступать внешние, как инфильтрационные, так и элизионные воды, чаще вместе, тогда проис-

ходило природное обводнение пласта, которое вызвало частичное разрушение залежи [2]. В зависимости как от интенсивности, так и от механизма обводнения, коллектор мог частично осветляться (рис. 5а), и приобретать пятнистую, или пятнистополосчатую нефтенасыщенность (рис. 5б), либо на отдельных участках разреза появлялись зоны без нефти, а порода почти нацело замещалась вторичным кальцитом. Размеры его кристаллов могут варьировать в широких пределах, в зависимости от скорости изменения градиента давления в пласте.

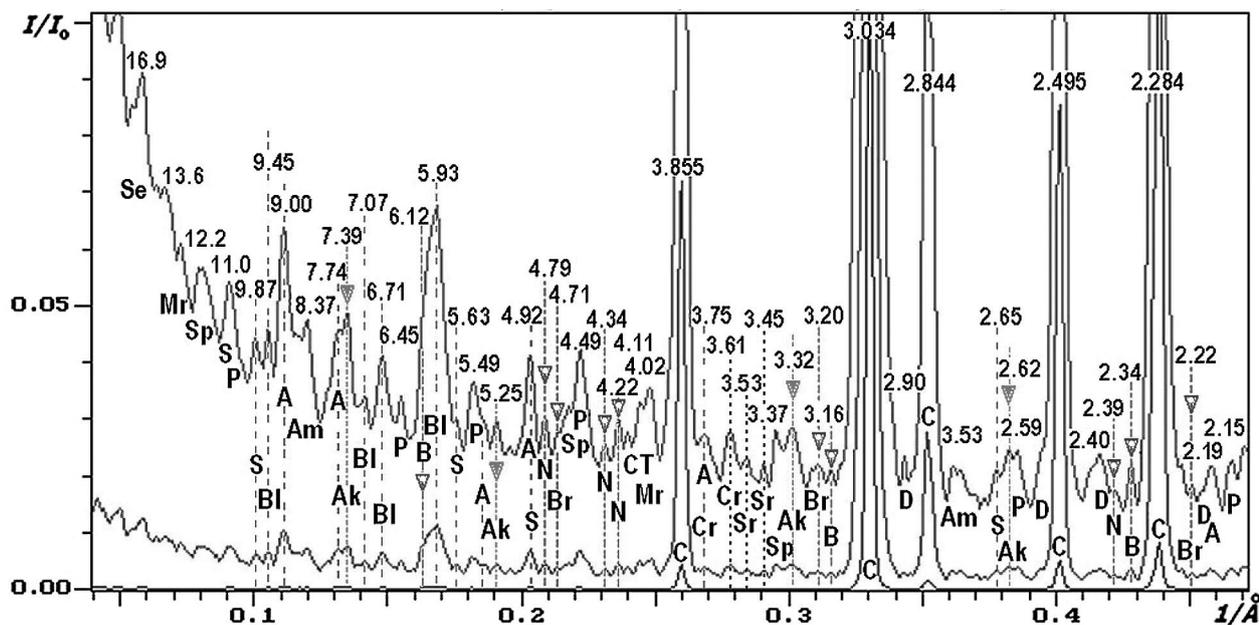


Рис. 4. Спектр дифракции образца 32.

Обозначения рефлексов: кальцит – С, доломит – D (малая примесь), кварц – Q (очевидно обломочный, но присутствует опал СТ). Индикаторы инфильтрационных вод: скарброит – S, базалоуминит – Bl, алюминит – A; элизионных вод: баерит – Br, бемит – B, норстрандит – N, акаганеит – Ak, стронцианит – Sr, карналлит – Cr; пирокластика Se – смектит этиленгликоль, морденит – Mg, амфибол – Am. Так же: P – палыгорскит; C/S – смешанослойный хлорит-смектит.

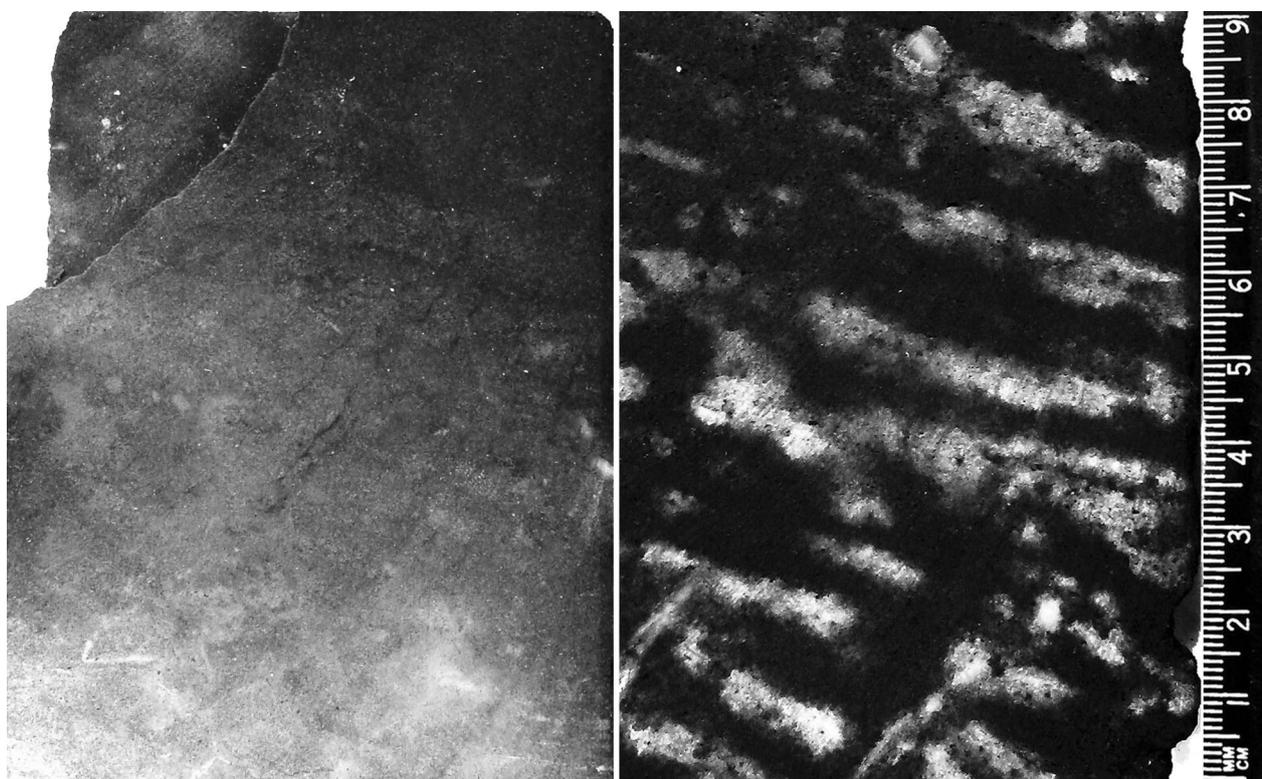


Рис. 5. Типы осветления коллектора.

а – осветление коллектора и заполнение пор спаритом за счет диффузии раствора (обр. 47, скв. №2124, Аканская площадь); б – полосчатая насыщенность в коллекторе со следами систем залеченных трещин (обр. 113, скв. 4784, Тавельское месторождение).

Первый случай реализуется, когда кальцит образовался из раствора, который поступал в насыщенный нефтью породу путем диффузии. Тогда он обычно представлен спаритом. Во втором случае в породе возникали относительно локальные каналы фильтрации воды, затем нацело заполнившиеся кальцитом. Третий случай отвечает практически полной перекристаллизации минерального скелета. Часто резких границ между этими механизмами нет.

В конечном счете, продуктивный разрез становится пестрым чередованием локальных зон, содержащих либо нефть, либо воду, либо нефть с водой, либо полностью лишенных проницаемости. Перфорация пласта по всей толщине неизбежно будет приводить только к обводнению добываемого продукта. Критерием отличия продуктивных пластов, подвергавшихся природному обводнению при участии диффузии, от необходимого для достижения нужной пористости перемещения раствора может служить, кроме визуальных признаков, достаточно высокая, легко интерпретируемая близость минерального состава осветленных и сохранивших нефть участков из одного и того же образца. Он всегда включает фазы-индикаторы поступления как элизионных вод, так и вод вышележащих источников. Примером служит приведенное на рис. 6 совмещение спектров дифракции от таких

участков в одной пробе. Различия в спектрах объясняются тем, что остаточный насыщенный нефтью образец (б), где фильтрация была менее интенсивной, сохранившаяся концентрация Cl^{-} обеспечила синтез акаганеита. В полностью промытом образце (а) его практически нет, но появляется гипс, а смектит пирокластике преобразован в смешанослойные фазы с $Al^{3+}(VI)$ в структуре: тосудит и диоктаэдрический хлорит (судоит)/смектит.

3. Если система была открытой достаточно долго, и в ней продолжалась генерация углекислоты, то удаление продуктов растворения в процессе фильтрации флюида по пласту не допускало насыщения пластовых вод по $CaCO_3$. Тогда мог растворяться не только кальцитовый цемент, но и частично сами органические остатки, создающие матрицу породы, что вело к формированию в коллекторе крупных каверн размером до 1–3 см. При этом порода заполнялась нефтью, перемещенной с других участков разреза, где часто происходило ее окисление и, соответственно, увеличение вязкости с падением дебитов добывающих скважин. Действительно, в образцах, содержащих каверны, часто фиксируется присутствие уэвелита. Спектр дифракции содержащего каверны образца 02 скважины 2379 Зюзе-евской, интервал 1051.0–1057.5 м, иллюстрирует рис. 7. На нем полностью отсутствуют минералы-индикаторы инфильтрационных вод, т.е. перемещение уже окисленной нефти шло только с участием элизионных вод. Рис. 8 иллюстрирует достаточно типичные для такого типа наложенного процесса явления. На фотографиях

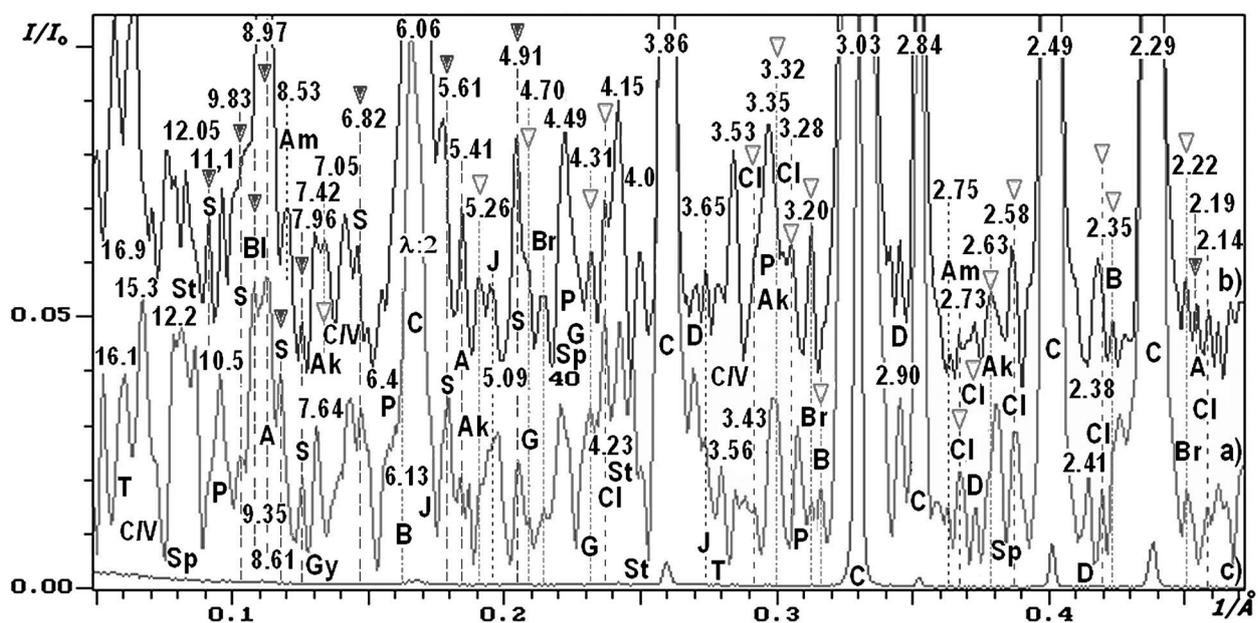


Рис. 6. Спектр дифракции обр. 49, (скв 2116, Аканская площадь, 1158,5 м, пласт Bsh 4, известняк зоогенный).

а) – светлая часть образца, б) – остаточна насыщена нефтью, в) – исходный спектр. Обозначения фаз: С – кальцит, D – доломит (малая примесь). Индикаторы внедрения: инфильтрационных вод: гипс – Gy, скарброит – S, алюминит – А, базальминит – Вl; элизионных вод: баерит – Br, бемит – В, гиббсит – G, акаганеит – Ak, целестин – Cl. Продукты вулканического пепла: Se – смектит этиленгликоль, St – стилипноменан, амфибол – Am. Другие рефлексы: P – палльгорскит Sp – сепиолит; смешанослойные фазы: T – тосудит, C/S – хлорит (судоит)/смектит.

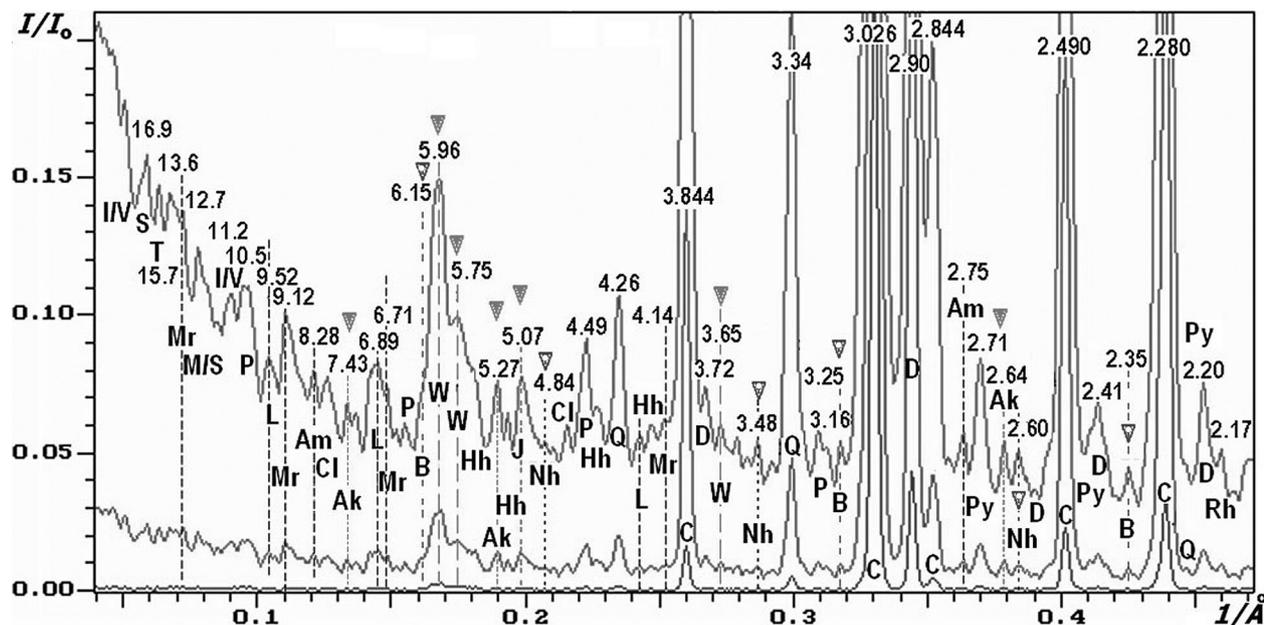


Рис. 7. Спектр дифракции обр. 02 (скв. № 2379, Зюлеевская площадь, известняк нефтенасыщенный зоогенный).

Обозначения минералов: С – кальцит, Rh – родохрозит, D – доломит, Q – кварц, Py – пирит, Mr – морденит, Am – амфибол, Hh – гексагидрит, Ak – акаганеит, W – узвеллит, Nh – нахколит, J – ярозит, B – баерит, P – палыгорскит, S – смектит этиленгликоль, T – тосудит (1 : 1 sudoит/смектит), I/V и M/S – неупорядочено смешанослойные иллит/вермимиккулит и мусковит/судоит.

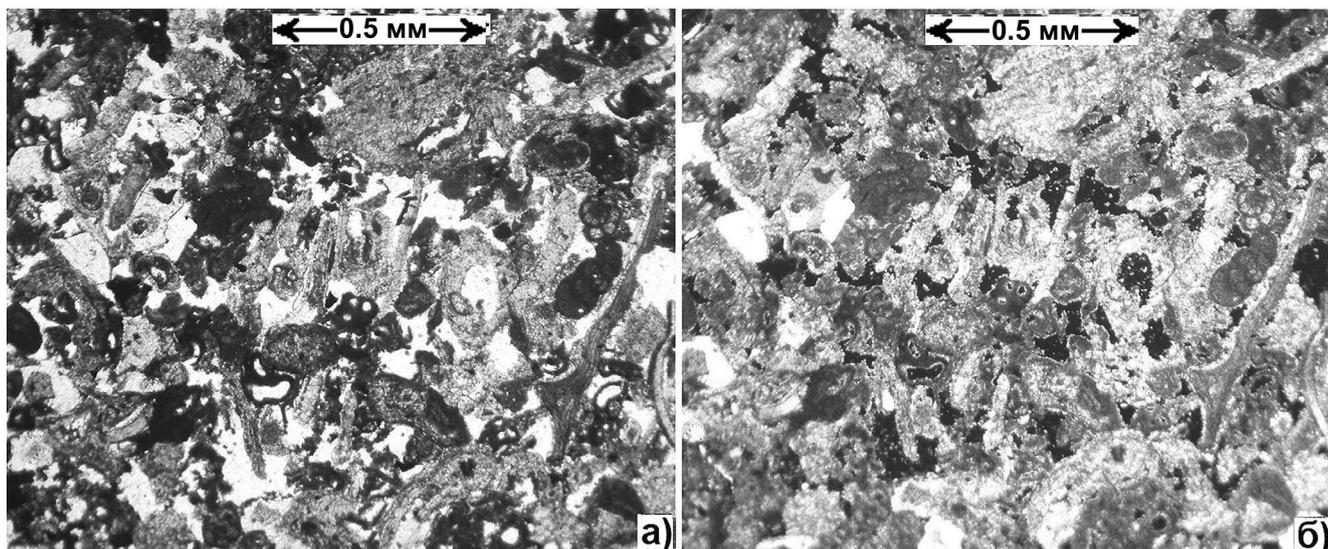


Рис. 8. Фото шлифа обр. 36, скв. 2124, Аканская площадь, верейский горизонт.

а – без анализатора, органические остатки частично растворены; б – с анализатором, пространство пор заполнено нефтью и спаритом.

шлифа (обр. 36 скв. 2124 Аканская площадь, глубина 1277 м, верейский горизонт) можно заметить, что органические остатки растворены в различной степени, а пространство между ними примерно в равной мере заполнено вторичным кальцитом (спаритом) и нефтью.

4. Если разгерметизация покрышки происходила над наиболее крупной среди нескольких близких, но более мелких по размерам и амплитуде структур, то перемещение водо-нефтяного флюида иногда происходило не только между горизонтами разных уровней, но и по одно-

му проницаемому пласту в разных структурах. В этом случае для них возникает различное по амплитуде смещение уровня ВНК, которое задают размеры поднятий, и более крупные структуры обогащаются нефтью за счет мелких. При этом в более высокоамплитудных поднятиях обводнение почти не затрагивает верхние участки продуктивного пласта и нарастает сверху вниз. На малых поднятиях тот же пласт часто становится непродуктивным. На рис. 9 приведен разрез по кровле башкирского яруса для локальных структур на Демкинской площади. Промышленные притоки получены только со скважин самого Демкинского поднятия. Разрез скважины 1165 обводнен полностью и зона ВНК в нем не прослеживается. Известняки в скважинах 1166 и 1177 обводнены частично и имеют на большей части разрезов лишь полосчатое насыщение нефтью. Критерием образования залежей при участии нефти, перемещенной из лежащих ниже уровней того же пласта, является низкая степень реализации в них биохимического (биокосного) разложения аллотигенных минеральных фаз, так как формирование коллектора происходит почти одновременно с приходом водо-нефтяного флюида. В таких насыщенных нефтью коллекторах должна наблюдаться завышенная концентрация соединений $Al^{3+}(VI)$, связанных как с инфильтрационным, так и с элизионным обводнением. Это вызвано участием в процессе растворов с разными геохимическими параметрами, что часто может сопровождаться образованием заметных концентраций вторичного доломита. При этом, совсем не обязательно окисление нефти, появление крупных каверн или вторичной цементации, т.е. таким путем могли возникать многие промысловые объекты. Как пример, на рис. 10 приведены спектры дифракции насыщенного нефтью известняка нижней части разреза верейского горизонта (обр. 32, скв. 1267, Демкинская), где биоморфно-зоогенными известняками сложен весь интервал 1008–1011 м. Имея пористость 8–11%, он был заполнен перемещенной нефтью и дал промышленные притоки нефти с типичной для таких объектов вязкостью и без признаков окисления.

Очевидно, что доля перемещенной с нижележащих горизонтов нефти в залежах должна возрастать с уменьшением глубины, достигая максимума в башкирско-верейской толще. На различных площадях это явление наблюдается с разной интенсивностью. Наличие вторичных перемещений водо-нефтяного флюида, скорее всего, зависит от интенсивности и плотности разрывных нарушений. Движение флюидов со смещением зон ВНК носит пульсационный характер и происходит до тех пор, пока выпадающий из раствора при снижении пластового давления кальцит не перекроет полностью каналы фильтрации. Критериями локализации зон временных или древних ВНК, кроме структурных, может быть появление аутигенного пирита, возни-

кающего за счет деятельности сульфат-редукторов. За счет высокой плотности дефектов его дифракционные максимумы обладают весьма различной шириной. Области сероводородного заражения, где обычно образуется диагенетический пирит, не типичны для карбонатной седиментации в условиях нормального бассейна, в отличие от терригенной бобриковской толщи, где он присутствует почти повсеместно и формирует совершенные кристаллы.

К третьему этапу геологической истории нефтяной залежи можно отнести процессы ее разрушения в результате длительной разгерметизации продуктивных пластов, сопровождаемых приходом в залежь приповерхностных вод, содержащих свободный кислород. В ее основании и краевых частях возникают иногда достаточно мощные гипсангидритовые оторочки, а под ними локализируются зоны сплошной пиритизации. Кроме ярозита образуются и оксиды железа: гетит ($\alpha\text{-FeO}(\text{OH})$), лепидокрокит ($\gamma\text{-FeO}(\text{OH})$). Значительно реже фиксируются гематит ($\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$) и маггемит ($\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$), очевидно биогенной природы. Интенсивность и частота встречаемости подобных процессов обычно нарастает сверху вниз и более характерна для продуктивных отложений верейского горизонта и башкирского яруса, но в некоторых скважинах она фиксировалась даже в верхней части кизеловского горизонта, что очевидно связано с наличием внутриформационных размывов, создавших условия для фильтрации по их поверхностям. Как правило, нефть в этих скоплениях имеет повышенную вязкость за счет потери легких компонент.

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ О СТРУКТУРЕ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА И МЕХАНИЗМАХ ФИЛЬТРАЦИИ В КАРБОНАТАХ

На основе данных, полученных в ходе минералого-литологических исследований скважин на многих площадях, выполненных в последние годы, можно сформулировать ряд выводов об фильтрационных процессах, участвующих в образовании или частичном разрушении нефтяных залежей в карбонатных толщах. Прежде всего, одно- или двухфазную фильтрацию в таких породах нельзя рассматривать или моделировать без учета явления растворения, кристаллизации или перекристаллизации минеральной матрицы карбонатной породы, которые в той или иной степени сопровождают удаление продуктов растворения цемента, без чего продуктивный коллектор проявиться не может. Для всех содержащих нефть участков разреза характерно широкое развитие повторной фильтрации как нефти, так и воды, что часто приводило к выраженному в разной степени природному обводнению пласта, снижающему значения его фильтрационно-емкостных параметров (ФЕС), т.е. к частичному или полному разрушению залежи. Для всей изучен-

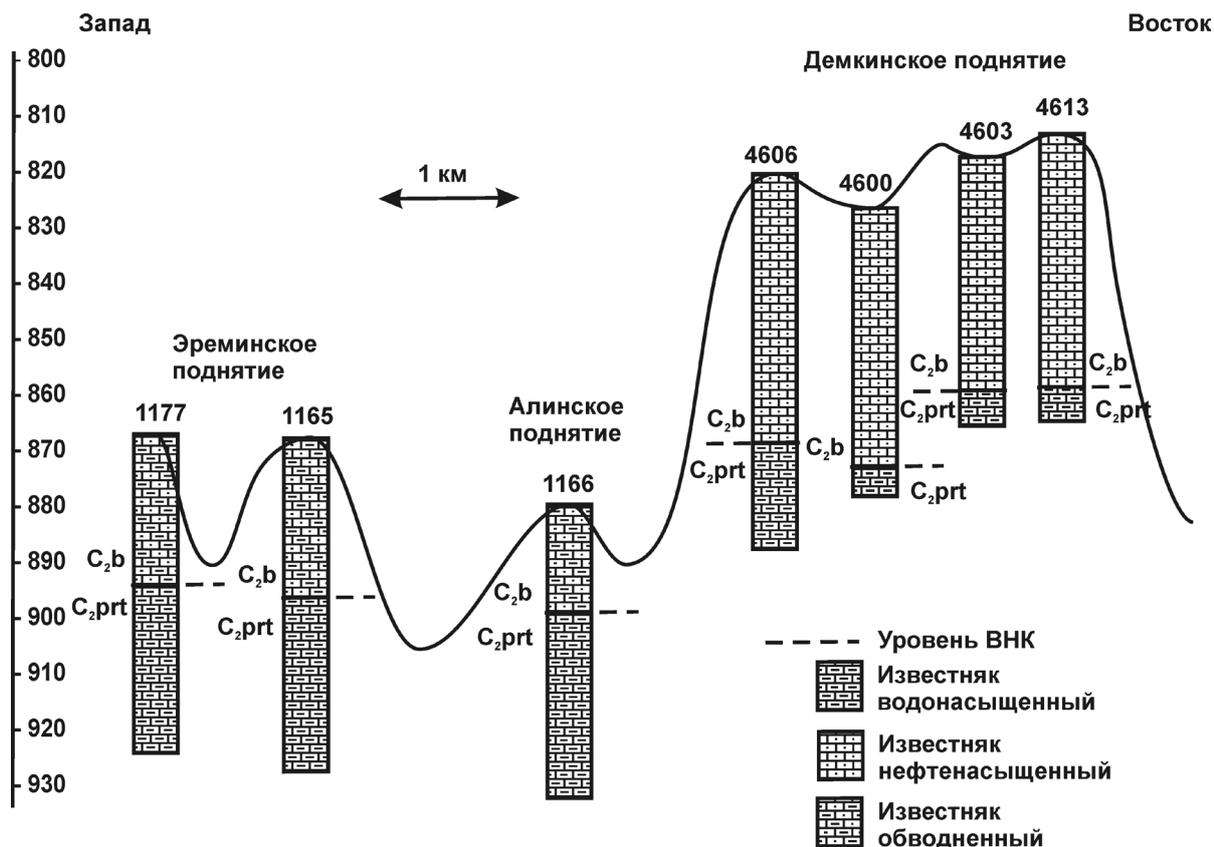


Рис. 9. Заполнение нефтью более крупных структур за счет мелких с их одновременным частичным или полным обводнением при смещении уровней ВНК пропорционально амплитуде самих поднятий.

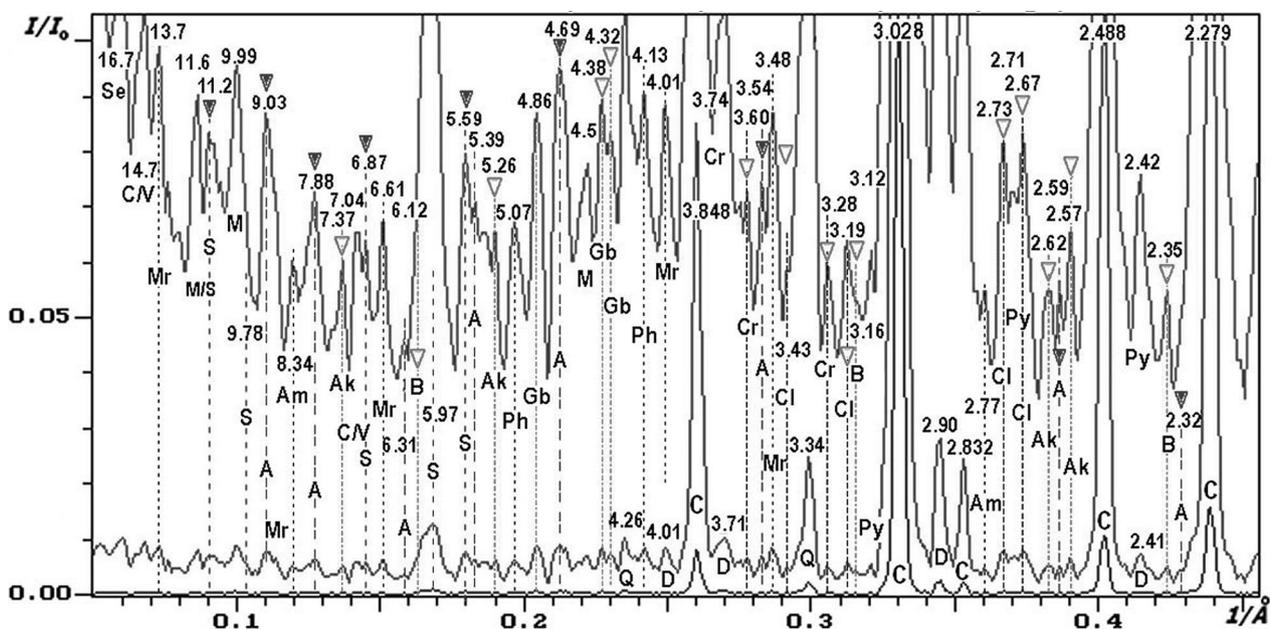


Рис. 10. Спектр дифракции нефтенасыщенного известняка, обр. 23Д.

Обозначения рефлексов минеральных фаз: кальцит – С, доломит – D (существенная примесь), кварц – Q (обломочный, существенная примесь). Индикаторы участия инфильтрационных вод: скарброит – S, алюминит – А; эллизионных вод: бемит – В, гипбсит – Gb, акаганеит – Ак, целестин – Cl, карналлит – Cr. Продукты пирокластики: Se – смектит этиленгликоль, морденит – Mr, филлипсит – Ph, амфибол – Am. Смешаннослойные фазы: C/V – хлорит–вермикулит, M/S – мусковит–сундит. Другие минералы: Py – пирит, М – сохранившаяся обломочная слюда.

ной толщии фиксируется не только миграция нефти или воды, но также водо-нефтяного флюида, поступающего в ходе длительной фильтрации из коллекторов, расположенных за пределами данного участка разреза. Литологическая и петрофизическая неоднородность продуктивных отложений карбона Татарстана, как и связанная с присутствием углеводородов вторичная пористость известняков, известны очень давно. Однако, специфичность процессов, происходящих в них, во многом оставалась не изученной. Причиной являлось отсутствие видимого прикладного значения подобных исследований, поскольку все потенциально нефтеносные структуры разбуривались, а интервалы, содержащие по данным ГИС подвижную нефть, перфорировались. Низкий, в целом, положительный эффект от внедрения разных известных методов повышения коэффициента (КИН) положения дел не менял. Огромная анизотропия проницаемости карбонатных пород трактовалась как результат присутствия коллекторов “порово-трещинного” или “порово-каверно-трещинного” типов [10]. Низкая предсказуемость направлений потоков, возникающих при технологиях закачки вод, такой концепции не противоречила, и она была принята за основу описания процесса фильтрации без учета изменений порового пространства пород. Субвертикальные трещины действительно фиксируются в керне, но сравнительно редко. Обычно они нацело заполнены вторичным кальцитом, наблюдается осветление коллектора процессами диффузии, что нивелирует границы трещин с породой, ранее заполненной нефтью. Субгоризонтальные нарушения присутствуют чаще, и обычно представлены стилолитовыми швами, заполненными глинистыми минералами, часто аутигенным палыгорскитом. Следы интенсивной фильтрации нефти по трещинам встречаются редко, лишь в породах, лишенных пористости за счет полной перекристаллизации. Сейчас доля трещин в пустотном пространстве коллектора крайне мала, но они сыграли важную роль при формировании залежей. Фильтрация и тогда происходила не столько вдоль взаимно параллельных каналов-трещин, оценить ориентацию которых сложно, сколько вдоль локальных проницаемых зон, которые возникали и исчезали в течение всей геологической истории за счет биогенных по природе процессов, связанных с приходом в осадочную толщу углеводородов. В ходе реализации природного обводнения доминирует частичное растворение карбонатов скелета при фильтрации насыщенного CO_2 раствора, т.е. жидкости с меньшей, чем у нефти, вязкостью. Поэтому система трещин и сообщающихся пор постепенно превращалась в горизонтальные каналы фильтрации воды, которые могли объединяться в более крупные. Затем происходил перехват соседних потоков наиболее интенсивным из них, единым в некотором объеме пористой среды. В зарубежной ли-

тературе по добыче нефти или карсту его именуется “conduit” – канал фильтрации, труба фильтрации [13]. При последующем падении парциального давления CO_2 часть из них становятся непроницаемыми (рис. 11а), но другая часть, оставаясь водоносной, сохраняет проницаемость и объем своего пространства (рис. 11б). Размеры, локализация и пространственная ориентация таких проводящих каналов пока не могут определяться. Следовательно, структурный облик коллекторов подобного типа можно представить для большинства изученных объектов совокупностью двумерно протяженных проницаемых блоков, не имеющих четких границ и не строго взаимно параллельных. Для толщи башкирского яруса, например, удастся стратифицировать иногда отдельные продуктивные пласты: от Bsh1 до Bsh8, что связано с условиями седиментации. Но для отложений верейского горизонта этих площадей такие процедуры мало надежны. Литологический облик его разрезов в скважинах, разнесенных друг от друга на несколько сотен метров, часто никак не сопоставим. (Скв. 4606, 4693 Демкинской площади). В карбонатной, относительно однородной в целом, кизеловско-черепетской толще с общей мощностью до нескольких десятков метров, продуктивные коллектора часто разделены слабо проницаемыми, за счет вызванной обводнением перекристаллизации, осветленными зонами. Их положение в разрезе не отвечает определенному гипсометрическому уровню, сильно варьируя по толщине. Иногда оно явно коррелирует с локальным изменением условий седиментации или наличием пепла [4]. Гидродинамическая связь между проницаемыми блоками в латеральном направлении, скорее всего, может меняться в широких пределах и пока никак не оценивалась. Мы не способны сейчас предвидеть, какая из жидкостей, вода или нефть, сможет перемещаться между конкретными блоками. Поперечные размеры “промытых” и сохраняющих нефть участков разреза зависят от многих причин, включая отношение скорости фильтрации к снижению парциального давления CO_2 , проницаемости и пористости породы, и варьируют в очень большом диапазоне – от десятка метров до сантиметров. В конечном счете, они задаются совокупностью механизмов наложенных процессов, рассмотренных ранее. Структура порового пространства в самих проницаемых блоках тоже гетерогенна. Она приближается к гранулярному типу только в случае, если твердая матрица представлена плотно прилегающими и изометрическими органическими остатками, а цемент и вторичный спарит практически отсутствуют. В большинстве случаев имеет место несколько геометрических типов пор, которые формируются за счет растворения-кристаллизации, создавая некую иерархию размеров пор. Фрагменты пространства, локализованные перемычками вторичного кальцита,

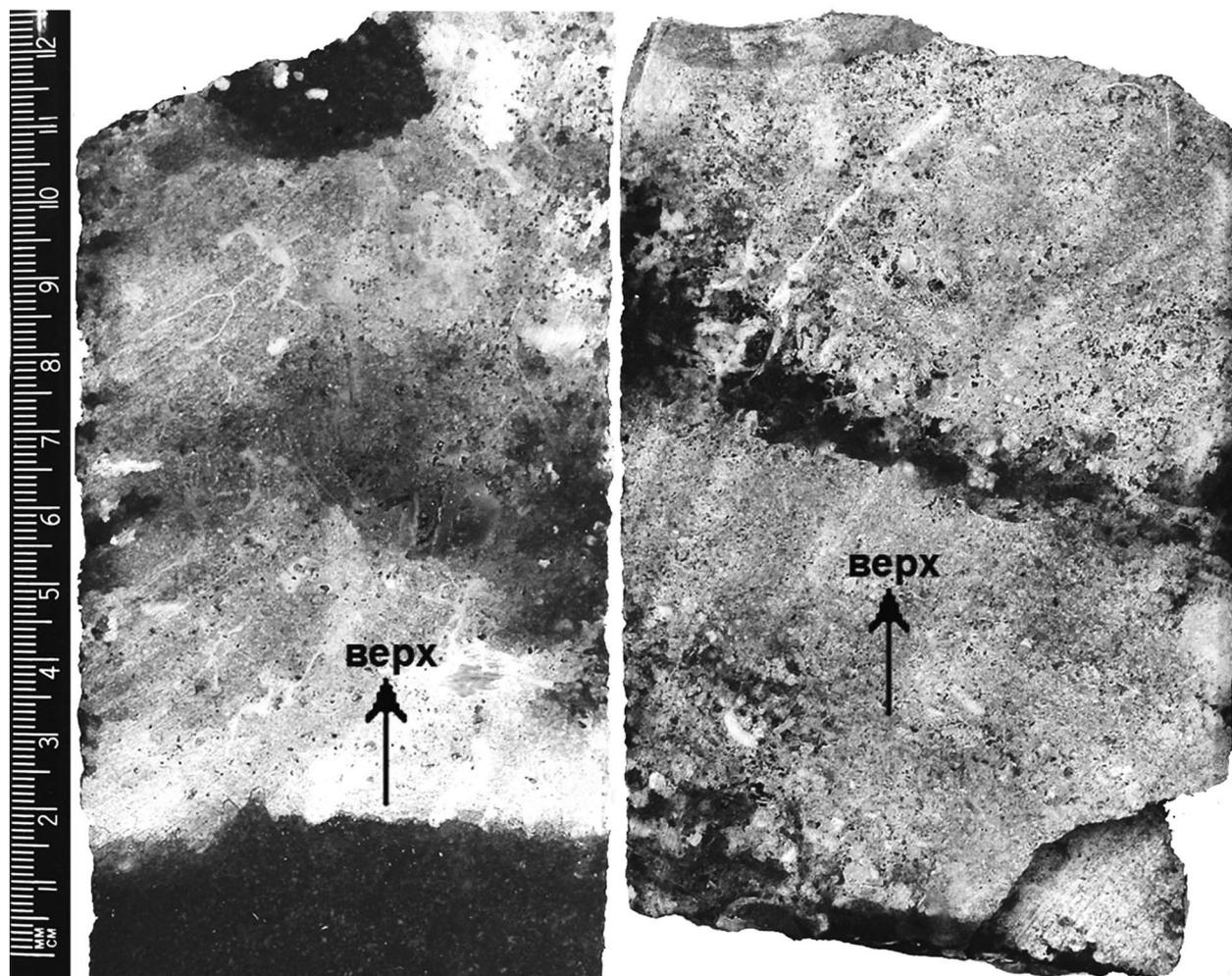


Рис. 11. Разные типы сохранности каналов фильтрации в скв.2124 Аканская.

а – обр. 37 – залеченный фильтрационный канал со следами растворения на нижней границе и диффузии раствора вверх;
б – обр. 62 – сохраненный канал фильтрации со следами растворения границ в нефтеносной ранее и сильно обводненной породе.

или внутри частично сохранившихся раковин не могут участвовать в процессе фильтрации. Без целенаправленных воздействий на пласт, приводящих к частичному разложению присутствующих в порках карбонатов, находящаяся там нефть всегда будет проявлять себя как остаточная. Поэтому корреляционная связь между открытой пористостью или любыми параметрами ГИС с проницаемостью должна сильно отличаться от зависимостей, установленных на иных карбонатных коллекторах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Из анализа приведенных фактических данных следует, что на подобных промысловых объектах ни одна из существующих технологий добычи нефти, как и любые известные способы повышения КИН, не смогут обеспечить ожидаемо высоких результатов. Применение технологий заводнения приведет во многих

случаях к фильтрации воды преимущественно по открытым локальным каналам, не затрагивая нефтеносные участки остального разреза. Использование кислот вызовет, прежде всего, разложение спарита в обводненных зонах, хотя для повышения КИН необходимо удалять микритовый цемент и вторичный спарит из продуктивных коллекторов в ходе самого вытеснения нефти. Для обоих случаев можно получить в итоге лишь преимущественное увеличение обводненности добываемого продукта. Легко допустить, что оптимальный подход к созданию технологий разработки сложно построенных месторождений нефти в карбонатных толщах должен базироваться на максимальном использовании тех процессов, которые уже имели место в ходе формирования залежей, при наличии непрерывного мониторинга их параметров, интенсивности и мест локализации. К ним можно отнести, прежде всего, насыщение системы углекислотой, с приоритетом биотехнологий ее генерации, при

контролируемом создании градиентов парциального давления CO_2 , что должно обеспечить, в принципе, блокирование сквозных каналов фильтрации воды за счет их заполнения вторичными карбонатами. Имеет смысл также перемещение нефти с участков разреза, где перфорация колонн нецелесообразна, в коллектор, уже вовлеченный в разработку. При этом возможно использование технологий гидроразрыва пласта. Однако практическая реализация этих технологий потребует серьезной предварительной подготовки: создания достоверной трехмерной модели промышленного объекта с учетом механизмов наложенных процессов и построения на основе законов физики трехмерной математической модели двухфазной фильтрации в пористой среде с меняющимися параметрами на основных этапах образования залежи. Несмотря на многообразие и сложность протекающих явлений, они приводят не только к изменению параметров ФЭС. Их сопровождают глубокие преобразования минерального скелета пород, которые допускают прямую количественную оценку, в том числе и по шламу, на основе уже разработанных минералоголитологических методик, в комплексе с данными как скважинной, так и полевой геофизики.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Ахметов Н.З., Бахтин А.И., Васильева Т.Л. и др.* Возможности предварительной оценки продуктивности карбонатных коллекторов по литолого-минералогическим данным // Георесурсы. 2001. № 2 (6). С. 8–15.
2. *Карнюшина Е.Е.* Осадочные формации в зоне катагенеза нефтегазоносных бассейнов. – М.: Институт Гидропроект, 2000. 96 с.
3. *Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М.* Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1986. 224 с.
4. *Кринури Г.А., Королев Э.А., Пикалев С.Н.* Вулканокластический материал в палеозойской толще Татарстана: методы выявления и роль в нефтедобыче // Литосфера. 2003. № 1. С. 27–38.
5. *Кринури Г.А., Шинкарев А.А., Гиниятуллин К.Г.* Биогенная и биогенная дегградация минералов: различия, механизмы и практические приложения // Записки РМО. 2005. № 1. С. 18–32.
6. *Морозов В.П., Васясин Г.И., Кринури Г.А. и др.* Генетические критерии сформированности-разрушенности нефтяных залежей в карбонатных породах-коллекторах // Нефтепромысловое дело. 2009. № 6. С. 11–16.
7. *Мухаметшин Р.З.* Палеоврезы и их роль в освоении трудноизвлекаемых запасов нефти. М.: Геоинформмарк, 2006. 80 с.
8. *Нещипоренко Г.О., Бондаренко Г.П.* Условия формирования морских карбонатов. М.: Наука, 1988. 133 с.
9. *Сахибгареев Р.С.* Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Л.: Недра, 1989. 260 с.
10. *Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А.* Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. Казань: Фэн, 2010. 283 с.
11. *Швыдкин Э.К., Якимов А.С., Вассерман В.А.* Геофизические и геохимические технологии прогноза и оценки нефтеносности перспективных объектов. Казань: Новое знание, 2008. 164 с.
12. *Galimova S.E., Krinari G.A., Semjenov A.V.* X-Ray powder analysis system clayish rocks and soils // Proc. 3-d Int. conf. Powder diffraction and Cristal Chemistry. St. P-burg: SPb State University, 1994. P. 172–173.
13. *Kaufmann G., Braun J.* Karst aquifer evolution in fractured rocks // Water resources. 1999. V. 35, № 11. P. 3223–3238.

Рецензент Г.А. Мизенс

Lithology and mineralogy data as characteristic of identification of history and mechanisms of formations of oil deposits in carbonate rocks

G. A. Krinari, G. M. Eskina, A. N. Kolchugin, E. A. Korolev, V. P. Morozov

Kazan Federal University, Institute of Geology and Oil-gas technology

Using the analysis of collector structures and composition of authigenic accessory minerals which were formed by biogenic destruction of clastics compounds, we can get information about carbonate rocks subjected to hydrocarbon epigenesis. Several sequential stages, for example secondary water invasion may be realized in the course of forming oil deposits. In Tatarstan the organogenic limestones with porosity formed and preserved in time of water filtration during depressurisation of the reservoirs are considered as the only oil-potential formations.

Key words: *carbonate rocks, oil fields, X-Ray diffraction, accessory authigenic minerals.*