

Н.З. Ахметов¹, А.И. Бахтин³, Т.Л. Васильева³, Э.А. Королев³, Г.А. Крибари³,
В.П. Морозов³, С.Н. Пикалев², А.Х. Сафин²
¹ОАО «ТАТНЕФТЬ», ²ЗАО «ТАТЕХ», г. Альметьевск; ³КГУ, г. Казань

ВОЗМОЖНОСТИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ПРОДУКТИВНОСТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Введение

На заключительных стадиях разработки нефтяных месторождений Татарстана становится актуальным вопрос об освоении запасов, приуроченных к небольшим структурным и структурно-литологическим ловушкам в карбонатных толщах. Для подобных объектов данные промысловой геофизики не всегда позволяют однозначно оценить перспективность тех или иных интервалов (в продуктивной части разреза). Возникает необходимость иметь дополнительную информацию как о геологической истории формирования вмещающих пород, так и процессах, связанных с поступлением в них нефти. Возможность получения такой информации основана на том, что все преобразования осадочных толщ, включая и вызванные присутствием углеводородов, должны проявляться в изменении их минерального состава и структурных характеристик (Логвиненко, Орлова, 1987; Сахибгареев, 1989; Холодов, 1983; Япаскурт, 2000 и др.). Возможность широкого использования этой концепции ограничивались экономическими, техническими и методическими факторами. Для обоснования целесообразности проведения довольно трудоёмких исследований необходима предварительная отработка надёжных литолого-минералогических критериев, позволяющих отличать вполне сформировавшиеся залежи от нефтенасыщенных зон, не способных давать промышленные притоки и оценивать степень разрушенности залежи вторичными процессами окисления и обводнения.

На основании всего накопленного нефтяной геологией опыта очевидно, что решить задачу можно только путём сопоставления промысловых данных с результатами лабораторных исследований, комплексующих как обычные литологические методики, так и нетрадиционные методы выявления типоморфных минералов, присутствующих в породах в виде малых примесей.

Объекты и методика исследований

Объектом исследований служил керновый материал, полученный в ЗАО «ТАТЕХ» из 8 скважин северо-западной окраины Южно-Татарского свода (Онбийская площадь) и восточного борта Мелекесской впадины (Демкинская пл.). Вынос керна, за исключением редких случаев, составлял в среднем не менее 90%. Опробование проводилось с интервалом от 1,5 м (вмещающие породы) до 0,25 м (зоны нефтенасыщения). Из образцов готовились прозрачные шлифы, которые изучались с помощью оптического поляризационного микроскопа. Это позволило выявлять первичную структуру пород и интенсивность её катагенетических преобразований. На потен-

циально продуктивных интервалах проводилось определение открытой пористости и проницаемости коллекторов, как с использованием стандартизированных методов, так и методом протонного магнитного резонанса.

Валовой минеральный состав проб осуществлялся методом высокочувствительной рентгеновской дифрактометрии (Крибари и др., 1997) на порошковых препаратах, представлявших пасту из тщательно растёртых в этиленгликоле обломков породы, нанесённую на плоскую поверхность матового стекла. Диагностика типоморфных аутигенных минералов, которые часто присутствуют в концентрациях, на порядок ниже чувствительности стандартного рентгенографического анализа, обеспечивалась путём многократного накопления спектра в цифровом виде с последующей обработкой компьютерной системой XRAYTOOL 7.0 (Galimova et al., 1994). Съёмка осуществлялась в диапазоне межплоскостных расстояний от 50 до 2,48 Å – для глинистых разностей пород, от 20 до 2,36 Å для относительно чистых карбонатов и от 15 до 1,60 Å для песчаников и алевролитов. Определение состава глинистой компоненты проводилось на ориентированных препаратах, приготовленных из фракции < 2,5 мкм способом осаждения в центрифуге на поверхность покровного стекла. Фракция выделялась из проб после растворения карбонатов путём отмачивания в воде по общепринятой методике. Съёмка осуществлялась в воздушно-сухом состоянии препарата и при его насыщении этиленгликолем. При необходимости применялось предварительное прокалывание препарата. Все спектры регистрировались в линейной шкале модуля дифракционного вектора, имеющей размерность 1/Å с шагом 0,0008 1/Å. Межплоскостные расстояния на рисунках даны в Å.

Генетическая природа глинистой составляющей по-

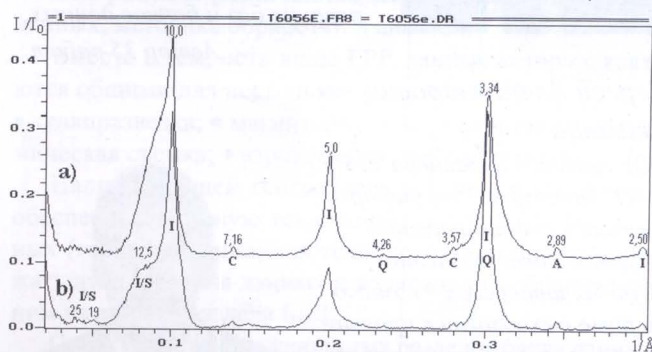


Рис. 1. Базальные рефлексы прожилка вулканического пепла в проницаемом известняке. Обр. № 6056. Скв. 1166 Дёмкинская. а) воздушно-сухой, б) этиленгликоль. I – иллит; C – хлорит; A – анкерит; Q – кварц; I/S – неупорядоченно смешанослойный иллит – смектит и близкий к 2:1 упорядоченно смешанослойный иллит – смектит.

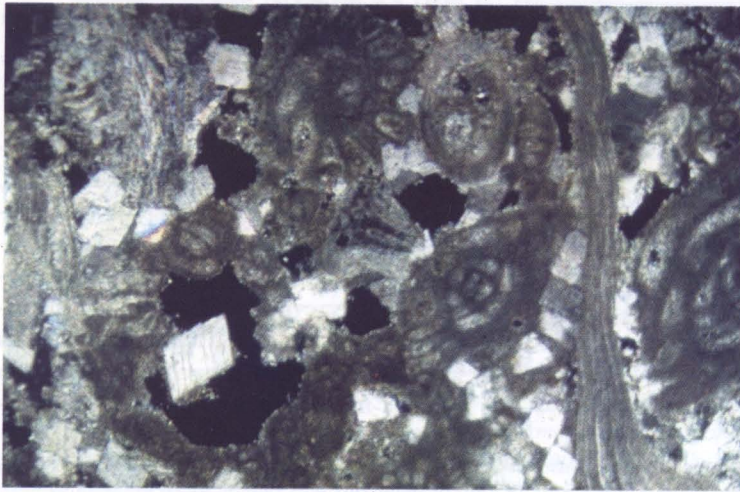


Рис. 2. Вторичная пористость в частично доломитизированном органогенном известняке. Никели +. Увеличение 70. Светлые идиоморфные кристаллы – доломит.

род устанавливалась путём регистрации небазальных отражений слоистых дисперсных силикатов по методу сканирования обратного пространства текстур (Звягин, Кринари, 1984; Krinari, Halitov, 1991). Он позволяет отличать низкотемпературные политипные модификации слюд от аллотипного высокотемпературного мусковита путём раздельной регистрации рефлексов, принадлежащих зонам 11L – 02L и 13L – 20L.

Общая литолого-фациальная характеристика продуктивной толщи

Изученные скважины вскрыли продуктивные отложения нижнего (турнейский и визейский ярусы) и среднего (башкирский и московский ярусы) карбона. Содержащие нефть участки представлены преимущественно органогенными известняками, часто доломитизированными, иногда, особенно в каширском горизонте, первичными доломитами; переслаиванием карбонатных и терригенных пород (верейский горизонт); переслаиванием карбонатных и песчано-глинистых пород (тульский и бобриковский).

Исходный литологический облик пород каширского горизонта (органогенные и хемогенные пелитоморфные известняки и хемогенные пелитоморфные доломиты) указывает на относительно мелководную обстановку бассейна седиментации и невысокую скорость осадконакопления. Чередование в разрезе указанных пород свидетельствует о ярко выраженной ритмичности процесса осадконакопления. Основной литологический облик пород сформировался на стадии седиментогенеза-диагенеза. Процессы катагенеза, в том числе связанные с нефтенакоплением, интенсивно влияли на ёмкостно-фильтрационные характеристики карбонатов, но не приводили к полной замене одних типов пород другими.

Разрез верейского горизонта в изученном керне представлен чередованием органогенных и хемогенных известняков, глинистыми и алевритистыми известняками, мергелями, реже аргиллитами. Генезис отложений следует рассматривать как результат седиментации глинисто-карбонатного материала в ус-

ловиях неглубокого бассейна. Распределение пород по разрезу подчиняется определенной последовательности: доля органогенных известняков сверху вниз увеличивается, а других пород уменьшается. Нефтенасыщенность присутствует только в органогенных известняках, что обусловлено их более высокой первичной пористостью.

Башкирский ярус представлен исключительно органогенными известняками. Слабая или пятнистая нефтенасыщенность в них встречается практически по всему разрезу, но промышленные залежи занимают узкие зоны.

Отложения бобриковского горизонта, представленные терригенными породами (аргиллиты, алевриты, песчаники), формировались в условиях континентальных и субконтинентальных фаций. Они залегают либо на маломощных елховско-радаевских аргиллитах, либо на эродированной поверхности известняков турнейского яруса. Как следует из структурно-текстурных характеристик и состава вмещающих пород, бобриковские песчаники здесь соответствуют отложениям мелких изолированных водоёмов, а не аллювию крупных речных систем. Это обстоятельство, а также отсутствие надёжных флюидоупоров привело к тому, что они не содержат значимых залежей углеводородов.

В отложениях тульского горизонта нефтеносными иногда становятся вторичные доломиты и доломитизированные известняки «тульского репера». На их границах, а также на границах башкирского яруса часто фик-

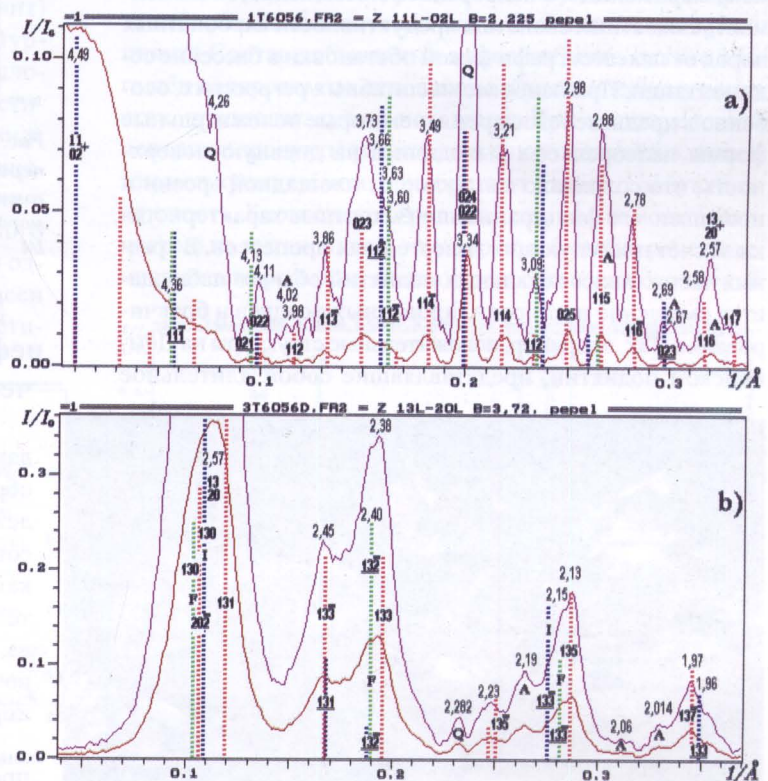


Рис. 3. Съёмка методом сканирования обратного пространства текстуры зон образца № 6056; а) зона 11L – 02L, б) зона 13L – 20L. Символы отражений: 11+20, 13+02- полосы двумерной дифракции структурно-неупорядоченного $1M_0$ политипа слюды; частично упорядоченного аутигенного иллита (I) и железистой слюды (F) политипа 1M – символы подчёркнуты; аллотипного мусковита $2M_1$ – символы не подчёркнуты. Штрихи указывают теоретические положения и интенсивности рефлексов названных фаз слюды. А – анкерит, Q – кварц.

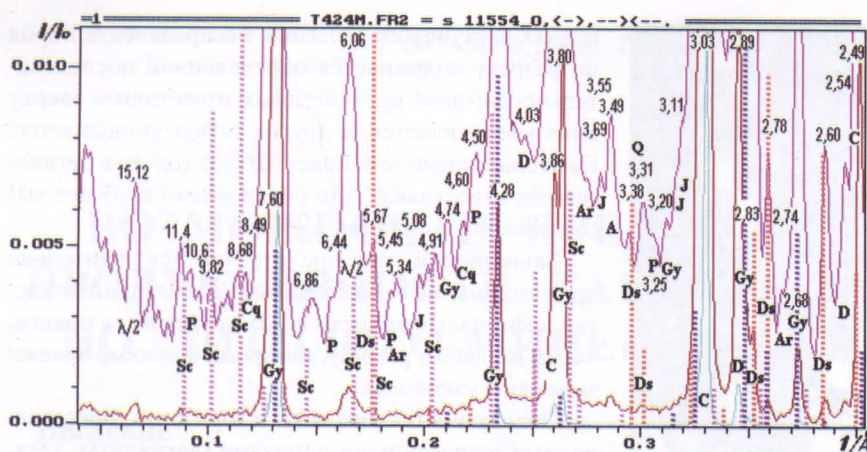


Рис. 4. Стадия аутигенеза карбонатов свободного глинозёма. С – кальцит; D – доломит; Gy – гипс; Ds – давсонит; Sc – скарброит; J – ярозит; P – палыгорскит; An – ангидрит; Ar – артинит; Cq – кокимбит; Q – кварц; L/2 – спателлиты 020 гипса и 104 кальцита.

сируются следы размывов. Наиболее интенсивная регрессия, создававшая эрозионные врезы, произошла в предвизейское время. Турнейский ярус представлен преимущественно органогенными известняками с разной степенью нефтенасыщения. Промысловые объекты приурочены главным образом к толще кизеловского горизонта.

В пределах всей продуктивной толщи наблюдается достаточно чёткий общий литологический контроль процесса нефтенакпления: притоки фиксируются из тех карбонатных пород, которые изначально были проницаемы. Чаще всего они соответствуют биостромам или биогермам, выраженным в палеорельефе. Наблюдается зависимость ёмкостных свойств и продуктивности карбонатных пород от палеогеографической обстановки в бассейне седиментации. При наиболее масштабных регрессиях, особенно в предвизейское время, некоторые положительные формы палеорельефа выводились на дневную поверхность, что сохраняло коллектор от площадной эрозии и повышало его фильтрационно-ёмкостные характеристики за счёт последующих гипергенных процессов. В крайних частях таких локальных поднятий обычно наблюдается смещение неконсолидированных осадков и брекчирование. Так, например, положительные структуры на Дёмкинском поднятии, представлявшие собой длительное

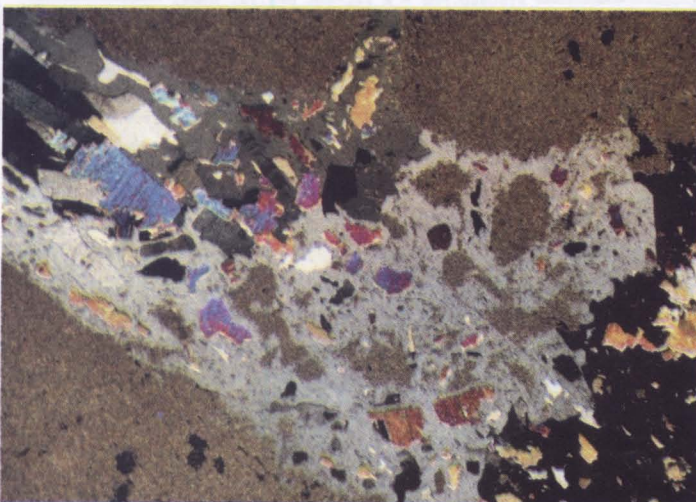


Рис. 6. Образование простых сульфатов кальция в пределах краевой области залежи. Видна первичная природа ангидрита (пёстрое) по отношению к гипсу (светлое). Никели +. Увеличение 70.

время острова и лишённые отложений бобринского и тульского горизонтов, содержат объекты с дебитами более 60 т в сутки.

Напротив, присутствие в разрезе пелитоморфных хомогенных известняков, формирующихся за тыловыми областями биогерм, либо диагенетических доломитов с низкой первичной пористостью, препятствует образованию и вторичной пористости. Подобные участки разреза могут содержать подвижную нефть, но не обеспечивать её промышленных притоков.

Вторым фактором литологического контроля является наличие в разрезе глинистых покрывок, обеспечивающих

формирование и сохранность локализованных под ними залежей. Однако мощность глинистых пород не может служить достаточно надёжным критерием оценки их экраняющей способности, которая сильно зависит также от минерального и гранулометрического состава.

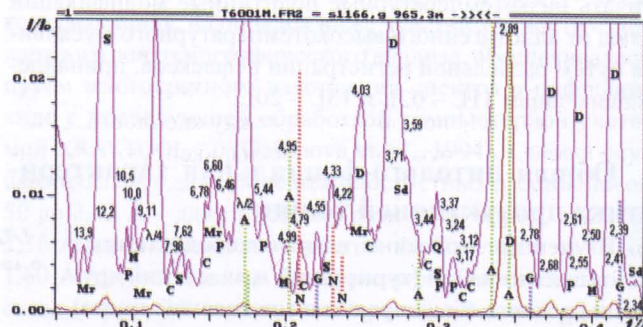


Рис. 5. Зона аутигенеза гидроксидов свободного глинозёма в первичном доломите. D – доломит; S – сепиолит; Gy – глинозём гамма; A – алунит; N – нордстрандит; C – клиноптилолит; Mr – мordenит; Q – кварц; Sd – сидерит; M – слюда; P – палыгорскит; L/2, 1/4 – спателлиты рефлекса 104 доломита.

Механизмы и стадийность формирования нефтяных залежей по литолого-минералогическим данным

Рассмотренные литолого-фациальные критерии задают только общий фон, но не раскрывают динамику образования или разрушения конкретных нефтяных залежей. Требуется детализация механизмов этих процессов для каждого объекта. Ранее по минеральным индикаторам была установлена реализация трёх последовательных стадий нефтенакпления (Кринари, Васильева, 1998), которые в той или иной степени отражаются и во вторичных изменениях структурных характеристик пород.

Первая «стадия кислотного разложения» отражает процесс насыщения системы углекислотой, образующейся по реакции Холодова (1983), и несколько предшествует приходу в пласт нефти. Она проявляется в частичном разложении и доломитизации органогенных известняков, что сопровождается увеличением порового объёма коллектора, обеспечивая условия для заполнения его нефтью (рис. 2). На Дёмкинской площади эта стадия менее проявлена, что объясняется частичной раз-

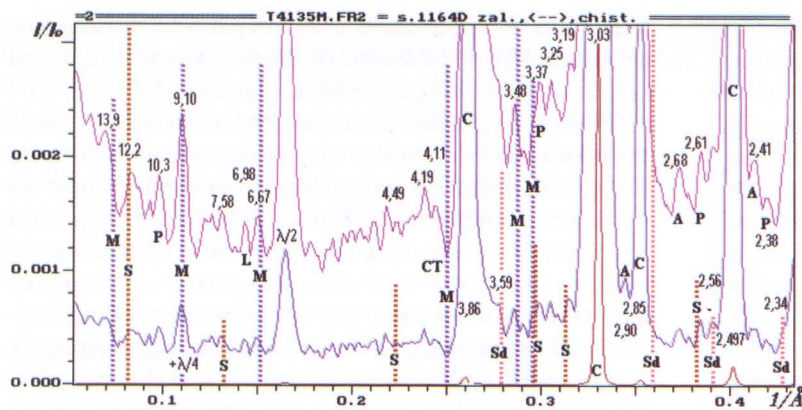


Рис. 7. Дифракционный спектр известняка-коллектора вполне сформированной залежи, полученный на пределе чувствительности метода. Фиксируется практически полное отсутствие любых минералов примесей, кроме аутигенных силикатов, анкерита и сидерита. Отражения: С – кальцит, А – анкерит, Sd – сидерит, S – серпентин, P – палыгорскит, M – морденит, L – ломонтит. CT – полуморфная кристобалит-тридимитовая фаза (опал). Штрих диаграммы отвечают эталонным спектрам фаз.

герметизацией системы разрывными нарушениями вдоль восточного борта Мелекесской впадины.

Блокировать образование вторичной пористости и снизить величину первичной, т.е. стимулировать формирование вторичной покрышки за счёт синтеза аутигенных минералов, может малая примесь пеплового материала (Мухаметшин, Кричари, 1999). Поэтому небольшие залежи часто локализируются между «пепловыми» горизонтами, где рентгенографически фиксируются индикаторы камуфлированной пирокластике: дисперсные амфиболы, цеолиты (клиноптилолит, ломонтит, морденит) и частично преобразованный в слюду низкотемпературных однослойных политипов «пепловый» монтмориллонит (Дриц, Коссовская, 1990). Присутствие пирокластического материала иногда фиксируется и визуально в виде небольших слойков и свилей зелёного глинистого вещества в чистых карбонатах. Рис. 1 иллюстрирует картину базальных отражений глинистой фракции подобного объекта. Преобладающим минералом здесь является однослойная слюда при крайне незначительной примеси смешанослойных фаз и аллотигенного хлорита. Генети-

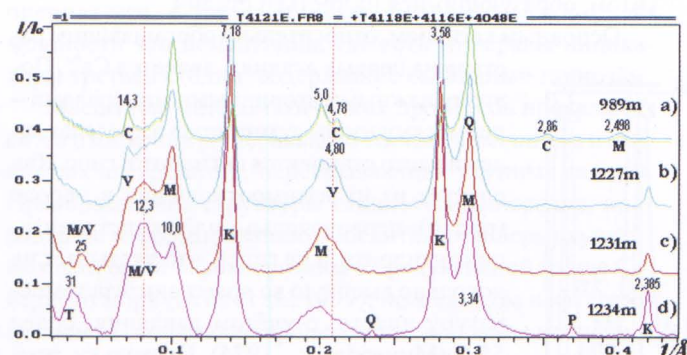


Рис. 8. Последовательность изменения структурного облика глинистых минералов в слабо проницаемой покрышке крупной нефтяной залежи. Дифракционные спектры с ориентированных препаратов глинистой фракции, насыщенных этиленгликолем: а) вне зоны воздействия залежи, б) в 8 метрах над залежью, с) в 4 метрах над залежью, д) в 1 метре над залежью. Отражения: К – каолинит, М – слюда, С – хлорит триоктаэдрический, Q – кварц, P – пирит, Т – тосудит, M/V – смешанослойная слюда-ди / вермикулит-ди.

ческая природа этой слюды раскрывается при регистрации не базальных отражений того же образца, рис. 3. Преобладает железистый иллит низкотемпературного политипа 1M – 1M_d, который обычно является продуктом преобразования «пеплового» монтмориллонита (Дриц, Коссовская, 1990). Возможность выявления по данным ГИС «пепловых» горизонтов подтверждена на разрезе скв. 21917 Чижминской и минералогическими данными (Мухаметшин и др., 1997).

Вторую стадию можно именовать «стадией биохимической деградации», когда в реакционной зоне подвижного ВНК реализуется биохимическое о природе разложение доломита, кварца и большинства аллотигенных силикатов. Сохраняются сидерит и фемические силикаты за счёт образования на их поверхности плёнки оксидов железа (Сахибгареев, 1989). Наименее устойчивым к биохимическому разложению слоистым силикатом является каолинит, наиболее устойчивым – мусковит (Куприянова-Ашина и др., 1994). Среди полевых шпатов ортоклаз устойчивее микроклина и альбита, поэтому в пелитовой фракции нефтесодержащих пород последние отсутствуют. Главным биохимическим агентом разложения силикатов являются высокомолекулярные соединения (Куртиянова-Ашина et al, 1998), а не простые органические кислоты, как считалось ранее. Процесс сопровождается повышением pH как за счёт появления в растворе щелочных катионов, так и возможно за счёт связывания части H⁺ воды биохимическими реакциями. Состав добываемых нефтей обычно сильно обогащён водородом по отношению к органическому веществу, предполагаемому исходным. При таких условиях основные продукты разложения алюмосиликатов, глинозёмом и кремнезёмом, приобретают относительную подвижность. Биокосная деградация силикатов может быть настолько интенсивной, что породы, бывшие ранее глинистым алевролитом, не дают рентгеновских отражений

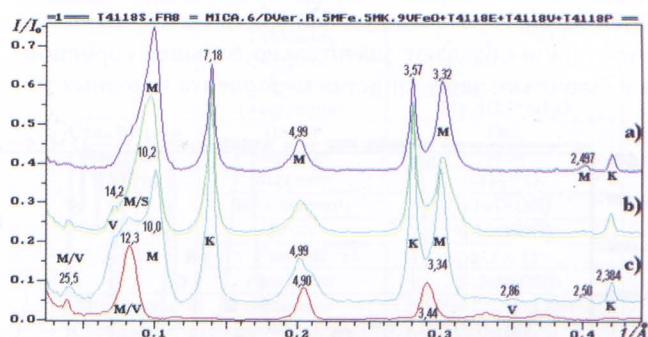


Рис. 9. Детализация структурного облика глинистых минералов на первой ступени метасоматической трансформации в зоне воздействия нефтяной залежи (обр. 4118). Дифракционные спектры ориентированных препаратов глинистой фракции: а) прокалывание 350 С, б) воздушно-сухое состояние, с) насыщение этиленгликолем. Нижний спектр – теоретическая дифракционная картина от частично упорядоченного с R=0,5 переслаивания вермикулита-ди с 60% слоёв слюды-ди. Отражения: К – каолинит, М – слюда + неупорядоченно смешанослойные фазы, V – вермикулит-ди, M/V – смешанослойная слюда-ди / вермикулит-ди, M/S – неупорядоченно смешанослойная слюда-ди / смектит-ди.

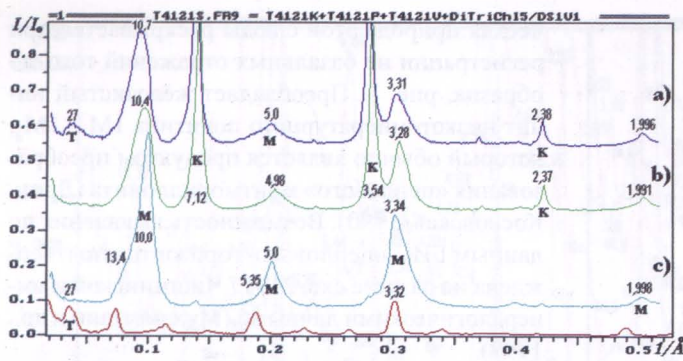


Рис. 10. Детализация структурного облика глинистых минералов на второй ступени метасоматической трансформации в зоне воздействия нефтяной залежи (обр. 4121). Дифракционные спектры ориентированных препаратов глинистой фракции: а) воздушно-сухое состояние, б) прокаливание 350С, в) прокаливание 480 С. Нижний спектр – теоретическая дифракционная картина Na-тосудита: упорядоченного по закону 1:1 переслаивания судюита и смектита с одной сеткой молекул воды. Отражения: К – каолинит, М – слюда + смешанослойные фазы, Т – тосудит.

глинистых минералов и содержат только корродированный кварц и аморфные органо-силикатные фазы.

Появлению вне реакционной зоны ВНК области, где наступает пересыщение системы по некоторым компонентами, соответствует третья «стадия аутигенеза». Она может быть зафиксирована по появлению в разрезе специфичных аутигенных минералов, включая акцессорные. В таблице приведён полный список минеральных фаз, установленных в изученных объектах. Среди них присутствуют соединения, совершенно несвойственные породам нормальной морской седиментации, либо породам, преобразованным без участия углеводородов. Прежде всего, это фазы с алюминием в шестерной координации, что можно объяснить только биохимическим разложением алюмосиликатов. Из них на Онбийской площади наиболее распространены основные карбонаты и сульфаты Al^{3+} , устойчивые в диапазоне значений pH от 4 до 7,8. Обычно сначала формируется давсонит-скарброитовая ассоциация, за ней – алюминит-базалюминитовая. Дифракционный спектр одного из типичных образцов приведён на рис. 4. Названные минералы имеют слоистую структуру и обладают значительно большей сорбционной ёмкостью, чем глинистая компонента исходных по-

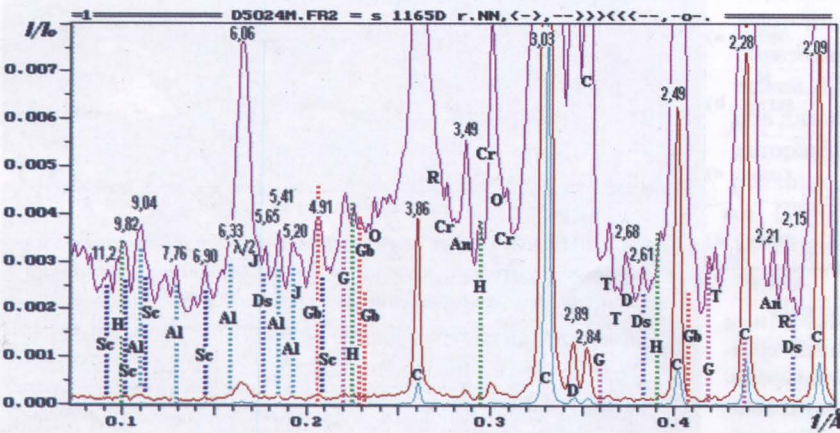


Рис. 11. Стадия аутигенеза при вторичном обводнении залежи. С – кальцит, D – доломит, An – ангидрит, H – галлуазит, Al – алюминит, Ds – давсонит, Sc – скарброит, Gb – гиббсит, G – глинозём гамма, O – ортоклаз, Cr – карналлит, T – термонаитрит, R – родохрозит, J – ярозит. $l/2$ – сателлит рефлекса 104 кальцита.

род. Это может приводить к многократному завышению величины общей глинистости, определяемой по данным ГИС и к пропуску продуктивных интервалов.

Если до формирования залежи происходит частичная разгерметизация системы, то первая стадия проявляется слабо, а значения pH на последующих стадиях превосходят 7,8. Поэтому на Дёмкинской площади вторичная доломитизация и растворение кальцита, приводящая к увеличению порового объёма, представлены слабо, а на третьей стадии формируется устойчивая при более высоких pH алунит-гиббсит-бёмитовая ассоциация (рис. 5). В этих случаях средняя продуктивность нефтяных залежей существенно снижается, а «пепловые горизонты» играют меньшую роль в их пространственной локализации.

В условиях щелочной среды кремнезём становится относительно подвижным, мигрирует диффузионным путём в латеральном и вертикальном направлениях и выпадает из раствора на геохимических барьерах. На отдельных участках образуются зоны интенсивного вторичного окремнения пород мощностью до нескольких мет-

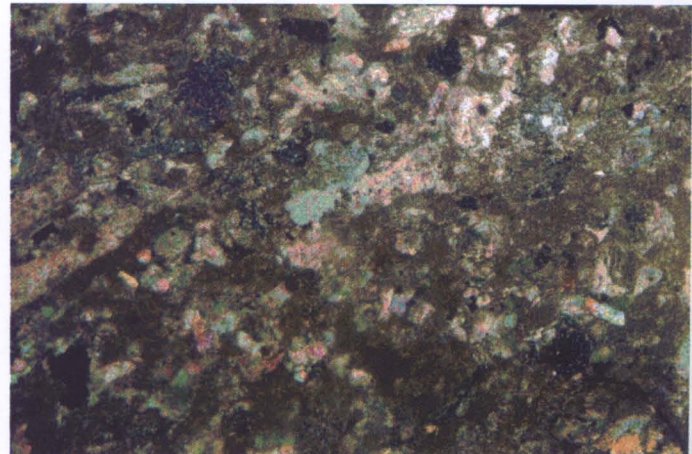


Рис. 12. Структура карбонатного коллектора в зоне вторичного природного обводнения нефтяной залежи. Видна микритизация известняка и появление изолированных пор. Никולי +. Увеличение 70.

ров. Часть кремнезёма связывается аутигенными глинистыми минералами, в основном сепиолитом и палыгорскитом, образующимися на третьей стадии.

Основным катионом, относительно обогащающим раствор на первых стадиях, является Ca^{2+} . Поэтому важными вторичными минералами – примесями «зоны аутигенеза» в пределах залежи часто становятся ангидрит и гипс. Как следует из их взаимоотношения в породе (рис. 6), первоначально идёт кристаллизация ангидрита, а не гипса, что указывает на довольно высокую во время синтеза температуру пласта, с учётом давления, более 55 С (Минералы..., 1974). Поскольку температура отложений нижнего карбона не более 35 С, это указывает на экзотермичность реакций биохимического преобразования углеводородов в относительно замкнутых системах.

В краевых зонах и за контуром залежей, претерпевших небольшое абиогенное окисление, зачастую происходит формирование

значительных объёмов первичного гипса за счёт более высокого, чем у других продуктов, разложения исходных пород, подвижности Ca^{2+} и избытка «вторичного» SO_4^{2-} . По этому признаку, с учётом других литолого-минералогических критериев, удалось выявить залежь, локализованную в 150 м за пределами скв. 11499 Онбийской площади. Залежь была вскрыта другим стволом и дала приток нефти 6 т/сутки.

Литолого-минералогические критерии степени сформированности залежей

Из анализа голого-промыслового материала следует, что промышленные притоки нефти дают только те объекты, где процесс формирования залежей был реализован в полной мере. Кроме высокой пористости, основанием для выделения перспективных интервалов разреза может быть оценка степени выраженности трёх указанных стадий преобразований минерального скелета коллектора, сопровождающих появление углеводородов. Одним из критериев служит предельно низкая концентрация примеси в карбонатном коллекторе любых аллотигенных силикатов и кварца, рис. 7 (продуктивный интервал скв. 11507 на глубине 827,5 м). Такие объекты обычно совпадают с зонами максимального разуплотнения пород в центральной части залежей, где высокая первичная пористость способствовала образованию вторичной. С ними контактируют зоны цементации, которые могут играть роль локальных покрышек, где происходит выпадение из раствора аутигенных минералов, включая слоистые силикаты. Наиболее контрастно этот процесс проявляется в пелитоморфных карбонатах, где за счёт преобладания микропор концентрация раствора резко увеличивается, особенно при наличии пирокластического материала. При пульсационном характере формирования крупных нефтепроявлений зоны разуплотнения и цементации чередуются в разрезе и выражены менее резко, отражая динамику прогрессивного смещения временных ВНК.

Таким образом, вторым критерием выделения перспективных участков является интенсивность метасоматических преобразований вмещающей толщи, которая коррелирует с размерами самого нефтепроявления. Она оценивается, с учётом состава и структуры пород, по мощности зон цементации, где есть минералы-индикаторы третьей стадии, содержащие свободный глинозём.

Масштабы метасоматических процессов проявляются и в изменении минерального состава аргиллитов и глинистых алевролитов, перекрывающих крупные залежи. Преобразования структуры глинистых минералов, приводящие к формированию тобелитовых и вермикулитовых фаз, были зафиксированы в продуктивной толще Северного моря (Drits et al., 1999); но в каждом нефтегазодносном регионе такие процессы имеют свою специфику.

Глинистая компонента пород карбона, не подвергавшихся воздействию углеводородного метасоматоза, имеет в целом достаточно простой и типичный для уровня мезокатагенеза состав: две слюдяные фазы (1M_1 – 1M_2 иллит и 2M_1 аллотигенный мусковит), хлорит и смешанослойные иллит-сметитовые фазы. Каолинит обычно присутствует только в виде примеси за исключением субконтинентальных отложений бобриковского горизонта, где он становится преобладающим минералом. Верхний спектр на

рис. 8 показывает типичную дифракционную картину не подвергавшегося метасоматическим воздействиям аргиллита. Ниже приведены спектры глинистой фракции трёх образцов из 8-метровой аргиллитовой пачки в основании бобриковского горизонта, перекрывающей залежь верхнетурнейского возраста в скв. 1164 Дёмкинской пл. Кровля залежи фиксируется на гл. 1235 м, а залегающие выше аргиллитов песчаники не продуктивны.

Преобразования, связанные с воздействием продуктов биохимических процессов, начинаются с частичного удаления K^{1+} из «слюдяных» межслоевых промежутков иллит-сметитовых смешанных слоистых фаз и формирования в межслоях смектитовых пакетов «гидраргилитовых» сеток $\text{Al}(\text{OH})_3$. В итоге образуется почти упорядоченное по закону 1:1 переслаивание ди-слюды с диоктаэдрическим вермикулитом. Примером служит образец аргиллита (№ 4118), расположенного в 4 м над залежью (рис. 8б). На рис. 9 приведены все полученные с него дифракционные картины и теоретический спектр. Здесь и далее расчёты проводились по методике, предложенной Рейнольдсом (1980). Помимо совпадения экспериментального и теоретического спектров структурный облик новообразованной фазы подтверждается и её неполным сжатием до 10 \AA при прокаливании (рис. 9а), что типично для диоктаэдрического вермикулита. Затем происходит частичное замещение «бруситовых» – $\text{Mg}(\text{OH})_2$ сеток хлорита на «гидраргилитовые» и начинает формироваться упорядоченная по закону 1:1 смешанослойная фаза из судоитовых (ди-триоктаэдрических хлоритовых) и смектитовых (или разбухающих ди-вермикулитовых)

Класс, группа	Минерал	Формула
Карбонаты	Артинит	$\text{Mg}[(\text{OH})_2\text{CO}_3] \cdot 3\text{H}_2\text{O}$
	Моногидрокальцит	$\text{Ca}[\text{CO}_3] \cdot \text{H}_2\text{O}$
	Термонарит	$\text{Na}_2(\text{CO}_3) \cdot \text{H}_2\text{O}$
	Нахколит	$\text{NaH}(\text{CO}_3)$
Галлоиды	Нортгупит	$\text{Na}_3\text{Mg}(\text{CO}_3)_2\text{Cl}$
	Галит	NaCl
	Карналлит	$\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$
Сульфаты	Сильвин	KCl
	Гипс	$\text{Ca}(\text{SO}_4) \cdot 2\text{H}_2\text{O}$
	Ангидрит	$\text{Ca}(\text{SO}_4)$
	Розенит	$\text{Fe}(\text{SO}_4) \cdot 4\text{H}_2\text{O}$
	Кокимбит	$\text{Fe}^{3+}(\text{SO}_4) \cdot 9\text{H}_2\text{O}$
	Сидеритил	$\text{Fe SO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$
	Ярозит	$\text{KFe}_3[(\text{OH})_6(\text{SO}_4)_2]$
	Гексагидрит	$\text{Mg}(\text{SO}_4) \cdot 6\text{H}_2\text{O}$
	Сульфиды и Оксиды Железа	Пирит
Марказит		FeS_2
Маггемит		$\gamma\text{-Fe}_2^{3+}\text{O}_3$
Лепидокрокит		$\gamma\text{-FeO}(\text{OH})$
Гетит		$\alpha\text{-FeO}(\text{OH})$
Гематит		$\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$
Минералы Свободного Глинозема	Акаганеит	$\beta\text{-FeO}(\text{OH})$
	Давсонит	$\text{NaAl}[(\text{OH})_2\text{CO}_3]$
	Алюмогидрокальцит	$\text{CaAl}_2[(\text{OH})_4(\text{CO}_3)_2] \cdot 3\text{H}_2\text{O}$
	Скарбронит	$\text{Al}_4(\text{OH})_{36}(\text{CO}_3)_2$
	Алюминит	$\text{Al}_2[(\text{OH})_4\text{SO}_4] \cdot 7\text{H}_2\text{O}$
	Базалолюминит	$\text{Al}_4[(\text{OH})_{10}\text{SO}_4] \cdot 5\text{H}_2\text{O}$
	Гидробазалолюминит	$\text{Al}_4[(\text{OH})_{10}\text{SO}_4] \cdot 36\text{H}_2\text{O}$
	Нордстрандит	$\text{Al}(\text{OH})_3$
	Глинозём – гамма	$\gamma\text{-Al}(\text{OH})_3$
	Гиббсит	$\gamma\text{-Al}(\text{OH})_3$
Гидрооксид Mg	Бемит	$\text{AlO}(\text{OH})$
	Байерит	$\beta\text{-Al}(\text{OH})_3$
	Алунит	$\text{KAl}_3(\text{OH})_6(\text{SO}_4)_2$
	Брусит	$\text{Mg}(\text{OH})_2$

Таблица. Аутигенные минералы-примеси, установленные в разрезах скважин Онбийской и Дёмкинской площадей.

слоёв с образованием минерала тосудита (Рентгенография..., 1983). Смешанослойный слюда–вермикулит при этом сохраняется. Примером служит образец аргиллита (№ 4121), расположенного в 1 м над залежью (рис. 8с). Для детализации структурного облика тосудита на рис. 10 даны полученные с него дифракционные картины в воздушно-сухом состоянии и при прокаливании в течение 8 часов. Приведён расчетный спектр от переслаивания по закону 1:1 ди-трихлоритовых и 12,4 Å смектитовых слоёв с фактором ближнего порядка $R = 1$. Комбинации иных слоёв и способов переслаивания не объясняют появления сверхпериодного отражения в области 27 Å на спектре воздушно-сухого препарата (рис. 10а). Прокалывание при $T = 350$ С не приводит к полному сжатию пакетов смешанослойных фаз до 10 Å (рис. 10b). Даже при $T = 480$ С, когда происходит аморфизация каолинита (рис. 10с) и дегидратация сеток $Al(OH)_3$, базальные отражения сохраняют асимметрию, что указывает на присутствие в системе хлоритовых, а не вермикулитовых пакетов.

Все рассмотренные преобразования глинистых минералов становятся ощутимыми только при высокой интенсивности биохимических процессов и значительных размерах залежи, когда в пределах реакционной зоны второй стадии возникает достаточно большой избыток свободного алюминия. В приведенном примере нефтенасыщенная зона имеет мощность более 20 м. Но экранирующая способность аргиллитов в данном случае невысока, поскольку метасоматоз наблюдается и в кровле бобриковских аргиллитов. Таким образом, степень преобразования минерального состава глинистой компоненты покровов позволяет, с одной стороны, оценить масштабы залежей, локализованных глинистыми породами, с другой – судить об экранирующей способности покровов.

Следует подчеркнуть, что преобразования минерального скелета пород, сопровождающие формирование нефтенасыщенных, не могут оцениваться существующими методами интерпретации данных ГИС, не учитывающих рассмотренных явлений. Это приводит к пропуску продуктивных участков разреза. Так, для интервала 1292 – 1303 м скв. 11448 Онбийской площади определённая по ГИС пористость составляла 12 %, а глинистость – 18 %. Несмотря на отрицательный прогноз, интервал соответствовал вышеназванным критериям сформированной залежи, был перфорирован и дал дебит 2,7 т нефти в сутки. Выделенные аналогичным образом перспективные участки разреза среднего карбона в скв. 11507 и 11554 Онбийской площади были перфорированы в 4 соседних скважинах и также дали промышленные притоки.

Литолого-минералогические критерии степени сохранности нефтяных залежей

Установлено, что в пределах Онбийской и Дёмкинской площадей процессы разрушения залежей реализуются по двум основным механизмам. Эти механизмы должны быть типичны и для других промысловых объектов, связанных с карбонатными толщами. Первый из них представляет собой прямое abiогенное окисление нефти содержащими свободный кислород водами из более высоких горизонтов. Он является следствием локальной разгерметизации системы на отдельных уровнях, которые могут быть связаны с поверхностями внутриформаци-

онных размылов. Залежи, расположенные вблизи них, обычно содержат сильно окисленную, мало подвижную нефть и не являются промысловыми объектами. В краевых и подошвенных зонах таких нефтепроявлений, как правило, происходит интенсивное образование гипса. Начало abiогенного окисления залежи фиксируется на начальных стадиях появлением сульфатов окисного железа (кокимбит, ярозит), а более поздние его этапы – оксидами и гидроксидами железа гётит-маггемитовой или гётит-акаганеитовой (Дёмкинская пл.) ассоциации. Отметим, что синтез акаганеита обычно связывается с высокой концентрацией хлора в системе, подтверждая факт притока глубинных высоко метаморфизованных вод.

При втором механизме происходит гидродинамический прорыв в продуктивный пласт (Корнюшина и др., 1999) метаморфизованных вод из более глубоких горизонтов, что очевидно связано с наличием вертикальной фильтрации по разломным зонам. Подтверждением тому служит появление в керне соединений стронция, щелочных металлов и хлора. Разрушение залежей сопровождается регрессивным смещением зоны ВНК – снизу вверх. При этом участки естественного обводнения фиксируются по минеральным индикаторам. Появляется вторичный анкерит совместно с ассоциацией как сульфатов или карбонатов, так и гидрооксидов свободного глинозёма, одновременное образование которых невозможно (рис. 11).

Объясняется это тем, что сформировавшаяся при высоких значениях pH, до природного обводнения, гиббсит-бёмитовая ассоциация разлагается при «регрессивном» движении зоны ВНК анаэробными бактериями, но только в том объёме пор, который не заполнен нацело оставшейся нефтью. Биохимическое окисление последней снижает pH, что приводит к интенсивному разложению биогенного кальцита, но при отсутствии полной герметизации системы избыток CO_2 быстро сбрасывается и среда нейтрализуется, а относительный дефицит магния в глубинных водах блокирует процесс массовой доломитизации. При близких к нейтральным значениям pH начинается интенсивная кристаллизация вторичного кальцита, вместе с которым из раствора выпадают и минералы скарбрит-давсонит-алюминитовой ассоциации.

Наличие природного обводнения проявляется и в изменении структуры породы. Идёт интенсивная микритизация органогенных известняков, при которой заполненные нефтью поры теряют связь между собой (рис. 12). По данным ГИС природно-обводнённый участок залежи иногда интерпретируется как продуктивный, но перфорация колонны даёт не нефть, а воду. Так произошло в интервале 1262 – 1268,5 м скв. 1164 Дёмкинской площади.

Заключение

Главным итогом проведённых исследований является экспериментальное подтверждение преобразований структуры и минерального состава карбонатных пород под действием процессов, связанных с геологической историей нефтенакпления. Прослеживается определённая корреляция между масштабом нефтепроявления и мощностью зоны преобразованных её влиянием пород, а также характером структурных изменений в их глинистой компоненте. Так, залежи в кизилловском горизонте фиксируются в перекрывающей их толще, вплоть до кровли

непродуктивных бобриковских отложений. Несформированные залежи тульского горизонта проявляются только до его кровли, а при получении промышленных притоков их ореол иногда прослеживается и выше через весь алексинский горизонт. Мощности зон вторичных преобразований пород над залежами башкирского яруса часто превосходят в 3 – 5 раз мощность залежей. Отсюда следует, что задача поиска скоплений нефти методами полевой геофизики, включая переинтерпретацию данных МОГТ, становится вполне корректной с литологической и минералогической точек зрения. Примеры успешной реализации подобных подходов уже имеются (Швыдкий, 1999; Куликов, Тарасов, 1994). В отличие от нефтенасыщенных терригенных коллекторов большой мощности геофизические и геохимические аномалии в данном случае связаны не с самой нефтью, а с появлением специфических по физико-химическим параметрам зон вторичных изменений пород в значительных объёмах осадочной толщи. Во время формирования залеж становится своеобразным природным топливным и гальваническим элементом. Она образует вокруг себя градиенты теплового и электрического поля и создаёт инфильтрационные и диффузионные потоки вещества.

Покрышками небольших залежей в карбонатах могут служить не только пласты аргиллитов или первичнопелитоморфных известняков, – «известковых панцирей», но и зоны вторичной цементации в исходно проницаемых породах. Их пространственная локализация обычно приурочена к участкам разреза, содержащим небольшую примесь пирокластического материала. Таким образом, наличие следов вулканического пепла как бы «помогает» нефти формировать себе вторичную покрышку, а не только вторичный коллектор.

Процессы разрушения залежей, широко развитые в пределах Дёмкинской и Онбийской площадей, всегда связаны с частичной разгерметизацией системы. Во-первых, создаются условия для абиогенного окисления нефти за счёт проникновения в систему приповерхностных вод со свободным кислородом. Индикаторами такого процесса служат минералы окисного железа, сначала сульфаты, а затем и оксиды. Во-вторых, происходит вторичное природное обводнение залежи, фиксируемое совместным присутствием аутигенных минералов, синтез которых возможен только при резко различных значениях pH.

Возникающие несоответствия между реальной продуктивностью разреза и данными промысловой геофизики имеют объективные причины. Все используемые при интерпретации ГИС статистические зависимости были получены без учёта изменений минерального скелета породы на объектах, где подобными процессами можно было пренебречь. Вовлечение в эксплуатацию более мелких и нетрадиционных залежей будет требовать всё более серьёзных корректировок применяемых методик.

Существенные различия в истории формирования и разрушения залежей на Дёмкинской и Онбийской площадях – преобладание вертикальной миграции CO₂, глубинных вод и лёгких фракций углеводородов по тектонически ослабленным зонам в первом случае и широкое развитие связанных с локальными размывами окислительных процессов во втором – хорошо согласуются с геологическими данными и химическим составом неф-

тей. В целом, на Дёмкинской площади нефти менее окислены, но в большей степени лишены лёгких компонент. К сожалению, в изученных скважинах, расположенных за пределами самого Дёмкинского поднятия, вторичное природное обводнение фиксируется во всех интервалах сплошного нефтенасыщения, локализованных ниже отложений бобриковского горизонта и часто превышающих по мощности 20 м. Возможность получения с них промышленных притоков весьма проблематична.

Литература

- Дриц В.А., Коссовская А.Г. *Глинистые минералы: смектиты, смешанослойные образования*. М. Наука, 1990. 212.
- Звягин Б.Б., Кринари Г.А. Геометрические особенности и принципы регистрации дифракционных картин текстурованных объектов. *Кристаллография*, т. 34, в. 2, 1989. 288-291.
- Карноушина Е.Е., Левченко В.А., Серпикова В.М. Влияние стадийных и наложенных процессов на изменение карбонатных пород нефтяного месторождения Кожасай (Прикаспий). *Вестник МГУ. Сер. 4. Геология*. 3, 1999. 29-35.
- Кринари Г.А., Ақдасов Э.И., Семёнов А.В. Высококочувствительная рентгеновская порошковая дифрактометрия – методические основы и пути практического использования. *Спектроскопия, рентгенография и кристаллохимия минералов*. Казань, КГУ. 1997. 57-67.
- Кринари Г.А., Васильева Т.Л. Типоморфизм биогенных акцессориев в карбонатных коллекторах нефти. *Минералогическое общество и минералогическая наука на пороге XXI века. Тез. докладов к IX съезду Минералогического общества при РАН*. 141-142.
- Куликов С.А., Тарасов Е.А. Нейрокомпьютерная техника в распознавании нефтеперспективных объектов по данным сейсмических наблюдений. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. 3, 1994. 19-21.
- Куприянова-Ашина Ф. Г., Кринари Г. А., Колпаков А. И. Особенности разложения некоторых силикатов в процессе развития спор *Bacillus mucilaginosus*, обработанных микробной рибонуклеазой. *Биотехнология*. 6, 1994. 24-28.
- Логвиненко Н.В., Орлова Л.В. *Образование и изменение осадочных пород на континенте и в океане*. Л. Недра. 1987. 237.
- Минералы. Справочник. Диаграммы фазовых равновесий. В. 1. Фазовые равновесия, важные для природного минералообразования*. М. Наука. 1974. 987.
- Мухаметшин Р.З., Кожевников Д.А., Кринари Г.А. Изучение минералогической глинистости с использованием гамма спектрометрии. *Мат-лы Межд. Геофиз. Конф.* 1997. Москва. Совинцентр. L 2.5.
- Мухаметшин Р.З., Кринари Г.А. Палеовулканизм и процессы нефтестебли. Поиски и освоение нефтяных ресурсов республики Беларусь. *Сборник научных трудов БелНИПИнефть*, в. 3. 1999. 13-26.
- Рентгенография основных типов породообразующих минералов (Слоистые и каркасные силикаты)*. Л. Недра. 1983. 356.
- Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Л. Недра, 1989. 260.
- Холодов В.Н. *Постседиментационные преобразования в элизионных бассейнах: на примере Восточного Предкавказья*. М. 1983. 150.
- Швыдкий Э.К. Актуальные проблемы прямых поисков нефти и оценки перспективных структур на наличие углеводородов методами полевой геофизики. *Проблемы обеспечения запасами углеводородов в республиках и областях Волго-Камского региона*. Казань. 1999. 82-87.
- Япаскурт О.В. *Предметоморфические изменения осадочных пород в стратиферии. Процессы и факторы*. М. ГЕОС, 1999. 260.
- Galimova S.E., Krinari G.A., Semjenov A.V. X-Ray powder analysis system clayish rocks and soils. *Proc. of 3th Int.conf. Powder diffraction and Cristal Chemistry*, St.P-burg. 1994. 172-173.
- Drits V.A., Lindgreen H., Sakharov B.A., Salyn A.L. Structural mechanism of I-S transformation in the oil source rocks from Upper Jurassic shales, North Sea. *Conf. of the European Clay Groups Association*. 1999. 79.
- Krinari G., Halitov Z. Method of scanning of reciprocal space of axial textures and its application to structural investigations. *Materials Science Forum* Vols. 79-82. v.1, 1991. 191-196.
- Kupriyanova-Ashina F.G., Krinari G.A., Kolpakov A.L., Leschinskaya I.B. Degradation of Silicate Minerals by *Bacillus mucilaginosus* Using *Bacillus intermedius* Rnase. *Advances in GeoEcology*. 31, 1998. 813-818.
- Reynolds R.C. Interstratified Clay Minerals. *Crystal structures of clay minerals and their X-ray identification*. London. 1980. 249-300.