

УДК 552.144:552.578.061.32

Афанасьев Ю.В.Самарский государственный технический университет, Самара, Россия, bingry@mail.ru

МОДЕЛЬ ЭПИГЕНЕЗА ВМЕЩАЮЩИХ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА ПРОДУКТИВНЫХ КОМПЛЕКСОВ В СВЯЗИ С КРИТЕРИЯМИ ПРОГНОЗА И ПОИСКОВ

Ловушка углеводородов представлена как открытая упорядоченная система порода-флюид; стартовый процесс упорядочения – расслоение флюида с ограниченной растворимостью компонентов; залежь нефти и газа – превращенная форма обособившейся при расслоении углеводородной фазы.

Ключевые слова: *эпигенез, вторичная неоднородность, упорядочение, аккумуляция, расслоение.*

По мнению некоторых ученых механизм формирования скоплений газа, нефти, битумов до настоящего времени не имеет удовлетворительного общепринятого объяснения. Это связано с тем, что формирование залежей нефти и газа не столько геологический процесс, сколько физико-химический, в котором основную роль играют такие факторы, как растворимость, фильтрация несмешивающихся флюидов, сорбционные явления, гравитационное разделение флюидов в пористой среде, химические превращения нефти и газа и т.д. [Высоцкий, Высоцкий, 1986]. В этой ситуации материалом для анализа могут служить не столько достигнутые к настоящему времени результаты познания (представления, гипотезы, теории), сколько достоверно установленные факты, характеризующие различные уровни развития объекта исследования, сравнение которых дает возможность вскрыть закономерности перехода его в современное состояние. Следовательно, в становлении залежи углеводородов необходимо как можно более точно зафиксировать факты, касающиеся начального и современного состояний этого природного объекта, сопоставление которых открывает возможность вскрыть произошедшие изменения, а на основе их – и закономерности превращения.

Залежи нефти и газа, в основном, приурочены к различным локальным тектоническим структурам (первичным неоднородностям): антиклиналям, куполам, моноклиналям, а также к рифам, развитие которых связано с формированием прогибов (К.С. Баймухаметов, Р.Х. Масагутов; Е.В. Лозин). Эти структуры являются необходимым условием аккумуляции и консервации углеводородов. Глобальные и региональные структуры обеспечивают онтогенез углеводородов, в т.ч. генерацию. Тектоника задает формирование и природных резервуаров, и флюидоупоров в погружающихся и уплотняющихся осадочных породах.

Начальное состояние коллекторских пород ловушки, очевидно, ничем не отличается от состояния одновозрастных пород вне ловушки и характеризуется определенной пустотностью, насыщенностью минерализованными водами и наличием рассеянного органического вещества. Указанные характеристики могут быть вскрыты по публикациям К.Б. Аширова, Н.А. Еременко, В.Д. Ильина, В.П. Исаева, А.Э. Конторовича, В.Г. Кузнецова, Е.С. Ларской, Б.А. Лебедева, В.П. Морозова, Б.К. Прошлякова, И.С. Старобинца, М.И. Фадеева, Н.К. Фортунатовой, И.В. Хворовой, В.Н. Холодова и др.

В процессе погружения осадочных пород и перекрытия их новообразованными отложениями геохимические и термодинамические условия их существования непрерывно изменяются, что сопровождается изменениями их свойств. Исходя из литературных данных по непродуктивным разрезам [Холодов и др., 1961; Прошляков, 1974; Кузнецов, 1992; Лебедев, 1992], можно считать, что на глубинах более 1,5-2,3 км пористость терригенных пород-коллекторов на начало формирования залежей углеводородов составляет не более 8-10 %. Не являются исключением в этом отношении и органогенные отложения.

Изучением органогенных построек палеозоя занимались В.П. Маслов, В.Д. Наливкин, Г.И. Теодорович, А.А. Трофимук, А.Я. Виссарионова, В.Д. Ильин, В.Г. Кузнецов, Г.П. Ованесов, К.С. Баймухаметов, Е.В. Лозин, Р.Х. Масагутов, Н.К. Фортунатова и др. Благодаря их трудам сформировались современные представления об их генезисе, закономерностях строения, размещения и преобразования.

Первичная пористость, создаваемая пустотами в полостях скелетов рифообразующих организмов и между форменными элементами, претерпевает существенные изменения уже в ходе роста рифа. Важнейшими факторами в формировании вторичной пористости являются перекристаллизация и доломитизация рифов. В рифовых структурах отчетливо прослеживается связь коллекторских свойств с литолого-фациальной зональностью. Наибольшей средней пористостью характеризуются фации на внешнем склоне рифа – до 10 %. Для палеозойских карбонатных отложений востока Восточно-Европейской платформы отмечается: «коллекторские свойства неизмененных вторичными процессами известняков любых структурно-генетических типов довольно близки и характеризуются малыми величинами (пористость менее 5 %, проницаемость – $1,46 \cdot 10^{-3}$ мкм²)» [Морозов, 2009].

Уплотнение пород сопровождается изменениями состава пластовых вод. Насыщающие пустотное пространство пород минерализованные воды отжимаются в сторону меньшего гидростатического и горного давления. Если фильтрация раствора осложняется достаточно мощной водоупорной толщей, то формируется зональность пластовых вод, состоящая в

скачкообразном изменении состава над и под водоупором вследствие избирательной фильтрации молекул воды и ионов [Аширов, 1971]. Б.А. Лебедевым показано, что границы резких изменений минерализации коррелируют с границами между зонами уплотнения.

Из материалов исследований, направленных на изучение содержания в породах рассеянного органического вещества, газового фона непродуктивных осадочных пород, особенностей нерастворимого органического вещества пород и пр. [Фадеев, 1963; Вышемирский, Конторович, Трофимук, 1971; Акрамходжаев, Амирханов, Киршин, 1985; Еременко и др., 1985; Старобинец, Зубайраев, 1985], следует, что в коллекторских породах ловушек перед поступлением в них флюидов из внешнего источника присутствует сингенетичное рассеянное органическое вещество, подвижные продукты катагенеза которого частично адсорбированы породами и нерастворимым органическим веществом, а частично обеспечивают газовый фон пород и насыщающих пустотное пространство пластовых вод. Состав газов суммарно может быть охарактеризован как азотно-углеводородно-углекислотный или азотно-углекислотно-углеводородный с относительно повышенным содержанием водорода, преобладанием гомологов над метаном и значительным количеством непредельных углеводородов [Кавеев, 1963; Лондон, 1975; Исаев, 1991].

Таким образом, по всему разрезу осадочного чехла за пределами продуктивных ловушек и разломов вплоть до сводов крупных поднятий иных форм присутствия подвижных продуктов катагенеза ОВ и эндогенных флюидов, кроме рассеянной, не обнаружено. Фактов, подтверждающих сегрегацию рассеянных углеводородов в процессе миграции в проницаемых пластах, ни в объеме пластов, ни под региональными покрывками не установлено. Следовательно, сегрегация возможна только в ловушках и предполагает миграцию и аккумуляцию.

Наложено-эпигенетические изменения в продуктивных комплексах, вызванные аккумуляцией в ловушке флюидов из внешнего источника, проявляются в форме вторичной неоднородности (слоистости) и прослежены по разрезу по относительно регулярным вариациям: фильтрационно-емкостных свойств (К.Б. Аширов, К.И. Багринцева, Н.И. Вареничева, О.П. Вышемирская, В.А. Григорьева, И.П. Жабрев, О.Г. Зарипов, М.А. Политыкина, В.А. Полякова, Е.И. Семин, Т.А. Югай и др.), вторичной цементации новообразованными минералами (кварц, халцедон, кальцит, доломит, ангидрит, гипс, пирит, каолинит и др.) и твердым битумом (М.А. Алексеева, К.Б. Аширов, В.Н. Быков, Л.П. Гмид, И.С. Гольдберг, Е.С. Ларская, С.П. Максимов, Г.Н. Перозио, В.А. Регуш, Р.С. Сахибгареев, Л.В. Цивинская, К.Р. Чепиков и др.), содержания гаммы микроэлементов, в т.ч. U, Th, Ra

(Ф.А. Алексеев, К.Б. Аширов, Е.Н. Галян, Р.П. Готтих, Н.П. Запывалов, И.И. Плуман, Н.А. Скибицкая, Н.Ф. Столбова, В.И. Тюрин, Л.В. Цивинская и др.), плотности нефти (М.В. Абрамович, К.Б. Аширов, В.С. Мелик-Пашаев, И.И. Нестеров, Ю.В. Щепеткин и др.), дефектности кристаллической структуры и связанной с нею температуры термической диссоциации кальцита (Ю.В. Афанасьев, В.В. Гусев, А.В. Песков, Л.В. Цивинская и др.), общей минерализации и ионного состава погребенной и подошвенной вод (Ю.В. Афанасьев, К.Б. Аширов, Н.И. Данилова, В.М. Кирьяшкин, О.М. Севастьянов, Р.Г. Семашев и др.), глинизации алюмосиликатов (Б.А. Лебедев, В.И. Муравьев, Е.А. Толстоухова и др.).

В этом отношении представляет интерес опубликованный фактический материал по залежи пласта Б₂ (нижний карбон) нефтяного месторождения Зольный овраг (Куйбышевское Поволжье), собранный с целью изучения нефтеотдачи [Капишников, Садрисламов, Колганов, 1959].

Поднятие Зольный овраг, к которому приурочено месторождение, представляет собой брахиантиклиналь широтного направления с крутым северным (угол падения 10°) и пологим южным (3°) крыльями. Пласт Б₂ охарактеризован кернами из 24 скважин (из них 3 законтурные) и сложен преимущественно мелко-, средне- и крупнозернистыми кварцевыми в различной степени сцементированными песчаниками. Преобладающими фракциями зерен являются 0,15-0,08 и 0,25-0,15 мм. Цементом являются кальцит, пиритизированный твердый битум и реже глина. Содержание глинистой фракции в песчаниках редко превышает 10 %. К сожалению, сведения о свойствах отобранных из законтурных скважин пород, сопоставление с которыми было бы весьма показательным в рассматриваемом отношении, не приведены.

Пористость, определенная по 120 образцам продуктивных пород, изменяется от 18 до 28 % (средняя 24,3 %), проницаемость (по 60 образцам) – от 500 до 5000 мД (средняя 2540). В скв. 126, вскрывшей непродуктивный участок, и, на наш взгляд, могущей выступить в качестве аналога законтурного разреза, пористость образцов керна существенно ниже и составляет в среднем 13,7 %. Это резкое отличие свидетельствует о существенных преобразованиях пород при поступлении в ловушку флюидов из внешнего источника и формировании залежи. Водонасыщенность пласта изменяется в пределах 1,3-17,9 % (средняя 6,0 %). Начальное давление насыщения было близко к пластовому. Начальный газовый фактор составлял около 100 м³/т.

С целью адекватной характеристики нефтеотдачи по керну образцы песчаника были разделены на три вида:

- образцы из обводненных в процессе разработки интервалов пласта (скв. 130, 131, 132), промытые пластовой водой и фильтратом бурового глинистого раствора;
- образцы из нефтенасыщенных интервалов, промытые только фильтратом бурового раствора при отборе керна (скв. 122, 145, 149);
- образцы битуминозного песчаника как из обводненных, так и нефтенасыщенных интервалов.

Средняя остаточная нефтенасыщенность в поверхностных условиях образцов светлого промытого песчаника первого вида составила 10 % от объема пор, второго – 18 %, третьего битуминозного – 50 %. Остаточная нефть присутствовала в виде тонкого слоя коричневого цвета. Проникновения фильтрата бурового раствора в прослой полностью битуминозных песчаников не обнаружено. Отмечено, что эти песчаники имеют характерный черный цвет и ярко выраженные гидрофобные свойства. При рассмотрении в шлифах установлено, что поры полностью заполнены черным с металлическим блеском пиритизированным твердым битумом. Твердое состояние битума, по существу являющегося цементом, определяет хрупкость песчаника. Порода легко разрушается при надавливании пальцами. При удалении растворимой в органических растворителях части битума образцы черного песчаника рассыпались, что свидетельствует об отсутствии цемента иной природы.

На диаграммах электро- и радиокаротажа пропластки битуминозного песчаника характеризуются пониженными значениями амплитуд аномалий ПС, повышенным γ -излучением и удельным электрическим сопротивлением и установлены в кровле, подошве и средней части пласта [Садрисламов, 1959]. Суммарная мощность битуминозных пропластков составляет более 30 % от предполагавшейся первоначально эффективной нефтенасыщенной мощности. В скв. 136, 138, пробуренных вблизи от начального внутреннего контура нефтеносности и вскрывших обводненную зону пласта, суммарная мощность битуминозных пропластков достигает 50 %. По керну и материалам ГИС выявлены: в скв. 132, вскрывшей пласт в интервале 1153,2-1174 м, два битуминозных пропластка в интервалах 1153,2-1156,8 м ($\rho=28$ Ом·м) и 1171,2-1174,0 м ($\rho=180$ Ом·м); в скв. 131, вскрывшей пласт в интервале 1160,0-1183,2 м, два битуминозных пропластка в интервалах 1160-1162 м ($\rho=26$ Ом·м) и 1177-1183 м ($\rho=650$ Ом·м); в скв. 130, вскрывшей пласт в интервале 1220,8-1245,7 м, четыре битуминозных пропластка в интервалах 1221-1223 м ($\rho=70$ Ом·м), 1227-1229 м ($\rho=70$ Ом·м), 1232-1234 м ($\rho=14$ Ом·м), 1239-1245 м ($\rho=1200$ Ом·м), в скв. 122, вскрывшей нефтенасыщенную зону пласта ($\rho=1000$ Ом·м) в интервале 1109,2-1126,4 м, битуминозный пропласток в интервале 1121-1126 м.

Люминисцентно-битуминологическими исследованиями керна «черного» песчаника показано, что общее содержание ОБ варьирует в интервале 1,92-4,13 % на породу. В ОБ битума – 89,5-93,7 %, нерастворимого ОБ – 10,5-6,3 %. В битуме содержание смол и асфальтенов превышает 70 %. На основе анализа экспериментальных и литературных данных установлено [Колганов, 1959], что нефтеотдача битуминозных песчаников может достигать 50 %. Однако значительная остаточная нефтенасыщенность таких песчаников, по мнению ученого, свидетельствует об их низкой эффективной проницаемости и необходимости иных подходов к разработке. Таким образом, за изложенными фактами отчетливо открывается вторичная, наложенно-эпигенетическая – по Б.А. Лебедеву – неоднородность в форме новообразованных и относительно регулярно распределенных по продуктивному разрезу плотных пропластков мощностью 2-6 м с минерально-битумной цементацией и повышенной радиоактивностью, прослеженная во всех скважинах и зафиксированная во множестве описаний керна.

Прослои плотных битуминозных черных песчаников мощностью 2-4 м, характеризующихся повышенным электрическим сопротивлением, обнаружены [Козина, 1967; Регуш, 1970] в пашийском горизонте многих площадей Ромашкинского и бобриковском горизонте Новоелховского месторождений. По морфологии выделены две формы битума: пленочный и стустковый. Пленочный битум полностью или частично обволакивает зерна кварца, заполняет поры, скрепляет зерна, закупоривает большую часть пор и проводящих каналов, снижая пористость более чем вдвое, а проницаемость на два порядка. Стустковый битум не имеет определенной формы и контактирует с зернами локально. Битум содержит масла, смолы и асфальтены в различных отношениях. В среднем содержание масел и асфальтенов достигает 42 %, а смол – 16 %. Отношение С/Н немногим более 8. Аналогичным элементным и компонентным составом характеризуются битумы пород палеозоя. Таким образом, выяснилось, что вторичная неоднородность продуктивных комплексов обусловлена наличием плотных битуминозных прослоев и не связана с осадконакоплением, как предполагалось ранее.

Продуктивная карбонатная толща (франский и фаменский ярусы) Куйбышевского Поволжья изучена, в т.ч. посредством дифференциального термического анализа, на 93 площадях, представлена на 80 % известняками и переходными разностями (рис. 1а, б), реже доломитами (рис. 1в). В виде включений и цемента встречаются ангидрит (рис. 1г), доломит, кальцит, пирит, халцедон, твердый битум. Известняки органогенные, органогенно-обломочные, оолитовые. Породы пористые и плотные, крепкие, трещиноватые. Трещины

горизонтальные и вертикальные, сомкнувшиеся, открытые и заполненные цементом. Характерно чередование прослоев светло-серых, серых и темно-серых до черных известняков мощностью до 4-6 м. Последние битуминозны. При f -радиографии образцов этих пород установлено, что к битуму приурочены повышенные концентрации урана (рис. 2).

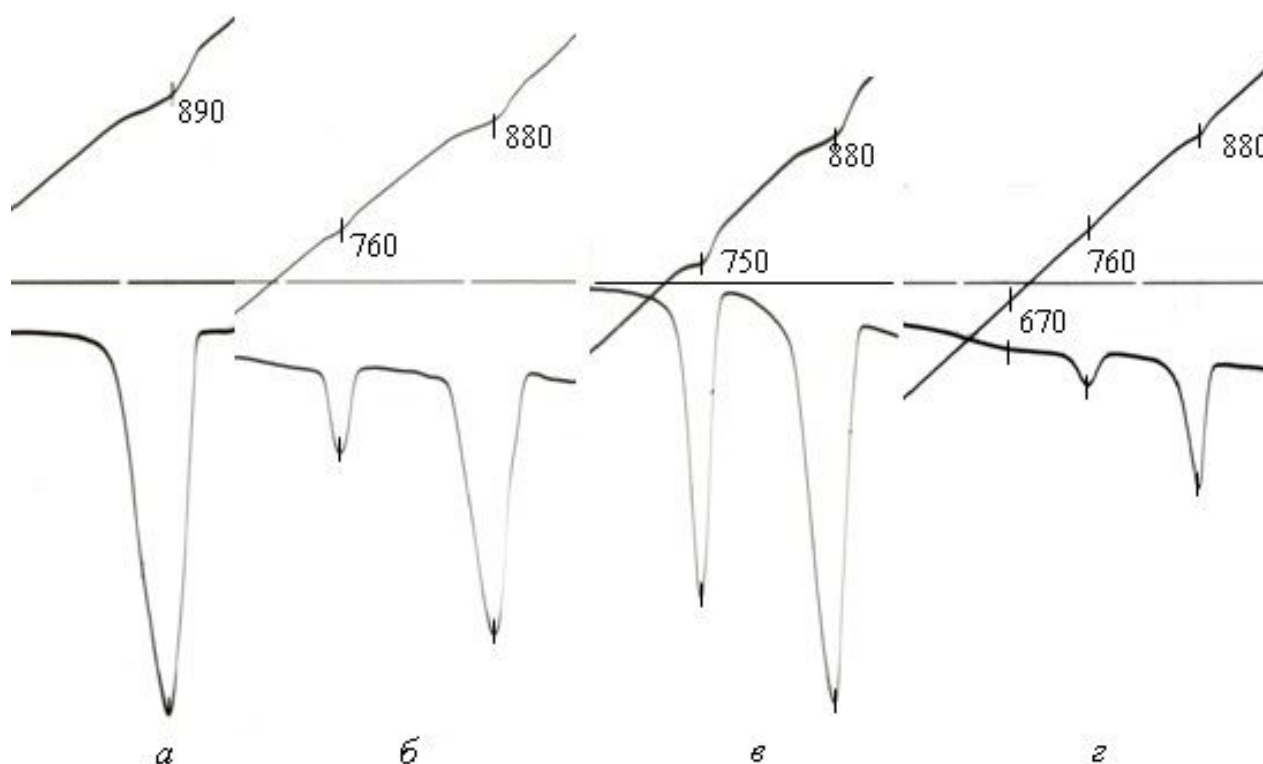


Рис. 1. Типы пород девона по данным дифференциального термического анализа

а – известняк (пл. Кориуновская, скв. 160, интервал 2578-2594 м); *б* – известняк доломитистый (пл. Гайдаровская, скв. 36, интервал 2919-2924 м); *в* – доломит (пл. Гайдаровская, скв. 31, интервал 2555-2560 м); *г* – ангидрит с доломитом (22 %) и магнезитом (5 %) (пл. Яблоневская, скв. 903, глубина 2460 м).

Продуктивный разрез залежи пласта А4 Кулешовского месторождения (Куйбышевское Поволжье), сложенный преимущественно известняками, расчленен на пять интервалов, выделенных по высокому содержанию (до 30 % к площади шлифа) в кровле интервалов твердого битума асфальтенового типа [Афанасьев, 2009]. По диаграмме ГК в разрезе прослеживаются 5 битуминозных прослоев с повышенной γ -активностью пород.

По материалам пробной эксплуатации и геофизических исследований скважин в продуктивном разрезе Лебяжинского месторождения, сложенном известняками с прослоями доломитов, прослежены «два почти горизонтальных слоя высокой уплотненности» с битумно-минеральной цементацией [Аширов и др., 1969].

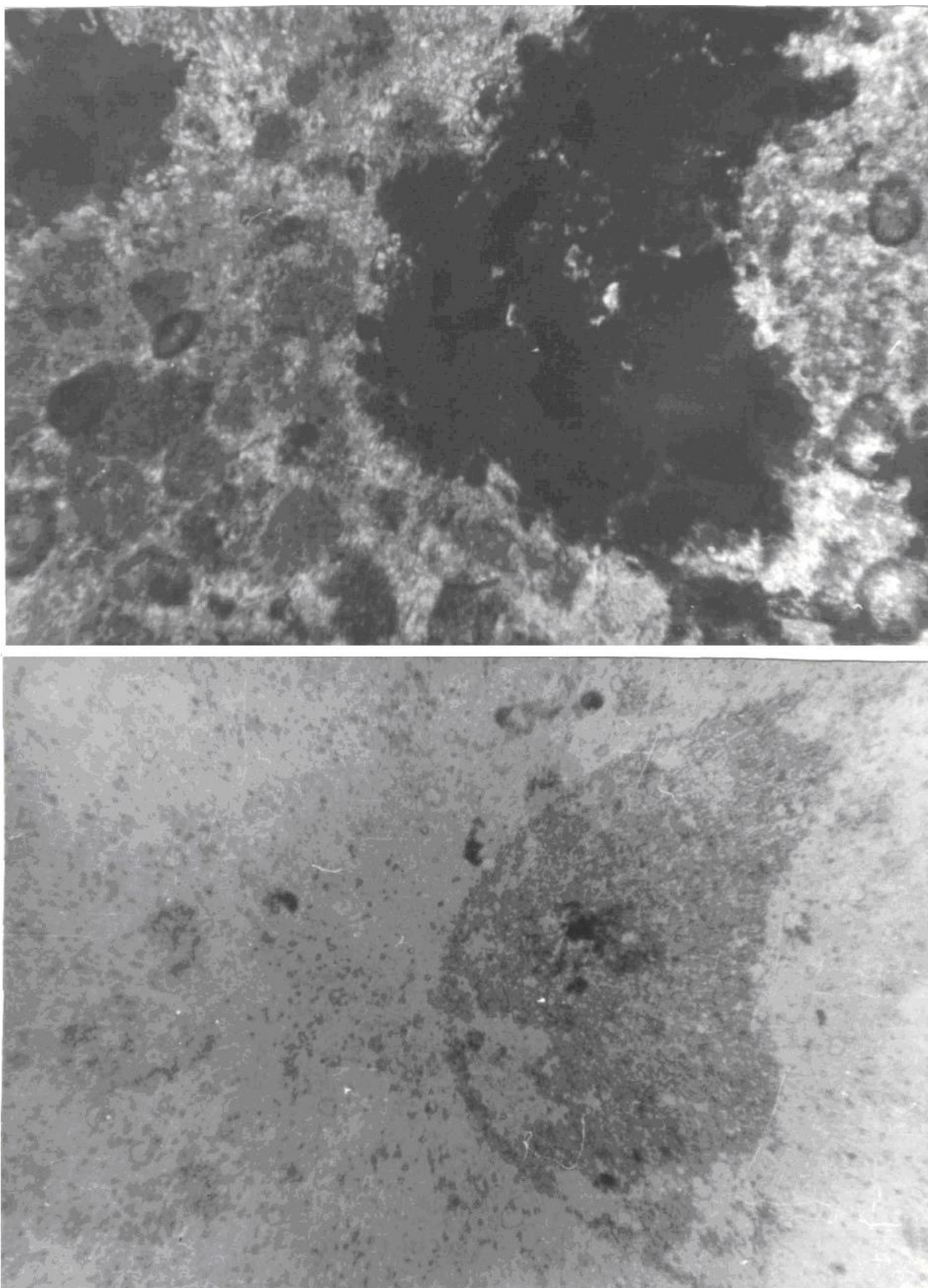


Рис. 2. Известняк органогенно-сгустковый (шлиф и детектор).
Пл. Мочалевская, скв. 14, интервал 2530-2533 м

В продуктивном разрезе Оренбургского месторождения, сложенном известняками чистыми и доломитистыми, по распределению в разрезе твердого битума, аутигенных минералов, микроэлементов и фильтрационно-емкостных свойств пород выделены 15 интервалов мощностью от 20 до 50 м [Афанасьев, 2010а].

Иные формы проявления упорядочения вскрыты в ходе термоаналитических и рентгеноструктурных исследований продуктивных карбонатных пород Карачаганакского месторождения. По температуре максимума термического эффекта диссоциации кальцита T_m выявлены: периодичность и стадиальность. Периодичность состоит в том, что закономерно на каждые 4-10 м разреза термическая устойчивость кальцита претерпевает инверсию, или, иными словами, кальцит с дефектной структурой ($T_m < 840$ °C) сменяется кальцитом с более совершенной структурой ($T_m > 860$ °C). Стадиальность заключается в ступенчатом сужении диапазона вариаций T_m вниз по разрезу и обусловлена, по-видимому, литогенезом. Если в интервале 3800-3950 м диапазон их составляет 815-880°C, то на глубинах 3950-4000 – 840-880°C, а на глубинах 4000-4170 м – 860-880°C [Афанасьев, 2010в].

По данным рентгеноструктурного анализа исландского шпата, кальцита раковин и скелетов ископаемых организмов, карбонатных пород, слагающих продуктивный разрез Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения, установлено наличие одно- и двумерных микродефектов: дислокаций и дислокационных границ, формирующих блоки когерентного рассеяния. Из данных видно, что кальцит органогенного и водорослевого известняка наиболее дефектен: велики плотность дислокаций и микронапряжения, громадное число дислокаций сосредоточено в границах сравнительно мелких блоков (размер блоков $D < 65$ нм). Наименее дефектен кальцит цемента и особенно исландского шпата, подвергшегося как метаморфическая порода действию высоких температуры и давления ($D > 200$ нм). Кальцит органогенного, органогенно-обломочного и водорослевого известняка занимает промежуточное положение. Плотность дислокаций в кальците близка к первой пороговой для напряженных металлов. Можно предполагать, что более хрупкий по сравнению с металлами минерал находится вдали от состояния равновесия в существенно напряженном состоянии. Непосредственным свидетельством напряженности является существенное развитие микротрещиноватости.

Кроме того, упорядочение наблюдается по вариациям смачиваемости пород по разрезу. Установлено, что водонасыщенные породы гидрофильны, а продуктивные – гидрофобны. Краевой угол смачивания газонасыщенных пород – 100-110°, нефте- и битумонасыщенных – 110-130° [Багринцева, 1999].

В подошвенных водах выявлено направленное изменение по площади общей минерализации, концентрации ионов (калия, натрия, кальция, хлора, брома, иода, сульфатов), водородного показателя (рН), произведения концентраций $[Ca^{2+}] \times [SO_4^{2-}]$. Наличие градиентов концентрации, а также давления и температуры свидетельствует о неравновесности системы [Афанасьев, 2010б].

Итак, на основании анализа и обобщения экспериментальных данных о распределении по разрезу и площади флюидов, аутигенных минералов, битума, фильтрационно-емкостных свойств пород, некоторых микроэлементов и др., выявлена упорядоченность пространственной структуры продуктивных ловушек. Проявляется упорядоченность в форме вторичной неоднородности независимо от типа продуктивных осадочных коллекторских пород, условий существования и типа залежей. Упорядоченность как существенное свойство продуктивной ловушки открывает возможность единого теоретического подхода к оценке геологического объекта и к построению модели его формирования.

Вскрытая упорядоченность порождает настоятельную необходимость обратиться к работам, в которых исследуется сущность явлений, связанных с образованием, устойчивым существованием и распадом стационарных или зависящих от времени структур в открытых системах вдали от состояния равновесия. Таковыми являются исследования в области синергетики, изучающей самоорганизацию, т.е. «совместное действие отдельных частей какой-либо неупорядоченной системы, в результате которого возникают макроскопические пространственные, временные, пространственно-временные структуры».

Всякая ловушка – открытая, неравновесная природная система, контактирующая с двумя резервуарами: источником энергии и вещества (нефтегазоматеринская толща, фундамент) и стоком (гидро- и атмосфера), в который диссипируют из нее вещество и энергия. Параметры внешней среды в связи с тектоническими явлениями существенно флуктуируют, вызывая флуктуации внутренних характеристик системы, играющих решающую роль в переходе системы в иное состояние в критических областях. Кроме того известно, что залежь при естественном или техногенном нарушении наложенных на нее внешних ограничений разрушается. Следовательно, имеются все основания предполагать, что формирование пространственной структуры при ограничениях, накладываемых ловушкой, проявляющейся в закономерном распределении флюидов по разрезу и простиранию и материально зафиксированной, с одной стороны, выщелачиванием, а с другой, цементацией продуктами необратимых физико-химических процессов (битум,

новообразованные минералы), является убедительным свидетельством решающей роли самоорганизации в формировании залежи.

Изложенные основания позволяют представить упорядочение в следующей форме. Мигрирующие в рассеянной форме продукты катагенеза рассеянного органического вещества и эндогенные флюиды аккумулируются в насыщенном минерализованной водой пустотном пространстве коллекторских пород ловушки. Известно, что растворимость углеводородов и других продуктов существенно зависит от минерализации воды. Поэтому увеличение концентрации углеводородов сопровождается снижением минерализации за счет оттока ионов растворенных солей, а затем и воды из зоны аккумуляции вниз по разрезу, т.е. устанавливается встречный диффузионный поток. Этот поток оказывает существенное влияние на формирование состава как погребенных, так и подошвенных вод. При достижении критической концентрации углеводородов, соответствующей сложившимся к этому моменту неравновесным термобарическим условиям, формирующийся однофазный многокомпонентный флюид «органическое вещество-неорганическое вещество-вода» теряет устойчивость. На значение критической концентрации определяющее влияние (помимо давления и температуры) оказывает пористая среда, вмещающая флюид. Вследствие существенных кинетических и диффузионных затруднений, накладываемых коллектором, критическая концентрация может превышать значения, найденные, исходя из экспериментов в квазиравновесных условиях. Критический параметр может существенно возрастать в связи с многокомпонентностью и вязкостью флюида, а также – с поверхностными капиллярными явлениями. Геометрия модельной нефтяной залежи Гаевского месторождения [Сахибгареев, 1989] дает основания принять критическую концентрацию близкой к 20-35 % (объем).

Незатухающие крупномасштабные флуктуации концентрации и плотности в заполняющем эффективное пустотное пространство критическом флюиде, инициируемые как внутренними, так и внешними тектоническими факторами, приводят к развитию переходного процесса, состоящего в распространении волн расслоения и возникновении интенсивного когерентного макроскопического движения флюида по разрезу, сопровождающегося развитием микротрещиноватости по дислокационному механизму и завершающегося обособлением фаз: углеводородной и водной.

На границе раздела фаз в соответствии с закономерностями расслоения в многокомпонентных системах с ограниченной растворимостью компонентов адсорбируются ассоциированные с микроэлементами высокомолекулярные полярные гетероатомные соединения, преобразующиеся в последующем в твердый битум. Расслоением охватывается

флюид, аккумулированный в интервале 10-15 м. Если высота ловушки превышает указанный размер, то возможны несколько этапов аккумуляция-расслоение. Упорядоченность продуктивных комплексов есть проявление цикличности процессов аккумуляция-расслоение.

Резкое изменение геохимической обстановки в ловушке вследствие обособления углеводородной и водной фаз сопровождается развитием совокупности переходных процессов как в зонах локализации фаз, так и особенно на границе их раздела к современному упорядоченному стационарному состоянию [Афанасьев, 2009].

На основании изложенного можно сделать следующие выводы.

Упорядоченность как важнейшее свойство продуктивных комплексов должна выявляться и учитываться как при построении и уточнении геологических моделей месторождений нефти и газа, так и при проектировании разработки.

При подсчете запасов необходимо оценивать мощность развитых в продуктивных комплексах разуплотненных прослоев, цементированных твердым битумом, и содержание в них подвижных компонентов.

Вскрытая упорядоченность продуктивных нефтегазонасыщенных комплексов является основанием для оптимизации разработки посредством определенной комбинации вертикальных и горизонтальных скважин с целью эксплуатации не только эффективно-насыщенных, но и цементированных битумом прослоев.

С позиций разработанной модели эпигенеза с целью оптимизации разработки рекомендуется осуществлять контроль и поддержание начального стационарного состояния путем периодических дозированных импульсных энергетических воздействий, например, электрическими разрядами.

При поисковом и разведочном бурении продуктивные комплексы могут быть выявлены по вариациям скорости проходки, обусловленным проявлениями упорядочения, состоящего в сопряжении прослоев разуплотненных и плотных, цементированных новообразованными минералами и твердым битумом пород.

Модель открывает возможность прогнозирования фазового состояния залежей (нефть, конденсат, газ) по комплексу гидрохимических данных, поскольку в химическом составе воды переходной зоны воплощена информация о составе сопряженной с нею углеводородной фазы.

В связи с упорядоченностью продуктивных комплексов становятся актуальными планирование и постановка экспериментов для изучения закономерностей расслоения систем

с ограниченной растворимостью компонентов в пористых средах вдали от состояния равновесия.

Выявленные особенности позволяют поставить задачу изучения форм проявления упорядоченности продуктивных комплексов в физических полях и совершенствования методов получения и интерпретации геофизической информации с целью поисков и разведки.

Литература

Акрамходжаев А.М., Амирханов Ш.Х., Киришин А.В. Преобразование органического вещества в осадочных породах в процессе литогенеза // Органическое вещество современных и ископаемых осадков. - М.: Наука, 1985. - С. 38-45

Афанасьев Ю.В. Модель формирования вторичной неоднородности пласта А₄ Кулешовского месторождения // Нефтяное хозяйство, 2009. - № 11. - С. 104-106.

Афанасьев Ю.В. Модель формирования вторичной неоднородности продуктивной толщи Оренбургского месторождения // Бурение и нефть, 2010а. - № 2. - С. 24-26.

Афанасьев Ю.В. Подошвенная вода Карачаганакского месторождения // Бурение и нефть, 2010б. - № 11. - С. 22-25.

Афанасьев Ю.В. Термическая устойчивость и дефектность кальцита продуктивной толщи Карачаганакского месторождения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2010в. - № 5. - С. 18-21.

Аширов К.Б. К вопросу об условиях формирования физико-химического состава пластовых вод // Тр. ПермНИПИнефть. - 1971. - Вып. 6. - С. 210-220.

Аширов К.Б., Киришин В.И., Печорин О.М., Югин Л.Г. О целесообразности раздельной разработки газовой и нефтяной частей залежи Лебяжинского месторождения // Газовое дело, 1969. - № 8. - С. 6-9.

Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. - М.: РГГУ, 1999. - 285с.

Высоцкий И.В., Высоцкий В.И. Формирование нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: Недра, 1986. - С. 9.

Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов. - Новосибирск: Наука, 1971. - 168 с.

Еременко Н.А., Твердова Р.А., Тихомолова Т.В., Фонин В.С., Головина Н.В. Некоторые особенности нерастворимого органического вещества пород // Органическое вещество современных и ископаемых осадков. - М.: Наука, 1985. - С. 71-80.

Исаев В.П. Термодинамические аспекты геохимии природных газов. - Иркутск: изд-во Иркутск. ун-та, 1991. - Ч. 1, 2. - 192 с.

Кавеев М.С. О влиянии углекислоты, образовавшейся при разрушении нефтяных месторождений, на развитие карстовых процессов // ДАН СССР. - 1963. - Т. 152. - № 3. - С. 721-723.

Капшиников А.Л., Садрисламов М.М., Колганов В.И. Некоторые результаты изучения нефтеотдачи пласта Б₂ на месторождениях Самарской Луки // Тр. Гипровостокнефти. - 1959. - Вып. 2. - С. 288-298.

Козина Е.А. «Черные» песчаники нижнего карбона Новоелховского месторождения // Тр. ТатНИИ. - 1967. - Вып. 10. - С. 157-160.

Колганов В.И. Результаты определения нефтеотдачи пласта по кернам // Тр. Гипровостокнефти. - 1959. - Вып. 2. - С. 299-310.

Кузнецов В.Г. Природные резервуары нефти и газа карбонатных отложений. – М.: Недра, 1992. – 240 с.

Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. – Л.: Недра, 1992. – 239 с.

Лондон А.Э. О формировании регионального фона газонасыщения пластовых вод // Геология нефти и газа. – 1975. – № 8. – С. 24-30.

Морозов В.П. Седиментогенез и постседиментационные изменения палеозойских карбонатных отложений востока Восточно-Европейской платформы. Автореферат дисс. на соискание уч.ст.д.г.-м.н. – Казань, КГУ. – 2009. – 47с.

Прошляков Б.К. Вторичные изменения терригенных пород-коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1974. – 232 с.

Регуш В.А. О древней зоне ВНК в продуктивном горизонте Д₁ Ромашкинского месторождения и ее коллекторских свойствах // Нефтегазовая геология и геофизика, 1970. – № 5. - С. 14-17.

Садрисламов М.М. Изменение свойств пласта Б₂ на месторождении Зольный овраг // Тр. Гипрвостокнефти. – 1959. – Вып. 2. – С. 311-318.

Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – М.: Недра, 1989. – 260 с.

Старобинец И.С., Зубайраев С.Л. Геохимические закономерности распространения рассеянных углеводородных газов в осадочных породах // Органическое вещество современных и ископаемых осадков. – М.: Наука, 1985. – С. 124-130.

Фадеев М.И. Ореховская опорная скважина. – М.: ГосНТИ, 1963. – 92 с.

Холодов В.Н., Лисицын А.К., Комарова Г.В., Кондратьева И.А. Об эпигенетической зональности уранового оруденения в нефтеносных карбонатных породах. Известия АН СССР. Сер. геол. – 1961. – № 11. – С. 50-63.

Afanasjev Yu.V.

Samara State Technical University, Samara, Russia, bingry@mail.ru

EPIGENESIS OF OIL AND GAS DEPOSITS IN VIEW OF FORECAST EXPLORATION

Hydrocarbon trap is considered as an open regulated system «rock-fluid»; the starting process of regulation is the segregation of fluid with limited components solubility; oil and gas accumulation - is conversed form of the isolated HC-phase.

Key words: *epigenesis, secondary heterogeneity, regulating, accumulation, segregation.*

References

Akramhodžaev A.M., Amirhanov Š.H., Kiršin A.V. Preobrazovanie organičeskogo vešestva v osadočnyh porodah v processe litogeneza // Organičeskoe vešestvo sovremennyh i iskopaemyh osadkov. - M.: Nauka, 1985. - S. 38-45

Afanas'ev Ū.V. Model' formirovaniâ vtoričnoj neodnorodnosti plasta A4 Kulešovskogo mestoroždeniâ // Neftânoe hozâjstvo, 2009. - # 11. - S. 104-106.

Afanas'ev Ū.V. Model' formirovaniâ vtoričnoj neodnorodnosti produktivnoj tolši Orenburgskogo mestoroždeniâ // Burenie i neft', 2010a. - # 2. - S. 24-26.

Afanas'ev Ū.V. Podošvennaâ voda Karačaganakskogo mestoroždeniâ // Burenie i neft', 2010b. - # 11. - S. 22-25.

Afanas'ev Ū.V. Termičeskaâ ustojčivost' i defektnost' kal'cita produktivnoj tolši Karačaganakskogo mestoroždeniâ // Stroitel'stvo neftânyh i gazovyh skvažin na suše i na more, 2010v. - # 5. - S. 18-21.

Aširov K.B. K voprosu ob usloviâh formirovaniâ fiziko-himičeskogo sostava plastovyh vod Tr. PermNIPIneft'. - 1971. - Vyp. 6. - S. 210-220.

Aširov K.B., Kirin V.I., Pečorin O.M., Ūgin L.G. O celesoobraznosti razdel'noj razrabotki gazovoj i neftânoj častej zaleži Lebâžinskogo mestoroždeniâ Gazovoe delo, 1969. - # 8. - S. 6-9.

Bagrinceva K.I. Usloviâ formirovaniâ i svojstva karbonatnyh kollektorov nefti i gaza. - M.: RGGU, 1999. - 285s.

Vysockij I.V., Vysockij V.I. Formirovanie neftânyh, gazovyh i gazokondensatnyh mestoroždenij. - M. Nedra, 1986. - S. 9.

Vyšemirskij V.S., Kontorovič A.È., Trofimuk A.A. Migraciâ rasseânyh bitumoidov. - Novosibirsk: Nauka, 1971. - 168 s.

Eremenko N.A., Tverdova R.A., Tihomolova T.V., Fonin V.S., Golovina N.V. Nekotorye osobennosti nerastvorimogo organičeskogo vešestva porod // Organičeskoe vešestvo sovremennyh i iskopaemyh osadkov. - M.: Nauka, 1985. - S. 71-80.

Isaev V.P. Termodinamičeskie aspekty geohimii prirodnyh gazov. - Irkutsk izd-vo Irkutsk. un-ta, 1991. - Č. 1, 2. - 192 s.

Kaveev M.S. O vliânij uglekisloty, obrazovavšejsâ pri razrušenii neftânyh mestoroždenij, na razvitie karstovyh processov DAN SSSR. - 1963. - T. 152. - # 3. - S. 721-723.

Kapišnikov A.L., Sadrislamov M.M., Kolganov V.I. Nekotorye rezul'taty izučeniâ nefteotdači plasta B2 na mestoroždeniâh Samarskoj Luki Tr. Giprovostoknefti. - 1959. - Vyp. 2. - S. 288-298.

Kozina E.A. «Černye» peščaniki nižnego karbona Novoelhovskogo mestoroždeniâ Tr. TatNII. - 1967. - Vyp. 10. - S. 157-160.

Kolganov V.I. Rezul'taty opredeleniâ nefteotdači plasta po kernam Tr. Giprovostoknefti. - 1959. - Vyp. 2. - S. 299-310.

Kuznecov V.G. Prirodnye rezervuary nefti i gaza karbonatnyh otloženij. - M.: Nedra, 1992. - 240 s.

Lebedev B.A. Geohimiâ èpigenetičeskikh processov v osadočnyh bassejnah. - L.: Nedra, 1992. - 239 s.

London A.È. O formirovanii regional'nogo fona gazonasyšeniâ plastovyh vod // Geologiâ nefiti i gaza. – 1975. – # 8. – S. 24-30.

Morozov V.P. Sedimentogenez i postsedimentacionnye izmeneniâ paleozojskih karbonatnyh otloženiij vostoka Vostočno-Evropejskoj platformy. Avtoreferat diss. na soiskanie uč.st.d.g.-m.n. – Kazan', KGU. – 2009. – 47s.

Prošlâkov B.K. Vtoričnye izmeneniâ terrigennyh porod-kollektorov nefiti i gaza. – M.: Nedra, 1974. – 232 s.

Reguš V.A. O drevnej zone VNK v produktivnom gorizonte D1 Romaškinskogo mestoroždeniâ i ee kollektorskih svojstvâh Neftegazovaâ geologiâ i geofizika, 1970. – # 5. - S. 14-17.

Sadrislamov M.M. Izmenenie svojstv plasta B2 na mestoroždenii Zol'nyj ovrag Tr. Gipro vostoknefti. – 1959. – Vyp. 2. – S. 311-318.

Sahibgareev R.S. Vtoričnye izmeneniâ kollektorov v processe formirovaniâ i razrušeniâ neftânyh zaležej. – M.: Nedra, 1989. – 260 s.

Starobinec I.S., Zubajraev S.L. Geohimičeskie zakonomernosti rasprostraneniâ rasseânyh uglevodorodnyh gazov v osadočnyh porodah // Organičeskoe vešestvo sovremennyh i iskopaemyh osadkov. – M.: Nauka, 1985. – S. 124-130.

Fadeev M.I. Orehovskaâ opornaâ skvažina. – M.: GosNTI, 1963. – 92 s.

Holodov V.N., Lisicyn A.K., Komarova G.V., Kondrat'eva I.A. Ob èpigenetičeskoj zonal'nosti uranovogo orudeneniâ v neftenosnyh karbonatnyh porodah. Izvestiâ AN SSSR. Ser. geol. – 1961. – # 11. – S. 50-63.