

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
АКАДЕМИЯ НАУК СССР
ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КАРБОНАТНЫХ ФОРМАЦИЙ

Сборник научных трудов

МОСКВА 1987

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КАРБОНАТНЫХ ФОРМАЦИЙ

Сборник научных трудов. М.: ИГиРГИ, 1987. С. 138.

Излагаются различные аспекты методики изучения продуктивных карбонатных отложений, направленные на восстановление условий образования слагающих их пород, а также на исследование структуры порового пространства, трещиноватости коллекторов, оценку их потенциала, выявление особенностей размещения залежей нефти.

На примере разновозрастных продуктивных карбонатных отложений Волго-Уральской провинции, Восточного Предкавказья, Северного Кавказа, Прикаспийской и Припятской впадин и других регионов установлено, что для выработки критериев нефтегазоносности необходимо применять широкий комплекс методических приемов, включающих литолого-фациальный, формационный, циклостратиграфический, палеоэкологический, палеоструктурный, петрофизический и промыслово-геофизический анализы.

Показано, что для успешного освоения нефтегазоносных карбонатных образований следует разрабатывать специфические методы исследований, способные выявлять присущие этим отложениям структурно-генетические особенности строения и формирования.

Сборник представляет интерес для широкого круга геологов.

Ил. 12, табл. список литературы 69 назв.

Рецензенты:

канд. геол.-мин. наук П.С. Жабрева,
доктор геол.-мин.члаук, профессор Б.К. Прошляков

Редакционная коллегия:

доктор геол.-мин. наук, профессор А.А. Аксенов,
доктор геол.-мин. наук, профессор В.Г. Кузнецов,
доктор геол.-мин. наук И.Е. Постникова,
канд. геол.-мин. наук И.Э. Сорокина

(^) Институт геологии и разработки
горючих ископаемых (ИГИРГИ),
1987

В В Е Д Е Н И Е

Актуальность разработки проблемы нефтегазоносности карбонатных формаций обусловлена прежде всего тем, что в ряде нефтегазоносных регионов СССР они являются главными объектами геологоразведочных работ, обеспечивающими основной объем прироста запасов нефти и газа. Плодотворно развиваются направления, связанные с изучением зональной биостратиграфии, с циклостратиграфическим анализом, познанием особенностей первичных литофациальных условий и постседиментационных преобразований карбонатных пород. Совместные усилия ученых и производственников, направленные на выявление залежей нефти и газа в карбонатных толщах, дали положительные результаты: в последние годы в карбонатных формациях Волго-Урала, Припятской впадины, Терско-Каспийского прогиба, Прикаспия открыты нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения.

Для успешного поиска и разведки новых, освоения уже открытых месторождений углеводородов в карбонатных комплексах необходимы специальные методы их исследований, которые позволили бы обосновать критерии перспектив нефтегазоносности.

Цель настоящего сборника - показать возможности применения методов, обеспечивающих выявление закономерностей размещения продуктивных карбонатных формаций, пород-коллекторов, покрышек, формирования определенных типов коллекторов. В статьях освещены п/ти использования литологических, петрофизических и промыслово—геофизических связей, позволяющих проводить корреляцию разрезов, выделение природных резервуаров*в их геометризацию.

В сборнике излагаются новые данные с строения и перспективах нефтегазоносности карбонатных формаций на территории СССР (Волго-Урал, Западная Сибирь, Прикаспий, Предкавказье, Восточная Сибирь, Белоруссия и т.д.).

Большой интерес вызывают рифогенные постройки, играющие важную роль в процессах нефтегазонакопления. Рассматриваются методы выделения конкретных карбонатных формаций, их диагностики и систематизации.

При оценке перспектив нефтегазоносности карбонатных формаций учитывались данные о нефтегазопроявлениях, открытых залежах нефти и газа, их стратиграфической и структурно-фациальной приуроченности, типах и особенностях размещения ловушек, распространении продуктивных горизонтов и покрышек, тектоническом положении формации.

Анализ размещения залежей нефти в карбонатных формациях различных регионов СССР, типов ловушек, их строения и ресурсов, степени изученности территории и других показателей позволяет высоко оценить прогнозные ресурсы карбонатных формаций.

Настоящий сборник содержит результаты научных исследований по комплексной целевой программе изучения процессов формирования и закономерностей размещения нефтяных и газовых месторождений на основе анализа и обобщения фактического материала геологоразведочных работ по крупным регионам СССР.

И.К. Королюк (ИГиРГИ)

МЕТОДЫ И ЗАДАЧИ
ФАЦИАЛЬНОГО И ФОРМАЦИОННОГО АНАЛИЗОВ
КАРБОНАТНЫХ ТОЛЩ

Известно много методов изучения карбонатных отложений, но основными при уточнении направлений поисково—разведочных работ на нефть и газ представляются два из них - фациальный и формационный анализы, которые являются системными, т.е. в идее каждый из них включает все частные исследования по различным направлениям.

Фациальный анализ карбонатных отложений давно и продуктивно используется нефтяниками. С помощью фациального анализа изучаются толщи, различные по объему, нередко весьма мощные, и отчасти именно поэтому иногда возникает вопрос, зачем понадобилось вводить еще формационный анализ и чем он отличается от фациального.

Действительно, методы фациального и формационного анализов близки между собой, но они направлены на решение различных задач. Если фациальный анализ - это метод познания условий осадконакопления, то формационный - общепризнанный способ выяснения общих закономерностей формирования литосферы и размещения в ней полезных ископаемых, в том числе нефти и газа (Формационный анализ..., 1981).

Соответственно различна и их роль в нефтяной геологии» Фациальный анализ применяется при изучении особенностей распределения залежей в пределах определенных зон и разновозрастных стратиграфических комплексов, т.е. при поисках ловушек в намеченных зонах, например, органогенных массивов в зоне рифообразования и при изучении самих массивов. Формационный анализ должен в основном использоваться для прогнозной оценки нефтегазоносности

крупных территорий, выявления в разрезе возможно нефтегазоносных комплексов и зон нефтегазонакопления в их пределах.

Именно формации (Ф), а не стратиграфические комплексы должны быть основой прогнозной оценки, так как стратиграфические комплексы включают существенно различные по уровням образования и строения толщи, а Ф - относительно однотипные, хотя и сложные геологические тела, в пределах которых можно прогнозировать распределение пород-коллекторов и покрышек. Карбонатная Ф - крупное обособленное тело, представляющее собой естественный комплекс парагенетически связанных карбонатных пород (не менее 75-80% объема тела), распространенное в пределах крупной структуры и отлагавшееся в определенные этапы формирования земной коры в течение века, одной - двух эпох.

Широко распространены три разных определения фаций:

- облик породы, т.е. ее петрографические, палеонтологические, текстурные особенности, свидетельствующие об условиях отложения осадков в определенной палеогеографической обстановке;
- комплекс одновозрастных пород, несущих литолого-экологические и другие признаки единства образования;
- условия накопления осадков.

Несмотря на принципиальные расхождения, их объединяет главное: фация - это понятие палеогеографического анализа, в то время как Ф - тектонического.

Методы фациальных исследований известны. Подчеркнем только еще раз, что особенно хорошие результаты фациальный анализ карбонатных толщ для нефтяной геологии дает при изучении рифогенных отложений и использовании комплекса литолого-экологических показателей. Знание общих закономерностей строения рифогенных отложений определило успешные поиски нефти в Ишимбае, Камско-Кинельских прогибах, Прикаспии, ряде других регионов и широко применяется при разведке намеченных зон рифообразования.

Прогноз возможных зон нефтенакопления методами фациального анализа менее результативен в отношении стратонидных толщ, т.е. пласконаслоенных отложений относительно выровненных водоемов, где распределение фаций более прихотливо и не так легко моделируется. Для этих толщ особенно велико значение ритмостратиграфических исследований.

Из обобщения особенностей методов фациального и формационного анализов следует, что фациальный анализ проводится для разновозрастных отложений узких стратиграфических интервалов (биозон, горизонтов), а формационный - для крупных стратиграфических единиц, но на базе детальной стратиграфии, так как один из важнейших признаков формации - полнота разреза, наличие внутрiformационных и межформационных перерывов. При фациальном анализе важно выяснить индивидуальные отличия частей рассматриваемого комплекса, при формационном - нахождение его общности, позволяющее объединять породы в формацию.

Общие вопросы формационного анализа неоднократно и подробно рассматривались, поэтому коснемся лишь тех из них, которые возникают при изучении карбонатных отложений. В решении общих вопросов формационного анализа автор является последователем школы Н.С. Шатского, так как именно это направление представляется многим ученым наиболее результативным в нефтяной геологии.

В формационном анализе можно различать: выделение конкретных Ф; их диагностику и классификацию; изучение.

Выделение карбонатных Формаций. Основными объектами формационного анализа являются конкретные Ф. В принципах их выделения отсутствует единство, но можно отметить некоторые определенные тенденции в формационном анализе вообще, распространяющиеся и на карбонатные Ф: общее стремление к раздроблению понятия Ф, т.е. расчленение недавно еще единой Ф (например, флиша) на ряд Ф; геологи, специально занимающиеся формационным анализом, понимают объем конкретной Ф гораздо уже, чем те ученые, которые используют понятие Ф только для общих тектонических построений; наконец, в "своем" районе или возрастном комплексе все исследователи невольно принимают объем Ф уже, чем в "чужом". Примером служит расчленение фаменско-турнейских отложений Волго-Уральской провинции. Одни авторы (Хачатрян Р.О., 1964) выделяют в нем три Ф, другие (Королюк И.К., Максимова С.В., 1981) - одну.

Почти все исследователи за межформационные границы в разрезе принимают поверхности крупных региональных перерывов, т.е. допускается, что последние разделяют формационные комплексы или латеральные ряды ф. Такой подход сближает формационный анализ с анализом цикличности осадконакопления и приводит к тому, что в Ф вклю-

чаются базальные и завершающие пачки, нередко существенно отличные от основного тела. Так, в подошве карбонатных Ф (и в их краевых латеральных частях) часто бывают мощные терригенные пачки, которые при таком решении должны включаться в карбонатные Ф. Принимаемый объем может быть оспорен, однако постепенные переходы терригенных пород в карбонатные, как правило, не дают основания для иного проведения формационных границ. Соответственно представляется, что связанные с карбонатными породами терригенные пачки нужно считать закономерными членами определенных типов карбонатных Ф.

Относительно легко решается вопрос о выделении конкретных Ф тогда, когда ограниченная по возрасту карбонатная толща лежит среди иных, некарбонатных, отложений (верхнеюрские отложения Узбекистана, нижнекембрий—с кие Иркутского амфитеатра, верхнемеловые Предкарпатского прогиба и т.п.). Эти толщи почти всегда трактуются как особые Ф. Однако и в данном случае нет единой точки зрения на то, куда должны включаться переходные слои; особенно часто остаются неясными латеральные границы Ф. Например, являются ли карбонатные толщи кембрия Прибайкалья и ордовика - силура Прибалтики самостоятельными Ф или частями соответственно соленосной и терригенно—карбонатной Ф.

При постепенном переходе карбонатной Ф в разновозрастные толщи другого состава вопрос о границах решается в результате сопоставления собственно формационных показателей с данными структурного анализа. Примером удачного решения вопроса об объеме Ф в случае замещения карбонатной толщи по простиранию терригенной служит расчленение на Ф ордовикско—силурийских отложений Прибалтики, сделанное эстонскими геологами (Нестор Х.Э., Эйнасто Р.Э., 1977). Ими детально изучены разрезы по дробным стратиграфическим горизонтам и составлен сводный профиль от склона Балтийского щита до окраин каледонской геосинклинали (ГС). Выделены пять фациальных зон, каждая из которых охарактеризована своим набором фаций, пород и органических остатков. Совокупность всех пяти зон соответствует трем формациям, имеющим четкую специфику и определенную структурную приуроченность. Первая Ф включает три фациальные зоны и развита на склоне Балтийского щита, вторая - однофа-

циальная и соответствует склону Прибалтийской синеклизы и третья - фиксирует окраину каледонской ГС.

Намного труднее выделить конкретную Ф в мощных, широко распространенных, казалось бы, однородных карбонатных толщах платформ и некоторых миогеосинклиналей. Пример расчленения карбонатных платформенных отложений на Ф дал Н.С. Шатский в 1954 г. В близкой по общей характеристике карбонатной толще позднего палеозоя Московской синеклизы он выделил ряд Ф, в том числе две позднепалеозойские (Окская и Московская), принадлежащие, как подчеркивал ученый, разным классификационным типам (Шатский Н.С., 1965). Обособление формации было сделано по нескольким общим геологическим признакам - смене парагенезов, появлению специфического второстепенного члена (флюорит), изменению комплекса органических остатков. При типизации Окской и Московской формаций Н.С. Шатский опирался на фундаментальные исследования этих отложений (достаточно хорошо обнаженных), проведенные М.С. Швецовым (1954) и И.В. Хворовой (1953).

Значительно труднее расчленяются мощные погребенные толщи платформ, нередко имеющие известково—доломитовый состав. В Волго—Уральской провинции такая работа осуществлялась Н.М. Страховым, Р.О. Хачатряном, В.Г. Кузнецовым, Б.К. Прошляковым, В.И. Богацким, А.И. Елисеевым и другими. По существу, под названием "структурные комплексы" Ф выделял и О.М. Мкртчян. При этом использовались литологические, палеогеографические и структурные критерии. Объем выделяемых Ф понимался по-разному. Расчленение карбонатных комплексов на Ф должно производиться по ряду формационных показателей: парагенезы, мощность, градиент мощности, наличие органогенных построек и их типы, текстура толщи (Королюк И.К., 1981).

Есть основание думать, что в известково—доломитовых толщах, широко развитых на окраинах платформ для выделения Ф, помимо перечисленных выше важнейших показателей, можно использовать следующие литологические признаки:

- набор разновидностей известняков, частота встречаемости разности;
- набор органических компонентов в полидетритовых породах;
- набор, разнообразие таксонов органических остатков и, что особенно важно, родов водорослей;
- комплекс геофизических данных.

Выбор указанных признаков определялся ограниченным исходным материалом. Этим же обуславливается тот факт, что главным образом учитывается относительно легко выясняющийся набор пород, а не роль каждой разности в накоплении всего тела Ф.

Суммирование данных рассеянных скважин дает возможность снивелировать фациальные различия и выявляет основные особенности намеченной Ф, сходство и отличие от других карбонатных Ф, т.е. разрешает ее выделить (а нередко и определить тип) до полного изучения.

Использование всех перечисленных показателей при исследовании карбонатных толщ окско-башкирского возраста в Волго-Уральской провинции показало, что даже при крайне ограниченном материале по каждой скважине и узким стратиграфическим горизонтам в результате суммирования данных можно получить достаточно твердые критерии расчленения толщи на Ф и определения их типа. Так, окско—башкирские отложения Вельской впадины оказались существенно отличными от одновозрастных отложений более западных и более восточных регионов. В результате между угленосной и верейской терригенной толщами можно выделить три Ф: известняков и доломитизированных известняков - на территории собственно Волго—Уральской провинции, доломитистой - примерно в районе будущей Вельской впадины и банково-рифовой - на юго-востоке, на стыке с Зилаирским синклиномом.

Выделение Ф предполагает рассмотрение всей площади карбонатонакопления, а не только опорных разрезов.

Конкретные Ф должны иметь собственные наименования, которые рационально давать по месту распространения, например, Окская и Московская Ф (Шатский Н.С, 1965).

Правильность выделения Ф проверяется двумя положениями, сформулированными также Н.С Шатским (1965): тела, выделенные по комплексу вещественно—структурных показателей, как Ф должны: соответствовать определенным крупным палеоструктурам и стадиям геотектонических циклов; иметь аналоги в других регионах, приуроченные к подобным структурам и к тем же этапам тектонического развития.

Классификация карбонатных Формаций. Обобщенное понятие "карбонатная формация*" - подмена понятия "карбонатная толща", годится лишь для самых общих геотекто—

нических построений и не может использоваться для формационного анализа и прогнозов нефтегазоносности, так же как выделенная, но не классифицированная конкретная Ф. Основой прогнозной оценки могут быть только Ф, определенные до типов, под которыми автор понимает основную, низшую категорию классификационных единиц в формационном анализе.

Принадлежность конкретных Ф к тому или иному типу согласно принятой схеме определяется на основе тех же признаков, использовавшихся при выделении конкретных Ф. В настоящее время с разной степенью обоснованности выделено более 30 типов карбонатных Ф, но только в единичных работах сделана попытка их систематизации. В последнее десятилетие опубликованы две схемы классификации. А.И. Елисеев (1978) все карбонатные Ф объединяет в два типа - калейдовые и платамовые. Автором (Королюк И.К., 1981) принято разделение класса Ф на три группы и более чем 20 типов. Опубликованная схема нуждается в поправках, касающихся в основном принадлежности отдельных типов к определенным группам. Но решение этих вопросов требует большего фактического материала, чем имеется в настоящее время.

Основная формационная систематическая единица - тип - объединяет конкретные Ф, близкие по вещественно-структурным признакам. Именно тип Ф обуславливает характер возможных ловушек в Ф, наличие покрышек, путей миграции УВ, потенциальные возможности ее нефтегазоносности. Вероятность развития поровых и порово-кавернозных коллекторов в Ф типа известняков и доломитизированных известняков значительно выше, чем в доломитовых. Трещиноватость также неодинакова в ф разных типов. Соответственно выделяются карбонатные Ф: часто нефтегазоносные, редко нефтегазоносные и практически не нефтегазоносные. В связи с этим типизация карбонатных Ф является одной из первоочередных задач изучения нефтегазоносности карбонатных отложений. Однако реальную значимость она приобретает тогда, когда хорошо изучены хотя бы несколько конкретных Ф одного типа, что позволит делать обоснованные предположения не только о их типичных признаках, но и о строении тела. В настоящее время, как правило, публикуется лишь общая характеристика Ф, и только единичные карбонатные Ф имеют изученность, отвечающую требованиям формационного анализа.

Изучение карбонатных Формаций. При исследовании строения Ф используются методы фациального анализа, но с некоторыми изменениями и добавлениями, полученными другими методами.

Изучение Ф подразумевает детализацию показателей, использовавшихся при выделении и типизации Ф, и привлечение дополнительных материалов. Главной задачей становится уточнение генезиса Ф и пространственного распространения составляющих ее комплексов, пачек и слоев, т.е. фациальный анализ. К сожалению, уровень изученности карбонатных Ф не соответствует целям, стоящим перед формационным анализом нефтегазоносных отложений. Примером хорошо обоснованных карбонатных Ф являются Окская и Московская (Швецов М.С., 1954; Хворова И.В., 1953; Осилова А.И., Геккер Р.Ф., Вельская Т.Н., 1971). Многие же карбонатные толщи, даже детально исследованные, расчлененные на дробные горизонты, не имеют обобщенной характеристики, позволяющей говорить о них как о формациях.

Методы изучения карбонатных Ф вытекают из сущности Ф и поэтому должны включать общегеологические приемы (анализ карт мощностей, изменения градиента мощности, карты типов разрезов, стратиграфического расчленения и полноты разрезов, внутриформационных перерывов), а также данные фациального анализа и более специальных исследований - геохимических, геофизических и, возможно, гидрогеологических и прочих.

Формационный анализ позволяет широко использовать различные геофизические методы, результаты которых не всегда имеют точную стратиграфическую привязку, необходимую для фациального анализа. Геофизическими методами легко определяются глинистость карбонатных толщ, ритмичность их наслоения, распределение проницаемых и плотных пород. Нечеткая в практике стратиграфическая привязка этих данных затрудняет их использование при фациальном анализе, но не служит помехой при формационном. Примером удачного использования промыслово—геофизических материалов для формационной характеристики толщи является работа А.М. Берестецкой (1984). В формационном анализе также необходимы применение элементов ритмостратиграфии и учет закономерностей смены генетических рядов отложений в пределах бассейнов осадконакопления, намеченных Н.А. Головкинским и уточненных Г.Ф. Крашенинниковым и рядом других геологов.

На первой стадии изучения для каждой выделенной карбонатной Ф необходимо установить следующие признаки: площадь распространения; возраст толщи, полнота разреза; мощность, колебания мощности, т.е. форма тела; положение в вертикальном и латеральном рядах других Ф; литологическая характеристика, включающая упоминавшиеся ранее показатели; биоседиментологическая специфика; генетические комплексы отложений, их площадное распространение; текстурные особенности толщи, ритмичность ее накопления; распределение плотных и проницаемых пород в теле Ф; степень тектонической раздробленности и форма ее проявления; направленность вторичных процессов.

Выявление этих показателей возможно по относительно ограниченному материалу. Оно позволит типизировать Ф, определить их генезис, прогнозировать типы ловушек в толще и основные закономерности их распределения.

В заключение следует отметить, что для успехов формационного изучения карбонатных отложений необходимо провести комплекс исследований по латеральному прослеживанию различных типов карбонатных Ф и, в частности, рифогенных фаций, мелководных и иных зон карбонатонакопления. Эти работы, находящиеся на стыке фациального и формационного методов, требуют постановки специальных тем, в которых бы не только детально рассматривались отдельные фации, но и толща в целом, весь комплекс фациальных и формационных показателей. Выполнение подобных работ будет способствовать прогрессу в области формационного анализа карбонатных отложений, который тормозится отсутствием монографий по конкретным формациям. Принятая в настоящее время практика опубликования мелких статей ведет к многократному повторению ограниченных данных и не дает исходного материала для классификации карбонатных Ф на необходимом научном уровне.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Берестецкая А.М. Особенности развития фации чистых известняков Волгоградского Поволжья. В кн.: Карбонатные отложения - объект целенаправленных поисков углеводородов. М.: ИГиРГИ, 1984. С. 38-48.

Елисеев А.И. Формации зон ограничения северо-востока Европейской платформы. Л.,: Наука, 1978, 202 с

Королюк И.К. Принципы типизации карбонатных формаций и нефтегазоносность различных типов формаций. В кн.: Формационный анализ в нефтяной геологии. М.: ИГиРГИ, 1981. С. 7-20.

Королюк И.К., Максимова С.В. К вопросу о классификации карбонатных формаций. В кн.: Постседиментационные изменения карбонатных пород и их значение для историко-геологических реконструкций. М.: Наука, 1981. С. 74-83.

Нестор Х.Э., Эйнасто Р.Э. Фациально—седиментологическая модель силурийского палеобалтийского периконтинентального бассейна. В сб.: фации и фауна силура Прибалтики. Таллин: Валгус, 1977. С 89-122.

Осипова А.И., Геккер Р.Ф., Вельская Т.Н. Закономерности распределения и смена фауны в поздневизейских и раннеамюрских эпиконтинентальных морях Русской платформы. Тр. ПИН АН СССР. Т. 130. 1971. С 279-293.

Формационный анализ в нефтяной геологии. М.: ИГиРГИ, 1981. 174 с.

Хачатрян Р.О. Формации девона и карбона востока Русской платформы. Докл. АН СССР. 1964. Т. 159. № 6. С. 675-678.

Хворова И.В. История развития средне-верхнепалеозойского моря западной части Московской синеклизы. Тр. ПИН АН СССР. Вып. 43. 1953. 220 с.

Шатский Н.С. Геологические формации и осадочные полезные ископаемые. Избр, тр. Т. Ш. М.: Наука, 1965. С 7-12.

Швецов М.С. Геологическая история средней части Русской платформы в течение нижнекаменноугольной и первой половины среднекаменноугольных эпох. М.: Гостоптехиздат, 1954. 72 с.

М.В. Михайлова (ВНИГНИ)

ТИПЫ КАРБОНАТНЫХ МАССИВОВ
И ИХ ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ ПРИЗНАКИ

Ископаемые рифовые массивы как возможные ловушки нефти и газа интересуют геологов—нефтяников уже несколько десятилетий. Этим массивам посвящена обширная литература, практическая их значимость общепризнана. Так же обособленные и сходные с ними морфологически карбонатные массивы иного происхождения - намывные, биохемогенные, эрозионные и другие изучены крайне мало несмотря на то, что они также могут являться ловушками нефти и газа и несколько не худшими.

Массивы неодинакового происхождения существенно различны по литологическому строению и размещению зон с разными емкостными свойствами; имеют иное пространственное распределение и отличаются приуроченностью к различным временным интервалам разреза. Следовательно, и подход к выбору наиболее рационального метода проведения поисково-разведочных работ в каждом конкретном случае должен быть индивидуальным. Недоучет этого и отнесение в большинстве случаев образований, особенно крупных, сразу же к рифовым только потому, что они карбонатные и в них встречаются организмы, приводит подчас к серьезным ошибкам. Ожидаются и прогнозируются определенные для рифовых тел закономерности, а их не оказывается. Поэтому так важно выявить и диагностировать генетический тип массива уже на первых этапах работы. Однако эта задача достаточно сложна из-за внешнего сходства и некоторых других общих черт карбонатных массивов (Геологическая съемка..., 1982; Королюк И.К., Михайлова М.В., 1977; Ископаемые..., 1975; Шуйский В.П., 1973). Она прак-

тически неразрешима без детальных литологических исследований, проводимых в комплексе с геофизическими.

Карбонатный массив - пространственно обособленное ископаемое тело любого происхождения - производное длительного времени, суммы менявшихся условий осадконакопления и позднейших вторичных преобразований, разрушения и размывов. При палеореконструкциях немаловажно также учитывать, что это лишь останец геологического прошлого. Применяя метод актуализма, на все это надо вводить поправки. Иначе получится отождествление несопоставимых величин: производных краткого геологического мига (весь четвертичный период 0,7 млн. лет) и временных отрезков, длившихся десятки и отстоящих от нас на сотни миллионов лет, в течение которых постоянно происходили какие-то изменения.

Использование термина "карбонатный массив" позволяет избежать в начале работ преждевременных субъективных выводов. По мере изучения массива уточняется его природа - органогенный, обломочный и т.д. Дальнейшая детализация возможна лишь при получении суммы признаков путем макро- и микроскопического исследования пород и содержащихся в них остатков фауны и флоры, выявления соотношений с вмещающими и перекрывающими отложениями в разрезе и по площади, определения структурной приуроченности и др. Сравнение ископаемых карбонатных массивов разного возраста из различных регионов показывает, что главное их отличие заключается в сочетании и размещении карбонатных пород внутри них. В подавляющем большинстве это первично известняковые образования, за исключением древних строматолитовых толщ; встречающиеся органогенные доломиты везде развивались в результате последующих изменений. Строение известняков зависит от типа их образования (Швецов М.С., 1958).

В понимании структурных различий в известняках у нас и за рубежом существуют серьезные расхождения, вызванные принципиально иной генетической интерпретацией их признаков. В классификации Р. Фолка, положенной Дж. Л. Уилсоном (1980) в основу определения фациальных признаков и принимаемой главным образом при изучении пород в шлифах, важнейшее значение придается количеству микрозернистого карбоната (микрита), кристаллического цемента (спарита) и форменных компонентов - детрита, комков, оолитов и т.д. По соотношению микрита

и спарита определяется энергетика осадочного процесса. Зависимость соотношений структурных компонентов от условий образования для современных осадков, несомненно, верна. Применить ее к ископаемым породам по существу невозможно, так как нельзя определить количество микрита в известняках, а тем более в доломитах. Спарит же в значительной своей части - продукт перекристаллизации первичных зерен и, следовательно, процентное содержание его не отражает гидродинамику среды. В своих работах М.С. Швецов предостерегал от замены изучения породы описанием шлифа: "Как и химическая формула состава породы, шлиф уточняет лишь одну сторону ее состава, но не дает реального представления о ней... Правильное и полное познание породы создается синтезом всех доступных в данном случае методов изучения, первым и главным из которых является внимательное микроскопическое изучение" (1938. С. 302). Об этом же писала А.И. Осипова: "При выявлении условий образования карбонатных пород нельзя ограничиваться немногими сведениями, полученными при изучении шлифов или отдельных образцов пород, а необходимо привлекать большой комплекс разнообразных генетических данных" (1975. С. 265).

В отечественной литологии принято структурно—генетическое подразделение известняков. Наиболее простой и широко употребляемый вариант предложен М.С. Швецовым (1958). В зависимости от особенностей строения карбонатных пород в каждом конкретном регионе данная схема может быть детализирована и соответствующим образом изменена. В соответствии с этим различные карбонатные массивы можно разделить на несколько крупных основных типов: органогенные, органогенно—обломочные, органогенно-хемогенные. Кроме того, как самостоятельные типы выделены эрозионный и тектонический (таблица).

Дальнейшее разграничение ведется по способу накопления материала. Для органогенного типа 1 их два существенно различных: А - свободные поселения организмов, дающие прижизненные их скопления, и Б - постройки, образованные их прижизненными нарастаниями. К органогенно-обломочным отнесены все карбонатные массивы, сформировавшиеся в результате разрушения карбонатных толщ (А) и перемыва органогенного и другого карбонатного материала (Б), т.е. аккумулятивные и намывные скопления. Органогенно-обломочные образования развиты едва ли не более

ТИПЫ КАРБОНАТНЫХ МАССИВОВ

Характеристика Тип образования	Способ накопления материала	Генетическая форма накоплений	Текстура
I Органогенный	А поселения (прижизненные скопления)	Банка, ракушняк (тафогерм), луг	Желваковая, цельнораковинная, пятнистая, беспорядочная, слоистая
		Иловый холм	Узорная
	Б поселения (прижизненные нарастания)	Биостром, сумма биостромов; биогерм, сумма биогермов	Массивная, биогермная
		Сочетание биогермов биостромов шлейфов отмелей } риф	Реликтовая, инкрустационная
II Органогенно-обломочный	А аккумулятивные скопления	Увал (разрушенный риф)	Беспорядочная
	Б перемыв, насыпь	Косы, бары, дюны, пересыпи	Косослоистая
III Органогенно-хемогенный	А постбиохимическое осадочные излияние, выпадение взвеси	Отмель	Оолитовая
		Зоны скопления илов (дно, пологий склон)	Массивная, слоистая
	Б постбиохимическое осадочные излияние, выпадение взвеси	Зоны вторичного изменения	Узорная, массивная
		Карстовые обрушения	Беспорядочная
IV Эрозионный	размыв	Останцы	Массивная, пятнистая
V Тектонический	деформация, дробление	Клиппы, отторженцы, складки, зоны брекчий	Массивная, слоистая, беспорядочная

И IX ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Распределение пород внутри массива	Преобладающий состав пород - известняки	Морфологи- ческая фор- ма	
		в раз- резе	в пла- не
Однотипное или слоистое	Органогенные, желваковые, раковинные, криноидные, коралловые, рудистовые и др.	Пласт, линза,	Овал, серп кольцо, полосо, цепочки
Однотипное	Зернистые	массив	
Однотипное или в сложных сочета- ниях	Биогермные		
Зональное	Комплекс биогермных и органогенно-обломоч- ных с преобладанием в обломках биогермо- образователей, цемент вторичный	Мас- сив	
Со следами сортировки: беспорядочное, линзовидное, слоистое	Брекчии, конглобрекчии, цемент первичный и вторичный	Линза,	Овал, цепочки
	Гравийники, песчаники мелкообло- мочные, цемента нет или вторичный, редко первичный	мас- сив,	
	Онколитово-оолитово- обломочные	пласт	
Однотипное или слоистое	Афанитовые, микрозернистые		
Сложное	Разнозернистые	Линзы	Овал
Однотипное	Брекчии		
Разное (зависит от первичных образований)	Разный (зависит от первич- ных образований)	Мас- сив	Овал, цепоч- ки

широко, чем многие из органогенных, но несравненно меньше изучены (Ископаемые..., 1975; Королюк И.К., Михайлова М.В., 1977; Шуйский В.П., 1973; Геологическая съемка..., 1982).

В органогенно-хемогенном типе, по-видимому, можно выделить массивы А, образовавшиеся в результате накопления осажденных биохимическим путем карбонатных илов и тонкой карбонатной взвеси, а также массивы Б, возникшие в результате постседиментационной карбонатизации различных карбонатных и карбонатно-терригенных пород, особенно алевролитов и песчаников с детритом и карбонатными обломками.

Названия типов II и III даны с приставкой органогенно-, так как в чистом виде обломочный и химический способы карбонатакопления довольно редки. Обычно в карбонатакоплении любого типа всегда в какой-то мере участвуют организмы. Это в разной степени перемытый и истертый детрит или обломки органогенных пород, сами организмы в каком-то количестве, например, планктонные, продукты их жизнедеятельности. При химической садке особенно важна роль бактерий, и, возможно, некоторых других организмов. Известно, что попытки получить в вакуумных условиях осаждение оолитовых осадков показали невозможность этого процесса в стерильной химической среде. Однако особенности строения массивов типов II и III определяются не тем, что это органогенный материал, даже если он и преобладает, а тем, как он накоплен, так как и сами органогенные остатки в зависимости от этого будут иметь здесь иной вид.

К эрозионному типу 1У относятся массивы, образовавшиеся в результате размыва сформировавшихся ранее карбонатных толщ разного состава. Но сохранившаяся их часть обычно настолько сильно изменена, что характерные черты массива, по существу, являются результатом действия вторичных процессов на слагающие его породы.

Тип У включает массивы, возникшие в процессе деформации и дробления карбонатных толщ при тектонических движениях. Для геосинклинальных областей это довольно распространенное явление, но подобные же образования могут появиться и в прогибах и на бортовых уступах.

Генетические формы накопления материала существенно различны в каждом из выделенных подразделений (см. табл.).

Свободные поселения организмов - банки (1А) могут быть смешанного состава или монотипные, густо населенные или разреженные. Все они дают скопления живущих и отмирающих здесь же организмов, их детрита, продуктов жизнедеятельности и разложения, а также какого-то количества карбонатного ила. Это различные раковинные и органогенные желваковые образования. Встречаются довольно густые раковинные поселения, чаще одного вида организмов. В ископаемом виде это ракушняки или онколитовые известняки. Причем желвачки (или особи раковин) в каждой части примерно одного размера и между ними почти нет илового материала. Они дают тесно соприкасающиеся скопления с зияющими порами.

К поселениям относятся и своеобразные накопления в зонах развития лугов или зарослей, например, криноидей, некоторых видов водорослей, кораллов. Подобные образования иногда сохраняются и в ископаемом виде, очевидно, при быстром захоронении в обильном илистом материале. Отдельные эпохи отмечены наибольшим развитием таких поселений, занимавших значительные площади. Коралловые луга, в частности, характерны для позднеюрского времени, а криноидные - каменноугольного. Пласты или массивы криноидных, коралловых, желваковых, раковинных и других образований обычно массивны, однотипны по породе; текстура распределения крупных фрагментов в породе беспорядочная, реже с органогенной слоистостью. В большинстве случаев эти породы - хорошие коллекторы с высокой первичной пористостью. В качестве примеров можно привести продуктивные желваковые (онколитовые) линзовидные образования верхней юры месторождения Адамташ, девона - месторождений Давыдковское и Осташковичское, каменноугольный криноидный массив - месторождения Муратовское и другие.

Массивы, вызывающие много споров, так называемые иловые холмы (Королюк И.К., Михайлова М.В., 1970, 1977, 1981; Ископаемые..., 1975; Геологическая съемка..., 1982; Уилсон Дж. А., 1980) можно также отнести к этой группе. Они сложены известняками и доломитами монотонно зернистого строения и почти не содержат органических остатков (очень мало детрита, криноидей, брахиопод и др.). Но текстуры пород часто узорчаты, плейчато-волнисты. Наблюдаемые на общем однородном фоне микро- и мелкозернистости уплотнения в виде затемнений или скоплений сгуст-

ков, а также микроватерпасные уровни, позволяют предположить, что иловый карбонатный материал скреплялся слизистыми пленочными пузырьчатыми образованиями, не оставившими почти никаких следов. Ватерпасные плоскости могли возникнуть и сохраниться только в первичных полостях (даже в мягких). Поэтому и узорчатая кавернозность и пористость образования, вероятно, первичные; последующее выщелачивание могло ее только усилить. Массивы, иловые холмы особенно широко развиты в девонских отложениях, встречаются и в верхнеюрском разрезе. К подобным образованиям относятся некоторые нефтегазонасыщенные карбонатные массивы Камско-Кинельской группы, Тимано-Печорские и другие.

Генетическая форма органогенных построек и их литологическое строение неоднократно рассматривались в ряде работ (Королюк И.К., Михайлова М.В., 1970, 1977; Геологическая съемка..., 1982; Ископаемые..., 1975) и в настоящей статье поэтому не анализируются. В приведенной схеме в отличие от предшествующих риф дается как образование двух типов (см. табл.), сочетание постройки и продуктов ее разрушения, т.е. аккумулятивных скоплений. Характерная черта рифового массива - зональность распределения основных типов пород.

Генетические формы карбонатных обломочных образований - увалы или гряды (ПА), возникающие при разрушении органогенных построек (рифов), и косы, бары, дюны, пересыпи (ПБ), намываемые волнами. В первых присутствует беспорядочное нагромождение угловатых обломков, сцементированных таким же материалом, но более мелко раздробленным (массив горы Медвежьей на Северном Кавказе, верхняя юра). Намывные образования (ПБ) отличаются косослоистостью, хорошей окатанностью и сортировкой материала (уваловидные акчагыльские массивы на южном побережье Кара-Богаз-Гола и нижнесарматские валы Сарытшанжола на Западном Устюрте) (Шолохов В.В., 1962).

Массивы типа ПБ слагаются другим комплексом пород. Это различные обломочные известняки со специфической косой слоистостью, с хорошей сортировкой и окатанностью фрагментов, с незначительным объемом первичного цемента и линзовидной перемежаемостью. Как правило, это прекрасные пористые коллекторы, развитые почти вдоль всего массива.

Обломочный материал сильно гранулированный, обычно присутствует и в оолитовых образованиях, которые поэтому рассматриваются как пограничные между намывными и биохемогенными скоплениями. Чаще это пластовые формы, слоистые, иногда значительной мощности. Породы в них могут быть хорошими коллекторами.

Массивы следующих трех типов (Ш, 1У, У) мало известны и требуют специального изучения. Однако их стоит упомянуть, так как они в некоторых случаях могут представлять значительный практический интерес.

Собственно биохемогенные (ША) образования - афанитовые и микрозернистые известняки - иногда слагают довольно мощные массивы. Они почти не пористы, но сильно трещиноваты и поэтому также могут являться коллекторами. От иловых холмов отличаются присутствием градационной слоистости.

К массивам постседиментационного изменения (ШБ) отнесены тела, обособление и строение которых определяются процессами вторичных преобразований. Первично это могли быть карбонатные, терригенно-карбонатные или вулканогенно-осадочные породы. Развития массивов такого типа можно ожидать в интервалах разреза, ограниченных перерывами, угловыми несогласиями, местными размывами.

Как разновидность подобных образований, но с явными следами размывов, выделены массивы карстовых обрушений (см. табл.). Зоны их также могут быть значительны. Границы обособления определяются большей плотностью или глинистостью и другими изменениями в породах, препятствовавшими развитию карста. Породы же, подвергшиеся его действию, брекчированы, кавернозны. Это хорошие коллекторы. Подобные образования могут быть развиты достаточно широко в древних мощных карбонатных толщах, длительно подвергавшихся карстованию.

Два последних типа массивов - эрозионный и тектонический (1У-У) - заслуживают более пристального внимания. Вполне возможно, что некоторые нефтяные месторождения связаны именно с группами таких останцов размывных карбонатных толщ. В органогенных отложениях, резко различающихся плотностью пород, при складчатых деформациях и ступенеобразных перегибах могут появиться массивные раздутия. Неизбежно возникающая при сдавливании общая трещиноватость усиливается в таких породах из-за гетерогенности строения. Все это создает зоны, или массивы, с высокими емкостными свойствами.

Массивы, подразделенные по рассматриваемому принципу (тип образования и способ накопления материала), имеют отличительные черты литологического строения, помогающие при их выявлении: текстура, распределение материала (пород) по массиву, комплекс преобладающих пород, соотношения фрагментарной и цементирующей масс, некоторые структурные особенности. В таблице показаны лишь основные из них. Существует еще ряд диагностических признаков, которые могут быть получены при детальном литологических исследованиях.

Морфологическая характеристика, данная в таблице, свидетельствует о схожести форм массивов. Несмотря на кажущееся многообразие, в профильном сечении это всегда пласт или линза, т.е. плоское или выпуклое образование. Величины их параметров меняются в широких пределах. Контур линз также существенно варьирует - классическая полная или усеченная "чечевица", асимметричная, резко раздута в обе или одну стороны форма, с углами склонов разной крутизны и т.д. Большинство хорошо известных по иллюстрациям в литературе ископаемых рифов и рифово-аккумулятивных тел с крутыми склонами при приведении масштабов 1:1 оказываются тоже уплощенными или линзовидными. В некарбонатных породах они более четко обособлены. В крупных образованиях наблюдается сумма пластов или линз, их сочетания по разрезу и в пространстве. В совокупности они также дают пластообразное или линзовидное в профиле тело. Разнообразие форм карбонатных тел в плане тоже ограничено: овал, полоса и их разновидности - цепочка овалов или прерывистая полоса, изогнутая или кольцеобразная.

Других обобщенных подразделений по морфологическому принципу провести не удастся. Важно было бы отметить взаимоотношения массивов с вмещающими отложениями. К сожалению, типизировать сведения об этом настолько, чтобы вынести их в таблицу, пока не удастся из-за несопоставимости имеющихся данных. При детальном изучении некоторых групп массивов и органогенных построек оказалось, что они могут встречаться в толще отложений любого состава. Ряд фациальных замещений, близкий выделенным Дж. А. Уилсоном (1980), удалось наблюдать лишь в отдельных верхнеюрских массивах, представлявших собой биогермные или рифовые постройки (Восточный Крым). Большинство же рассмотренных массивов имели более сложные со-

четания с отложениями различного состава, либо находились внутри толщ достаточно однородного строения - терригенных, глинистых, карбонатных вулканогенно-осадочных. В ряде случаев, особенно у погребенных массивов, достоверно установить характер замещения затруднительно.

Структурная и палеогеографическая приуроченность органогенных построек, особенно тел ископаемых рифов, широко известна. Органогенно-обломочные и органогенные массивы других групп могут иметь сходные закономерности распределения в пространстве. Однако площадные ракушняковые, онколитовые или биостромные образования связаны с обширными выровненными подводными палеоподнятиями или существенно пологими склонами. Характерно еще расположение их в отложениях, подстилающих и венчающих толщи с мощными биогермными и рифовыми массивами.

Обломочные массивы часто наблюдаются в разрезах непосредственно над интервалами с широким развитием крупных органогенных построек, или в толщах, следующих за региональными размывами. Например, в акчагыльских отложениях Западной Туркмении, формированию которых предшествовал глубокий размыв, вскрывший ряд более древних карбонатных образований.

Предлагаемая таблица типизации массивов по литологическим данным показывает, какой ряд основных карбонатных массивов, потенциальных ловушек нефти и газа, может быть встречен. Органогенные постройки играют важную, но не главную роль, что вполне соответствует соотношениям, существующим в природе. Многие прошлые эпохи отличались развитием площадного карбонатакопления, аналогов которого в настоящее время не установлено. Сформировавшиеся при этом мощные толщи в дальнейшем неоднократно подвергались размыву, деформации и другим преобразованиям. Допустимо предположить, что создавшиеся в результате этого обособленные массивы неорганогенного типа с хорошими емкостными свойствами могут быть широко развиты в отдельных регионах.

Порядок перечисления внешних черт (характеристика массивов) в таблице - текстура, распределение пород внутри массива, преобладающий состав карбонатных пород, слагающих массив, - дан не случайно. Основной методический принцип при детальных литологических работах и, в частности, диагностике карбонатных массивов - строгая последовательность исследований, позволяющая не смешивать

вать разномасштабные явления, сопоставлять признаки одного уровня. Дальнейшее изучение деталей корректирует наши представления. В итоге все диагностические данные, объединенные воедино по всему разрезу, оцененные в комплексе и сопоставленные с аналогичными материалами по другим, также обработанным разрезам, позволяют сделать заключение о типе и закономерностях строения исследуемого массива. Если последний является эталоном для района, то тем самым предлагается модель для поисков и разведки других таких же тел. При выявлении в нем нескольких типов карбонатных массивов подобное эталонное изучение желательнее для каждого из них. Методика описания погребенных карбонатных массивов по отдельным площадкам или через определенные интервалы для их диагностики во многих случаях не применима.

Детальный литологический анализ в комплексе с палеоэкологическими, палеонтологическими и стратиграфическими методами обеспечит обоснованное прогнозирование и выявление ловушек неструктурного типа, с которыми сегодня связываются основные перспективы во многих регионах. Карбонатные массивы всех рассмотренных типов при благоприятных условиях захоронения могут представлять собой такие ловушки для нефти и газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Геологическая съемка в районах развития отложений с органогенными постройками. Л.: Недра, 1982. 328 с.

Ископаемые органогенные постройки, рифы, методы их изучения и нефтегазоносность. М.: Наука, 1975. 236 с.

Королюк И.К., Михайлова М.В. Сравнительная характеристика биогермных образований. В кн.: Состояние и задачи советской литологии. М.: Наука, 1970. С. 229-235.

Королюк И.К., Михайлова М.В. Терминология, критерии выделения, классификация и методы изучения рифогенных отложений. Литология и полезные ископаемые. 1977. № 2. С. 24-35.

Королюк И.К., Михайлова М.В. Некоторые вопросы геологии ископаемых рифов (статья 1). Изв. ВУЗов. Сер. геология и разведка. 1981. № 12. С. 21-27.

Осипова А.И. О классификации карбонатных пород и их генетической интерпретации. В кн.: Проблемы литологии и геохимии осадочных пород и руд. М.: Наука, 1975. С. 260-277.

Уилсон Дж. Л. Карбонатные фации в геологической истории. М.: Недра, 1980. 463 с.

Швецов М.С. К вопросу о терминологии, классификации и о кратких характеристиках осадочных пород. Бюлл. МОИП. Отд. геологии. 1938. Т. ХУ1, вып. 4. 297-312 с.

Швецов М.С. Петрография осадочных пород. М.: Недра, 1958. 416 с.

Шолохов В.В. О происхождении и структурной приуроченности валов Сыртшанжол Западного Устюрта. Тр. КЮГЭ АН СССР. М.: Наука, 1962. Вып. 7. С. 113-121.

Шуйский В.П. Известняковые рифообразующие водоросли нижнего девона Урала. М.: Наука, 1973. 156 с.

К.И. Багринцева (ВНИГНИ)

ОЦЕНКА КОЛЛЕКТОРСКОГО ПОТЕНЦИАЛА
РАЗНОФАЦИАЛЬНЫХ
КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Проблемным вопросом исследования нефтегазоносных карбонатных формаций является разработка научных основ прогнозирования зон распространения высокочемких коллекторов и определения потенциальных объемов углеводородных флюидов, которые могут в них содержаться. Используя историко—генетический подход, следует раскрыть роль тектонического, гидродинамического, литологического, экологического и других факторов в процессе формирования пустотного пространства; оценить степень влияния каждого из них на отдельных этапах литогенеза; установить наличие условий, благоприятных для генерации, сохранения и накопления углеводородов (УВ). Современные исследования показывают, что наблюдаемое сгущение жизни в зонах рифов обуславливает высокое содержание органического вещества (ОВ), за счет чего эти карбонатные комплексы, отличаясь высокими фильтрационно—емкостными свойствами, служат одновременно генерирующими толщами и могут быть отнесены к зонам интенсивного нефтегазонакопления.

Большим числом работ (Багринцева К.И., 1977; Бело—зерова Г.Е., 1982; Батанова Г.П., 1982; Дмитриевский А.Н., 1982; Прошляков Б.К., Пименов Ю.Г., 1985 и др.) установлено, что фациальные условия образования карбонатных отложений, длительность и устойчивость прогибания бассейна, энергия среды осадконакопления проявляются в накоплении карбонатных пород, неоднородных по составу, текстурно—структурным и генетическим особенностям, и оказывают решающее влияние на развитие коллекторов различных типов и классов.

В настоящее время добыча нефти и газа в СССР и за рубежом из карбонатных отложений составляет более 60%

общей добычи и имеет тенденцию к увеличению, особенно за счет освоения больших глубин, где наиболее часто встречаются карбонатные коллекторы сложного типа. В поровом пространстве таких пород одновременно присутствуют поры различного генезиса и вторичные пустоты - трещины, каверны, полости. Неодинаковое соотношение пустот различного вида, их сообщаемость определяют пути, а также характер движения УВ через эти породы и, как следствие, - принадлежность последних к тем или иным типам коллекторов нефти и газа. Присутствие каверн и трещин увеличивает емкостные и фильтрационные свойства пород, особенно трещин, обеспечивающих высокую проницаемость пластов, благодаря чему низкопористые разности карбонатов относятся к продуктивным.

Долевое участие основных видов пустот в фильтрации и емкости определяет принадлежность породы к коллекторам различных типов. Принципиальное отличие коллекторов заключается в величине извлекаемых запасов УВ: поровый и каверново-поровый типы содержат наиболее значительные объемы нефти и газа, трещинный и каверново—трещинный - незначительные, и запасы в них имеют ценность при условии развития большой мощности продуктивной толщи. Трещино-лоровый коллектор характеризуется средней емкостью и даже при высокой пористости за счет значительного количества остаточных флюидов содержит небольшие запасы нефти и газа.

Процесс создания естественного вместилища флюидов в карбонатных толщах происходит по-разному в породах различного генезиса. У хемогенных, биохемогенных известняков и первичных доломитов величина первичной пористости незначительна, а микроструктура порового пространства неблагоприятна для движения растворов. За счет сложной морфологии и наличия мелких первичных пор в них наблюдается максимальная интенсивность минералообразования, усложняется строение пустот, и без того низкий коллекторский потенциал еще более снижается на первых стадиях преобразования пород.

Растворение, селективное выщелачивание и вынос минеральных веществ отмечаются только после появления в породах трещиноватости, достаточной для интенсивного движения флюидов.

Органогенные, органогенно-обломочные, биоморфные разности характеризуются высокой первичной пористостью.

В этих разностях форма, размеры, сообщаемость поровых каналов, т.е. геометрическое строение порового пространства, благоприятно для фильтрации флюидов, за счет чего они всегда имеют лучшие условия развития пустот. Особое значение для оценки коллекторского потенциала имеют время и интенсивность протекания процессов выщелачивания - факторы, способствующие формированию высокочемких коллекторов 1 класса (здесь и далее классификация автора) с проницаемостью свыше $100 \cdot 10^{-3}$ мкм².

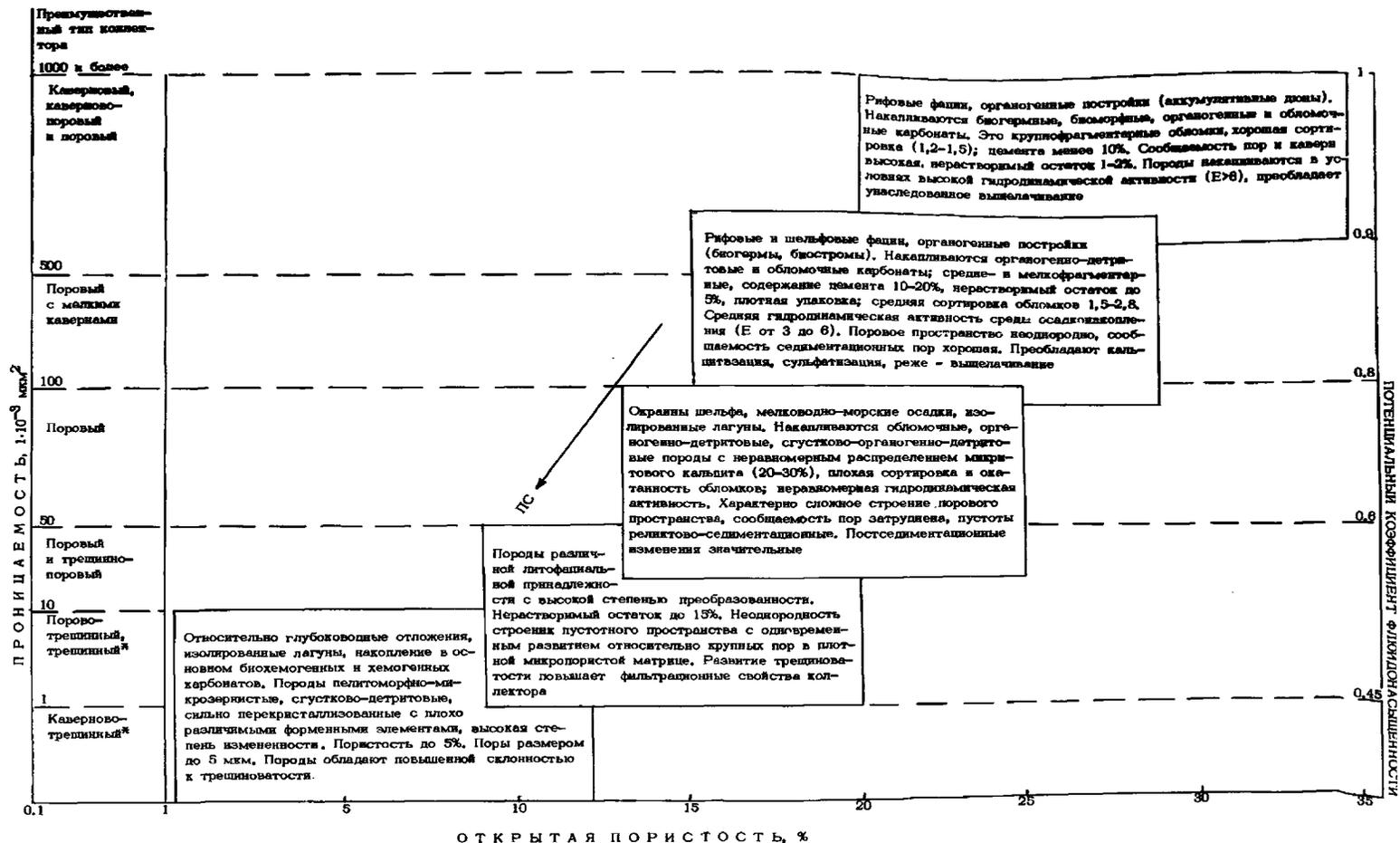
Первичные условия осадконакопления играют определяющую роль в создании неоднородности строения пор различных структурно-генетических типов карбонатных пород и обуславливают унаследованный характер протекания пост—седиментационных процессов. Наиболее благоприятная структура первичного порового пространства свойственна биогермным и биоморфным разностям рифогенных отложений.

Энергетический потенциал среды осадконакопления проявляется в величине обломков, степени их окатанности, количестве цемента и его распределении, т.е. в тех текстурно—структурных особенностях пород, которые способствуют формированию благоприятного или неблагоприятного для фильтрации порового пространства. Снижение гидродинамической активности среды в рифовых и шельфовых фациях приводит к накоплению средне- и мелкофрагментарных органично-детритовых и обломочных карбонатных разностей. При этом содержание цемента повышается до 10-20%, увеличивается нерастворимый остаток, породы отличаются более плотной упаковкой и средней сортировкой обломков. Из принципиальной схемы (таблицы) видно, что при этом усложняется строение поровых каналов, ухудшается их сообщаемость и соответственно снижаются фильтрационные свойства. Формирование высокочемких и высокопроницаемых коллекторов возможно в активной гидродинамической среде.

Для понимания особенностей растворения минеральной части известково-доломитовых пород следует отметить зависимость растворимости от размеров кристаллов, наличия нерастворимых примесей, количества рассеянного ОВ, а также от неравномерного распределения давления.

В свое время Д.С. Коржинский (1953) и Д.С. Соколов (1962) подчеркивали, что имеются примеси, ускоряющие процесс растворения и повышающие растворимость карбонатов, и примеси, тормозящие этот процесс (например, глинистые частицы). Присутствие в подземных водах рас-

ПРИНЦИПАЛЬНАЯ СХЕМА ФОРМИРОВАНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
В ПОРОДАХ РАЗЛИЧНОЙ ЛИТОФАЦИАЛЬНОЙ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ



* В условиях нятенской трещиноватости и активного выщелачивания в плотной матрице развивается вторичная пористость и увеличивается емкость до 4,5-6%

ПС - направленность и интенсивность постседиментационных изменений, ухудшающих свойства коллекторов, возрастает

творимых солей, содержащих одноименные ионы с твердой минеральной фазой, обуславливает снижение растворимости и уменьшение интенсивности выщелачивания. В природных условиях направленность этих процессов неоднократно меняется.

Следует подчеркнуть большое значение температуры и давления, меняющих направленность физико-химических превращений в породах и способствующих растворению. В условиях высокого содержания углекислоты в подземных водах растворимость кальцита при низких температурах ориентировочно в 1,5 раза выше, чем доломита. С увеличением температуры различия исчезают и при +55°C растворимость этих пород становится одинаковой. Дальнейшее повышение температуры вызывает большую растворимость доломита, чем кальцита. Исследованиями ряда ученых доказано, что неодинаковое влияние сернистого кальция на растворимость доломита зависит от содержания углекислоты.

Большинство пород обычно содержит в различных состояниях воду, которая заполняет поры или обволакивает тонкой пленкой обломки и зерна. При уплотнении пород взаимодействие между твердой и жидкой фазами вызывает образование новых минералов, сопровождающееся изменением структуры и, как следствие, появлением новых упругопрочностных свойств. Изменение прочности может быть обусловлено растворением отдельных зерен и кристаллов при одновременном росте того же минерала в другом месте, либо образованием новых минералов, стабильных при данных условиях.

О сильном растворяющем действии подземных вод, богатых углекислотой, писал В.И. Вернадский, который считал, что такая вода приобретает свойства кислоты, разлагающей силикаты и алюмосиликаты. В связи с неодинаковыми фильтрационными свойствами пласта процессы растворения распространяются по нему неравномерно. Нередко они локализованы и приурочены к наиболее пористым или сильно трещиноватым интервалам. А.И. Осипова считала, что, проникая в карбонатные отложения, нефтяные воды также оказывали сильное агрессивное действие, неодинаковое по всему пласту, расширяя и соединяя поры, ранее существовавшие в известняках или доломитах.

Изменение содержания углекислоты в составе подземных вод в отдельные периоды геологической истории со-

провождается образованием пустот либо их "залечиванием", причем эти процессы неоднократно сменяют друг друга. В большинстве случаев с глубиной за счет повышения температуры уменьшается величина энергии решетки, и растворимость кристаллов возрастает за исключением гипса и галита, для которых характерна обратная тенденция.

Давление на кристаллы повышает растворимость минералов, наименьшую роль при этом играет размер растворимых частиц. Д.С. Коржинский убедительно доказал, что неодинаковая растворимость различных по размеру кристаллов способствует росту более крупных зерен в отдельных участках породы за счет растворения мелких. При этом в первую очередь растворению подвергаются породы с невысоким содержанием нерастворимого остатка (доломиты, известняки).

Сравнение фильтрационно-емкостных свойств и типов коллекторов, развитых в подсолевых отложениях палеозоя на ряде месторождений Прикаспийской впадины, выявило существенные различия в строении пустотного пространства разнофациальных карбонатных толщ, залегающих на глубинах от 3000 до 5500 м. Эти различия объясняются структурно-генетическими особенностями пород, связанными с их фациальной принадлежностью и постседиментационными преобразованиями, а также тектоническим режимом региона.

Полифациальный характер отложений, свойственный рифовым сооружениям месторождений Карачаганак и Тенгиз, обусловил резкую изменчивость фильтрационно-емкостных свойств по площади от $1 \cdot 10^3$ мкм² до $100 \cdot 10^3$ мкм², неоднородность распределения коллекторов в природных резервуарах и значительное колебание эффективных мощностей по скважинам. Большие глубины залегания продуктивных горизонтов на этих месторождениях привели к значительному сокращению первичного порового пространства за счет вторичных процессов кальцитизации и сульфатизации, и в изначально высоко пористых породах фации рифового ядра наблюдается усложнение строения пор. Значительное проявление процессов выщелачивания на стадиях регрессивного катагенеза и гипергенеза, а также доломитизации и частично перекристаллизации способствовало формированию вторичной пустотности, основной в коллекторах порового и каверново—порового типов.

Интенсивное развитие трещин и пустот выщелачивания по ним определило формирование в плотных низкопористых породах этих месторождений коллекторов трещинного и каверново-трещинного типов.

Отложения мелководного шельфа, характерные для верхней карбонатной толщи месторождения Жанажол, отличаются направленностью постседиментационных преобразований пород и обладают более выдержанным характером распространения коллекторов порового типа в пределах резервуара. Наибольшие глубины погружения и особенности тектонического режима обеспечили наиболее интенсивное выщелачивание органогенных известняков в верхней части разреза и образование высокочемких коллекторов каверново-порового и порового типов с эффективной пористостью свыше 15,0%. Доломитизация, распространенная в нижней части толщи, в совокупности с выщелачиванием полостей трещин обусловили формирование сложных коллекторов: порово-каверново-трещинного и каверново-трещинного типов.

Астраханское месторождение по условиям седиментации близко к Жанажольскому. Осадки накапливались в мелководных условиях карбонатного плато, и породы имели благоприятную первичную структуру пор. Однако длительное и устойчивое опускание территории привело к повсеместному запечатыванию седиментационных пор; преобладанию вторичного минералообразования, ограниченному проявлению процессов растворения и выноса материала. Образовавшийся коллектор характеризуется наличием остаточных мелких пор (до 3 мкм) с плохой сообщаемостью. Фильтрационные свойства пластов обусловлены в основном микротрещинами с проницаемостью, редко достигающей $2-3 \cdot 10^{-3}$ мкм². Преобладающий тип коллектора трещинно-поровый.

Особенности формирования емкостного пространства карбонатных пород различной фациальной принадлежности проявились в четких предельных значениях фильтрационно-емкостных свойств и типах коллекторов, развитых на изученных месторождениях. В продуктивных отложениях месторождения Жанажол выделены коллекторы I и II классов порового и каверново-порового типов с проницаемостью до $2000 \cdot 10^{-3}$ мкм² и пористостью 25-28% (по классификации автора). На месторождениях Карачаганак и Тенгиз преобладают в основном коллекторы порового типа III и IV классов со значительным развитием мелкой кавернозности

пород. Каверново-трещинные и трещинные коллекторы залегают маломощными прослоями среди лоровых, причем их соотношение на месторождениях неодинаково, толщина колеблется от 3 до 20 м.

Таким образом, породы различной фациальной принадлежности обладают существенно неодинаковым коллекторским потенциалом, что отчетливо видно из принципиальной схемы (см. табл.), составленной на основе систематизации материалов изучения фильтрационно-емкостных параметров карбонатных отложений различного генезиса на месторождениях нефти, газа и конденсата: в Прикаспии - Карачаганак, Жанажол, Астраханское, Тенгиз; Урало-Поволжье - Оренбургское; Средней Азии - Урта-Булак, Денгизкуль, Саман-Тепе и других.

В схеме учтены условия осадконакопления различных структурно-генетических типов карбонатных отложений; гидроактивность среды осадконакопления; направленность и интенсивность проявления вторичных преобразований; предельные значения пористости, проницаемости, коэффициента нефтегазонасыщенности; типы коллекторов. Использование разработанной схемы дает возможность произвести прогнозную оценку коллекторского потенциала карбонатных толщ в новых нефтегазоносных регионах.

Теоретической базой прогнозирования зон развития высокородовых коллекторов и сохранения их свойств на больших глубинах служат нижеперечисленные условия, вытекающие из особенностей, присущих именно карбонатным породам:

- ранняя литификация (до погружения осадков на большие глубины), вследствие которой фактор гравитационного уплотнения не является решающим;
- первичная седиментационная неоднородность карбонатной толщи, определяющая неравномерное движение флюидов через пласты;
- склонность к трещинообразованию, обеспечивающая возникновение новых путей фильтрации флюидов, сообщаемость пористых интервалов и развитие коллекторов трещинного типа;
- повышенная растворимость и селективность ее проявления, за счет воздействия которых формируются карстовые пустоты и каверны различного генезиса; изменение растворимости минералов в условиях повышенной температуры и давления;

- скорость движения и химический состав подземных вод, обуславливающие неоднозначную и избирательную растворимость компонентов магния и кальция и способствующие образованию пустот нового вида;

- неоднократная смена направленности процесса растворения и осаждения минералов под влиянием термодинамических условий.

Коллекторский потенциал пород, залегающих на больших глубинах, зависит от сохранения седиментационных признаков, интенсивности развития трещиноватости и кавернозности.

Прогнозная оценка объемов углеводородных флюидов, которые потенциально содержатся в природных резервуарах, может быть произведена на основе учета влияния ряда факторов: фациальных условий накопления карбонатных толщ; наличия литогенетических типов, отличающихся наиболее благоприятной структурой порового пространства; гидродинамической активности среды осадконакопления и изменчивости ее в пространстве природного резервуара; направленности и интенсивности проявления постседиментационных преобразований пород; преобладающего типа коллектора, поскольку с ним связаны существенные различия в величине эффективной емкости и нефтегазонасыщенности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Багринцева К.И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1977, 231 с.

Багринцева К.И., Белозерова Г.Е. Роль литофаций в формировании карбонатных коллекторов. В кн.: Карбонатные отложения - объект целенаправленных поисков углеводородов. М.: ИГиРГИ, 1984. С. 58-61.

Багринцева К.И., Белозерова Г.Е. Особенности строения пустотного пространства карбонатных коллекторов палеозоя Прикаспийской впадины. В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985. С. 117-129.

Батанова Г.П. Основные особенности формирования и строения коллекторов и покрышек карбонатной толщи девона Волгоградского Поволжья. В кн.: Геология и нефте-

газоносность карбонатного палеозоя Нижнего Поволжья и Южно-Эмбинского района. М.: ИГиРГИ, 1982. С. 27-28.

Белозерова Г.Е. Методика оценки первичных условий осадконакопления и их значение для формирования коллекторов в карбонатных породах. В кн.: Особенности строения и формирования сложных коллекторов. Тр. ВНИГНИ. Вып. 239. М.: ВНИГНИ, 1982. С. 22-36.

Дмитриевский А.Н. Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов. М.: Недра, 1982. 228 с.

Коржинский Д.С. Очерк метасоматических процессов. В кн.: Основные проблемы в учении о магматогенных рудных месторождениях. М.: Изд. АН СССР, 1953. С. 13-35.

Прошляков Б.К., Пименов Ю.Г. Подсолевые отложения Прикаспийской впадины - уникальный комплекс природных резервуаров нефти и газа. В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985. С. 39-48.

Соколов Д.С. Основные условия развития карста. М.: Гостоптехиздат, 1962. 232 с.

В.Г. Кузнецов (МИНГ им. И.М. Губкина)

СТРОЕНИЕ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ
РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ
КАРБОНАТНЫХ ФОРМАЦИЙ

Учение о природных резервуарах (ПР; понятие, введенное И.О. Бродом) получило в последние годы дальнейшее развитие. При этом сложились два основных определения этого понятия. Школы ИГиРГИ, ИГиГ СО АН СССР, ВНИИзарубежгеологии под ПР понимают некоторый комплекс пород-коллекторов, ограниченный плохо или практически непроницаемыми породами (Справочник..., 1984; Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н., Мовшович Э.Б., 1980), при этом сами экранирующие толщи в объем ПР не входят, а лишь фиксируют его границы.

В работах ученых ВНИГНИ, СНИИГГиМСа в ПР включаются и породы-покрышки (Геология..., 1981; Локальный прогноз..., 1982). Думается, что последнее определение ближе представлению о нефтегазоносном или возможно нефтегазоносном комплексе. Важно, однако, другое: принципиальных разногласий стороны не имеют, так как оба направления однозначно исходят из того, что ПР - качественно новое понятие, отличное от понятий коллектор и покрышка* и характеризующееся взаимным размещением и соотношением пород-коллекторов.

Таким образом, ПР — это геологическое тело, представляющее собой ассоциацию горных пород-коллекторов и полу—

*Калинко М.К. (1983) предлагает привести термины к одному иерархическому уровню и заменить слово "покрышка", выражающее толщу или пачку, термином "антиколлектор", характеризующим породу.

покрышек (полуколлекторов), ограниченное практически непроницаемыми породами, в котором могут содержаться и циркулировать флюиды. Важнейшее свойство ПР - особенности размещения флюидов и их внутрирезервуарной миграции - обуславливается набором пород-коллекторов, полупокрышек и флюидоупоров и их пространственными взаимоотношениями, т.е. внутренним строением, композицией геологического тела. Поэтому знание типов коллекторов, структуры порового пространства, количественных значений параметров, характеризующих коллекторские свойства, очень важно, но служит лишь первым элементом изучения ПР; главным же является исследование строения, т.е. пространственных соотношений пород с теми или иными свойствами, как по латерали, так и в пространстве.

Априори ясно, что условия накопления различных формаций, запечатленные в их составе и строении, влияют на структуру порового пространства, коллекторские и экраняющие свойства пород как непосредственно, так и опосредственно, предопределяя проявление катагенетических процессов, ведущих к формированию и изменению коллекторских свойств. Они также обуславливают и характер строения, композицию осадочных тел и ПР. Именно этому, т.е. особенностям строения ПР некоторых типов карбонатных формаций, посвящена настоящая работа.

По—видимому, наиболее важными с точки зрения нефтегазоносности являются платформенные карбонатные формации аридной климатической зоны. В СССР это верхнекарбонная - нижнепермская формация востока Русской платформы, девонская - Припятской впадины; в Северной Америке - верхнедевонская Западно-Канадской и Виллистонской провинций, средне-верхнекаменноугольная и верхнепермская провинций Парадокс и Пермской, формация Эленбергер (Арбокл) Мидконтинента, нижнемеловая Флориды, формация Араб Месопотамской впадины и другие.

Вертикальный разрез подобных формаций характеризуется отчетливо циклическим строением, причем, что особенно важно в аспекте нефтегазовой геологии, это общее свойство осадочных отложений проявляется здесь в виде циклического чередования пачек коллекторов, полупокрышек и флюидоупоров. В зависимости от ряда причин (возраст, положение в разрезе формации, в дистальной или проксимальной ее части и т.д.) состав пород циклитов немало меняется, но общее их строение однотипно. В осно-

вании располагаются глины (аргиллиты) доломитовые, реже известковые, доломитовые мергели (домериты) или сильно глинистые известняки и доломиты. Выше залегают органогенные, в том числе фитогенные, органогенно-обломочные, оолитовые известняки, часто вторично перекристаллизованные и доломитизированные и, наконец, неглинистые или слабоглинистые микрозернистые доломиты (реже известняки). Разрезы наиболее полных циклитов завершаются ангидритами и солями; в то же время при размыве кровли циклита могут отсутствовать даже верхние микрозернистые доломиты. Центральные части циклитов обладают наилучшими коллекторскими свойствами. Здесь развиты внутрيراковинные и межформенные поры, а также пустоты выщелачивания, перекристаллизации и доломитизации. Породы же основания и кровли циклитов (без сульфатов и солей) обычно слабопроницаемые, чаще всего принадлежат к категории полупокрышек, хотя иногда при относительно большой мощности глинистых оснований циклитов они становятся настоящими флюидоупорами (нижняя часть среднеюедейской подсветы на Верхне-Вилючанском и Вилюйско-Джербинском месторождениях Восточной Сибири). Соленые же пачки литологически наиболее полных циклитов образуют флюидоупоры. (В семиаридных условиях региональными покрывками обычно являются глинистые толщи).

Таким образом, распределение коллекторов в разрезе обычно пластовое, подчинено определенной седиментационной цикличности, причем пласты разобщены пачками непроницаемых или слабопроницаемых пород. В одних случаях пласты-коллекторы системой трещин связаны в единую гидродинамическую систему и образуется псевдомассивный резервуар. Резервуар подобного типа, видимо, можно назвать многослойным. В других - при слабом развитии трещиноватости и наличии в циклитах пластичных и непроницаемых пород (солей, ангидритов) - в разрезе появляются несколько флюидоупоров, а природный резервуар имеет пластовый характер. По-видимому, в этих формациях чаще, чем в других, развиты полупокрышки (Филиппов Б.В., 1967), т.е. породы, содержащие флюиды (но из-за низкой проницаемости не способные отдавать их при разработке): микрозернистые, а также глинистые известняки и доломиты, мергели, ангидриты. Если они залегают непосредственно под соленосной покрывкой, то являются, по мнению В.Д. Ильина

(Аскольдов О.В., Ильин В.Д., Смирнов А.Н., 1982), "ложной крышкой", определяют возможную высоту залежи в ловушке и служат одним из критериев локального прогноза нефтегазоносности. Многочисленные примеры подобных соотношений в "трехслойном резервуаре" (истинная крышка - ложная крышка - коллектор) рассмотрены В.Д. Ильиным (Аскольдов О.В., Ильин В.Д., Смирнов А.Н., 1982; Локальный прогноз..., 1982; Методика..., 1981). Кроме того, они часто встречаются и между истинными крышками, благодаря чему образуются многослойные ПР, что должно учитываться при подсчете высоких категорий запасов, выборе интервалов перфорации и создании эффективной системы разработки. Наиболее явно и полно цикличность и послойное распределение коллекторских пачек проявляются в тех частях формации, которые отлагались в удаленных от глубоких зонах бассейна с морской водой нормальной солености; здесь резко сказывается засоление. Вблизи же глубоководных частей водоема, где приток нормально морских вод достаточно интенсивен, и осолонение, несмотря на испарение, невелико, они проявляются менее четко.

В связи с этим устанавливается отчетливая латеральная асимметрия в строении формации и характере природного резервуара.

В проксимальных, расположенных вблизи открытого морского, в разной степени глубоководного водоема нормальной солености формируются преимущественно органогенно-обломочные известняки с нередкими органогенными постройками. Здесь широко развиты первичные и вторичные коллекторы, причем постседиментационные преобразования во многом определяются литолого-фациальной природой отложений. Экранирующие толщи в разрезе формации практически отсутствуют, и она представляет собой единый массивный резервуар значительной мощности.

В дистальных частях формации преобладают хемогенные разности пород, пористость главным образом вторичная, в том числе за счет перекристаллизации и доломитизации, в разрезе имеются пачки непроницаемых доломитов, сульфатов, а иногда и каменной соли, что ведет к появлению нескольких ПР, причем существенно пластового типа.

Переходя к более высокой иерархической категории, чем ПР, а именно к нефтегазоносному комплексу как ассо-

циации ПР и покрывающей его региональной или зональной покрывки, можно отметить, что в проксимальных частях формации образуется единый нефтегазоносный комплекс, и залежи располагаются в ее кровле под региональной покрывкой. В высокоамплитудных ловушках здесь возможно наличие массивных залежей большой высоты. В дистальных же частях образуется ряд нефтегазоносных комплексов, стратиграфический диапазон нефтегазоносности расширяется, и формируются многопластовые месторождения (рис. 1).

Строение ПР карбонатных платформенных Формаций ГУ-мидной зоны исследовано значительно менее детально. Наиболее изучены турнейские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной области. Здесь преобладают органогенные, органогенно—обломочные, шламовые и сгустковые известняки, т.е. породы с форменными элементами. Этим определяется и характер первичного пустотного пространства, где доминируют межформенные и внутрираковинные поры при резко подчиненном значении межкристаллических пустот. Кроме того, широко развиты пустоты выщелачивания, каверны, в том числе карстовые. В целом типы пород и пустотного пространства, видимо, менее разнообразны, чем в отложениях аридной и особенно семиаридной зон. Цикличность разреза в этой формации также имеется, но вещественное выражение ее иное - нет или мало пород-флюидоупоров и полупокрывшек в основании и главным образом кровле циклитов, по крайней мере, доломитово—сульфатного состава. Следствием этого является, во-первых, то, что существует одна перекрывающая формацию региональная покрывка, сложенная обычно глинистыми породами; во—вторых, ПР этого типа отличаются значительными вертикальной однородностью и толщиной, благодаря чему, как это справедливо отметил А.В. Овчаренко (1974), большинство залежей формируется в кровле формации непосредственно под региональной покрывкой; в-третьих, как правило, нет многослойных резервуаров или они выражены нечетко. Существенно выше, чем в аридных формациях, видимо, и латеральная выдержанность и однородность ПР.

Иное строение имеют природные резервуары планктоногенных формаций писчего мела и образующихся из них педитоморфных известняков. Эти формации занимают довольно несущественное место в стратиграфической колонке, с середины мела до палеоцена включительно. Удельный вес

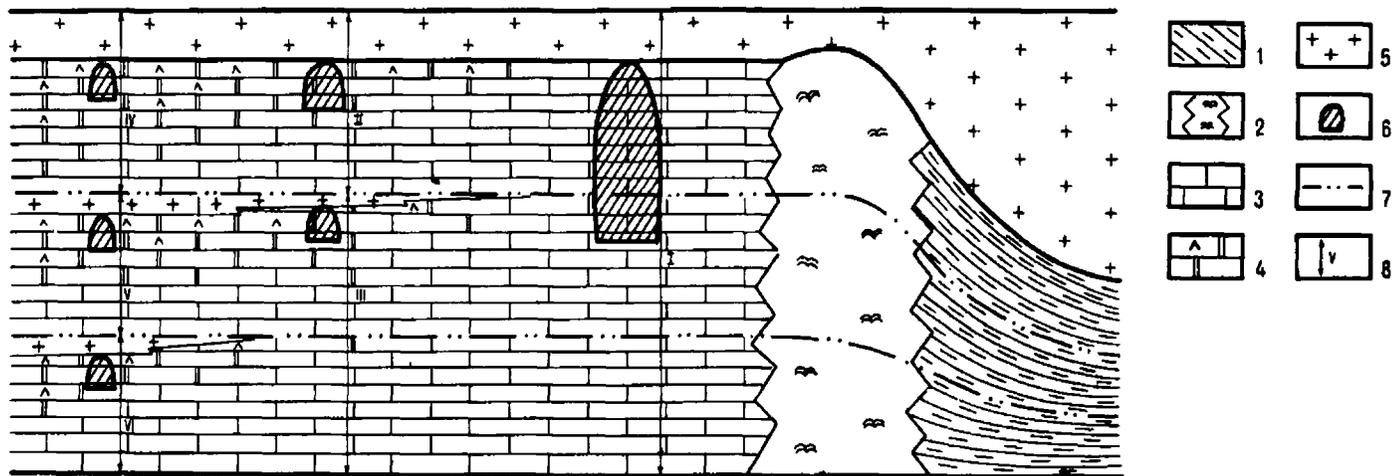


Рис. 1. Схема соотношения нефтегазоносных комплексов в платформенной карбонатной формации аридной климатической зоны

1 - отложения нормально-соленых водоемов, связанных с Мировым океаном; 2 - зона возможного развития рифов; область преимущественного развития: 3 - известняков, в том числе органических, 4 - пелитоморфных известняков и доломитов, нередко сульфатизированных; 5 - сульфатные и галогенные отложения; 6 - залежи нефти и газа (размер значка условно соответствует высоте залежи и широте стратиграфического диапазона нефтегазоносности); 7 - хроностратиграфические уровни; 8 - объемы нефтегазоносных комплексов

запасов УВ относительно общемировых (для несоциалистических стран) в них невелик (2,5-3%, или порядка 5-7% общих запасов в карбонатных породах). Однако открытие промышленной нефтегазоносности в планктоногенных формациях, развитых на суше и в акваториях морей, выявило принципиально новый объект поисково-разведочных работ, особенно на шельфах и, возможно, более глубоких частях океанов. Не исключено, что близкими по генезису и строению природных резервуаров окажутся и более молодые, преимущественно глобигериновые, осадочные толщи.

Месторождения в песчаниках мелу известны в верхнемеловых и нижнепалеоценовых отложениях Североморской провинции, аптских - неокомских Арабского залива в районе Абу-Даби, палеогеновых Новошотландского шельфа Канады, верхнемеловых Голф-Косты и Колорадо и в других районах. Нефтегазоносность формации пелитоморфных известняков установлена, например, в верхнемеловых породах Северного Предкавказья.

Можно считать доказанным, что мел и пелитоморфные известняки того же возраста генетически едины и находятся на разных стадиях катагенетического преобразования, поэтому основные черты строения ПР у них общие.

Относительная глубоководность и стабильные условия образования определяют тонкозернистость и относительную однородность достаточно мощного комплекса отложений, сложенного в основном остатками кокколитофорид и в меньшей степени планктонных фораминифер. Первичные поры поэтому межформенные и реже внутрираковинные, но размер их чрезвычайно мал: в мелу — порядка 1-5 мкм, а в известняках (80%) - менее 0,5 мкм. Соответственно мала и проницаемость матрицы - от 10^{-15} м² в мелу до 10^{-18} м² в известняках. Вместе с тем пелитоморфная структура и однородное строение способствуют развитию интенсивной тектонической трещиноватости, стилолитобразования, а также генетически связанных с последним литогенетических трещин. В трещинах отмечено появление пустот и каверн выщелачивания. Все это ведет к повышению проницаемости, а частично и пористости. Кроме того, трещины и стилолиты связывают всю толщу в единый гидродинамический комплекс, поэтому ПР имеет большую мощность, а также массивный характер с возможностью значительной вертикальной миграции и формирования высоких залежей (так, на месторождениях Карабулак-Ачалуки,

Хаянкорт и других залежь охватывает практически всю карбонатную толщу верхнего мела).

Наряду с общими свойствами ПР мела и пелитоморфных известняков имеют и определенную специфику. Само нахождение нефтенасыщенных мелов с их высокой пористостью (30-40%) на больших глубинах (на Экофиске средняя абсолютная отметка составляет 3170 м) связано с АВПД и ранним насыщением пород углеводородами, что резко замедляет катагенетические процессы в залежи. Следствием этого является сохранение первично высоких значений матричной пористости и относительной однородности разреза. Вне залежи катагенетические процессы ведут к резкому снижению пористости и проницаемости. Благодаря этому залежь запечатывается литологическими экранами, нефтенасыщенная мощность (304 м) оказывается больше высоты тектонической структуры (244 м), а разработка идет при режиме растворенного газа.

В пелитоморфных же известняках литификация была неравномерной, поэтому в разрезе чередуются плотные и мелоподобные известняки, как это имеет место, например, в Маастрихте Восточного Ставрополя, что увеличивает неоднородность разреза. Однако это все же не ведет к образованию многослойных ПР, так как плотность трещин, определяющая в итоге фильтрационные свойства отложений, в этих типах пород различается не существенно, хотя эффективная нефтенасыщенная мощность все же снижается. Кроме того, уплотненная, по сравнению с мелями, вся толща пелитоморфных известняков разбита трещинами, поэтому залежь связана с водонапорной системой всего ПР, что определяет соответствующий режим ее разработки, нередко высокие и устойчивые дебиты.

В ПР рифовой формации сосредоточено 10-12% запасов УВ капиталистических и развивающихся стран. Крупные месторождения известны в Ираке, Сирии, Индонезии, Ливии, Канаде, США, Мексике и других странах.

Строение ПР этой формации специфично. Первичная пористость создается прежде всего пустотами во внутренних полостях скелетов организмов - кораллов, гидроидов, водорослей, пелеципод, брахиопод, фораминифер и т.д., пространством между органическими каркасами, например, веточками мшанок, кораллами, а также между остатками одиночных организмов - фораминифер, двустворок и других. Важное значение имеет межгранулярная первичная пористость

в обломочных, органогенно-обломочных и оолитовых известняках. В пустотное пространство рифов входят также многочисленные и нередко крупные пещеровидные пустоты. Первичная пористость не остается постоянной и в процессе роста рифа может сокращаться за счет развития инкрустирующих водорослей, цементации, заполнения пустот мелкими организмами и детритом, химического выпадения карбонатов и т.д. В то же время объем пустот возрастает, и их сообщаемость улучшается в результате жизнедеятельности сверлильщиков, диагенетического растворения карбонатов и т.д. Важное значение имеет вторичное пустотное пространство в виде пор перекристаллизации и доломитизации, каверн выщелачивания, в том числе карстового, нередко ведущего к образованию крупных пещер, а также тектоническая трещиноватость.

Таким образом, пустотное пространство в рифовом резервуаре, во-первых, во многом определяется жизнедеятельностью организмов, во-вторых, пустоты часто отличаются крупными размерами и, в-третьих, имеются отдельные участки и зоны с высокими значениями коллекторских свойств (пористость ситчатых доломитов в нижнепермских рифах Предуралья достигает 60-70%).

Распределение же зон улучшенных коллекторских свойств в теле массива, т.е. непосредственно строение ПР, во многом зависит от размеров и морфолого-генетического типа рифов и тесно связано с фациальной зональностью, контрастно проявляющейся на достаточно ограниченной площади.

Небольшие постройки и сравнительно маломощные рифы характеризуются относительно однородным разрезом, где отсутствуют или слабо выражены полупокрышки, присутствующие во вмещающих слоистых отложениях, в связи с чем здесь возможна свободная вертикальная миграция, а эффективная мощность разреза существенно возрастает (Кузнецов В.Г., Дон О.В., Баташева И.В., 1984). В мощных же и длительно развивающихся рифах зоны распространения коллекторов имеют пластовый или линзовидно—пластовый характер и прослеживаются на значительной или большей их части. Подобное явление, вероятно, связано с определенной этапностью, цикличностью роста самого рифа (смена глубины бассейна, периодические поднятия над уровнем моря, эрозия и карстование в эпохи осушения и т.д.). Такие случаи отмечены, в частности, при бурении на длитель-

но развивающихся океанических рифах (Эниветок в Тихом океане. Андрос в Атлантическом), рифах Предуралья, северной окраины Донбасса и в других районах.

По площадному распространению коллекторов (рис. 2) наиболее просто устроен ПР слабодифференцированных одинокных куполовидных рифов, где наилучшими коллекторскими свойствами обладают центральные части массивов (Введенковский, Тереклинский, Грачевский, Старо-Казанковский и другие рифы Приуралья). В ядре девонского рифа Рейн-боу "А" пористость составляет 15-35% при проницаемости от 0,03 до $30 \cdot 10^{-12}$ м², в то время как на крыльях развиты породы двух классов - с пористостью 10-30% и 8-25% и проницаемостью соответственно $0,05-2 \cdot 10^{-12}$ м² и менее $0,05 \cdot 10^{-12}$ м².

В более крупных плосковершинных и атолоподобных рифах, а тем более атоллах, зона улучшенных коллекторских свойств смещается к периферии рифового комплекса в область биогермного гребня и предрифового обломочного шлейфа, т.е. распределение пористости и проницаемости подчиняется общей морфологической и литолого-экологической зональности. Тылные части рифа (внутририфовые лагуны) и зарифовые отложения, в которых развиты микрозернистые плотные карбонаты, обычно имеют меньшую искристость и могут обладать экранирующими свойствами.

Так, в центральных частях рифа Рейнбоу "В" пористость составляет 5-6%, а в краевых - повышается до 11%. Вверхнедевонском атолле Редуотер установлены коллекторы в краевом рифовом кольце, причем само их распределение четко связано с фациальной зональностью; максимальные значения пористости отмечены в верхней части предрифового шлейфа.

Аналогично распределяются зоны улучшенных коллекторских свойств и в асимметричных рифовых системах, где наблюдается линейная полосовая зональность, причем наилучшими коллекторскими свойствами часто обладают породы рифового фронта, поскольку здесь обычно широко развиты обломочные карбонаты. Так, на месторождении Киркук пористость рифовых фаций составляет 8-18%, проницаемость $0-10 \cdot 10^{-15}$ м², а в предрифовых фациях значения этих параметров равны соответственно 13-36% и $50-1000 \cdot 10^{-15}$ м². Наибольшая пористость отмечается в предрифовых фациях месторождения Хендрикс в рифе Кэпитен в США, в доломитизированных известняках и вторич-

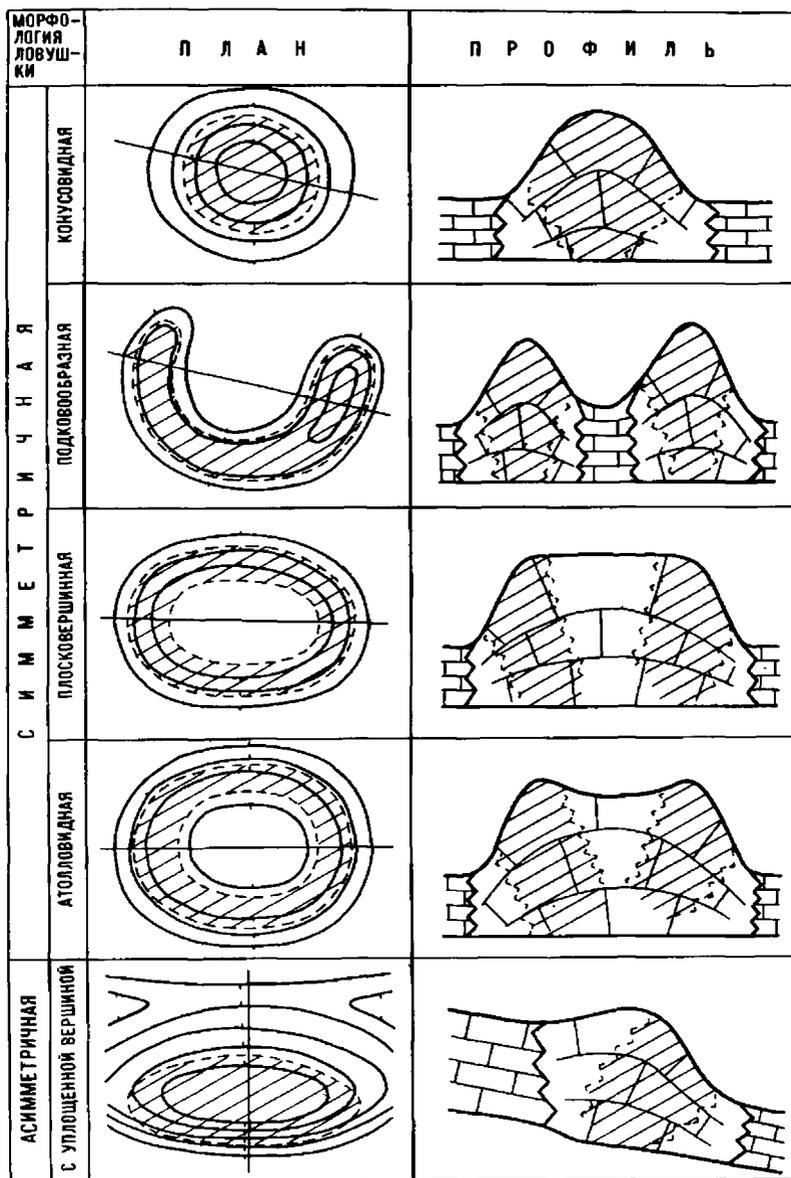


Рис. 2. Схема строения природного резервуара рифов различного типа

Образования: 1 - рифовые, 2 - внерифовые; 3 - зоны оптимальных коллекторских свойств

ных доломитах рифового фронта на месторождении Кларк-Лейк в Канаде.

Таким образом, ПР отличаются относительно ограниченной площадью распространения, резкой фациальной контрастностью, которая контролирует размещение коллекторов. Характер распределения и фильтрации флюидов в ПР различных рифов не одинаков. В относительно небольших, просто построенных, куполовидных рифах, где разрез слабо дифференцирован, осуществляется как латеральная, так и вертикальная фильтрация. В мощных дифференцированных рифах с пластовым и линзовидно-пластовым расположением пористо-проницаемых зон вертикальная миграция может быть затруднена. Существенно ограничена фильтрация через лагунные и зарифовые отложения атолоидных и барьерных рифов. Покрышками для рифовых ПР в зависимости от палеоклимата могут быть эвапориты или глины. В аридных условиях между рифовыми карбонатами и солями истинной покрышки часто формируются доломиты и сульфаты, являющиеся ложной покрышкой (Аскольдов О.В., Ильин В.Д., Смирнов Л.Н., 1982). В гумидном климате при глинистом составе перекрывающих толщ ложные покрышки пока не описаны или мощности их незначительны.

Установленные особенности строения природных резервуаров различных типов карбонатных формаций могут быть полезны при прогнозах и поисках месторождений нефти и газа, а также при детальном изучении залежей с целью более достоверной оценки их запасов и выбора оптимальной системы разработки. При этом, если первые разработки И.О. Брода о ПР использовались главным образом на стадии прогноза и поисков, а исследования Б.В. Филиппова и В.Д. Ильина - локального прогноза, то понятие о многослойном ПР, видимо, наиболее важно уже в процессе геологопромысловых работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Аскольдов О.В., Ильин В.Д., Смирнов Л.Н. Влияние ложной покрышки на нефтегазоносность пермских отложений Башкирско-Оренбургского Приуралья. Советская геология, 1982. № 2. С. 12-24.

Геология нефти и газа Сибирской платформы. М.: Недра, 1981. 552 с. Ред. А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук.

Калинко М.К. Состояние и задачи методов изучения природных коллекторов нефти и газа и флюидоупоров. В кн.. Коллекторы нефти и газа и флюидоупоры. Новосибирск: Наука, 1983. С. 5-9.

Кузнецов В.Г., Дон О.В., Баташева И.В. Специфика строения природного резервуара нижнекембрийских органических построек. Геология нефти и газа. 1984. № 11. С. 44-49.

Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре (методические указания). М.: ВНИГНИ, 1982. 52 с. Авт.: В.Д. Ильин, С.П. Максимов, А.Н. Золотов и др.

Методика локального прогноза нефтегазоносности юрских карбонатных отложений Узбекистана. Советская геология. 1981. № 4. С. 15-26. Авт: В.Д. Ильин, В.П. Строганов, А.Н. Смирнов и др.

Овчаренко А.В. Об особенностях нефтегазонакопления в карбонатных породах. Геология нефти и газа. 1974. № 12. С. 25-31.

Справочник по геологии нефти и газа. М.: Недра, 1984. 480 с. Ред. Н.А. Еременко.

Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н., Мовшович Э.Б. Проблемы совершенствования понятийно-терминологической базы геологии нефти и газа (на примере понятий "резервуар" и "ловушка"). Геология и геофизика. 1980. № 2. С. 3-10.

Филиппов Б.В. Типы природных резервуаров нефти и газа. Л.: Недра, 1967. 123 с.

И.Е. Постникова, А.И. Крикунов,
Л.В. Власова, В.Д. Казакова (ИГиРГИ)

ВОЗМОЖНОСТИ
ЛИТО ЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ПРИ ВЫЯВЛЕНИИ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ
РАЗМЕЩЕНИЯ И ТИПИЗАЦИИ КОЛЛЕКТОРОВ
В ПРОДУКТИВНЫХ КАРБОНАТНЫХ КОМПЛЕКСАХ

Сложность строения продуктивных карбонатных толщ, проявляющаяся в значительной их макро- и микронеоднородности, неравномерном распределении коллекторов, углеводородов (УВ), воды, присутствии стратиграфическо-литологических ловушек требует выработки рационального комплекса методических приемов, в котором главную роль играет литологический анализ. При этом необходимо учитывать, на каком уровне разработок - изучение отложений седиментационного бассейна, перспективной зоны, локальной структуры - нужно получить качественные и количественные параметры для оценки ресурсов УВ. В зависимости от этого на каждом этапе должен проводиться свой оптимальный комплекс исследований и подбираться необходимый масштаб работ.

Для изучения карбонатных отложений требуется генетический подход, который может быть обеспечен с помощью литологического анализа. При этом по глубоким скважинам должен проводиться максимальный отбор кернового материала, обеспечивающего с учетом промера инструмента и кривизны скважин полный комплекс промыслово-геофизических данных соответствующего масштаба. Последовательное и послойное макроскопическое описание всех структурно-генетических типов пород, слагающих разрез; рассмотрение структурных и текстурных их особенностей; определение химического состава; выяснение типа и закономерностей распределения трещиноватости, степени насыщенности УВ, изучение органических остатков и терригенной примеси, выявление внутриформационных перерывов позволяют ди-

агностировать разрезы с точки зрения их генетическо—фа—идеальной принадлежности и проследить присущую карбонатным разрезам цикличность.

Не вдаваясь в теоретические основы циклостратиграфического анализа, согласуясь с понятиями и принципами выделения элементарных циклитов и рассматривая их как седиментационные стратиграфические единицы, можно с уверенностью считать, что применение этого анализа правомерно для изучения карбонатных отложений. Циклостратиграфический анализ, включающий литологические и промыслово—геофизические исследования, позволяет детально расчленять разрезы, фиксировать наличие перерывов, размывов, определять объем седиментационных единиц, устанавливать иерархию, выявлять положение в разрезе пород-коллекторов и обеспечивать основу детальной корреляции.

Выделяющиеся в карбонатных толщах элементарные циклиты, обособленные по принципу направленности и непрерывности изменения существенных свойств пород в вертикальном разрезе, учете характера границ между слоями, имеют трансгрессивно—регрессивный характер.

Как правило, в основании элементарных циклитов выделяются глинистые или карбонатно-глинистые разности пород, которые используются как реперные горизонты. Они хорошо прослеживаются на кривых радиоактивного каротажа и прослеживаются на значительные расстояния. Непрерывное литологическое изучение всей продуктивной толщи позволяет достоверно интерпретировать комплекс промыслово-геофизических данных и, используя метод подобия, расчленять скважины, не охарактеризованные керном. Литологическая характеристика разрезов с учетом биостратиграфических данных и мощностей отложений стратиграфических подразделений позволяет создавать опорные (сводные) разрезы для различных структурно-фациальных зон, которые могут использоваться для решения задач поисково-разведочных работ.

Основой всякого геологического анализа является корреляция разрезов, а от ее детальности зависит получение ряда параметров (глубина залегания, мощность и т.д.), необходимых для картографических построений. Пример детальной корреляции приводится по Ермоловской площади. На основании циклостратиграфического анализа турнейские отложения в скв. 10, 11, 12 делятся на пять мезоциклитов, соответствующих горизонтам; разрез заволжского горизон-

та подразделен на три элементарных циклита, черепетско—го - на два, кизеловского - на три и т.д. В основании каждого циклита выявлены глинистые известняки, фиксируемые по ГК и НГК, сменяющиеся фораминиферово-сгустковыми плотными, неравномерно кальцитизированными известняками, переходящими в сгустково—детритовые, неравномерно поровые, участками нефтенасыщенные известняки. Завершается элементарный циклит в центральных участках площади, в местах развития органогенных построек, комковато-детритовыми известняками, обладающими значительной емкостью и являющимися коллектором. На площадях, где развивались вторичные процессы, отрицательно влияющие на коллекторские свойства, вышеуказанная закономерность нарушается.

В результате детальной корреляции можно проследить фациальные изменения всего разреза, а главное, выявить закономерности размещения коллекторов и с учетом нормализации кривой НГК по двум опорным горизонтам рассчитать мощность прослоев, обладающих емкостью. Использование циклостратиграфического анализа позволяет проследить изменение пород-коллекторов в указанном стратиграфическом диапазоне и получить подсчетные параметры для обнаружения макронеоднородности продуктивной карбонатной толщи.

В результате геохимических и петрофизических исследований карбонатных отложений уточняется структура пород, определяются природа форменных образований и тип цемента, морфология порового пространства и микротрещиноватости, диагностируются органические остатки, выявляется их роль в формировании пород, емкостей, восстанавливаются экологические свойства и воспроизводится режим обитания. Изучаются минеральный состав терригенной примеси, присутствие галогенных образований, устанавливается содержание кальцита, доломита, сульфатов, нерастворимого остатка.

Литолого-петрографические и геохимические свойства пород могут выражаться в количественных соотношениях, которые необходимо знать при типизации пород-коллекторов. Большую роль при этом играют значения пористости, проницаемости, определяющиеся лабораторными методами и с помощью корреляционных зависимостей, увязанные с промыслово—геофизическими данными. Получение таких зависимостей требуется для интерпретации разрезов, оха-

рактизованных только материалами промысловой геофизики. При типизации коллекторов необходимы также результаты и гидродинамических испытаний скважин. На конечное формирование пород-коллекторов большое влияние оказывают вторичные процессы как положительные, так и отрицательные.

Емкости и пути фильтрации, возникшие в результате постседиментационных преобразований, отличаются друг от друга по своим коллекторским свойствам в зависимости от конкретного процесса. Основную положительную роль, как правило, играют выщелачивание карбонатного материала и трещинообразование. Перекристаллизация и доломитизация обладают двойственным влиянием: в одном случае - положительным, а в другом - отрицательным. Коллекторы, образовавшиеся в большинстве случаев за счет вторичных процессов, в определенной степени соотносятся с различными структурно-генетическими типами карбонатных пород. Порово-трещинные и порово-каверново-трещинные коллекторы, обладающие наибольшей пористостью, приурочены, как правило, к органогенно-водорослевым, органогенно-биоморфным, органогенно-детритовым и сгустково-комковатым известнякам, распространенным в областях развития биогермных образований. Наибольшей проницаемостью характеризуются коллекторы каверново-трещинного и порово-кавернового типов, встречающиеся в метасоматических доломитах и пелитоморфных известняках, образовавшихся в пределах приподнятых мелководношельфовых участков. Несколько худшими коллекторскими свойствами обладают сгустково-фораминиферовые, сгустково-водорослевые и фораминиферовые известняки. Корреляционная зависимость между пористостью, проницаемостью и эффективной мощностью такова, что даже при незначительной величине одного параметра и повышенных значениях другого разработка нефтяной залежи оказывается рентабельной.

Литолого-петрографическое изучение структурно-генетических типов пород верхнедевонско-^гурнейского карбонатного комплекса Волго-Уральской нефтегазоносной провинции показало, что развитие определенных типов коллекторов имеет непосредственную связь как с типами пород, так и с фациальной обстановкой. В водорослево-комковатых, комковато-детритовых, сгустково-детритовых известняках шельфовых фаций, обладающих преимущественно пер-

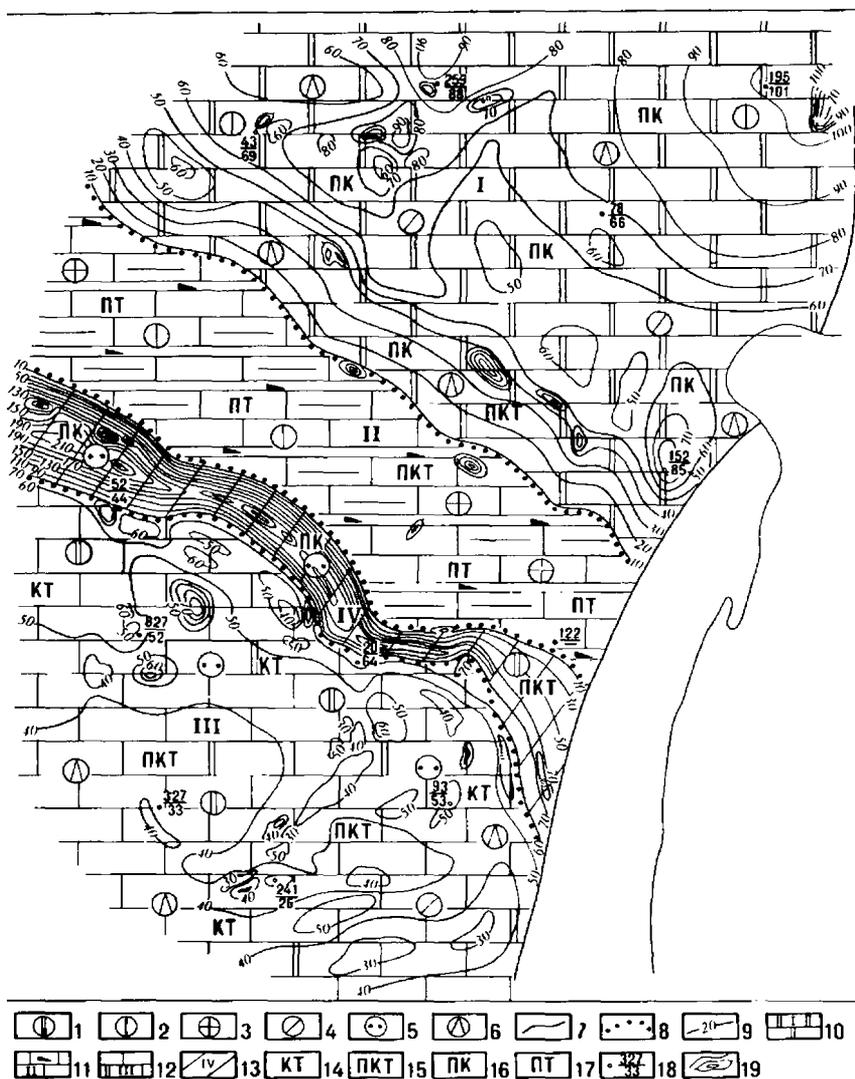


Схема размещения коллекторов по структурно-фациальным зонам данковского - лебедянского горизонтов
 Известняки: 1 - органогенно-биоморфные, 2 - пелитоморфные, 3 - кристаллически-зернистые, 4 - сгустковые, 5 - органогенно-водорослевые; 6 - метасоматические доломиты; границы: 7 - Предуральского краевого прогиба, 8 - разнофациальных зон; 9 — изолинии мощности отложений; зоны: 10 - мелководного шельфа с преобладанием доломитизированных известняков и доломитов, 11 - относительно глубокой части открытого моря, 12 - мелководного

вичной пористостью, при благоприятных постседиментационных процессах образуются, как правило, поровые и каверново-поровые коллекторы. В органогенных постройках на шельфе, где часто более интенсивно проявляются процессы растворения и выщелачивания, в органогенно-водорослевых известняках формируются каверново-трещинные, трещинно-каверново—поровые типы коллекторов. В органогенных постройках рифового типа, где сильно развиты процессы перекристаллизации, доломитизации, окремнения и трещиноватости, образуются коллекторы сложного строения порово-каверново-трещинного типа. В депрессионных фациях, представленных преимущественно сильноглинистыми карбонатными породами, могут формироваться коллекторы трещинного и щелевидно-трещинного типов.

Качественные и количественные параметры, полученные в результате литологических, промыслово-геофизических и промысловых исследований по опорным разрезам, дают возможность проводить массовую интерпретацию необходимого комплекса каротажа в разрезах различных структурно-фациальных зон без отбора керна. Эти материалы могут быть использованы при выявлении закономерностей размещения коллекторов, флюидоупоров, обособления перспективных участков для поисков залежей в пределах достаточно узкого стратиграфического диапазона продуктивной карбонатной толщи как в пределах целого региона, так и на локальных структурах. Познание внутреннего строения природного резервуара позволяет выявить качественные и количественные параметры для оптимизации залежей и обеспечения достоверности подсчета разведанных запасов УВ. Примером региональных исследований может служить схема размещения коллекторов по структурно-фациальным зонам данковского и лебедянского горизонтов Западной Башкирии. Согласно этой схеме на территории плат-

шельфа, в которой отложения представлены в основном известняками, 13 - прибортовая с преимущественным развитием органогенных тел; типы коллектора: 14 - каверново-трещинный, 15 - порово-каверново-трещинный, 16 - порово-каверновый, 17 - порово-трещинный; 18 - в числителе - номер скважины, в знаменателе - мощность отложений; 19 - изогипсы

форменной части Башкирии обособляются четыре литолого-фадиаальные зоны (рисунок).

Зона 1 охватывает в основном наиболее мелководную часть Башкирского свода, отложения которой представлены мелкокристаллическими доломитами и известняками с тонкими прослоями мергелей и включениями ангидритов. Коллекторами служат метасоматические доломиты, пелитоморфные и стустковые известняки. В зоне 1, как правило, развит порово-каверновый тип коллектора. Мощность пород колеблется от 50 до 90 м. Нерастворимый остаток - 0,8-10%.

Зона II представляет собой наиболее глубокую часть Актаныш-Чишминского прогиба и сложена темно-серыми, часто черными кремнисто-глинисто-битуминозными известняками с прослоями аргиллитов и сланцев, среди которых доломиты играют подчиненную роль. Коллекторами служат кристаллически зернистые и пелитоморфные известняки, а на площадях, где развиты одиночные органогенные постройки, повышенными емкостными характеристиками обладают метасоматические доломиты, органогенно-водорослевые и органогенно-биоморфные известняки. Коллекторы, как правило, порово-трещинного типа. Мощность отложенных горизонтов незначительна (около 10 м).

Зона III - это территория, на которой развиты мелководные отложения, распространенные на Южно-Татарском своде и его юго-восточном продолжении. Они представлены в основном известняками, а также нешироко распространенными доломитами и глинисто-мергелистыми разностями пород. В роли коллекторов выступают стустковые, органогенно-водорослевые, органогенно-биоморфные известняки и метасоматические доломиты. Встречаются коллекторы каверново-трещинного и порово-каверново-трещинного типов. Мощность отложений зоны III 30-70 м.

Зона IV охватывает площади, в пределах которых образовывались осадки в условиях, переходных от более к менее мелководным. Отложения представлены преимущественно известняками. Зона характеризуется резким увеличением мощностей пород (местами до 200 м), что объясняется наличием в ней органогенных построек. Коллекторы представлены порово-каверновыми и порово-каверново-трещинными органогенно-водорослевыми и органогенно-биоморфными известняками.

Все вышеизложенное позволяет сделать ряд выводов:

- изучение продуктивных карбонатных комплексов необходимо проводить на генетической основе с использованием литолого-петрографических исследований, увязанных с промыслово-геофизическими данными;
- на различных этапах поисково—разведочного процесса необходимо применять определенные комплексы методических приемов с учетом их масштабности;
- для расчленения и корреляции карбонатных отложений может успешно использоваться циклостратиграфический анализ;
- коллекторы преимущественно развиваются в органо-генных разностях пород под поверхностями внутриформационных перерывов, которые чаще всего располагаются в верхних частях элементарных циклитов;
- размещение коллекторов зависит от фациальных особенностей строения разреза и палеогеоморфологических условий формирования, в каждой структурно-фациальной зоне развивается определенный тип коллектора.

И.Э. Сорокина (ИГиРГИ), А.П. Рыжков,
Е.И. Тараненко (УДН им. П. Лумумбы)

ЛИТОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ
ИССЛЕДОВАНИЕ
НИЖНЕТРИАСОВЫХ КАРБОНАТНЫХ
РЕЗЕРВУАРОВ
ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Повышение качества подготовки запасов в карбонатных резервуарах нижнего триаса как одно из направлений поисково-разведочных работ Восточного Предкавказья неразрывно связано с дальнейшей разработкой комплексного подхода к исследованию их внутренней структуры.

В Восточном Предкавказье основные залежи нефти в триасовых отложениях приурочены к карбонатным биогермным массивам, окаймляющим Озек-Суатский выступ с запада, севера и востока. Массивы представляют собой тела неправильной формы размером от 1,5x2 до 2,5x4 км и высотой 500-800 м, залегающие в толще глинисто-карбонатных пород.

Уже на первом этапе изучения в составе карбонатных массивов были выделены биоморфные, органогенно—обломочные, стустково-микрокомковатые (онколитовые), обломочные (известняковые брекчии и известняковые псаммиты) и хемогенные (микрозернистые и пелитоморфные) известняковые образования. Распределение отдельных разновидностей пород по площади и разрезу, как показывают исследования, подчиняется определенной зональности, свойственной органогенным постройкам. Однако проблема выявления внутренней структуры карбонатных массивов и детализации их строения далека от решения.

Комплексный подход к изучению таких сложных резервуаров состоит в одновременном качественном и количественном анализе особенностей их строения и размещения в них залежей. Он сводится, во-первых, к выделению петрофизических элементов разреза (ПЭР) - коллекторов, флюидоупоров и 'неполных* флюидоупоров по ГИС и про-

слеживанию их по площади; во-вторых, к увязке и анализу соотношения ПЭР со структурно-генетическими элементами разреза (СГЭР) и созданию генетической модели строения карбонатного комплекса в целом; в-третьих, к качественному прогнозу строения природных резервуаров для отдельных частей региона и количественной оценке степени их неоднородности.

Сущность предлагаемой методики заключается в определении параметров по ГИС: сопротивления экранированного заземления ($\rho_n^{БК}$) - по боковому каротажу (БК), естественной радиоактивности (J_γ) - по гамма-каротажу (ГК), вторичной гамма-активности ($J_{n\gamma}$) - по нейтронному гамма-каротажу (НГК), интервального времени (ΔT) - по акустическому каротажу (АК) и т.д.; выявлении их связи с межзерновой, общей и вторичной пористостью и оценке преобладающего типа структуры фильтрационно-емкостного пространства карбонатных отложений, т.е. типа коллектора. Очевидно, что физический смысл подобного комплексирования обусловлен различным влиянием на показания БК, НГК (ГК), АК таких факторов, как физико-химические свойства скелета породы и насыщающего ее флюида, размеры, расположение и соотношение между собой структурных элементов емкостного пространства, т.е. пор, каверн, трещин, а также цементированность и зернистость матрицы.

Пористость, определенная по АК (КпАК), совпадает с общей пористостью по НГК (КпНГК) в случае поровых коллекторов, меньше общей пористости для трещинно-каверновых коллекторов и превышает общую пористость в коллекторах с интенсивным развитием хаотически расположенных трещин. Пористость, рассчитанная по относительному сопротивлению БК (КпБК), совпадает с общей пористостью по НГК (КпНГК) в поровых коллекторах, меньше или близка к ней в трещинно-каверновых коллекторах и значительно выше общей пористости в плотных породах с наличием трещин (Рыжков А.П., Сорокина И.Э., Тараненко Е.И., 1985).

Общая пористость по НГК (КпНГК) определялась способом двух опорных горизонтов. Пористость (межзерновая или межзерновая и трещинная по АК и КпАК) рассчитывалась по уравнению среднего времени (Wyllie M.R.J., Gregory A.R., Gardner Z.W., 1956). Межзерновая пористость по БК (КпБК) определялась по эмпирическим

зависимостям между параметром пористости (Рп) и пористостью (Кп) по керну (Итенберг С.С., Шнурман Г.А., 1984).

На основе применения методики баланса пористости установлено, что в карбонатном комплексе Восточного Предкавказья выделяются следующие типы коллекторов: поровый, каверново—поровый, трещинно—каверновый, порово-каверново—трещинный, трещинный, а также прослой пород с неэффективным пустотным пространством, т.е. не—коллекторы (флюидоупоры, "неполные" флюидоупоры).

Увязка выделенных типов ПЭР со структурно-генетическими типами пород, анализ взаимоотношений последних в объеме карбонатного комплекса в целом позволяет охарактеризовать его с генетических позиций, а следовательно, и прогнозировать ожидаемые типы природных резервуаров, приуроченных к различным тектоническим элементам Восточного Предкавказья.

Установлено, что генетически карбонатный комплекс нижнего триаса, в частности его верхняя часть (нефтекумская свита), является продуктом органогенного карбоната—накопления, для которой характерны водорослевые постройки биогермно-биостромного типа (Сорокина И.Э., 1983). Трещинно-каверновые и порово—каверновые коллекторы в основном связаны с водорослевыми известняками, в различной степени перекристаллизованными, доломитизированными, трещиноватыми и выщелоченными, а также с мелко- и среднезернистыми вторичными доломитами, локализующимися в основном в центральных частях органогенных построек. Поровые, порово-каверново—трещинные и трещинно-каверновые коллекторы характерны главным образом для пелитоморфных, микрозернистых, комковато—сгустковых и биоморфно—детритовых известняков, а также для микротонкозернистых доломитов, залегающих как у основания органогенных построек, так и на их периферии. Флюидоупоры или "неполные" флюидоупоры представлены хемогенными известняками и доломитами с неэффективным пустотным пространством и могут быть приурочены к различным частям построек, преобладая, однако, на их периферии.

На основе анализа промыслово-геофизического и кернавого материала, а также гидродинамических исследований в карбонатном комплексе нижнего триаса установлен массивный тип резервуаров сложного строения. Результаты

Пробной эксплуатации залежей и их индикаторные исследования, данные гидропрослушивания скважин и другие методы убедительно подтверждают это.

Природный резервуар сложного строения - это система, состоящая из подсистем (геологических тел) более низкого уровня, в частности коллекторов, флюидоупоров и "неполных* флюидоупоров, рассматриваемых в конкретном исследовании в качестве простых элементов резервуаров, чье взаимоотношение определяет размещение в них флюидов и внутрирезервуарные перемещения. В частности, нижнетриасовый карбонатный комплекс как природный резервуар - это система, состоящая, как правило, из множества условно неделимых элементов, т.е. элементов неоднородности (ЭН), объединенных, однако, совокупностью внутренних связей.

Количественная оценка степени неоднородности резервуаров нижнего триаса произведена на основе геологических, геолого-статистических и информационных характеристик, посредством которых изучена макро- и микронеоднородность нижнетриасового карбонатного комплекса в целом и природных резервуаров и залежей в частности. Под микронеоднородностью имеется в виду изменчивость свойств собственно коллекторов, которая связана с изменением их внутренней структуры, т.е. пористости, проницаемости и т.д. Для оценки макронеоднородности изучаемых резервуаров в качестве геологических показателей использовались следующие коэффициенты: долевого содержания коллекторов в общей толщине продуктивных отложений, расчлененности резервуара, относительной расчлененности, удельного содержания коллекторов, однородности резервуара. Для оценки степени микронеоднородности изучаемых объектов применялись коэффициент вариации пористости пород, вскрываемых отдельными скважинами, и комбинированный коэффициент. Геолого-статистические и информационные характеристики представлены в виде системы, в которой наблюдается развитие компонентов от простых и конкретных геологических к вероятностным информационным, обладающим явно выраженными обобщающими и оценивающими свойствами. К числу геолого-статистических показателей неоднородности резервуаров отнесены их среднее значение, размах и коэффициенты вариации, а к информационным - частная, общая и относительная энтропия (Дементьев Л.Ф., Жданов М.А., Кирсанов А.Н., 1977; Pelto С.Р., 1954).

Качественная оценка внутреннего строения изученных резервуаров и их типизация произведены на основе принципа относительной элементарности, согласно которому установлена иерархичность геологических объектов в целом или их отдельных составляющих, т.е. ЭН (Каждан А.Б., 1974). В соответствии с принципом относительной элементарности массивные резервуары карбонатного комплекса нижнего триаса могут быть подразделены на две группы: однородные и неоднородные.

Однородные резервуары характеризуются достаточно простым строением слагающих их коллекторов, а также отсутствием внутрирезервуарных флюидоупоров или "неполных" флюидоупоров. Как правило, резервуары первой группы имеют не более одного ЭН и состоят из коллекторов практически одного типа: поровых, порово-каверновых или порово-каверново-трещинных. Коллекторы в однородных резервуарах распределены равномерно, обуславливая гидродинамически единую систему. В литологическом отношении коллекторы в резервуарах подобного типа представлены известняково-доломитовыми породами с преобладанием тонко- мелко- и среднезернистых, реже крупнозернистых доломитов и лишь изредка известняков.

Неоднородные резервуары отличаются довольно сложным строением и состоят из нескольких ЭН, однако также объединенных в гидродинамически единую систему. Среди коллекторов установлены трещинно-каверновые, трещинные, порово-трещинные и порово-каверново-трещинные типы. Наряду с коллекторами различного типа в объеме неоднородных резервуаров присутствуют слабопроницаемые ("неполные" флюидоупоры) и непроницаемые породы (флюидоупоры), которые также являются ЭН и залегают в резервуарах в виде линз и прослоев. В литологическом отношении ЭН представлены водорослевыми и онколитовыми известняками, известняками с комковато-сгустковой структурой, а также разномасштабными известняками и доломитами с тонкими прослоями пелитовых туфов и бентонитовых глин. В объеме неоднородных резервуаров коллекторы залегают в виде пространственно обособленных геологических тел, устойчивость геометрических форм которых зависит от изменчивости эффективной толщины продуктивных отложений и характера ее распределения в теле резервуара.

По характеру и размеру ЭН среди неоднородных резервуаров выделяются резервуары с прерывистой (протяженность ЭН меньше размеров залежи) и непрерывной (протяженность ЭН соизмерима с размерами залежи) неоднородностями.

Среди неоднородных резервуаров с прерывистой неоднородностью выделяются два вида: с прерывистыми ЭН-коллекторами и прерывистыми ЭН-флюидоупорами, или "неполными" флюидоупорами. К первому виду относятся резервуары, которые отличаются прерывистым характером изменения толщины пористо-проницаемых прослоев, по существу, образующих отдельные линзы коллекторов, ограниченные слабопроницаемыми или непроницаемыми породами нижнего триаса, слагающими монолитную толщу и прослеживающиеся по всей площади структур. Ко второму виду относятся резервуары, которые в отличие от выдержанных по площади коллекторов резко изменчивы по толщине, прерывистые и выклинивающиеся по простиранию.

Таким образом, данные ГИС позволяют дифференцировать карбонатные массивы на структурно-емкостные субтела (ЭН), а затем с учетом петрографических исследований, - на литолого-фациальные субтела. Детальность расчленения массивов по вышеуказанным признакам значительно превышает детальность, основанную на изучении керна. Определение размеров и пространственного соотношения элементов неоднородности дает возможность не только выделить органогенные карбонатные тела в толщах иного генезиса, но и осуществить их типизацию.

Применение комплексной литолого-петрофизической методики изучения карбонатных тел резко увеличивает достоверность выделения органогенных карбонатных образований и определения их внутренней структуры.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Дементьев А.Ф., Жданов М.А., Кирсанов А.Н. Применение математической статистики в нефтегазопромышленной геологии. М.: Недра, 1977. 234 с.

Итенберг С.С., Шнурман Г.А. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов. М.: Недра, 1984. 215 с.

Каждан А.Б. Методологические основы разведки полезных ископаемых. М.: Недра, 1974. 175 с.

Рыжков А.П., Сорокина И.Э., Тараненко Е.И. Особенности строения природных резервуаров в нижнетриасовом карбонатном комплексе Восточного Предкавказья. В кн.: Перспективы нефтегазоносности переходного комплекса молодых платформ. М.: ИГиРГИ, 1985. С. 138-149.

Сорокина И.Э. Литолого-фациальные признаки выявления погребенных органогенных построек в верхнепермско—нижнетриасовых отложениях Восточного Предкавказья. В кн.: Структурные и литолого-фациальные критерии нефтегазоносности. М.: ИГиРГИ, 1983, С 68-80,

Pelto C.R. Mapping of multicomponent systems. G-eol. J., 1954. V. 62. N 5. P. 501-511.

Wyllie M.R.J., Gregory A.R., Gardner Z.W. Elastic Wave Velocities in Heterogeneous and Porous Media. Geophysics, 1956. N 1. P. 21-33.

Е.Е. Карнюшина, О.И. Супруненко,
Г.Л. Чочия (МГУ)

АУТИГЕННОЕ КАРБОНАТООБРАЗОВАНИЕ В ВУЛКАНОГЕННО-ОСАДОЧНЫХ ТОЛЩАХ

Изучение природных резервуаров, приуроченных к вулканогенно-осадочным отложениям, привлекает в последние годы внимание все большего числа исследователей. С одной стороны, интерес этот обусловлен расширением нефтепоисковых работ в областях, где вулканизм тесно связан с осадочным породообразованием (бассейны Дальнего Востока и северо-востока СССР, Восточная Сибирь, Кавказ и Предкавказье). С другой стороны, свидетельства о значительной изменчивости физических свойств вулканогенно-осадочных коллекторов заставляют искать причины неоднородности и выявлять особенности ее распространения в геологическом пространстве. Причины неоднородности этого типа коллекторов многообразны и, в частности, связаны с минеральными новообразованиями (глинистыми, кремнистыми, цеолитовыми и карбонатными), возникающими на стадиях диагенеза и катагенеза.

Минералогическая зональность аутигенных карбонатов наиболее детально прослежена по конкреционным комплексам олигоцен-миоценовых отложений кайнозойских прогибов Западной Камчатки. Здесь снизу вверх в изученном разрезе мощностью до 2500 м выделяются кальцитовый, кальцит-доломитовый и сидеритовый конкреционные комплексы. Кальцитовый комплекс связан с туфотерригенными образованиями олигоцена - среднего миоцена мощностью до 1500 м. Основными типами пород здесь являются туфогенные и туффитовые песчаники, алевролиты и аргиллиты. Количество тефроидного материала в этих породах возрастает вверх, по разрезу, где появляются и биогенно—кремнистые образования. Рассеянные и концентрированные карбонатные

выделения приурочены в основном к песчано-алевритовым разностям, породообразующие компоненты которых на 40-60% состоят из обломков андезитов. Остальная часть зерен представлена средними и основными плагиоклазами, девитрифицированными витрокластами примерно в равных соотношениях. Породы насыщены обрывками обугленных растительных тканей и цементируются обычно аутигенным веществом силикатного либо карбонатного состава с преобладанием кальцита (Супруненко О.И., Карнюшина Е.Е., Воскресенская М.Ф., 1976). Аутигенные карбонаты распределяются в пределах пластов крайне неравномерно, что отражено в морфологии их выделений и в колебаниях содержания от 1 до 70%. Начальная карбонатизация отмечается микроскопически пятнистыми, изолированными замещениями вулканокластов и вторичными обособлениями кальцита в порах. При дальнейшем развитии этого процесса сначала возникают смешанные обломочно-карбонатные породы с реликтовыми песчано-алевритовыми структурами, а затем известняки замещения, слагающие в верхней части олигоцен-среднемиоценового разреза горизонты гигантских конкреций диаметром до 3 м.

Аутигенный кальцит в составе смешанных обломочно-карбонатных пород обычно развит в виде пойкилитовых выделений сферолитового строения. Вторичные известняки конкреций характеризуются микро- и мелкозернистой структурой, и их кальцитовые агрегаты образуют лапчатые контуры со сферолитовым погасанием. Основная карбонатная масса конкреций равномерно насыщена глобулами пирита, а также содержит реликты кристаллов плагиоклазов, чешуек слюд и панцирей диатомей. Сохранившиеся от растворения первичные компоненты нередко составляют всего 5-10%.

В верхней части олигоцен-среднемиоценового разреза, где возрастает роль пирокласто-тефроидных и биогенно-кремнистых компонентов, в составе карбонатных стяжений помимо кальцита появляется доломитовая составляющая. При этом количество доломита сильно колеблется и порой превосходит содержание кальцита.

Кальцит-доломитовый конкреционный комплекс приурочен к туфодиатомитовым отложениям среднего миоцена суммарной мощностью до 700 м. Основными компонентами широко распространенных здесь туфокремнистых пород являются диатомовый (30-70%), песчано-алевритовый тефро-

идный (20-30%) и пелитовый глинисто-кремнистый ($2X > 50\%$) материал. В туфодиатомитах органогенно-кремнистая составляющая представлена рентгеноаморфными скорлупками диатомей и их детритом, которые в опоках замещаются ультрамикроскопическим глобулярным кристобалитом и халцедоном. Туфы характеризуются преимущественно андезитовым составом, их песчаные и алевритовые разности образуют витро-кристалло-литокластические типы пород, а алевропелитовые разновидности - главным образом витрокластические. Туффиты помимо указанных тефроидных компонентов содержат примесь терригенной природы (10-40%), представленную калишпатом, кварцем, обломками метаморфических пород, а также органогенный детрит (до 10%) спикул губок, диатомей и фораминифер. Среди вторичных карбонатов здесь преобладает доломит, на 70-90% замещающий биогенно-кремнистые и обломочные породы с алевритовой структурой основной массы. Известковые стяжения относительно редки и характеризуются более низким содержанием конкрецеобразования. Доломит, замещающий туфодиатомиты и пепловые туфы, преимущественно неравномернозернистый, микро- и мелкокристаллический. Реликтовые первичные структуры отмечаются в теневых контурах витрокластов, а также в виде карбонатных сгустков диаметром 0,05-0,1 мм, по кремнезему диатомей, размеры которых колеблются именно в этих пределах.

Сидеритовый конкреционный комплекс приурочен к туф-фитовой угленосной молассе верхнего миоцена, мощность которой составляет 200-300 м. Моласса сложена рыхлыми, участками слабоуплотненными песчаными и алевритовыми туффитами с прослоями лигнитов. Здесь диагенетические карбонаты представлены главным образом сидеритом, в зависимости от количества которого выделяются туффиты различной степени карбонатности, туфоалевритовые сидериты (при содержании компонента 50-90%) и гомогенные сидеритовые стяжения. В последних карбонатная масса превышает 90%. Они обладают микрозернистой структурой и сетчатой микротекстурой, обусловленной наличием реликтов обломочных зерен.

Рассмотренная вертикальная зональность аутигенных карбонатов обусловлена прежде всего составом рассеянного карбонатного материала исходных осадков, различных обстановок осадконакопления (Страхов Н.М., 1960).

Основные факторы изменения обстановок седиментации определялись степенью их мористости и вспышками вулканической активности, которая может обуславливать повышенные содержания карбонатов магния в осадках (Бродская Н.Г., 1959). Фациальный анализ отложений, вмещающих кальцитовый и кальцит—доломитовый конкреционные комплексы, показал, что они формировались в условиях внешнего шельфа и впадин континентального склона. Влияние эксплозий приводило к обогащению мористых фаций геохимически более подвижным магнием. При ослабленной вулканической деятельности в наиболее мористых отложениях преобладал кальций. Сидеритовый комплекс приурочен к осадкам внутреннего шельфа и прибрежной аллювиальной равнины, где отмечалось относительное обогащение осадков малоподвижным железом.

Изученные конкреционные образования каменной свиты (миоцен) острова Беринга сопоставимы с верхней гетерогенной частью кальцитового комплекса Западной Камчатки. Песчаные, алевролитовые, алевропелитовые туффиты и туфоопки этой свиты имеют суммарную видимую мощность 1000 м (Геология СССР, 1964). Перечисленные породы чередуются в разрезе через 1-10 см, иногда через 15-50 см и образуют изменчивые по мощности пачки, осложненные преимущественно песчаными крутопадающими нептуническими дайками до 10-15 см в поперечнике. В верхней части отложений свиты прослеживаются горизонты диатомитов и лавовых покровов. Тефроидный материал туффитов дацит-андезитового состава в значительной степени кристаллокластический и цементируется часто вторичными карбонатами.

Конкрециенность изученных отложений острова Беринга неравномерна. Она наиболее высока в тонкослоистых пачках обломочных пород, на 30-40% насыщенных шаровидными кальцитовыми стяжениями диаметром 10-15 см. По данным химического анализа, доля карбонатного конкрециеобразователя в таких "шарах" не превышает 50%, причем доломитовая составляющая на порядок ниже содержания кальцита, других компонентов не отмечается. Среди тонкообломочных пород в мощных пластах песчаников прослеживаются уплощенные эллипсоидальные кальцитовые выделения размером по короткой и длинной осям 20x25 см и толщиной до 10 см, состоящие на 80% из конкрециеобразующего карбонатного минерала. В конкрециях опок

либо в стяжениях на границах биогенно-кремнистых и обломочных туффитов отмечаются относительно повышенные количества доломита. Он преобладает лишь в верхней части разреза, где линзы конкреций среди туфов с лавовыми покровами достигают 0,7x2,5 м, и содержат доломит в количестве 45-47%, кальцит 4-6%, сидерит 1-3%, нерастворимый остаток 43-55%. Микроструктура карбонатных выделений неравномерная, микро- и мелкозернистая, участками сгустковая, с реликтами замещенных обломочных и биогенных компонентов.

Источником углерода для аутигенного диагенетического карбонатообразования в рассмотренных вулканогенно-осадочных отложениях служили продукты распада ОВ. Об этом свидетельствует значительное снижение количества C_{org} в конкрециях по сравнению с вмещающими их породами. При возрастании аутигенной карбонатности от 10 до 80% содержание C_{org} убывает от 1 до 0,15% (рис. 1). Это положение подтверждается также исследованиями изотопов углерода из аналогичных вышеописанным диагенетических карбонатов кайнозойских вулканогенно-осадочных пород острова Карагинского (Покровский Б.Г., 1980). По данным Б.Г. Покровского, в отличие от биогенных и хемогенных морских карбонатов, характеризующихся $\delta^{13}C$ от +4 до -4 ‰, цемент и конкреции в туфо-обломочных породах содержат легкие изотопы (среднее значение $\delta^{13}C$ 6,5 и -18,5 ‰, а из стяжений среди диатомитов $\delta^{13}C$ составляет в среднем +9,7‰. По мнению автора, такой изотопный состав свидетельствует о том, что источником углерода служили продукты распада ОВ - углекислота и метан. При этом в образовании относительно легких карбонатов участвовала только углекислота. Тяжелые карбонаты связаны с углекислотой, частично восстановленной до метана, так как в системе CO_2 - CH_4

при температуре до 50 С углекислота может обогащаться тяжелым изотопом на 80‰.

При карбонатизации происходят значительные изменения физических свойств вулканогенно-осадочных пород (таблица). Попарное сравнение параметров физических свойств конкреций и вмещающих их отложений указывает на увеличение уплотнения вещества в стяжениях. Слабое уплот-

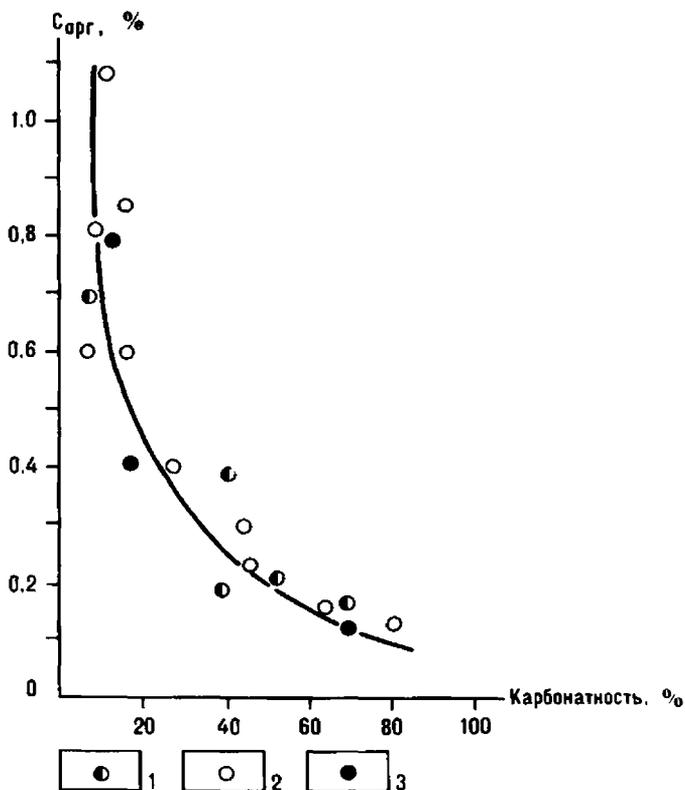


Рис. 1. Зависимость содержания С от аутигенной карбонатности

Туффиты: 1 - алевроитовые, 2 - алевроитово-глинистые, 3 - глинистые

нение вмещающих отложений обусловлено их существованием в подзонах протокатагенеза и начального мезокатагенеза (R витринита 6,0-7,1). Коэффициент уплотнения, определяемый отношением объемного веса к удельному (по Б.К. Прошлякову, 1974), во вмещающих отложениях изменяется в пределах 0,4-0,75. В конкрециях этот коэффициент равен 0,8-0,88, что отвечает среднему и сильному уплотнению вещества (рис. 2). Следовательно, в стяжениях возникают участки переуплотнения и значительно (в 3-5 раз) снижается открытая пористость. Все это приводит к неравномерности емкостных и фильтрационных свойств коллекторов в пределах однофациальных пла-

Физические свойства
исходных и карбонатизированных вулканогенно-
осадочных пород (миоцен острова Беринга)

Карбонатность породы (а - ис- ходная, б - карбо- натизированная), %	Вес, г / см ³		Пористость, %	
	удель- ный	объемный	общая	открытая
	Туффит песчаный разнозернистый			
а - 21	2,79	1,88	32,6	18,7
б - 4 0	2,69	2,34	13,0	5,5
	Туффит песчаный мелкозернистый			
а - 29	2,71	2,05	24,3	14,0
б - 5 0	2,74	2,42	11,7	5,9
	Туфоалевролит			
а - 20	2,65	1,83	26,0	18,0
б - 6 4	2,76	2,38	13,7	4,6
	Туфоопока			
а - 22	2,62	1,56	40,5	31,2
б - 7 2	2,63	2,13	28,2	16,8
	Туфодиаомит			
а - 14	2,50	1,06	57,6	47,6
б - 7 9	2,62	2,29	12,6	5,9

стов, находящихся на одинаковых стадиях катагенетической преобразованности. Кроме того, следует учитывать, что в областях вулканогенно-осадочного литогенеза широко проявляются наложенные инфильтрационные и гидротермальные процессы. Они формируют в природных резервуарах значительные по площади участки со свойствами, отличающимися от характеристик вмещающих толщ. В случае наложенной карбонатизации возникают локальные экраны, связанные с переуплотнением вещества.

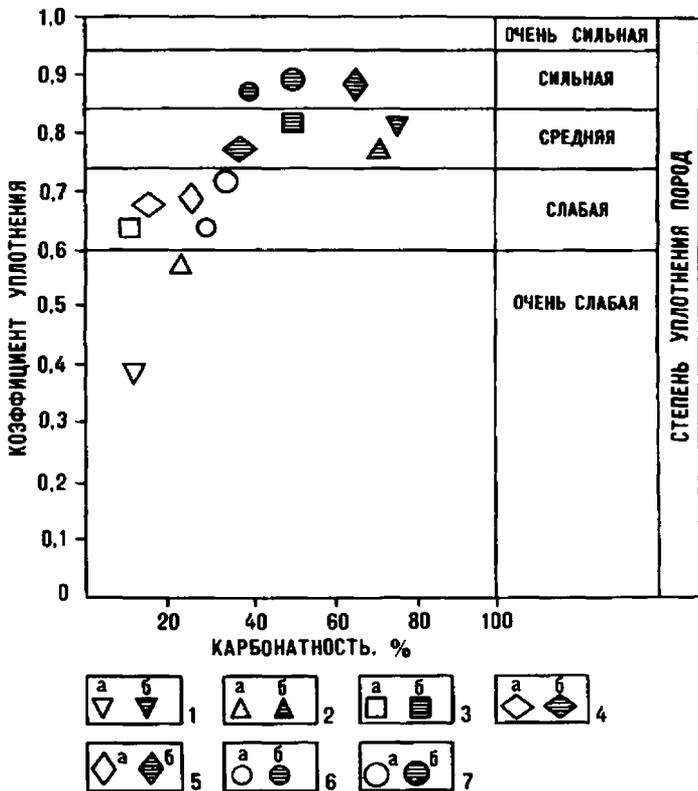


Рис. 2. Характер уплотнения исходных (а) и карбонизированных (б) вулканогенно-осадочных пород 1 - туфодиазомиты; 2 - туфоопоки; туффиты 3 — глинистые, 4 - алевритовые крупнозернистые, 5 - алевритовые разнозернистые, 6 - песчаные разнозернистые, 7 - песчаные мелкозернистые

Таким образом, проведенные исследования иллюстрируют роль диагенетических процессов карбонатообразования в формировании физических свойств вулканогенно-осадочных отложений. Выделение участков с различной конкрециеносностью можно рассматривать как элемент минералогического картирования коллекторов. Авторы видят задачи дальнейших исследований в расшифровке влияния разнообразных минеральных типов карбонатов на физические свойства пород, выяснении изменений диагенетических карбонатов в катагенезе и под влиянием наложенных процессов, что позволит оценить совокупность факторов для прогнозирования основных свойств природных резервуаров.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Бродская Н.Г. Карбонатные конкреции в третичных отложениях острова Сахалин. В кн.: К познанию диагенеза осадков. М.: Изд-во АН СССР, 1959. С. 25-31.

Геология СССР, т. XXXI. Камчатка. Курильские и Командорские острова. Ч. 1. М.: Недра. 1964. 733 с.

Покровский Б.Г. Условия образования диагенетических карбонатов кайнозойских отложений острова Карагинского по изотопным данным. Изв. АН СССР. Сер. геол. 1980. № 12. С. 88-98.

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

Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. Т. 2. М.: изд-во АН СССР, 1960. 573 с.

Супруненко О.И., Карнюшина Е.Е., Воскресенская М.Ф. О составе карбонатов в неогеновых отложениях Западной Камчатки. ДАН СССР. 1976. Т. 231. № 4. С. 941-944.

Т.Т. Клубова (ИГиРГИ)

ВЛИЯНИЕ ГЛИНИСТЫХ ПРИМЕСЕЙ
НА ФОРМИРОВАНИЕ ПОЛЕЗНОЙ ЕМКОСТИ
КАРБОНАТНЫХ ПОРОД

Полезная емкость карбонатных пород формируется в результате взаимодействия различных факторов. Это прежде всего условия образования и структурно-текстурные особенности, в сумме определяющие седиментационную емкость карбонатных пород. Окончательная конфигурация полезного емкостного пространства создается в ходе постседиментационной истории карбонатных пород, которая очень сложна и состоит из ряда сменяющих друг друга во времени процессов, создающих предпосылки для развития в зонах повышенной тектонической активности трещиноватости, играющей важную роль в формировании коллекторского потенциала карбонатных пород.

Основная часть карбонатных коллекторов представлена известняками, среди которых наибольшим распространением пользуются обломочные, органогенные и хемогенные разновидности. Поведение их в диагенезе и катагенезе существенно различно. Границу между диагенезом и катагенезом в карбонатных породах автор вслед за Г.И. Сурковой проводит по литификации карбонатного осадка. Но еще до литификации отдельные составные части осадка начинают приспособляться к условиям все возрастающего обезвоживания. Создается текстурный облик будущей породы. В зависимости от соотношения компонентов в осадке возникают текстуры разной степени неоднородности.

* Суркова Г.И. О некоторых постседиментационных преобразованиях карбонатных коллекторов нефти. В кн.: Проблемы геологии нефти. Вып. 2. М.: Недра, 1971. С. 143-152.

Присутствие глинистых минералов в цементе карбонатных пород повышает их текстурную неоднородность что приводит к развитию трещин по границам сочленения разных по текстуре участков. Влияние глинистых минералов на формирование их полезной емкости определяется количеством и формой распределения в породе. Минеральный состав глинистой примеси существенного значения не имеет в том случае, когда она не превышает 10%.

Постседиментационные преобразования карбонатных пород наиболее интенсивно протекают в диагенезе, когда осадок еще не полностью обезвожен. Интенсивность диагенетических процессов зависит от первичной проницаемости осадков, а также от количества и типа органического вещества (ОВ). Влияние последнего на течение постседиментационных процессов определяется его количеством и типом. Созданная автором классификация ОВ по влиянию на физико-химические процессы, протекающие в породах, широко известна и потому здесь не приводится. ОВ первого типа не участвует в формировании емкости карбонатных коллекторов в данной статье не рассматривается. ОВ второго типа*, преобразование которого сопровождается разрывом кислородных связей и выделением CO_2 , приводит к растворению контактирующих с ним карбонатных минералов (первый этап растворения**). Наличие ОВ третьего типа сопровождается гидрофобизацией глинистых минералов, цементирующих карбонатные породы, а также некоторого количества тонкозернистых карбонатных компонентов.

В катагенезе при высоких термодинамических параметрах по границам сочленения разных по текстуре участков начинается разъединение частей породы друг от друга.

* Клубова Т.Т. Особенности преобразования и миграции органического вещества в карбонатных породах. В кн.: Геохимические закономерности миграции углеводородных систем и их фазовое поведение. М.: Наука, 1982. С. 88-94.

** Суркова Г.И. О некоторых постседиментационных преобразованиях карбонатных коллекторов нефти. В кн.: Проблемы геологии нефти. Вып. 2. М.: Недра, 1971. С. 143-152.

Растрескивание происходит как по зонам контактов отдельных фрагментов, так и по ослабленным участкам самих фрагментов. Этому способствует также потеря водных молекул глинистыми минералами, цементирующими карбонатные породы. Создаются условия для развития трещин. Их возникновение обуславливается теми изменениями, которые связаны с потерей воды, сорбированной глинистыми и карбонатными минералами. Течение этих процессов не одновременно. В первую очередь теряется небольшая пленка воды, сорбированная карбонатными минералами в участках без глинистого цемента.

Необходимо отметить, что связь глинистых минералов с карбонатными не отличается прочностью. Существование тонкой пленки глинистого вещества между фрагментами карбонатной породы, как показали эксперименты, не делает ее более пластичной, наоборот, наличие в карбонатной породе от 2 до 10% глинистого вещества, равномерно распределенного между составляющими ее фрагментами, на порядок повышает способность породы к растрескиванию. В аналогичных условиях эксперимента присутствие глинистых минералов (до 20%), но распределенных в виде сгустков и крупных линз, увеличивало способность породы к формированию трещин незначительно и только в участках, где глинистые минералы образовывали тонкую пленку между карбонатными фрагментами. Описанные зависимости деформационного поведения карбонатных пород от присутствия глинистых минералов особенно отчетливо проявляются только в отложениях, размер фрагментов которых не менее 1 мм. Их разрушение наступит значительно раньше, чем аналогичных пород без глинистых примесей.

Деформационное поведение крупнозернистых карбонатных пород, содержащих свыше 25% глинистого вещества в виде крупных линз, аналогично тому, что описано выше для отложений с содержанием глинистых минералов до 20%. Эти же породы с равномерным распределением глинистого вещества больше подвержены воздействию давления, чем со сгустковым спорадическим распределением глинистых минералов, но меньше, чем аналогичные с содержанием глинистой компоненты до 10%.

Мелко- и среднезернистые хомогенные известняки характеризуются, как правило, массивными текстурами и изотропностью деформационных и прочностных характеристик. Присутствие глинистых минералов в количестве от

2 до 10%, равномерно распределенных в породе, не увеличивает, но и не уменьшает способность карбонатной породы к дроблению. Неравномерное распределение глинистых минералов в карбонатных породах такого типа создает текстурную неоднородность, по границам < которой, как показал автор в своих работах по глинистым коллекторам, образуются ослабленные зоны. Последние при любых экстремальных условиях разъединяются, превращаясь в пути для миграции жидкостей и газов.

Примерами, иллюстрирующими установленные закономерности, могут служить образцы карбонатных пород Волго-Уральской провинции. В крупнообломочном органогенном известняке с глубины 836,4-839,9 м (Северо-Елтанская пл., скв. 895) наблюдаются оба типа распределения глинистого вещества - в виде тонких пленок между карбонатными фрагментами и в виде линз, группирующихся среди органических остатков и соизмеримых с ними по размеру. Оба типа глинистых включений создают благоприятную обстановку для разъединения отдельных частей породы в момент попадания их в тектонически активные зоны.

Другим образцом является среднезернистый органогенно-обломочный известняк, в котором глинистые минералы в виде небольших скоплений присутствуют в различных частях (Уральминская пл., скв. 745). Несмотря на то, что эта порода залегает на 750 м глубже описанной выше (1688,8-1692,3 м), его способность к разъединению фрагментов породы значительно ниже для всей породы в целом. Только отдельные участки образца, в которых глинистые минералы обрамляют органогенные обломки, имеют выраженное стремление к дезинтеграции.

Здесь уместно обратить внимание на такую важную особенность формирования полезной емкости карбонатных пород, как раскрытие пор при разъединении ослабленных зон. Изучение шрифтов карбонатных пород с глинистой примесью показывает, что границы текстур проходят через систему пор разного размера. Разъединение ослабленных зон приводит к увеличению размера пор на величину, равную ширине образовавшегося промежутка. Причем не только увеличивается размер пор, но и происходит их ^соединение с возникновением крупных каналов с расширениями, вследствие чего повышаются фильтрационные характеристики пород.

Примером такого механизма формирования полезной емкости карбонатных пород с глинистой примесью являются глинисто-кремнисто—карбонатные отложения доманикового горизонта восточной части Русской платформы. Указанные породы обладают низкой пористостью, как правило, не превышающей 5%. Лишь в единичных образцах неглинистых или слабо глинистых известняков пористость достигает 15-17%. Размер пор глинистых известняков изменяется от 0,5 до 1,7 мкм, а размер ослабленных зон по ширине превышает 5,0 мкм. Учитывая общий размер ослабленной зоны и расширений, можно говорить об увеличении больше, чем на порядок, полезной емкости карбонатных пород, когда они попадают в условия, способствующие раскрытию ослабленных зон.

В карбонатных породах с глинистой примесью наблюдается два типа текстур: мезо- и микротекстуры. Так как зоны сочленения текстур разных типов служат путями миграции углеводородов, то преобладание того или иного их типа определяет способность пород коллектировать и отдавать заключенные в них нефть и газ.

Текстурный облик карбонатных пород, описанных выше, создается взаимодействием двух основных пороодообразующих компонентов: карбоната (хемогенного и раковинного) и глинистых минералов. Некоторую роль играет также ОВ, присутствующее в виде стяжений в пустотах между фрагментами породы или каплевидных сгустков в поровом пространстве пород. Часто ОВ, расположенное между фрагментами породы, пропитывает находящиеся там глинистые минералы, что еще более ослабляет связи между отдельными ее частями. Для этих пород основную роль играют мезотекстуры, а микротекстуры - второстепенную.

Если глинистые минералы находятся в тонкой смеси с микрозернистым хемогенным карбонатным материалом, то эта глинисто-карбонатная масса обладает большей пластичностью и поэтому большей прочностью связи с раковинными карбонатными фрагментами, чем каждый из этих компонентов в отдельности. Зоны контакта глинисто-карбонатной массы с органогенными обломками меньше способны к разъединению, чем зоны их контакта с глинистыми минералами и тонкозернистым хемогенным карбонатом.

В формировании текстурного облика отложений доманикового горизонта участвуют четыре пороодообразующих

компонента: карбонат (хемогенный и раковинный), ОВ, глинистые минералы (диоктаэдрическая гидрослюда) и кремнезем. Раковинный и крупнозернистый хемогенный карбонат, а также присутствующие в породе терригенные минералы образуют мезотекстуры, а глинистые минералы, тонкозернистый карбонат и сорбированное ОВ - микротекстуры. Для пород доманикового горизонта существенную роль в формировании полезной емкости играют как мезо-, так и микротекстуры.

В состоянии тектонического покоя, который характерен для современного этапа геологической истории, замеренный размер пор и величина ослабленных зон, представление о которых получается при изучении шлифов и снимков с РЭМа на электронном вычислительном устройстве "Квантитет-720", позволяют оценить потенциальные возможности пород как коллекторов нефти и газа.

Подводя итоги минералогического и экспериментального изучения влияния глинистых минералов на формирование полезной емкости карбонатных пород, можно констатировать, что оно определяется главным образом ее типом и формой распределения в ней глинистого вещества. В зависимости от размера фрагментов и генезиса (органогенный или хемогенный), а также от соотношения глинистых и органических компонентов полезная емкость карбонатных пород либо полностью определяется текстурной неоднородностью, либо последняя увеличивает полезную емкость за счет ослабленных зон.

В породах доманикового горизонта вся полезная емкость обусловлена текстурной неоднородностью на мезо- и микроуровне. Об этом красноречиво говорят величины проницаемости, замеренные в керне ($1-50 \cdot 10^{-15}$ мкм²), которые не могут обеспечить дебкты, получаемые при разработке месторождений в коллекторе данного типа.

Что же касается крупнозернистых органогенных, органогенно-обломочных или оолитовых карбонатных пород, то имеющиеся в их составе глинистые минералы увеличивают их емкость в соответствии с описанными выше закономерностями, установленными экспериментально и вытекающими из формы их распределения между фрагментами. Но мезотекстурам в этом процессе принадлежит ведущая роль.

Промежуточное положение занимают породы, в которых в породобразующем количестве присутствуют органи-

генные фрагменты и хомогенный тонко-, средне- или крупнозернистый карбонат. В таких породах роль ослабленных зон На микроуровне снижается от микро- к крупнозернистым составляющим пород по мере увеличения их количества. В этом же направлении возрастает роль ослабленных зон на мезоуровне.

Ю.И. Марьенко, С.Ф. Бегишева,
Л.Н. Егорова (ВНИИ)

ПРИНЦИПЫ ИЗУЧЕНИЯ
ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ
НЕФТЕНОСНЫХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД
ПРИ ТЕПЛОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

В нашей стране и за рубежом достаточно широко развиты так называемые "новые" методы разработки нефтяных месторождений. Среди них наиболее распространены тепловые. Так, при разработке залежей нефти с помощью внутрипластового горения, воздействия паром и т.д. нефть меняет свои физические свойства, становится менее вязкой, более подвижной и, следовательно, легче вытесняется из коллектора.

Помимо непосредственного воздействия на нефть при разработке залежей тепловыми методами на эффективность ее вытеснения часто существенно влияет изменение литолого-физических свойств вмещающих ее пород. Наиболее существенные превращения испытывают карбонатные породы, что в значительной мере вызвано их способностью диссоциировать, т.е. разлагаться при термическом воздействии на более простые химические соединения.

Исходя из этого целесообразно изучить следующие аспекты проблемы:

- изменения минерального состава пород и особенности термической диссоциации, в значительной степени их обуславливающей;
- преобразования структуры пустотного пространства и, как следствие, коллекторских свойств карбонатных пород.

Методика исследований и ее обоснование. Изучение качественной и количественной сторон всех явлений и процессов, происходящих под влиянием теплового воздействия, возможно провести на основе экспериментальных исследований. Для них использовались образцы керна из пермокарбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения.

Основанием для такого выбора материала послужил тот факт, что в пермо-карбоневой залежи широко представлены литологические разности наиболее распространенных карбонатных пород ряда известняк - доломит. Кроме того, в этой залежи установлены фактически все известные типы карбонатных коллекторов. Наконец, это было обусловлено практической необходимостью, так как на Усинском месторождении проектируется разработка пермо-карбоневой залежи нефти с помощью внутрипластового горения.

В основу изучения литологических изменений нефтеносных пород под влиянием теплового воздействия был положен сравнительный литолого-физический анализ образцов до и после термической обработки, проводившейся при различных температурах в муфельной печи в течение 1,5-6 часов, а при необходимости - 8 и 24 часов.

Тепловое воздействие на образцы керна по своим результатам было наиболее близким к тому, которое испытывают породы при сухом горении нефти в залежах. Поскольку в пластовых условиях при сухом горении температуры не могут превышать 600-700° С, то для экспериментов с некоторым запасом был установлен максимальный предел нагревания образцов до 800° С

Ввиду того, что получение непрерывных характеристик целого ряда свойств пород в процессе их нагревания от комнатных температур до 800° С невозможно, появилась необходимость выделить в указанном выше диапазоне промежуточные температурные ступени: 200, 400 и 600° С,

В результате экспериментов важно было установить, какие значения температур являются критическими для определенных минералов и, следовательно, типов пород, вызывая изменения их вещественного состава и структуры пустотного пространства. Отчасти эту задачу удалось решить с помощью термографического анализа, который обычно предшествовал другим видам исследований. С его помощью можно проследить характер изменения вещественного состава пород в интервале температур от комнатной до 1000 С. Однако этот анализ по своим техническим возможностям не может подменить весь комплекс проводившихся исследований.

Образцы керна до и после термической обработки на каждой температурной ступени подвергались широкому комплексу литологических и физических исследований: макропическому, микроскопическому в прозрачных шлифах,

рентгеновскому дифрактометрическому, термографическому и люминесцентному анализам, установлению пустотности; а также в ограниченных объемах проводились химической и электронно-микроскопический анализы и определялась проницаемость.

Изменение минерального состава карбонатных пород в процессе их термической диссоциации. Основная масса карбонатных пород, вовлеченных в эксперимент, состоит из кальцита (CaCO_3) и доломита, представляющего собой более сложную карбонатную соль - $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$. Небольшое участие в составе карбонатных пород принимают глинистые минералы. Самые существенные изменения минерального состава карбонатных пород при термическом воздействии на них, как уже отмечалось выше, обусловлены диссоциацией карбонатных минералов, протекающей при относительно высоких температурах.

Диссоциация кальцита происходит при 990 С:

$\text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$, доломита - при 820 С в несколько

этапов: $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 \rightarrow \text{CaCO}_3 + \text{MgCO}_3$. На первом этапе образуются кальцит и магнезит. Поскольку магнезит разлагается при более низких температурах, чем доломит и кальцит, формирующийся за счет доломита магнезит сразу же диссоциирует: $\text{MgCO}_3 \rightarrow \text{MgO} + \text{CO}_2$. Новообразованный кальцит достаточно четко фиксируется на дифрактограммах, а также в прозрачных шлифах с помощью реакций прокрашивания. При температуре свыше 900 С диссоциацией вторичного кальцита завершается существование доломита как карбонатного образования.

Из приведенных выше реакций диссоциации кальцита и доломита видно, что в результате их осуществления всегда образуется CO_2 , количество которого прямо зависит от степени диссоциации карбонатного вещества.

Роль CO_2 в процессе разработки нефтеносных карбонатных пород довольно значительна и заключается в том, что при удалении из пород он способствует увеличению их пустотности и, следовательно, в определенных пределах, улучшению коллекторских свойств. Кроме того, CO_2 существенно снижает вязкость нефти и таким образом положительно влияет на механизм ее вытеснения из коллекторов. Однако его влияние может быть также отрицательным, так как повышенные количества генерируемого в пластовых условиях CO_2 будут препятствовать внутрислоистому горению.

Все изложенное выше послужило основанием для проведения исследований с целью количественной оценки степени диссоциации различных типов карбонатных пород. Для этого использовались термограммы 50 образцов основных типов карбонатных пород из пермо-карбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения.

Количество CO_2 (в весовых %), выделяющееся при диссоциации, определялось по потерям веса образцов от начала диссоциации до достижения заданной температуры. Путем пересчета устанавливались объемы CO_2 , продуцируемые при термическом разложении 1 м³ породы. При расчетах учитывался объемный вес породы, который был принят для всех изучавшихся типов за 2,2 г/см³.

Полученные данные использовались для составления схем распределения карбонатных пород по степени диссоциации и количеству генерируемого ими CO_2 при различных температурах. Основой для составления указанных схем послужили схемы распространения литологических типов пачек У, У1 и УП среднего эксплуатационного объекта пермо-карбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения (рис. 1). Всего же в пермо-карбоновой залежи выделяются три эксплуатационных объекта, объединяющих десять пачек пород-коллекторов*. На схемах распространения литологических типов пород выделяются участки, обозначенные буквами А, Б, В и т.д.** , которые охарактеризованы в литологическом отношении качественно и количественно (условными знаками и гистограммами).

*Персова Н.Я. Выделение эксплуатационных объектов в продуктивной карбонатной толще Усинского месторождения. В кн.: Геология и разработка нефтяных месторождений Коми АССР. М.гВНИИОЭНГ, 1975. С. 19-24.

**Марьенко Ю.И., Егорова Л.Н., Бегишева С.Ф. Типы структур нефтяного пространства коллекторов пермо-карбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения. В кн.: Нефтегазопромысловая геология и методика подсчета запасов. Вып. 86. М.: ВНИИ, 1983. С. 31-37.

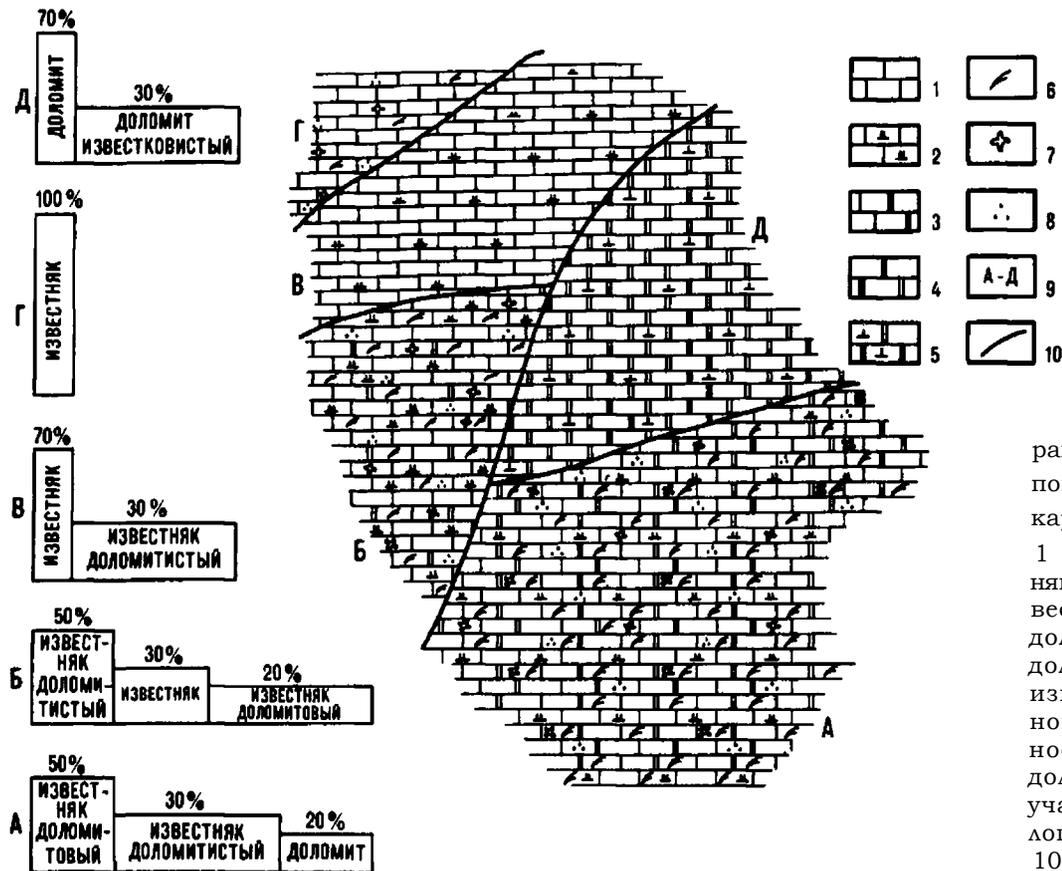


Рис. 1. Схема распространения литологических типов пород пачки У1 пермокарбонной залежи

1 - известняки, 2 - известняки доломитистые, 3 - известняки доломитовые или доломиты известковские, 4 - доломиты, 5 - доломиты известковистые, 6 - трещиноватость, 7 - кавернозность, 8 - известковая и доломитовая мука, 9 - участки с различными литологическими типами пород, 10 - границы участков

Для каждой из указанных пачек было составлено по три схемы, на которых показано, какое количество минерального вещества от всей массы пород, слагающих определенную пачку в данном участке, продиссоциирует на температурных ступенях в 600° , 700° и 800° С (рис. 2). На них хорошо видно, насколько эффективно каждая из трех пачек может вовлекаться в термическую диссоциацию и какое количество CO_2 она может продуцировать на указанных выше температурных ступенях. Эти схемы могут использоваться при составлении технологической схемы разработки пермо-карбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения с помощью внутрипластового горения.

При проектировании необходимо рассчитать оптимальную температуру разработки залежи, при которой термическая диссоциация будет наиболее эффективно способствовать вытеснению нефти из коллектора.

Совершенно очевидно, что стоимость разработки залежи стала бы меньше, если бы процесс внутрипластового горения, не снижая его эффективности, удалось проводить при наиболее низких температурах. О том, что такая возможность существует, свидетельствуют литературные данные и результаты проведенных авторами экспериментов, заключающиеся в изучении влияния различных примесей на снижение температуры диссоциации карбонатных пород. Для опытов были отобраны предварительно проэкстрагированные от битума образцы керна из пермо-карбоновой залежи, представленные относительно чистыми известняком и доломитом. К измельченным породам в определенных пропорциях (от долей до 10-15%), добавлялись глинистое вещество, SiO_2 и NaCl . Изготовленные таким образом смеси подвергались термическому анализу на дериватографе*. Оказалось, что влияние глинистого и кремнистого вещества на снижение температуры диссоциации незначительное.

Зато весьма эффективным в этом отношении оказалось влияние NaCl на диссоциацию доломита. Примесь 0,5% NaCl в доломите вызвала снижение температуры его первого эндотермического эффекта с 820 до 630 С. Даль-

*Термический анализ проводился Н.А. Вазерской.

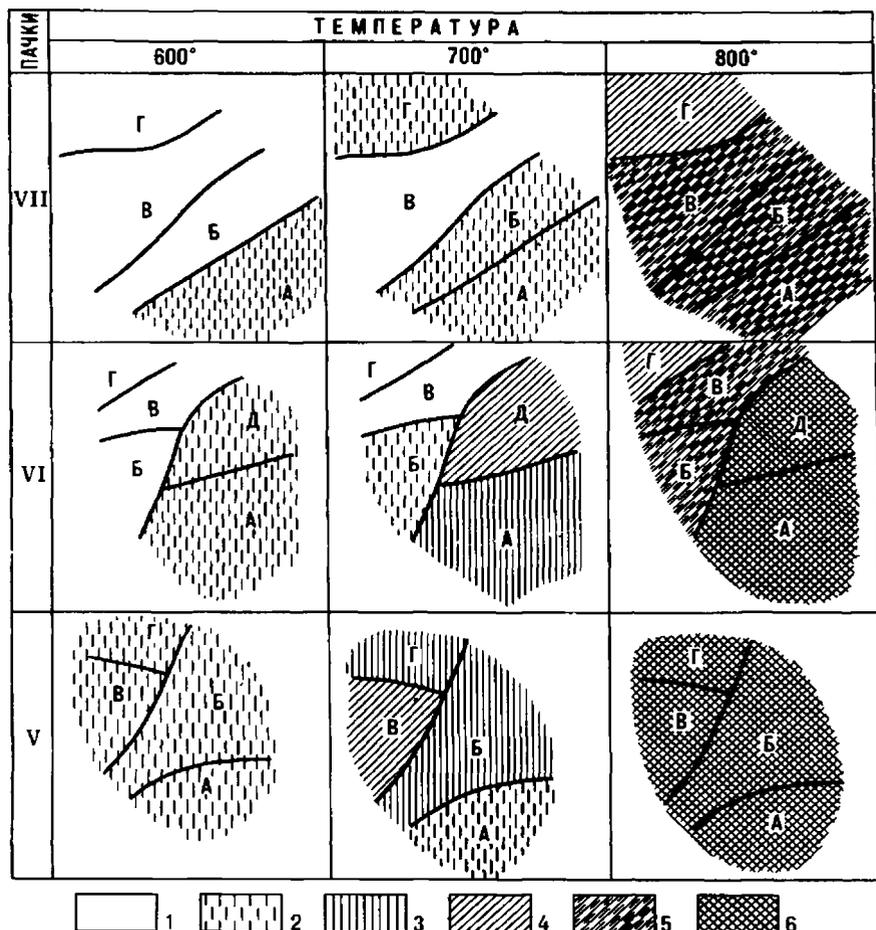


Рис. 2. Степень диссоциации карбонатных пород, % (а) и количество CO_2 м (б), генерируемое в пермо-карбонной залежи при различных температурах
 1 - диссоциация и генерация практически не происходят;
 2 - 01-1 (а), 1-10(б); 3 - 1-2 (а), 10-20 (б); 4 - 2-3 (а); 20-30 (б); 5 - 3-5 (а), 30-50 (б); 6 - 5 (а), 50 (б).
 Остальные условные обозначения см. на рис. 1

нейшее увеличение содержания смеси NaCl фактически не приводит к еще большему снижению температуры диссоциации доломита. Анализ термограмм доломита позволяет заключить, что его диссоциация в присутствии NaCl начинается уже при 500 С. Так, если в интервале темпе-

ратур 500-600 С потеря веса образцов доломита составляет десятые доли процента, то в присутствии NaCl за счет выделения CO₂ - 2,5-4,5%; при температурах 600-700°С - соответственно 2-3% и 10-18%.

Влияние NaCl на снижение температуры диссоциации известняка практически независимо от содержания примеси оказалось менее значительным чем у доломита, и разница температур составила лишь 50° С.

Изменение структуры пустотного пространства и коллекторских свойств карбонатных пород в результате теплового воздействия. Структура пустотного пространства карбонатных пород изучалась в прозрачных шлифах под микроскопом, одновременно определялись пустотность и проницаемость.

Изменение структуры пустотного пространства карбонатных пород в значительной степени зависит от температуры, минерального состава, а также содержания в породах органического вещества (ОВ). Характер изменения структуры пустотного пространства пород, проэкстрагированных от ОВ, отличается от такового в битумо- и нефтенасыщенных карбонатных породах.

Зависимость пустотности экстрагированных образцов от температуры нагревания представлена на рис. 3. До температуры в 400 С структура пустотного пространства практически не изменяется, при 400-500 С интенсивно образуются микротрещины; пустотность при этом возрастает незначительно и составляет 1-3%, проницаемость увеличивается в 2-4 раза. При температуре до 600 С пустотность возрастает в 1,5-4 раза, что связано с проявлением диссоциации карбонатных, прежде всего доломитовых пород. Наиболее существенно она увеличивается в породах с незначительной начальной пустотностью. В данном диапазоне температур происходит заметное переформирование структуры пустотного пространства: увеличиваются размеры пустот, нивелируется их морфология, и вследствие непосредственного соединения пустот друг с другом, а также возрастания трещиноватости улучшается их сообщаемость. Пустотное пространство при температуре 500-600 С имеет такую же характеристику, как при интенсивном выщелачивании.

Проницаемость пород на температурной ступени в 600 С достигает максимума, иногда возрастая против исходных значений в 8—16 раз. На более высокой температурной

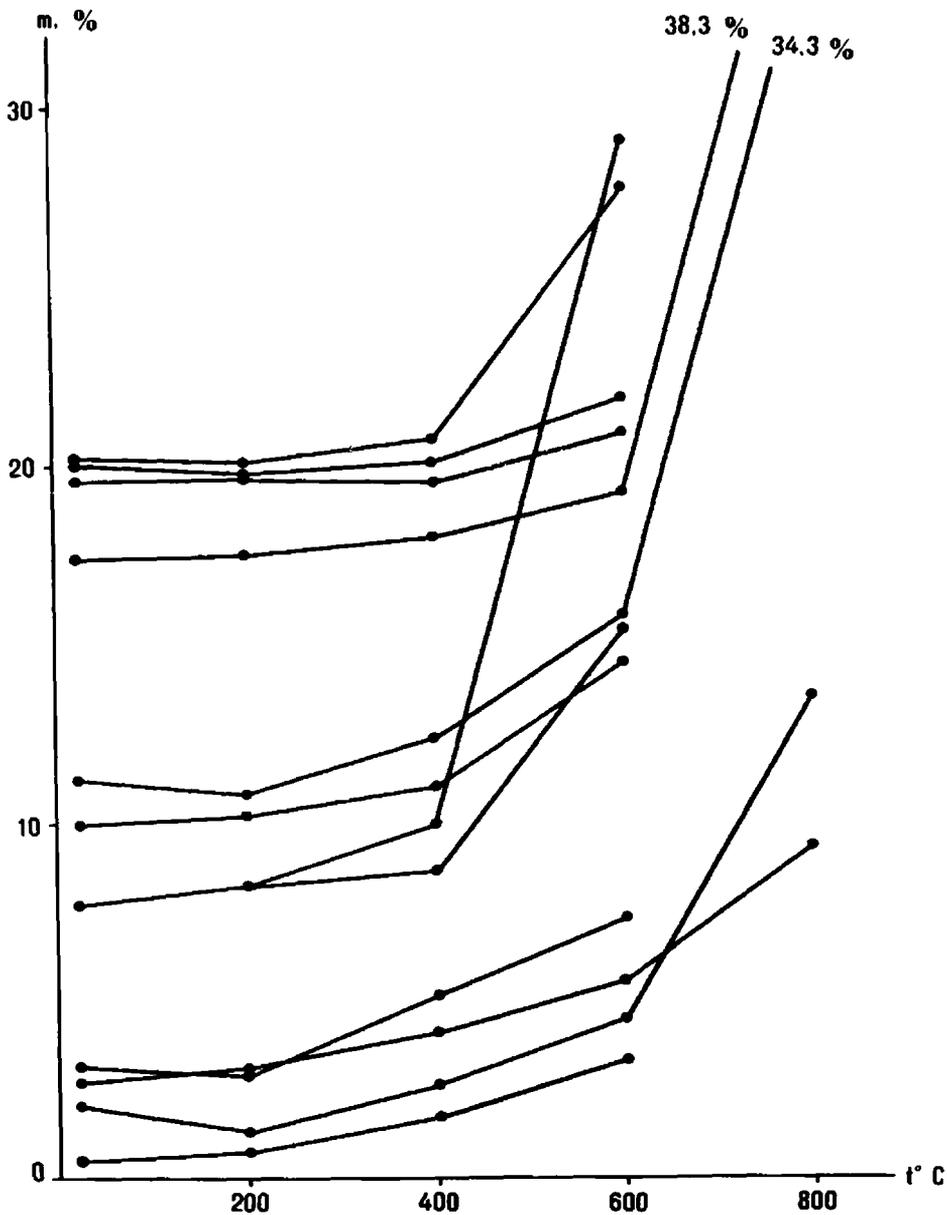


Рис. 3. Зависимость пустотности карбонатных пород от температуры нагревания

ступени в 800 С образцы пород становятся настолько непрочными, что для большинства из них после термической обработки пустотность определить не удалось. Однако, когда это было возможно, в таких образцах выявлялась тенденция дальнейшего ее увеличения. Наблюдения за изменением структуры пустотного пространства в указанном диапазоне температур затруднены, так как в пустотах накапливается значительное количество конечных продуктов диссоциации, которые могут заполнять отдельные мелкие поры и трещины, нарушать сообщаемость пустот друг с другом. Это подтверждают также определения проницаемости, проведенные Ю.О. Дороховым. На температурной ступени в 700 С зафиксировано резкое снижение проницаемости пород, значения которой оказались даже ниже исходных.

Более сложный характер изменения пустотности и структуры пустотного пространства присущ нефте- и битумонасыщенным карбонатным породам, подвергнутым термическому воздействию без предварительной экстракции ОВ. При нагревании до 200 °С во всех образцах наблюдается устойчивая тенденция к снижению пустотности. При повышении температуры до 300° С в некоторых образцах пустотность несколько возрастает, но не достигает первоначальных значений, в других продолжает снижаться. При 350-400 °С пустотность всех образцов увеличивается и при более высоких температурах проявляет себя так же, как в экстрагированных от ОВ карбонатных породах.

Изучение шлифов под люминесцентным микроскопом и визуальные наблюдения позволяют объяснить снижение пустотности отложением на поверхности зерен тяжелых фракций УВ. В то время как легкие фракции, кипящие ниже температуры воспламенения нефти, улетучиваются, более тяжелые УВ задерживаются, а при дальнейшем нагревании расщепляются с образованием твердого коксовидного остатка, который занимает и изолирует часть пустотного пространства. Поскольку он не удаляется при экстрагировании пород органическими растворителями, пустотность уменьшается.

При 350-450°С коксовидный остаток выгорает и пустотность повышается до значений, близких к исходным.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы.

1. При изучении изменений нефтеносных карбонатных пород, подвергшихся тепловому воздействию, в полном объеме могут быть использованы все виды литолого-физических анализов и определений. Особое значение при этом имеет сравнительный литолого—физический анализ пород до и после их термической обработки на определенных температурных ступенях.

2. Основные изменения минерального вещества карбонатных пород и структуры их пустотного пространства обусловлены проявлением термической диссоциации карбонатных пород. Всестороннее изучение этого процесса позволяет лучше осмыслить масштабы и глубину происходящих в карбонатных породах литолого-физических превращений, а также в какой-то мере им управлять.

3. Важным моментом в изучении термической диссоциации карбонатных пород является оценка количества продуцируемого ими CO^{\wedge} , который непосредственно и косвенно может влиять на механизм вытеснения нефти из коллекторов.

4. При термическом воздействии на нефте- и битумонасыщенные карбонатные породы УВ в них в широком диапазоне температур испытывают глубокие превращения и вследствие этого непосредственно участвуют в формировании структуры пустотного пространства коллекторов. Этот факт требует дальнейшего изучения и должен учитываться при проектировании разработки залежей нефти с помощью внутрислоевого горения.

Г.Е. Белозерова,
И.В. Шершуков (ВНИГНИ)

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ НИЗКОПОРИСТЫХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД

Трещиноватость карбонатных пород привлекает большое внимание исследователей, так как является фактором, определяющим процессы фильтрации и накопления углеводородов, и относится к числу малоизученных и сложных вопросов. Открытие ряда месторождений нефти и газа на больших глубинах (свыше 4000 м) показало, что трещиноватость в этих отложениях развита повсеместно, оказывает решающее влияние на формирование сложных типов коллекторов и обуславливает строение природных резервуаров.

Особое значение трещиноватость имеет для низкопористых пород, в которых она обеспечивает и емкостные, и фильтрационные свойства.

В настоящее время для оценки трещиноватости применяются несколько способов: метод больших шлифов (ВНИГРИ); изучение пластических и механических свойств под давлением (ИГиРГИ); капиллярное насыщение образцов люминесцирующей жидкостью с последующим фотографированием их в источнике ультрафиолетового света (ВНИГНИ) и гидродинамические методы. Их комплексирование позволяет получить качественные и количественные характеристики трещиноватости образца горной породы: ориентировку, морфологию, сообщаемость трещин, а также величины емкости, поверхностной плотности и раскрытости. Наиболее сложными и мало освещенными вопросами являются оценка раскрытости трещин и их влияния на фильтрационные свойства пластов.

В проблемной лаборатории электронной микроскопии МИНГ им. И.М. Губкина разработана методика, которая

дает возможность с помощью растрового электронного микроскопа (РЭМ) оценить структуру пустотного пространства: распределение пор по размерам, величину среднего радиуса пор; протяженность и раскрытость трещин, извилистость; общую просветность пустот. Сущность методики заключается в пропитке образцов породы контрастным по отношению к электронному пучку веществом, способным полностью заполнять пустоты в жидком состоянии и затвердевать в них. В качестве заполнителя используется мономер (метилметакрилат) с добавкой полимеризатора и контрастного вещества. Работа на РЭМ проводится в режиме "катодолюминесценции". Образец горной породы изучается в широком диапазоне увеличений (от 1 до 100000 крат), разрешающая способность 60 Å и менее.

Исследования кернa месторождений Жанажол и Карачаганак с использованием данной методики показали, что трещины, которые визуальнo и при небольшом увеличении часто воспринимаются единичными, на самом деле представляют собой ряд отрезков различной длины, разобщенных перемычками размером 300-500 мкм; иногда трещины раздваиваются. Наблюдается сильная изрезанность стенок трещин, коэффициент изрезанности (отношение истинной длины стенки трещины к длине последней) 1,6. Перечисленные морфологические особенности трещин препятствуют их смыканию на глубине. Установлено, что раскрытость трещин изменяется в широких пределах - от 9 до 150 мкм.

Изучение фильтрационных свойств трещиноватых разностей в лабораторных условиях имеет ограничения, связанные со значительной длиной трещин по сравнению с размерами образцов. В настоящее время размеры последних определяются диаметром кернa и конструктивными возможностями приборов, поэтому изучаются либо образцы кубической формы с длиной ребра 5 см, либо керны, максимальный диаметр которых не превышает 9 см. В пластах же протяженность трещин составляет несколько метров, а иногда и десятки метров. Таким образом, проницаемость кернa трещиноватой породы нельзя отождествлять с проницаемостью продуктивного пласта. Следует учитывать невыдержанность трещин, изменчивость их морфологии, протяженности, раскрытости и сообщаемости на сравнительно небольших расстояниях.

В связи с этим возникла необходимость найти способ обработки результатов лабораторного исследования трещи-

новатости пород, позволяющий на основе определений по отдельным образцам оценить фильтрационные свойства пластов в целом.

И.В. Шершуков, а также сотрудники МИФИ В.И. Селяков и Э.К. Костюченко, руководствуясь положениями математической теории перколяции, предложили метод статистического обсчета количественных параметров трещиноватости, полученных по фотоснимкам образцов керна, насыщенных люминофором.

Насыщение пород люминофором (Багринцева К.И., 1977, 1982) позволяет выявить в образцах кубической формы открытые трещины с внутренней емкостью и, наоборот, исключить поверхностные, а также определить параметры трещиноватости: количество трещин, их длину, поверхностную плотность по граням и среднюю по образцу. Получаемые количественные показатели характеризуют отдельный образец. По этим данным можно математически установить вероятность образования в пласте связанной проводящей системы трещин.

Согласно теории перколяции при определенных сочетаниях значений поверхностной плотности трещин (g) и средней длины трещин (l_2), а именно, когда пороговое значение $P_c = \frac{16}{\pi} n_2 l_2^2 > 1,5$, система трещин становится связанной, т.е. в пласте образуется "кластер", по которому непосредственно может происходить фильтрация флюида. При этом рассматривается среда с хаотически распределенными в ней дисковыми трещинами. Предполагается, что трещины изотропно ориентированы в пространстве. Для такой среды определяется связь между объемной концентрацией дисковых трещин (n_3), средней длиной трещин в объеме породы (l_3) и плоскостными параметрами трещиноватости n_2 , l_2 на основе соотношений, установленных в теории перколяции $n_3 = n_2 l_2$; $l_3 = \frac{4}{\pi} l_2$. Значение этих величин позволяет рассчитать коэффициент проницаемости K .

$$K = 13,5 \cdot b^3 \cdot \sqrt{n_3 l_3} \cdot (P - P_c)^k,$$

где b - раскрытость; k - числовой коэффициент, равный **1,8**; P - вероятность связи трещин (доля сообщающихся трещин).

При этом

$$P = \frac{\pi n_3 l_3^3}{6,5 \cdot n_3 l_3^3 - 1} \cdot$$

Таким образом, задача сводится к определению величин n_3 и l_3 , что подробно рассмотрено в работе, написанной автором совместно с К.Н. Багринцевой, Б.Ю. Вендельштейном и И.В. Шершуковым (Исследование..., 1986).

Оценка трещиноватости продуктивных отложений пермо-карбона месторождения Карачаганак методом насыщения образцов люминофором с последующей статистической обработкой результатов указанным способом позволила выявить широкое и повсеместное присутствие трещин в продуктивной толще, доказать единое строение природного резервуара за счет развития трещин в прослоях низкопористых пород и рассчитать трещинную проницаемость ряда интервалов.

Установлено, что трещины имеют разнообразную морфологию, которая зависит от вещественного состава пород, их генезиса, текстурно-структурных особенностей, минералогического состава заполняющего вещества (сульфатные минералы, кальцит, кремний). В карбонатных отложениях месторождения преобладают трещины наклонной и горизонтальной ориентировки, вертикальные распространены меньше. Ориентировка и раскрытость трещин сохраняются и на глубинах до 5000 м. Трещины выявлены в плотных, низкопористых и высокопористых разностях. Морфология и ориентировка трещин в них близки, величины поверхностной плотности снижаются от 4,9 до 0,14 см/см², пористость увеличивается от 2,1 до 19%. Диапазон изменения раскрытости трещин 10-60 мкм, единичные значения достигают 140 мкм в разностях, подвергшихся выщелачиванию. Емкость трещин колеблется от 0,5 до 2,8%.

Использование теории перколяции позволило обосновать, что сообщаемость пластов обеспечивается трещинами длиной более 2 см и раскрытостью свыше 10 мкм.

Расчет теоретической проницаемости пластов по трещинам проведен для 124-метрового интервала разреза, сложенного плотными породами (скв. 10, глубина 4050-4174 м), на месторождении Карачаганак. Изучались три отдельных пласта и вся пачка в целом. Определялись пороговые значения для каждого образца и для суммы образцов из одного пласта, а затем проницаемость этих

пластов. При этом замеренная величина раскрытости трещин уменьшалась в 1,5 раза для того, чтобы исключить ее искажения за счет неперпендикулярности выхода этих трещин на грани образца.

В первом пласте (глубина 4050-4084 м) в трех из пяти образцов значения R были меньше 1,5, но в целом для пласта $R_c = 2,21$, что обеспечивает фильтрацию по трещинам, $K_f = 33 \cdot 10^{-15}$ м при принятой раскрытости трещин 10 мкм. Во втором пласте (глубина 4097-4151 м) из десяти изученных образцов четыре имели пороговые значения меньше 1,5, однако для всего пласта в целом $R_c = 5,05$ и проницаемость $K_f = 216 \cdot 10^{-15}$ м² при раскрытости трещин 10 мкм. Для всего интервала 4050-4151 м установлено, что при той же раскрытости $K_f = 182 \cdot 10^{-15}$ м². В третьем пласте (глубина 4152-4174 м) два образца из шести характеризовались $R < 1,5$, но для всего пласта пороговое значение составляет 2,36, что обеспечивает фильтрацию по трещинам $K_f = 4,9 \cdot 10^{-15}$ м². Раскрытость трещин принята 10 мкм.

Таким образом, изученные пласты, сложенные низкопористыми карбонатными породами за счет развитых в них трещин, являются проницаемыми и не могут служить флюидоупорами.

Изложенный материал показывает, что комплексное использование различных лабораторных методов анализа трещиноватости, а также математическая обработка их результатов позволяют получить достаточно полную и всестороннюю характеристику трещиноватости в образцах, оценить по этим данным возможность существования в пласте связанной системы трещин и рассчитать ее фильтрационную способность.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Багринцева К.И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1977. 219 с

Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород, М.: Недра, 1982. 239 с.

Исследование и оценка карбонатных коллекторов сложного строения. Обзор и рекомендации. М.: ЦП НТГО, 1986. 75 с. Авт.: К.И. Багринцева, Г.Е. Белозерова, Б.Ю. Вендельштейн, И.В. Шершуков.

БЛОКОВАЯ МОДЕЛЬ
ТРЕЩИННОГО КОЛЛЕКТОРА
И ЕЕ ЗНАЧЕНИЕ ПРИ ПОИСКАХ
СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ
(НА ПРИМЕРЕ
ТЕРСКО-СУНЖЕНСКОЙ ЗОНЫ
СЕВЕРНОГО КАВКАЗА)

Трещинный коллектор принципиально отличается от градулярного, что существенно сказывается на поисках, разведке, подсчете запасов и разработке залежей углеводородов (УВ). Основным его отличием является высокая степень неоднородности проницаемости в пластовых условиях, что соответственно обуславливает неоднородность притоков жидкостей и газов в скважины, вскрывающие разные участки залежи.

Для создания эффективных методов поисков и разведки залежей в трещинных коллекторах необходимо представлять характер их строения, важнейшие принципиальные черты которого служат фундаментом модели трещинного коллектора. Автором с 1964 г. разрабатывается блоковая модель трещинного коллектора на основе многочисленных и разнообразных данных по эксплуатации залежей нефти, наблюдениям нефтяного пласта в шахтах, комплексному изучению скважин, вскрывших трещинный коллектор верхнемелового возраста на Северном Кавказе, полевым исследованиям в естественных обнажениях пород и горных выработках.

Были изучены скважины, пройденные в отложениях верхнего мела со 100%-ным отбором керна. В неоосаженном стволе скважин путем опытных водонагнетаний определялась величина проницаемости в пластовых условиях, а затем производилось сплошное фотографирование необсаженных стенок скважин для выявления характера фильтрующих пустот. В образцах из керна устанавливались величина общей пористости и пористости насыщения, газопроницаемости, содержание нерастворимого остатка в кар-

бонатных породах, физико-механические свойства. Путем пропитки образцов окрашенным бакелитовым лаком выявлялись "эффективные" трещины в шифах и пришлифовках.

Удалось показать, что в условиях трещинного коллектора притоки в скважину осуществляются из узких интервалов разреза, которые не имеют определенной литолого-стратиграфической приуроченности и не прослеживаются вдоль напластования пород даже на коротких расстояниях. Анализировались и сопоставлялись скважины, находящиеся на расстоянии нескольких десятков метров друг от друга. Выявлено, что проницаемость трещинного коллектора в условиях пласта довольно неравномерна как по вертикали, так и по площади. Отсутствует связь между величиной притока в скважину и мощностью вскрытого открытым забоем трещинного коллектора, что, вероятно, является одним из критериев определения этого типа коллекторов. Для гранулярных коллекторов такая связь была установлена и характеризуется высокими положительными значениями коэффициента корреляции (+0,78).

Анализ промысловых данных по залежам, находящимся в поздней стадии разработки, также указывает на значительную неоднородность притоков жидкости в скважины, неодинаковый суммарный объем отобранной продукции из разных частей природного резервуара. Эксперименты по "гидропрослушиванию" скважин и анализ их интерференции показали, что существует избирательная связь между участками залежи. Кроме того, продуктивные и непродуктивные скважины в трещинном коллекторе размещаются довольно прихотливо. Известен тип залежей УВ в трещиноватых карбонатных породах, где продуктивные скважины вытянуты в виде полосы, пересекающей моноклираль палеозойских известняков на северо-востоке США (Сципио-Альбион, Дип-Ривер и др.). После детального изучения выяснилось, что они приурочены к зоне повышенной трещиноватости, где известняки замещены доломитом. В Терско-Сунженском районе рядом с основными обнаружены так называемые "залежи-спутники" (Северо-Малгобекская, Северо-Эльдорадовская и др.), где верхнемеловые отложения продуктивны не в своде складки, а на ее крыле в зоне повышенной трещиноватости.

Эти и многие другие данные свидетельствуют о том, что в трещинном коллекторе основные притоки в скважину обеспечиваются крупными трещинами и зонами повы-

шенной трещиноватости. Ширина этих зон, как правило, невелика и исчисляется первыми метрами при значительной протяженности по площади и разрезу, вследствие чего они дренируют значительные объемы горных пород. Однако предсказать заранее положение этих трещин в разрезе скважин трудно; косвенно они определяются по более высокой скорости проходки, а также по поглощению бурового раствора. Установлена отрицательная корреляционная связь между величиной пластовой проницаемости и процентом выноса керна из соответствующего интервала скважины, т.е. чем меньше % выноса керна, тем выше проницаемость пород, что можно объяснить их повышенной трещиноватостью. Из этой связи становится ясно, что извлекаемый керн далеко не всегда можно считать представительным для исследования трещинного коллектора, где расстояния между эффективными пустотами намного превышают диаметр скважины, в то время как в гранулярном коллекторе и размер пустот и расстояния между ними во много раз меньше диаметра скважины. По фильтрующим "эффективным" трещинам керн просто разрушается, а "эффективные" поры гранулярного коллектора могут быть определены в нем. Именно поэтому переносить на трещинный коллектор методы и приемы изучения гранулярного коллектора нельзя. Из-за принципиального различия между этими типами коллектора не следует распространять на трещинный тип такие понятия гранулярного коллектора, как эффективная мощность или нижний предел емкости и проницаемости, определенной по керну. Вероятно, для трещинного коллектора вообще нет такого предела. Даже при "нулевых" (крайне незначительных) значениях этих величин, установленных в образцах из керна, коллектор может быть высокопродуктивным.

Из многочисленных наблюдений за распределением параметров трещинного коллектора по разрезу и площади можно сделать вывод о том, что в нем основные притоки обеспечиваются неравномерно распространенными крупными секущими тектоническими трещинами, а мелкие трещины, более равномерно распределенные в объеме залежи, могут лишь "подпитывать" крупные, но сами по себе они не создают столь характерной для трещинного коллектора

анизотропии проницаемости. Методика изучения этих трещин по керну разработана коллективом сотрудников под руководством Е.М. Смехова, а также К.И. Багринцевой, В.М. Бортницкой и другими. Часто мелкие трещины сгущаются в зонах дробления, у тектонических смещений, на флексурах и т.д., что хорошо наблюдается в естественных обнажениях и горных выработках.

На основании комплексного исследования реальных геологических объектов независимыми методами автором предложена блоковая модель трещинного коллектора, представляющего собой совокупность двух сред, на несколько порядков отличающихся друг от друга по проницаемости: блоки горных пород или матрица коллектора, к которой относятся такие формы пустотного пространства, как поры, каналы, каверны и мелкие трещины, более или менее равномерно распределенные в объеме природного резервуара; межблоковое пространство, разделяющее эти блоки, представлено крупными трещинами и зонами повышенной трещиноватости с приуроченными к ним кавернами и другими пустотами выщелачивания.

Для выявления свойств блоков горных пород (матрицы коллектора) существует много достаточно хорошо разработанных методов. Для изучения межблокового пространства их значительно меньше. Автором предлагалось использовать фотогеологические методы для установления пространственных закономерностей взаимоотношения крупных трещин в пределах значительных площадей и объемов горных пород. Вначале в их число входили аэрофотометоды, затем прибавилась обработка наземных инструментальных снимков, материалов подземного фотографирования, а позже и изображений земной поверхности, полученных из космического пространства. Эти методы легли в основу разработанного автором метода многоступенчатой генерализации, основанного на изучении разномасштабных изображений земной поверхности, при котором на каждом уровне решается своя специфическая геологическая задача, в том числе и изучаются межблоковые зоны разной протяженности. В зависимости от этого параметра в земной коре выделяются крупные и мелкие блоки. Крупные блоки состоят из серии более мелких, а те, в свою очередь, - из еще более мелких и т.д. Таким образом, создается система иерархически соподчиненных структур земной коры и

отдельных ее частей. По высокоточным геодезическим данным (А.Т. Донабедов, В.А. Сидоров), движения блоков на современном этапе являются знакопеременными, разнонаправленными и пульсирующими во времени. Возможно, что именно такими они были и в более древние геологические эпохи. Наиболее полные и обоснованные представления о блоковой структуре того или иного участка земной коры могут быть получены в результате сочетания геологических, геофизических, геохимических, геодезических и дистанционных методов.

В Терско-Сунженском нефтегазоносном районе проверялась гипотеза о конседиментационном характере движений блоков относительно друг друга от мелового до неогенового периода включительно. Для этого автором совместно с З.Х. Моллаевым анализировались карты мощностей для указанного отрезка времени, причем скорость прогибания земной коры принималась равной скорости осадконакопления. Зоны максимального изменения скоростей осадконакопления принимались за активные на этом отрезке геологического времени конседиментационные разломы. Вдоль вытянутых зон максимальных градиентов мощностей проводилась средняя осевая линия на каждой карте, после чего все такие линии переносились на сводную карту для всего анализируемого времени и определялась средняя величина их плотности. Сопоставление карты суммарных градиентов с картой линеаментов выявило их значительное сходство. Среди линеаментов (рисунок) выделены зоны постоянного сквозного, унаследованного развития: Серноводско-Минеральненская, Гудермес-Правобереженская, Беной-Эльдарово-Галюгаевская и другие. Они наиболее четко выражены на всех анализируемых этапах развития.

При прогнозировании пространственного развития трещинных коллекторов зоны разломов сквозного унаследованного развития, вероятно, представляют наибольший интерес не только для верхнего мела, но и для нижележащих комплексов.

Для выявления специфики трещинного типа коллектора и выработки критериев его пространственного прогнозиро-

Схема размещения трещинных коллекторов в залежах разного типа Терско-Сунженской нефтегазоносной области

Залежи: 1 - первого типа (А-Д - Арак-Далатарекская, Ах - Ахловская, Зам - Заманкульская, Сер - Серноводская, С-Мин - Северо-Минеральная, Мин - Минеральная, В-Г - Восточно-Гудермесская, Д-Датыхская), 2 - второго типа (Э - Эльдаровская, К-А - Карабулак-Ачалукская, Х - Хаянкортская, Я - Ястребина, Пр - Правобережная, Бр - Брагунская, Ок - Октябрьская), 3 - нетипизированные с параметрами, выходящими за пределы первого и второго типов (М-В - Малгобек-Вознесенская, С - Старогрозненская, Бен - Бенейская); ^ - прогнозные участки развития высокопродуктивных трещинных коллекторов: С-Д - Северо-Датыхский, Ц-А - Центральнo-Алханчуртовский, Ю-Х - Южно-Ханкальский, Ш - Шалинский; 5 - линейные крупнейшей протяженности, в том числе унаследованного развития: С-М - Серноводско-Минеральный, Г-П - Гудермес-Правобережный, Б-Э-Г - Беней-Эльдарово-Галоговский и другие; С-3 - Сюрецко-Заманкульский; 6 - кольцевые структуры и их элементы: Б-М - Большая Малгобекская, Да - Датыхская, Бур - Бурунные, Вн - Венойские, У-Сун - Усть-Сунженская

вания анализировалось более 20 месторождений У В, содержащих залежи нефти и газа в карбонатных породах верхнего мела Терско-Сунженского нефтеносного района. Рассматривались особенности проводки скважин в этих породах, характер и местоположение зон поглощения бурового раствора, результаты испытания скважин, емкостные и фильтрационные параметры в пластовых условиях, размещение запасов УВ, свойства нефтей, газов и пластовых вод, термодинамические условия в залежах, размеры и форма ловушки. В пределах площади месторождений оценивалась современная и древняя активность земной коры по геодезическим наблюдениям и методом градиентов мощностей, определялась величина геотермической ступени. По результатам многолетней разработки залежей вычислялась так называемая "динамическая емкость" как отношение объема нефти в пластовых условиях к объему выработанной части залежи.

Выяснилось, что между количеством и интенсивностью поглощений бурового раствора при проходке отдельных пачек верхнемеловых пород и получением притока нефти из них существует прямо пропорциональная связь. Это может быть истолковано с позиций блоковой модели трещинного коллектора как интенсивное развитие

межблокового пространства в менее глинистых разностях известняков второй, четвертой и шестой пачек, условно выделяемых в разрезе скважин по геофизическим материалам. Вероятно, более чистые разности карбонатных пород из-за лучшей способности их к растворению подземными водами обладают и большей межблоковой проницаемостью. Есть косвенные подтверждения увеличения проницаемости трещинного коллектора с приближением к разрывным нарушениям и узлам их пересечения.

При анализе взаимосвязей вышеперечисленных параметров залежей они условно разделялись на два типа. Первые (пассивные) характеризуются незначительной плотностью запасов и приурочены к участкам земной коры, менее подвижным как в настоящее время, так и в истории геологического развития, чем вторые (активные), которые обладают большей плотностью запасов. При одинаковой ширине ловушки (около 2-3 км) длина активных залежей более чем в два раза превышает длину пассивных. Амплитуда по кровле верхнего мела в три раза больше у активных. Глубина погружения минимальной отметки почти на 1 км ниже у активных (около 4,5 км), чем у пассивных (3,5 км) залежей. Для активных коэффициент избыточного давления составляет 1,5 при колебаниях от 1,4 до 1,7 по сравнению с пассивными, у которых среднее значение 1,4 при колебаниях 1,3-1,6. Средняя величина геотермической ступени равна $25,5 \text{ м/}^{\circ}\text{С}$ для пассивных и $27 \text{ м/}^{\circ}\text{С}$ для активных. Трещинный коллектор пассивных залежей верхнего мела содержит пластовые воды с меньшей минерализацией, чем активных (средние значения соответственно 1100 и 1250 мг-экв/л. Несмотря на то, что средние емкостные параметры коллектора залежей в 1,5 раза больше, коэффициент удельной продуктивности скважин, эксплуатирующих залежи активного типа, в 1,6 раза превышает этот показатель для пассивных. Данный факт указывает на высокую проницаемость трещин в мобильных участках земной коры, к которым приурочены богатые залежи активного типа. Степень современной и древней подвижности, оцениваемая по геодезическим данным и градиентам мощностей, составляет соответственно для пассивных 8,3 мм/км и активных 17,6 мм/км по результатам повторных (через один год) нивелировок и 11,2 м/км и 18,7 м/км за миллион лет по геологическим данным. Количество отдешифрированных разрывных нарушений (так

называемых линеаментов) больше для площадей с залежами активного типа, которые приурочены, как правило, или к зонам протяженных линеаментов или к узлам их пересечения. По своему структурному положению в земной коре бедные залежи пассивного типа можно отнести к внутри-блоковым, а богатые залежи активного типа - к межблоковым структурам. Вероятно, именно этим обстоятельством и обусловлена разная подвижность земной коры на этих участках. По-видимому, формирование новых эффективных трещин или подновление старых происходит в коллекторе и в настоящее время. Причем эти протяженные пути фильтрации влияют на коллекторские свойства не только в трещинном коллекторе, но и в поровом и смешанном его типах. Такое явление автору удалось непосредственно наблюдать в шахтах Ярегского нефтяного месторождения в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, где вязкая нефть высачивается из трещин грубо-зернистых девонских песчаников. Крупные трещины и зоны дробления служат основными путями движения жидкостей в этом продуктивном пласте, вероятно, не только на стадии его разработки, но и при формировании залежи. По многочисленным данным отмечается, что с увеличением глубины залегания фильтрационная роль порового пространства значительно снижается, в результате чего относительная роль трещин возрастает с глубиной. Особенно отчетливо эта тенденция наблюдается в участках повышенной мобильности земной коры.

В залежах активного типа с возрастанием глубины залегания увеличивается коэффициент избыточного давления (коэффициент корреляции $+0,67$), уменьшается минерализация пластовых вод верхнего мела (коэффициент корреляции $-0,83$), что можно объяснить увеличением роли конденсационных вод, под большим давлением подающихся снизу. С глубиной возрастает и величина запасов залежей и плотность запасов (коэффициент корреляции $+0,57$). Величина запасов довольно тесно связана с геотермической степенью (коэффициент корреляции $+0,64$, а для величины плотности запасов $+0,74$) и с минерализацией пластовых вод (коэффициент корреляции $-0,57$). Избыточное давление в этих залежах прямо пропорционально величине градиента современных движений (коэффициент корреляции $+0,73$), которые являются унаследованными от прежних геологических эпох, поскольку имеется прямая связь палео— и современной по-

движности земной коры по крайней мере с позднемелового времени. Подобные и некоторые другие закономерности могут косвенно указывать на существование в настоящее время условий для формирования скоплений нефти и газа в трещинных коллекторах при преобладании вертикальной миграции по межблоковым зонам протяженностью от десятков метров до сотен километров.

Установление корреляционных связей между усредненными значениями параметров трещинных коллекторов и мобильностью межблоковых зон по территории Терско—Сунженского нефтегазоносного района позволило сделать площадной прогноз зон развития трещинных коллекторов с ориентировочной оценкой их параметров. Такими перспективными участками являются Северо-Датыхский, Центральн—Алханчуртовский, Южно-Ханкальский и Шалинский.

Таким образом, предложенная блоковая модель трещинного коллектора имеет не только теоретическое, но и практическое значение.

Г. И. Суркова (ИГиРГИ)

РОЛЬ ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ
В ФОРМИРОВАНИИ
ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА
КАРБОНАТНЫХ ПОРОД

Открытие новых залежей нефти в карбонатных отложениях различных стратиграфических подразделений фанерозоя в СССР и за рубежом определяет интерес к их детальному и всестороннему изучению. Роль скоплений углеводородов в карбонатных толщах в приросте их запасов постоянно возрастает. Научно обоснованные поисковые и разведочные работы на нефть и газ немыслимы без установления закономерности формирования и распространения пород-коллекторов, что может быть достигнуто лишь при комплексном подходе.

На современном этапе развития нефтяной геологии решение этой сложной проблемы невозможно без учета степени преобразованности пород-коллекторов. В настоящее время благодаря работам литологов—нефтяников стало общеизвестным представление о длительной истории формирования карбонатной породы как коллектора нефти, газа или воды.

Рассмотрим влияние постседиментационных преобразований на коллекторские параметры карбонатных пород, формировавшихся в различных фациальных обстановках и изначально резко отличающихся друг от друга емкостными и фильтрационными свойствами, на примере девонских и каменноугольных отложений востока Русской платформы и палеозойских пород промежуточного тектонического комплекса юго-востока Западно-Сибирской плиты.

Для большей наглядности опишем крайние члены непрерывного ряда, в котором значения первичной пористости и проницаемости убывают в зависимости от условий осадкообразования.

Породы первого типа накапливались в мелководной, хорошо аэрируемой среде с активной гидродинамикой. Это обломочные, органогенно-детритовые и оолитовые илы с небольшим содержанием первичного микрозернистого карбонатного и глинистого материала. Хорошая отсортированность обломков карбонатных пород, скелетных остатков организмов, наличие в них естественных пустот, а также малое содержание или отсутствие цементирующей основной массы создали предпосылки для формирования высокопористых и проницаемых пород. Роль постседиментационных изменений в породах-коллекторах такого типа сводилась преимущественно к заполнению их пустотного пространства различными минеральными новообразованиями, т.е. к сокращению их емкостного пространства, вплоть до превращения в плотные разности. Однако, как показали наши исследования, воздействие постседиментационных преобразований оказалось неоднозначным. Помимо залечивания пустот, в породах происходили неоднократное растворение карбонатного, а на последнем этапе и сульфатного материала, перекристаллизация, трещинно- и стилолитообразование, что вело к увеличению пустотного пространства и улучшению сообщаемости отдельных пор и каверн.

Соотношение процессов, приводящих, с одной стороны, к сокращению объема пустот или усложнению их конфигурации, а с другой - к появлению новых фильтрующих каналов и увеличению полезной емкости карбонатных пород, определяет современный облик коллектора.

В карбонатных пластах с изначально хорошей пористостью и проницаемостью в преобладающем большинстве случаев породы, несмотря на интенсивную постседиментационную преобразованность, отрицательно влияющую на их емкостные и фильтрационные свойства, не теряют способности коллектировать жидкие и газообразные флюиды, хотя на отдельных участках они становятся практически непористыми и непроницаемыми. Примером такого типа пород могут служить среднекаменноугольные отложения Пермской области (Суркова Г.И., 1971, 1983; Шаронова В.Н., 1974).

Другой тип карбонатного коллектора - первично плотные и слабопроницаемые органогенные, биохемогенные и хемогенные породы. Они состоят из сгустков различного происхождения, скелетных остатков организмов,

следов их жизнедеятельности и обильной основной массы. Характерно, что преобладающая часть фрагментов и основная масса имеют микрозернистую структуру. Такое строение пород неблагоприятно для фильтрации флюидов вследствие небольшого (капиллярного и субкапиллярного) размера каналов. Эффективная пористость подобных пород мала, несмотря на довольно высокие значения общей пористости.

Хорошо сохранившиеся седиментационные признаки свидетельствуют об их слабой преобразованности. Известняки незначительно перекристаллизованы, содержат малые количества новообразованных минералов, среди которых преобладают пирит, полевые шпаты, халцедон и кварц. Исключения представляют породы, в различной степени подвергшиеся диагенетической доломитизации, участками значительно изменившей состав пород вплоть до перехода известняков в метасоматические доломиты. На стадии катагенеза, т.е. в уже сформировавшейся породе, процессы аутигенного минералообразования, растворения и перекристаллизации карбонатного материала существенно затруднены в связи со слабой проницаемостью пород такого типа. Зонами, вдоль которых возможны преобразования, служат стилолитовые швы, контакты неоднородных по составу и структуре участков - сочленений новообразованных минералов, в основном кремнезема и доломита с вмещающими их известняками, но преимущественно - литологические и тектонические трещины различных размеров.

Важнейшим процессом, формирующим коллекторские свойства описанных известняков, является растворение карбонатного материала, связанное с изменением газового состава пластовых вод, главным образом с появлением углекислоты.

По современным гидрохимическим условиям накопления углекислоты в разрезе палеозойских отложений Прикамья И.Н. Шестовым и Ф.М. Тверье (1973) выделено четыре зоны:

- окисления органического вещества, совпадающая с зоной свободного водообмена;
- активной жизнедеятельности сульфатредуцирующих бактерий или зона развития сероводородных вод;
- замедленной микробиологической жизни, но относительно активного окисления углеводородных залежей;
- развития преимущественно эндогенного углекислого газа.

Первая и вторая зоны распространены почти повсеместно, в то время как воды двух других прослеживаются в виде небольших линз, либо окаймляющих залежи углеводородов, либо вытянутых вдоль разломов фундамента.

Таким образом, растворение карбонатов возможно по всему разрезу, однако масштаб этого явления неодинаков в различных гидрохимических зонах.

Особый интерес представляют палеокарстовые процессы. На территории Пермского Прикамья отмечена более чем девятикратная смена континентальных условий на морские. В гипергенных условиях карстующиеся, в том числе и карбонатные породы подвергаются интенсивному выщелачиванию. Растворяются различные компоненты пород, но в первую очередь, как показали многочисленные наблюдения в шифах, перекристаллизованный кальцит и новообразованный доломит более крупнозернистого строения, чем органические фрагменты и основная масса. И происходит это не повсеместно, а лишь в трещиноватых участках. Под микроскопом, как правило, мы имеем возможность изучать матрицу карбонатной породы, т.е. наименее измененную ее часть. Сильно выщелоченные породы обычно не выносятся в керне. О существовании крупных пустот и о масштабе растворения дают представление такие явления, как провалы бурового инструмента, потеря циркуляции бурового раствора, обрушения стенок скважины, создающие нередко аварийные ситуации. Палеокарстовые процессы проявляются в первично плотных и слабопроницаемых породах очень отчетливо, являясь основными, формирующими их коллекторские свойства, в то время как в рассмотренных ранее высокопористых и проницаемых карбонатных породах они выражены менее отчетливо. Связано это, по-видимому, с относительно свободным проникновением агрессивных вод и воздействием их на большие массы пород на значительных расстояниях.

Другим примером карбонатных пород, коллекторские показатели которых определяются в основном палеокарстовыми процессами, являются силур—нижнекаменноугольные отложения переходного тектонического комплекса, распространенные в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.

Своеобразие их постседиментационных изменений заключается в том, что они происходили не однонаправленно. Этапы прогрессивного катагенеза сменялись крипто-

гипергенезом, а при выведении пород на дневную поверхность или в зону аэрации и свободного водообмена они испытывали воздействие гипергенных агентов. Достаточно значительной оказалась роль таких преобразующих факторов, как тангенциальное давление, возникающее при тектонических напряжениях, и повышенные температуры, связанные не только с погружением в более глубокие слои литосферы, но и с проявлением магматической деятельности (внедрение пластовых и секущих интрузивных гипабиссальных тел, излияние лав, инфильтрация гидротермальных растворов).

Карбонатные породы достаточно сильно изменены, но тем не менее сохранили многие седиментационные признаки и следы диагенетических и раннекатагенетических преобразований. В зависимости от первичной структуры известковые илы претерпели неодинаковые диагенетические преобразования, выразившиеся прежде всего в различной их перекристаллизации и доломитизации. Среди изученных пород преобладают, как уже отмечалось, известняки с большим содержанием основной массы микрозернистого строения. Их диагенетическая перекристаллизация была незначительной и коснулась в основном скелетных остатков организмов.

Диагенетическая и раннекатагенетическая доломитизация в отдельных случаях проявилась настолько интенсивно, что известняки превратились в метасоматические доломиты (Мало-Ичская, Останинская, Урманская, Калиновская пл.), которые впоследствии неоднократно перекристаллизовывались и выщелачивались.

Другим постседиментационным процессом, значительно изменившим не только облик, но и состав известняков, явилось окремнение. Образование халцедона и кварца в карбонатных породах обычно и широко распространено в различных стратиграфических подразделениях и регионах.

В изученном районе в живетских, франских и фаменских отложениях встречены глинисто-кремнистые и кремнистые пластовые тела. Их микроскопическое изучение показало, что в большинстве случаев это бывшие известняки в различной степени глинистые. Многочисленные достаточно хорошо сохранившиеся скелетные остатки организмов (радиолярий, губки, тентакулиты) частично или целиком замещены халцедоном. Окремнению подверглась и основная масса микрозернистого строения, реликты ко—

торой четко видны в шлифах. В глинисто-кремнистых породах, имеющих слоистое строение, можно наблюдать избирательное окремнение известняковых прослоев.

До начала воздействия гипергенных агентов карбонатные породы уже были значительно преобразованными, практически непористыми и слабопроницаемыми, поэтому процессы интенсивного растворения могли протекать лишь в дислоцированных толщах, находящихся близ крупных тектонических нарушений. О масштабах растворения карбонатных пород можно судить по различным осложнениям при бурении скважин (провалы бурового инструмента, поглощение промывочной жидкости или потеря ее циркуляции, отмечавшиеся на Северо-Калиновой, Северо—Останинской, Лугинецкой, Урмановской и других площадях), а также по наличию осадков, выполнивших разнообразные карстовые полости.

При микроскопическом изучении наблюдаются пустоты выщелачивания, образованные преимущественно по пере—кристаллизованным и доломитизированным участкам как наиболее проницаемым. Нередко растворению подвергался кальцит, заполняющий трещины.

Последующие преобразования известняков фиксируются заполнением каверн и крупных пор средне- и крупнокристаллическим кальцитом, появлением слепых прожилков перекристаллизации.

В заключение следует отметить, что в карбонатных породах процессы трещинообразования, растворения и кристаллизации аутигенных минералов происходили неоднократно. В формировании современного объема и конфигурации пустот в различных генетических типах карбонатных коллекторов ведущая роль принадлежит постседиментационным преобразованиям. Она может быть как положительной, так и отрицательной, что зависит от конкретных геологических и палеогеологических условий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Суркова Г.И. О некоторых постседиментационных преобразованиях карбонатных коллекторов нефти. В кн.: Проблемы геологии нефти. Вып. 2. М.: Недра. 1971. С. 143-152.

Суркова Г.И. Об определении постседиментационной преобразованности карбонатных пород-коллекторов в связи с их промышленной оценкой. В кн.: Проблемы регионального и локального прогноза коллекторов. Минск: Белорусок, научно-исслед. геологоразв. ин-т, 1983. С. 77-81.

Шаронова В.Н. Изменчивость известняков на локальных структурах по данным количественных соотношений кон- и постседиментационных признаков (Пермское Прикамье). В кн.: Латеральная изменчивость состава и физических свойств осадочной толщи в пределах локальных структур и ее отражение в зональности геофизических полей. Труды ВНИГНИ. Вып. 160. Пермь: Камское отд. ВНИГНИ, 1974. С. 85-95.

Шестов И.Н., Тверье Ф.М. Роль свободной углекислоты в пластовых водах палеозойских отложений в формировании карстовых коллекторов. Карстовые коллекторы нефти и газа. В кн.: Латеральная изменчивость состава и физических свойств осадочной толщи в пределах локальных структур и ее отражение в зональности геофизических полей (материалы совещания). Пермь: Ин-т карстоведения и Пермский государств, ун-т, 1973. С. 104-107.

Е.В. Постников,
В.В. Солдатов (ВНИГНИ)

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ
В ЦИКЛИЧЕСКИ ПОСТРОЕННЫХ РАЗРЕЗАХ
КАРБОНАТНЫХ КОМПЛЕКСОВ
(НА ПРИМЕРЕ ЗАДОНСКО-ЕЛЕЦКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ПРИПЯТСКОЙ ВПАДИНЫ)

Анализ поисково—разведочных работ на нефть и газ в карбонатных комплексах выявляет их низкую эффективность, обусловленную в значительной степени сильной неоднородностью продуктивных разрезов. В пределах контура залежи, на расстояниях 300-500 м, открытая средне-взвешенная пористость может меняться на 20-30%, а эффективная мощность - на сотни процентов.

Открытая пористость и эффективная мощность часто рассматриваются как случайные величины, не поддающиеся достоверному прогнозированию в пределах контура залежи. В разрезах скважин выделение пород-коллекторов ведется по комплексу ГИС по принципу коллектор - неколлектор и носит формальный характер. Отсутствие четкого научного обоснования приуроченности пластов—коллекторов к определенным частям разреза ведет к значительным погрешностям при выделении эффективных мощностей и оценке открытой пористости. В эффективные интервалы включаются глинистые низкопоровые пласты, что искажает картину распределения полезной емкости в природном резервуаре и ведет к увеличению ошибки при оценке запасов месторождений. Затрудняется планирование мероприятий по отбору керна. Это приводит либо к необоснованному увеличению проходки с отбором керна, либо к потере литологической информации о коллекторах и реперных горизонтах, на которых базируются расчленение и корреляция разрезов. А потому представляется актуальным теоретическое обоснование положения и качества коллекторов в карбонатных резервуарах.

Одной из важных особенностей карбонатных комплексов является их циклическое строение, связанное с периодичностью тектонических движений и процесса седиментации. Под циклом подразумевается "комплекс отложений, связанных определенной направленностью изменения, зависящей от смены фациальных условий осадконакопления, которые определяются региональными внешними причинами, имеющими тектоническую природу..."* (с. 15). Правильное понимание цикличности во многом зависит от идентификации наименьшей седиментационной единицы, характеризующейся определенной парагенетической ассоциацией текстурно—генетических типов пород, которая выделяется по данным ГИС. Таким наименьшим осадочным подразделением в карбонатном комплексе является элементарный циклит (ЭЦКЛ), накопление которого контролируется тектоническим фактором (рисунок). Под воздействием тектонических движений формируются основные факторы, влияющие на процесс седиментации: палеорельеф дна бассейна, глубина моря, гидродинамическая активность среды осадконакопления и привнос в бассейн терригенного материала. Особенность накопления карбонатного ЭЦКЛ в том, что в процессе седиментации глубина моря и соответственно гидродинамика среды осадконакопления изменяются и зависят при прочих равных условиях от двух взаимосвязанных процессов - тектонического погружения и биогенной седиментации.

В зависимости от соотношения этих двух процессов время формирования ЭЦКЛ можно разделить на два этапа. Первый характеризуется быстрым тектоническим погружением, увеличением привноса в бассейн терригенного материала, ухудшением экологической обстановки и незначительной скоростью биогенной седиментации. В результате нижняя часть ЭЦКЛ представлена набором пород, характеризующихся повышенной глинистостью, и легко выделяется по кривой ГК повышением естественной гамма-активности, что позволяет использовать эту часть разреза в качестве геофизического репера при статификации и корреляции разрезов. В слабоглинистых разрезах реперные части циклитов выражаются появлением более плотных

* Ботвинкина Л.Н. Методическое руководство по изучению слоистости. М.: Наука, 1965, 259 с.

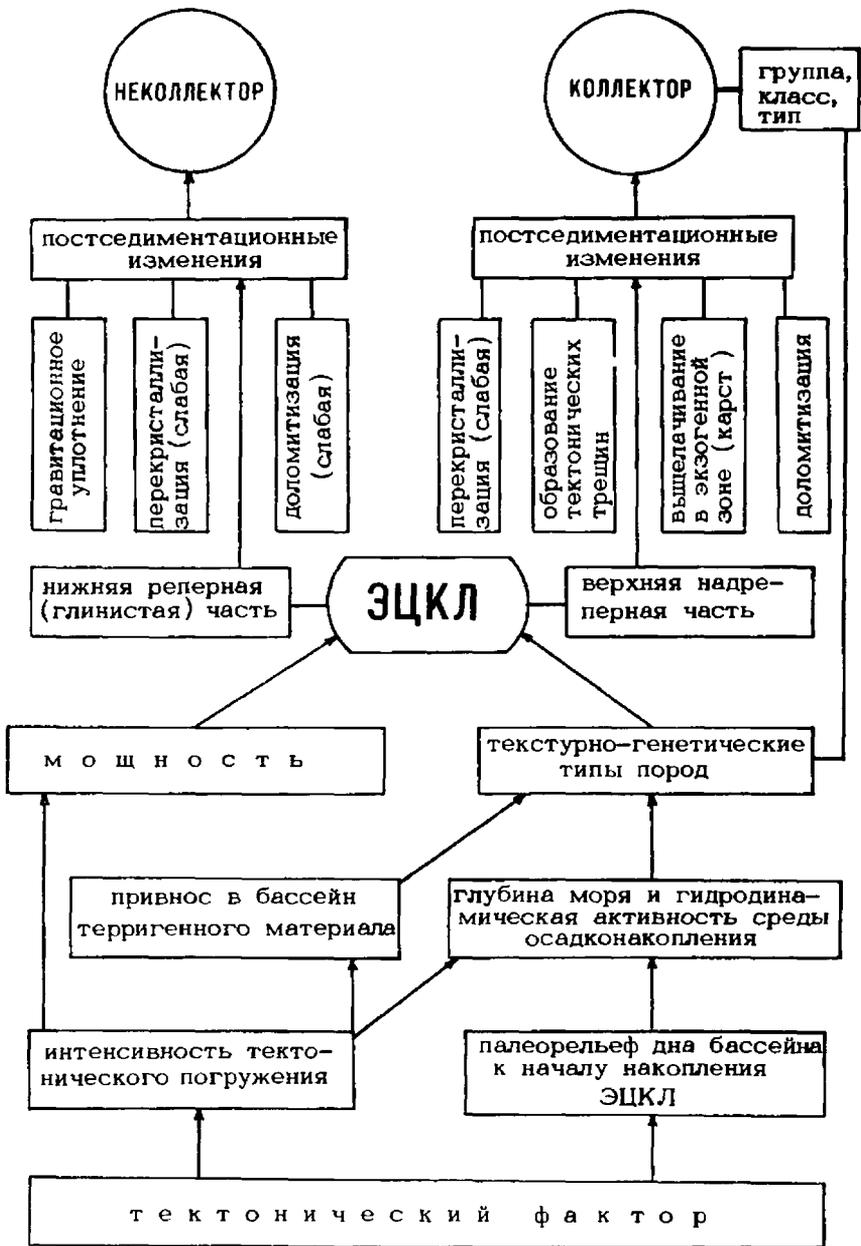


Схема формирования коллектора в ЭЦКЛ

разностей, фиксируемых кривой НГК. При накоплении реперной части ЭЦКА мелководные осадки постепенно сменяются более глубоководными, т.е. наблюдается трансгрессивная последовательность пород.

Второй этап формирования ЭЦКА характеризуется замедлением тектонического погружения, уменьшением приноса терригенного материала, улучшением экологической обстановки и увеличением скорости биогенной седиментации, опережающей погружение. Постепенно глубина моря над поверхностью осадка за счет биогенного роста уменьшается, влияние волновой деятельности возрастает, и плотные слоистые глинистые разности сменяются комковатыми, переходящими иногда в карбонатные песчаники и гравелиты, завершающие полные разрезы ЭЦКА. При накоплении надреперной части ЭЦКА на фоне продолжающегося, хотя и замедленного тектонического погружения образуется регрессивный седиментационный ряд, что позволяет для второго этапа формирования карбонатного ЭЦКА применить термин "псевдорегрессивный". Мощность ЭЦКА измеряется метрами и десятками метров.

Седиментационные ЭЦКА, следуя друг за другом, образуют цикл более высокого порядка - мезоциклит (МЗЦКА), соответствующий применяемому на практике термину 'пачка'. В разрезе межсолевых отложений Южно-Сосновского месторождения 1-П МЗЦКА состоит из двух, Ш - из семи, а 1У-У - из трех ЭЦКА. Карбонатные МЗЦКА так же, как и ЭЦКА, имеют трансгрессивно-псевдорегрессивную направленность, а их нижние глинистые элементы представляют собой региональные реперные пласты.

Мезоциклиты слагают цикл еще более высокого порядка, соответствующий в рассматриваемом случае задонскому горизонту с характерным трансгрессивно-псевдорегрессивным набором мезоциклитов (см. рисунок).

Многими исследователями показано, что для формирования коллектора необходимо соблюдение двух основных требований: наличия породы с фрагментарной внутренней структурой и первичной пористостью и благоприятного влияния вторичных процессов. Соблюдение этих двух условий осуществляется в надреперных слабоглинистых частях ЭЦКА и МЗЦКА, представленных водорослевыми образованиями с благоприятной комочковой структурой, харофитами, серпулами, карбонатными песчаниками и гравелитами. Слабая глинистость надреперных частей циклитов способство-

вала развитию созидательных постседиментационных изменений и возникновению вторичной емкости (см. рисунок).

К началу нового тектонического этапа и отложению очередного циклостратиграфического подразделения породы циклита оказались под воздействием постседиментационных процессов и представляли собой сформировавшийся элемент природного резервуара. Нижняя глинистая часть ЭЦКЛ прошла стадию гравитационного уплотнения, сопровождавшегося отжатием элизионных вод, и подверглась слабой перекристаллизации и доломитизации, в результате чего преобразовалась в плотный реперный пласт в основании ЭЦКЛ.

В верхней слабоглинистой части ЭЦКЛ, попавшей под влияние перерыва в осадконакоплении, вторичные преобразования (главным образом, выщелачивание и доломитизация) прошли с большей интенсивностью.

В пределах изученных площадей северной части Припятской впадины выявлены резкие колебания мощностей и фациальных особенностей циклитов, обусловленные наличием мелкоблоковой структуры фундамента, образованной регматической ортогональной системой разломов. Расстояние между разломами в среднем составляет 300-500 м, что соответствует шагу неоднородности продуктивной толщи в пределах локальных структур. Дифференцированные опускания тектонических блоков фундамента выражались в изменении рельефа морского дна и формировании в пределах площадей локальных структурно-фациальных зон с характерным набором осадков.

Выявлены три основные локальные структурно-фациальные зоны: относительно глубоководная, мелководная и "отсутствия межсолевых отложений".

Морфология рельефа дна бассейна седиментации зависела от начального положения блоков фундамента. Высоким и повышенным блокам соответствовали палеоподнятия и зоны мелководья, а низкие блоки формировали отрицательные формы рельефа и относительно глубоководные зоны бассейна. На некоторых площадях удалось выделить так называемые пониженные участки палеоструктуры, заключенные между высокими, которым соответствовали затишные мелководные лагуны с преобладанием плотных, преимущественно слоистых осадков.

Если фациальный состав ЭЦКЛ обусловлен морфологией дна и гидродинамикой среды осадконакопления, то мощ-

ность ЭЦКА определяется динамикой тектонических блоков (см. рисунок). В зависимости от гипсометрического положения и активности тектонических опусканий удалось выявить следующие участки палеоструктур: высокий стабильный; очень слабо погружающийся; высокий слабо погружающийся; высокий активно погружающийся; пониженный и низкий. Темп погружения двух последних не имеет решающего значения.

Каждому из выделенных участков палеоструктуры соответствуют локальные структурно-фациальные зоны с характерным набором текстурно-генетических типов пород.

Палеорельеф дна бассейна представлял собой слабо всхолмленную равнину, повышенные участки которой находились выше базиса действия волн, о чем свидетельствует широкое развитие пород с неслоистыми комковатыми брекчиевидными и массивными текстурами. В самых погруженных участках бассейна глубина моря не превышала 60-70 м, что соответствует нижней границе распространения сине-зеленых водорослей, образующих тонкие слоевища в глинистых относительно депрессионных разрезах. В процессе накопления реперной части ЭЦКА глубина моря возрастала, но повышенные участки палеорельефа не опускались ниже базиса действия волн. На самых мелководных участках в основании ЭЦКА отлагались карбонатные брекчии, вверх по разрезу и латерали постепенно замещающиеся комковатыми брекчиевидными глинистыми строматолитами. На пониженных и низких участках палеоструктур накапливаются преимущественно слоистые глинистые разности, а брекчии в основании циклитов уступают место микритовым прослоям, обогащенным терригенным материалом.

Накопление надреперной части ЭЦКА характеризовалось сокращением привноса в бассейн терригенного материала, что обусловило повсеместное накопление слабоглинистых разностей, за исключением низких участков палеоструктур, где глинистость разреза не изменилась. На высоких стабильных участках происходил размыв отложений, а на слабопогружающихся блоках накапливались маломощные комковатые массивные строматолиты комочковой структуры с остатками херовых водорослей и серпулами.

На высоких активно погружающихся участках палеоструктур в основании надреперной части ЭЦКА наблюдаются слоистые строматолиты плотной сгустковой структуры,

являющиеся индикатором затишных условий. По мере роста строматолитовой постройки гидродинамическая активность среды осадконакопления возрастала и слоистые строматолиты сменялись комковатыми, но с меньшим количеством харофитов и серпу л по сравнению со слабопогружающимися участками, где глубина моря была несколько меньше. Несмотря на значительное сходство в фациальном составе мощность ЭЦКЛ на активно погружающемся участке палеоструктуры может в два и более раз превышать мощность осадков на соседнем слабо-погружающемся участке.

На пониженных затишных участках палеоструктур над-реперная часть ЭЦКЛ сложена преимущественно слоистыми разностями строматолитов плотной ступчатой структуры, мощность которых сопоставима с мощностью осадков на высоких слабопогружающихся участках.

На низких, относительно погруженных блоках, слабо-глинистые осадки в виде слоистых строматолитов плотной ступчатой структуры могли отлагаться только на заключительной стадии накопления ЭЦКЛ.

На обширном экспериментальном материале по изучению межсолевых отложений на ряде месторождений северной части Припятской впадины установлено, что по определенным текстурно-генетическим типам пород развивается соответствующий класс коллектора. На основании разработанной авторами оценочно-генетической классификации коллекторов задонско-елецких отложений северной части Припятской впадины и в соответствии с седиментационными моделями ЭЦКЛ (см. рисунок) показано распределение и качество проницаемых зон в циклитах различных локальных структурно-фациальных зон.

Из четырех основных локальных структурно-фациальных зон лучшие коллекторы У-Ш классов (по К.И. Багринцевой) развиваются на повышенных слабо погружающихся участках палеоструктур, в то время как к активно погружающимся блокам приурочены коллекторы У1-У классов. На пониженных блоках преобладают коллекторы УП-У1 классов, развивающиеся по слоистым разностям строматолитов. Пустотное пространство коллекторов нередко залечено сульфатом и галитом, поступавшими из засоленных лагун, формировавшихся в пониженных участках во время перерывов в осадконакоплении. Мощности коллекторов незначительны по сравнению с повышенными блоками.

На низких участках палеоструктур породы, благоприятные для образования коллекторов, не отлагались. Влияние перерывов в осадконакоплении было минимальным, выщелачивание пород не происходило и коллекторы не формировались.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы.

1. Сочетание тектонического погружения, биогенной седиментации и перерывов в осадконакоплении обуславливает развитие коллекторов в верхних слабоглинистых частях карбонатных циклитов.

2. Резкая фациальная изменчивость карбонатных комплексов связана с наличием локальных структурно-фациальных зон, приуроченных к определенным палеоморфоструктурам, образованным дифференцированными опусканиями блоков фундамента размером в среднем 300x500 м, ограниченных по регматической ортогональной системе разломов.

3. Высокоемкие коллекторы приурочены к повышенным участкам палеоструктур, а их мощность определяется интенсивностью тектонических погружений.

4. Выделение коллекторов в карбонатном разрезе по данным ГИС необходимо согласовывать с его циклическим строением, а установление фильтрационно-емкостных свойств - с текстурно-генетическими типами первичных пород.

5. Прогнозирование коллекторов и построение карт m_h должно осуществляться с учетом локальной структурно-фациальной зональности, выявляемой комплексированием дистанционных методов, сейсморазведки и бурения.

В.А. Чижова (ИГиРГИ),
Ю.И. Кузнецов, К.А. Зверева,
В.М. Проворов (КамНИИКИГС),
В.А.Зверев (ППИ)

ЗОНАЛЬНАЯ ХРОНОСТРАТИГРАФИЯ
ПРИ ПРОГНОЗЕ
ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ
ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ
В КАРБОНАТНЫХ ТОЛЩАХ

По прогнозным оценкам в СССР значительные запасы углеводородов (УВ) сосредоточены в карбонатных породах. В Волго-Уральской провинции нефтяные залежи с карбонатными коллекторами приурочены к верхнедевонским, каменноугольным и нижнепермским отложениям. Выявление сейсморазведкой в карбонатных толщах литолого-стратиграфических ловушек УВ, особенно небольшой мощности, ограничивается в настоящее время разрешающей способностью сейсмических методов (Лайэнес П., Добрин М., 1975). Целенаправленному поиску литолого-стратиграфических залежей в карбонатных комплексах должно способствовать комплексирование геофизической и геологической информации по строению этих толщ (Стратиграфические и литологические залежи..., 1975). Изучение его традиционными методами не всегда, однако, приводит к положительным результатам; трудности возникают уже на первой стадии исследования - при детальной корреляции разнофациальных карбонатных отложений.

Для решения задачи наряду с другими могут использоваться методы зональной хроностратиграфии. Хронозона - элементарная единица общей стратиграфической шкалы, комплекс организмов которой несет возрастную и корреляционную функции (Соколов Б.С., 1980). По составу палеобиоты выявляются отвечающие хронозонам геологические тела, определяются их контур, степень полноты разрезов в разных частях этих тел. Анализ особенностей палеобиоты позволяет установить в пределах хронозоны принадлежность содержащих ее отложений к тому или иному типу палеоландшафта - областям мелководья, их склонам

или впадинам; по смешанному комплексу организмов выделяются участки фациальных переходов (Чижова В.А., 1985).

Исследования по зональной хроностратиграфии при изучении структуры карбонатных комплексов имеют особое значение в сложных в геологическом отношении районах, таких как, например, северная часть Волго-Уральской провинции, где 60% зон нефтегазонакопления в палеозое связано с Камско-Кинельской системой впадин и прилегающих к ней территорий. Выполненные на основе зональной хроностратиграфии детальные палеогеографические реконструкции позднедевонско—турнейского эпиконтинентального бассейна этой территории способствуют определению эффективных направлений поисков литолого-стратиграфических ловушек на разных уровнях франского, фаменского и турнейского ярусов (Использование 1982; О соотношении..., 1982; Роль .., 1984). Данные по зональной хроностратиграфии, кроме того, значительно уточняют, строение установленных сейсморазведкой мендымско-турнейских органогенно-карбонатных массивов.

При обобщении материалов по зональной хроностратиграфии верхнефранско-турнейских карбонатных толщ Пермского Прикамья и Удмуртии, выполненном в комплексе с геофизическими исследованиями, выявлена определенная закономерность в их строении. Эти толщи на окраинах карбонатной платформы и ее склонах, так же как и на территории впадин включают органогенно-карбонатные массивы, в ядре которых залегают, как правило, мелководные отложения хронозон более древнего возраста, увеличенной мощности, а на их склонах, в направлении от ядра к осевым частям впадин, - породы хронозон увеличенной мощности все более молодого возраста (рис. 1, 2). Отвечающие этим хронозонам отложения представляют обособленные геологические тела с разными элементами залегания. Они примыкают к ядрам массивов или облекают их и имеют форму "языка" или "клина".

Состав палеобиоты в разных частях клиноформ различен. Вверх по восстанию пластов комплексы относительно глубоководной фауны замещаются разнообразной обильной палеобиотой склонов массивов, а затем обильной, но несколько обедненной в систематическом отношении палеобиотой мелководья. Полифациальный состав отвечающих хронозонам геологических тел, наглядно ил-

люстрируемый различным характером палеобиоты, определяет неоднородность коллекторских свойств пород. Высокими коллекторскими свойствами, как известно, характеризуются прежде всего органогенные образования, развитые в ядрах массивов. Достаточно высоки они и в отложениях верхней части склона мелководья, где в облекающих ядра или примыкающих к ним клиноформам также распространены органогенные образования и продукты их разрушения в виде шламовых или детритовых известняков, а также доломитов. Эти отложения имеют, как правило, значительно увеличенную мощность.

Обособленные геологические тела, отвечающие хронозонам, - самостоятельные нефтегазопромысловые объекты. Это относится не только к составляющим ядра массивов хронозонам, но и к клиноформам, облекающим ядра или примыкающим к ним. Благоприятными факторами формирования залежей нефти и газа в отвечающих хронозонам клиноформенных телах являются: трансгрессивное, а в районах мелководья и со стратиграфическим перерывом, их налегание; развитие в клиноформенных телах органогенных образований или продуктов их разрушения; замещение пород каждой из зон в депрессионной части доманикоидными фациями, не только продуцирующими УВ, но и содержащими их; наличие покрышек, сложенных глинисто-алевролитовыми породами, накопившимися в процессе ритмичности седиментогенеза (Чижова В.А., 1985).

В пределах отвечающих хронозонам клиноформ, рассматриваемых в качестве самостоятельных поисковых объектов, заслуживают внимания участки, обусловленные выклиниванием пород в верхней части клиноформ; фациальным замещением мелководных фаций склоновыми, а также склоновыми фациями - относительно глубоководными доманикоидными; увеличенной мощностью склоновыми фациями.

Исходя из вскрытых закономерностей геологического строения отвечающих хронозонам клиноформенных тел в них могут иметь место ловушки стратиграфические и литологические. Проницаемые пласты в них определяются с помощью данных НГК и ГК. Поиск залежей УВ в ловушках требует их обособленного опробования, которое в настоящее время не производится.

В качестве примера рассмотрим строение верхнефранско-турнейских карбонатных отложений Нырбского массива, расположенного на севере Пермского Прикамья, в

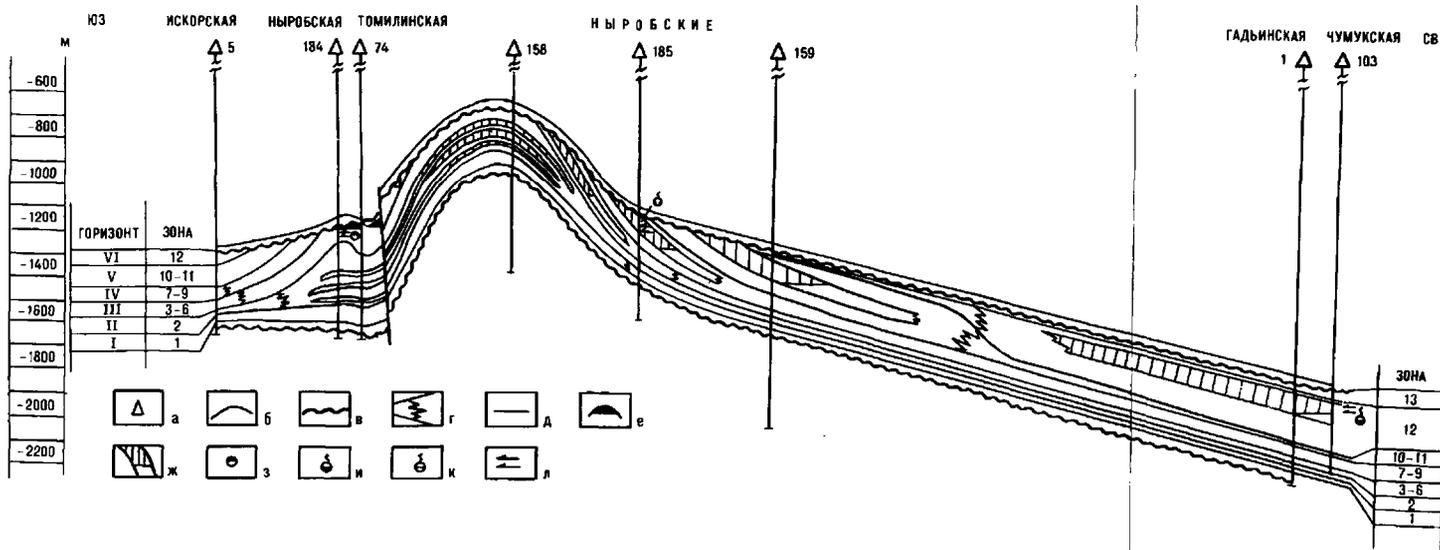
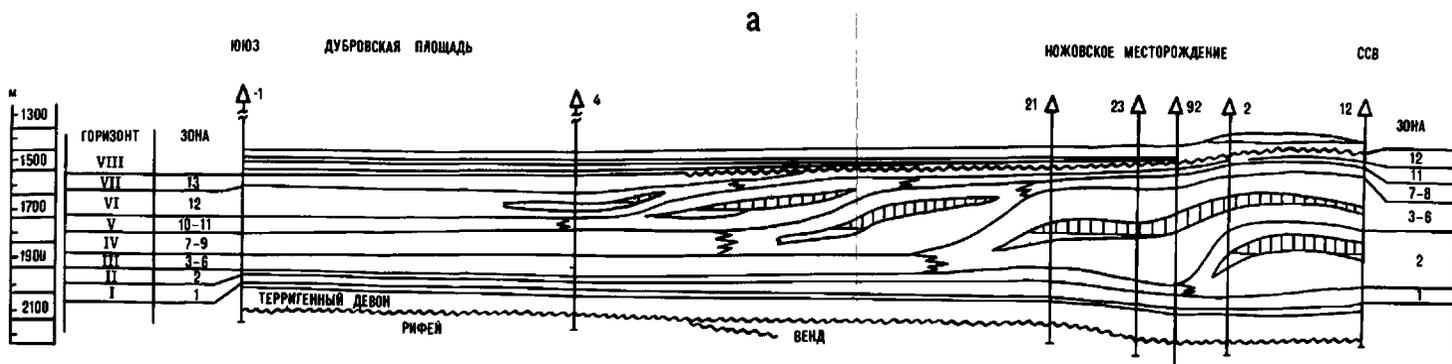


Рис. 1. Модель геологического строения Нырбоского массива

Зоны по остракодам и отвечающие им стратиграфические подразделения: 1 - *Bertilionella freichi* - *En. splendens* (мевдымский горизонт), 2 - *Entomoprimitia splendens* - *Ellesmerin & gosseti* (воронежский, свлавоновский, ливенский горизонты, ливенская толща), 3 - *Ungerella sigmoidale* - *Serenida zadonica* (уметовская толща, задонский горизонт), 4 - *Nehdentomis nehdensis* - *Serenida plavskensis* (елецкий горизонт), 5 - *Rabienites decorus* - *Nehdentomis nehdensis* (петриковский горизонт), 6 - *Fossirichteria intercostata* - *Phlyctiscapha lebedianca* (лебедянский горизонт), 7 - *Maternella hemisphaerica* - *Kloedenellitina tricertata* (мценско-никольские слои), 8 - *Maternella hemisphaerica* - *Carboprimitia turigenevi* (тургеневско-хованские слои), 9 - *Richeterina latior* - *Maternella hemisphaerica* - *Shishaella okeni* (чекмагушевские слои), 10 - *Richeterina latior* - *Pseudoleperditia tuberculifera* - *Cryptophyllus sociaks* (каменноложские слои), 11 - *Richeterina latior* - *Pseudoleperditia venulosa* - *Shivaella microphthalma* (малевско-упинские слои), 12 - *Richeterina postlatior* - *Bairdia otscherensis* (черепетский горизонт); стратиграфические подразделения: 1 (D.f.-) мевдымский горизонт, II (D.f.) нерасчлененный верхнефранский подъярус, III (D.fm) - фаменский ярус, IY (C.t⁺) - заволжский горизонт, У (C.t⁺⁺) - малевский и упинский горизонты, V1 (C.t⁺⁺) - черепетский горизонт, УП (C.t⁺) - кизеловский горизонт, УШ (C.t⁺) - елковский горизонт; 13 - *Richeterina postlatior* - *Shishaella ventriosa* (кизеловский горизонт): а - скважины; б - стратиграфические границы; в - перерывы в осадконакоплении; г - участки фатальных сочленений; д - тектоническое нарушение; е - залежи УВ; ж - предполагаемые залежи УВ; з - приток нефти с пластовой водой; и - приток газа с конденсатом; к - приток воды с газом; л - интервал перфорации



б

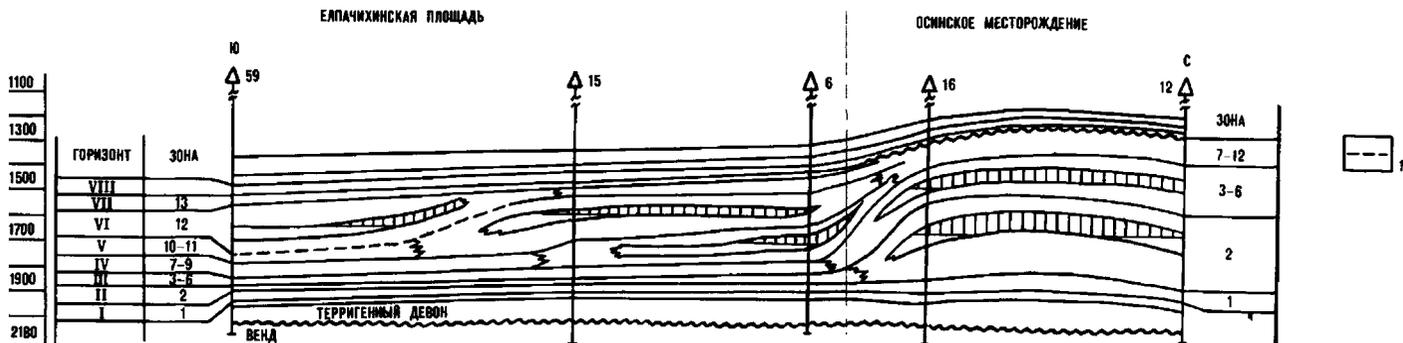


Рис. 2. Модели геологического строения Ножовского (а) и Осинского (б) массивов
 1 - предполагаемые стратиграфические границы. Остальные условные обозначения см. на рис. 1 j

центральной части Вишерской впадины (см. рис. 1). Они изучены по материалам бурения глубоких скважин: Искорской 5, Томилинской 74, Ныробских 184, 158, 185, 159, Гадьинской 1, Чумукской 103. По данным микрофауны, верхнефранско-турнейский карбонатный комплекс Ныробского массива подразделен на 13 хроностратиграфических зон. Ядро массива сложено отложениями зоны *splendens - gosseleti*, наибольшая мощность которой вскрыта в скв. 184 (260 м) и 158 (175 м), верхняя часть зоны размыта; наименьшая, от 16 до 25 м, - в скв. 5, 185, 159, 1. Разрезы упомянутой зоны в скв. 184, 74, 158 представлены мелководными отложениями. В них выделяются три линзоподобных проницаемых пласта с аномально-низкими давлениями, равными 0,8-0,9 условного гидростатического, мощностью (сверху - вниз) 6, 10 и 22 м. Пористость пластов варьирует от 7 до 12%. При бурении скважины в отложениях этой зоны наблюдались уходы промывочной жидкости вплоть до катастрофических (расход жидкости более 100 м³/ч) и провалы бурового инструмента до 5 м. Верхняя часть зоны опробовалась испытателями пластов в процессе бурения скв. 184, но нефть не была получена; в скв. 158, наиболее перспективной по своему местоположению, опробование не производилось.

Примыкающие к ядру массива отложения зон *sigmoidale - zadonica*, *nehdensis* — *plavskensis*, *decorus - nehdensis*, *intercostata*. — *lebedianica* в скв. 184 и 74 имеют мощность порядка 100 м (верхняя часть отложений размыта). В разрезах скв. 5, 185, 159, 1 упомянутые зоны сложены доманикоидными породами мощностью 35-60 м; а в разрезе скв. 158 они отсутствуют. При опробовании через колонну отложений зоны *intercostata - lebedianica* верхнего фамена в скв. 184, в интервале 1330-1354 м, получен приток нефти плотностью 920 кг/м³ дебитом 7,8 т/сут.

Вышележащие отложения зон *hemisphaerica* — *trisegatina*, *hemisphaerica - turgenevi* и *latior - hemisphaerica* в разрезах скв. 158, 74, 184 отсутствуют. В скв. 185 они представлены породами склона массива мощностью 150 м (верхняя часть разреза размыта). В скв. 5, 1, 103 рассматриваемые отложения представлены доманикоидными породами мощностью 45 м. В процессе бурения скв. 185, начиная с глубины 1320 м и ниже, наблюдались уходы промывочной жидкости. При опробовании ин-

тервалов 1350-1358 м получен лишь приток газированного фильтрата бурового раствора; эти результаты вызывают, однако, сомнения, так как уходы бурового раствора в процессе бурения ликвидировались неоднократным цементированием ствола скважины.

Зоны *latior - socialis* и *latior - microphthalma* в разрезах скв. 184, 74, 158 отсутствуют. В скв. 5, 159 они представлены отложениями склонов массива мощностью 120-130 м, а в скв. 1 и 103 - доманикоидными мощностью до 35 м. Породы рассматриваемых зон ни в одной из скважин не опробовались.

Зона *postlatior - otscherensis* в разрезах скв. 184, 74, 158, 185 отсутствует. В скв. 5 вскрыта нижняя часть зоны мощностью 25-30 м; в скв. 159 - мелководные отложения мощностью 25 м. В скв. 1 и 103 рассматриваемые отложения сложены породами склона массива мощностью порядка 200 м. Верхняя часть зоны опробована в колонне скв. 103 в интервале 2180-2203 м; через штуцер диаметром 4 мм получен приток газа с дебитом 29 тыс. м³/сут и конденсата 1,6 м³/сут. Отложения, содержащие газ, расположены гипсометрически ниже, чем ранее рассмотренные.

Отложения вышезалегающей зоны *postlatior - ventriosa* в разрезах скв. 5, 184, 74, 158, 185 отсутствуют; в разрезах скв. 159, 1, 103 они имеют мощность до 40 м. Опробование зоны не проводилось.

Ныробский органогенно-карбонатный массив несогласно перекрыт терригенными породами тульского горизонта, являющимися покровной региональной масшстаба. Диапазон стратиграфического перерыва в разных участках массива, как это следует из изложенных выше данных, существенно различен; максимальная его амплитуда зафиксирована в разрезе скв. 158, где тульские отложения покрывают верхнефранские, минимальная - в разрезах скв. 1 и 103, в которых тульский горизонт с размывом залегает на верхней части турнейского яруса.

Принципиально сходное с Ныробским массивом геологическое строение имеют верхнедевонско-турнейские карбонатные отложения и в других районах Волго-Уральской провинции. На рис. 2 представлены геологические разрезы, выполненные на зональной основе по линиям Дубровская площадь - Ножовское месторождение и Елпачихинская площадь - Осинское месторождение (Пермское Прикамье).

Пробуренными поисково-разведочными скважинами в верхнедевонско-турнейской карбонатной толще упомянутых площадей залежи нефти не выявлены, несмотря на то, что литолого-стратиграфические ловушки и продуцирующие УВ доманикоидные отложения здесь имеются. Это, возможно, является результатом недостаточно тщательного опробования объектов. Одной из причин отрицательных результатов может служить и то, что вскрытие продуктивных объектов производилось буровым раствором, создающим давление в скважинах, значительно превышающее пластовые давления в предполагаемых залежах нефти. Приведенные примеры наличия нефти в клиноформе зоны *intercostata - lebedianica* верхнего фамена и газа в гипсометрически значительно ниже расположенной клиноформе зоны *postlatior - otscherensis* верхнего турне Нырбского массива свидетельствуют о присутствии в массивах обособленных нефтегазопроисходящих объектов.

С учетом приведенных данных, для повышения эффективности поисково-разведочных работ в мендымско-турнейской карбонатной толще сложного строения в пределах наиболее перспективных для поисков литолого-стратиграфических залежей УВ в Волго-Уральской провинции требуется повторный анализ уже имеющихся обширных геолого-геофизических материалов, данных опробования скважин, материалов, характеризующих породы-покрышки и породы-коллекторы, гидрогеологической обстановки и т.д., но на основе появившихся результатов исследований по зональной хроностратиграфии. Это позволит выявить не только ядра массивов, но и примыкающие к ним или облекающие их клиноформенные тела, являющиеся перспективными для поиска залежей УВ, а также более обоснованно определить местоположение поисковых скважин. При бурении скважин вскрытие перспективных интервалов во избежание поглощений раствора целесообразно проводить с использованием специальных промывочных жидкостей, что даст возможность получить при опробовании более объективную информацию о характере их насыщения.

Оценка перспектив нефтегазоносности верхнедевонско-турнейских карбонатных отложений Волго-Уральской провинции, проведенная впервые исходя из анализа результатов изучения зональной хроностратиграфии, показала, что их потенциальные возможности в отношении поиска литолого-стратиграфических залежей нефти и газа далеко не исчерпаны.

Использование зональной биостратиграфии при нефтепоисковых работах. Геология нефти и газа. 1982. № 6. С. 43-50. Авт.: В.М. Проворов, Ю.И. Кузнецов, Э.К. Сташкова и др.

Лайэнес П., Добрин М. Сейсмические методы поисков литолого—стратиграфических ловушек. В кн.: Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа. М.: Недра, 1975. С. 223-242.

О соотношении клиноформенных геологических тел и биостратиграфических подразделений. Докл. АН СССР. 1982. № 5. Т. 266. С. 1212-1215. Авт.: А.Е. Лукин, В.А. Чижова, А.П. Алексеева, А.Я. Ларченков.

Роль зональной биостратиграфии в изучении карбонатных отложений и обосновании нефтегазопоисковых работ. В кн.: Карбонатные отложения - объект целенаправленных поисков углеводородов. М.: ИГиРГИ, 1984. С. 23-29. Авт.: В.А. Чижова, В.М. Проворов, Ю.И. Кузнецов, К.А. Зверева.

Соколов Б.С. Об основах стратиграфической классификации. В кн.: Стратиграфическая классификация. Л.: ВСЕГЕИ, 1980. С. 7-11.

Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа. Под ред. Р.Е. Кинга. М.: Недра, 1975, 470 с.

Чижова В.А. Стратиграфия и корреляция нефтегазоносных отложений девона и карбона Европейской части СССР и зарубежных стран. М.: Недра, 1977. 263 с.

Чижова В.А. Опорные геологические разрезы нефтегазоносных провинций Европейской части СССР, М.: Недра, 1985. 268 с.

З А К Л Ю Ч Е Н И Е

В статьях настоящего сборника затронуты как теоретические, так и практические вопросы. Рассмотрение особенностей фациального и формационного анализов показало, что оба они являются системными, близкими между собой по методике обработки первичного материала, но отличаются поставленными задачами. От типа формации зависит размещение проницаемых, полупроницаемых и экранирующих пачек. Разнонаправленные действия геологических, физико-химических и термодинамических факторов влияют на коллекторские свойства карбонатных отложений и от их воздействия зависит оценка коллекторских свойств карбонатных толщ. Детальное изучение цикличности позволило провести корреляцию разнофациальных толщ, проследить приуроченность пластов с лучшими коллекторскими свойствами к верхним частям циклитов и выделить их типы.

На ряде конкретных примеров рассматриваются рациональный комплекс методических приемов исследования карбонатных образований, создание объемной модели распределения коллекторов и слабопроницаемых пластов в теле биогермных массивов. Изучение петрофизических свойств карбонатных пород показало, что под воздействием термической обработки изменяется структура порового пространства.

Таким образом, использование методов формационного и фациального анализов, классификации типов карбонатных массивов, а также определение оценки коллекторского потенциала карбонатных массивов с привлечением геофизических исследований позволят более эффективно вести поисково-разведочные работы.

Внедрение предложенных в сборнике методик изучения карбонатных толщ послужит базой для создания в каждом нефтегазоносном районе моделей строения карбонатных комплексов с целью типизации и выявления закономерностей размещения в ней залежей углеводородов.

Королюк И.К. Методы и задачи фациального и формационного анализов карбонатных толщ. Нефтегазоносность карбонатных формаций. 1987. С. 5-14. Труды ИГиРГИ.

Характеризуются методы фациального и формационного анализов карбонатных толщ, их задачи и роль в нефтяной геологии. Рассматриваются методы выделения карбонатных формаций, их изучения, диагностики и систематизации (типизации), а также возможности формационного анализа для определения перспектив нефтегазоносности карбонатных толщ различных регионов.

Список литературы - 11 назв.

Михайлова М.В. Типы карбонатных массивов и их диагностические признаки. Нефтегазоносность карбонатных формаций. 1987. С. 15-27. Труды ИГиРГИ.

Приводятся характеристики выделенных типов массивов. Рассматриваются их диагностические признаки. Обосновывается необходимость соблюдения определенной последовательности исследований и сопоставления одномасштабных явлений при поиске карбонатных массивов. Сделан вывод о том, что дифференцированное комплексирование литологии ее кого изучения с другими геологическими методами позволит поднять эффективность геологоразведочных работ.

Табл. 1, список литературы - 11 назв.

Багринцева К.И. Оценка коллекторского потенциала разнофациальных карбонатных отложений. Нефтегазоносность карбонатных формаций. 1987. С. 28-36. Труды ИГиРГИ.

Показано, что первичные условия осадконакопления играют решающую роль в процессе формирования высокоемких коллекторов и определяют унаследованность постседиментационных преобразований пород. Предложена принципиальная схема формирования коллекторов различных типов и классов, отражающая условия осадконакопления различных структурно—генетических типов карбонатных пород, направленность вторичных изменений и величину фильтрационно-емкостных параметров.

Табл. 1, список литературы - 9 назв.

УДК 553.98,061.4:552,4

Кузнецов В.Г. Строение природных резервуаров различных типов карбонатных формаций. Нефтегазоносность карбонатных формаций. 1987. С. 37-49. Труды ИГиРГИ.

Рассмотрено строение природных резервуаров платформенных карбонатных формаций аридной и гумидной зон, планктоногенных формаций типа писчего мела и рифовых. Показано, что размещение проницаемых, полупроницаемых и экранирующих пачек, а следовательно^ особенности распределения и перемещения флюидов зависят от типа формации.

Ил. 2, список литературы - 10 назв.

УДК 553.981/982.2.061.3:550.54

Постникова И.Е., Крикунов А.И., Власова Л.В., Казакова В.Д. Возможности литологических исследований при выявлении закономерностей размещения и типизации коллекторов в продуктивных карбонатных комплексах. Нефтегазоносность карбонатных формаций. 1987. С. 50-57. Труды ИГиРГИ.

На примере изучения верхнедевонско-нижнекаменноугольных карбонатных отложений Волго-Уральской провинции рассматривается рациональный комплекс методических приемов исследований коллекторов на различных этапах поисково-разведочных работ.

Ил. 1.

УДК 552.98:551.761(470.6)

Сорокина И.Э., Рыжков А.П., Тараненко Е.И.
Литолого—геофизическое исследование нижне-
триасовых карбонатных резервуаров Восточного
Предкавказья. Нефтегазоносность карбонатных
формаций. 1987. С. 58-64. Труды ИГиРГИ.

Показано, что сопоставление литолого-петрофизических разрезов скважин позволило представить объемную модель распределения коллекторских и слабопроницаемых пластов в теле карбонатных массивов и оценить степень их неоднородности. Установлено, что различные типы коллекторов приурочены к определенным литолого-фациальным участкам бассейна.

Список литературы - 7 назв.

УДК 552.8:552.144:553.98.4

Карнюшина Е.Е., Супруненко О.И., Чочия Г.А.
Аутигенное карбонатообразование в вулканогенно-осадочных толщах. Нефтегазоносность карбонатных формаций. 1987. С. 65-73. Труды ИГиРГИ.

Рассмотрены аутигенные карбонатные комплексы и их влияние на физические свойства вулканогенно—осадочных пород на примере кайнозойских отложений Западной Камчатки и острова Беринга. Показано усиление неоднородности толщ за счет вторичной карбонатизации, что необходимо учитывать при оценке свойств природных резервуаров.

Табл. 1, ил. 2, список литературы - 6 назв.

УДК 552.578.2.061.3:552.54:552.52

Клубова Т.Т. Влияние глинистых примесей на формирование полезной емкости карбонатных пород. Нефтегазоносность карбонатных формаций. 1987. С. 74-80. Труды ИГиРГИ.

В результате минералогического и экспериментального изучения влияния глинистых минералов на формирование полезной емкости карбонатных пород установлено, что оно определяется главным образом типом карбонатной породы и формой распределения глинистого вещества в ней. В зависимости от размера фрагментов и генезиса (органогенный или хемогенный), а также от соотношения глинистых и органических компонентов полезная емкость карбонатных пород или полностью определяется текстурной неоднородностью, либо последняя увеличивает полезную емкость за счет ослабленных зон.

УДК 552.8:550.54

Марьенко Ю.И., Бегишева С.Ф., Егорова Л.Н. Принципы изучения литологических изменений нефтеносных карбонатных пород при тепловом воздействии. Нефтегазоносность карбонатных формаций. 1987. С. 81-91. Труды ИГиРГИ.

Изучено изменение структуры пустотного пространства и коллекторских свойств карбонатных пород в результате теплового воздействия. По потерям веса образцов определялась степень термической диссоциации карбонатных пород, что позволило оценить количество генерируемого на различных термических ступенях CO^2 , положительно влияющего на механизм вытеснения нефти.

Ил. 3.

УДК 553.98.061.43:552.5

Белозерова Г.Е., Шершуков И.В. Методика оценки трещиноватости и фильтрационных свойств низкопористых карбонатных пород. Нефтегазоносность карбонатных формаций. 1987. С. 92-96. Труды ИГиРГИ.

Рассмотрены основные методы изучения трещиноватости. Показана возможность использования растрового электронного микроскопа для определения раскрытости трещин и исследования их морфологии. Приведен новый статистиче—

ский метод обработки результатов лабораторного изучения параметров трещиноватости и расчета по ним трещинной проницаемости пласта.

Список литературы - 3 назв.

УДК 553.981/982.550.8

Скарятин В.Д. Блоковая модель трещинного коллектора и ее значение при поисках скоплений углеводородов (на примере Тереке—Сунженской зоны Северного Кавказа). Нефтегазоносность карбонатных формаций. 1987. С. 97-106. Труды ИГиРГИ.

Трещинный коллектор рассмотрен в виде совокупности двух сред, резко отличающихся друг от друга по проницаемости. Для выявления геометрии межблоковых зон предлагается использовать метод многоступенчатой генерализации. В Терско-Сунженской зоне на пересечении крупных межблоковых зон выявлены залежи нефти и газа. Намечаются перспективные участки для дальнейших поисково-разведочных работ.

Ил, 1.

УДК 552.54:553.598.06.4:553.98.04

Суркова Г.И. Роль постседиментационных процессов в формировании порового пространства карбонатных пород. Нефтегазоносность карбонатных формаций. 1987, С 107-113. Труды ИГиРГИ.

На примере карбонатных отложений девонского и каменноугольного возрастов востока Русской платформы и силур-нижнекаменноугольных пород переходного тектонического комплекса юго-восточной части Западно-Сибирской плиты, отлагавшихся в различных фациальных обстановках, рассмотрена роль постседиментационных преобразований в формировании их коллекторских свойств.

Список литературы — 4 назв.

Постников Е.В., Солдатов В.В. Прогнозирование коллекторов в циклически построенных разрезах карбонатных комплексов (на примере задонско—елецких отложений Припятской впадины). Нефтегазоносность карбонатных формаций. 1987. С. 114-121. Труды ИГиРГИ.

Раскрываются причины резкой фациальной изменчивости карбонатных комплексов, связанной с блоковой тектоникой. Объясняется природа локализации коллекторов в верхних частях карбонатных циклитов. Даются рекомендации по выделению и прогнозированию коллекторов.

Ил. 1.

Чижова В.А., Кузнецов Ю.И., Зверева К.А., Проворов В.М., [Зверев В.А.] Зональная хроностратиграфия при прогнозе литолого-стратиграфических ловушек углеводородов в карбонатных толщах. Нефтегазоносность карбонатных формаций. 1987. С. 122-128. Труды ИГиРГИ.

Выявленные в органогенно-карбонатных массивах хронозоны рассматриваются в качестве самостоятельных нефтегазопоисковых объектов. Доказывается клиноформенное строение хронозон, облегающих ядро массива или примыкающих к нему. В соответствующих хронозонах клиноформах определяются стратиграфические и литологические ловушки, обусловленные выклиниванием пород и их фациальным замещением. Приводятся примеры наличия залежей нефти и газа в клиноформенных хронозонах.

Ил. 2, список литературы — 8 назв.

СОДЕРЖАНИЕ

В в е д е н и е	
Королук И.К. Методы и задачи фациального и формационного анализов карбонатных толщ	5
Михайлова М.В. Типы карбонатных массивов и их диагностические признаки	15
Багринцева К.И., Оценка коллекторского потенциала разнофациальных карбонатных отложений	28
Кузнецов В.Г. Строение природных резервуаров различных типов карбонатных формаций	37
Постникова И.Е., Крикунов А.И., Власова Л.В., Казакова В.Д. Возможности литологических исследований при выявлении закономерностей размещения и типизации коллекторов в продуктивных карбонатных комплексах	50
Сорокина И.Э., Рыжков А.П., Тараненко Е.И. Литолого-геофизическое исследование нижнетриасовых карбонатных резервуаров Восточного Предкавказья	58
Карнюшина Е.Е., Супруненко О.И., Чочия Г.Л. Аутигенное карбонатообразование в вулканогенно-осадочных толщах	85

Клубова Т.Т. Влияние глинистых примесей на формирование полезной емкости карбонатных пород	74
Марьенко Ю.И., Бегешева С.Ф., Егорова Л.Н. Принципы изучения литологических изменений нефтеносных карбонатных пород при тепловом воздействии	81
Белозерова Г.Е., Шершуков И.В. Методика оценки трещиноватости и фильтрационных свойств низкопористых карбонатных пород	92
Скарятин В.Д. Блоковая модель трещинового коллектора и ее значение при поисках скоплений углеводородов (на примере Терско—Сунженской зоны Северного Кавказа).	97
Суркова Г.И. Роль постседиментационных процессов в формировании порового пространства карбонатных пород	107
Постников Е.В., Солдатов В.В. Прогнозирование коллекторов в циклически построенных разрезах карбонатных комплексов (на примере задонско—елецких отложений Припятской впадины)	114
Чижова В.А., Кузнецов Ю.И., Зверева К.А., Проворов В.М., <u>Зверев В.А.</u> Зональная хроостратиграфия при прогнозе литолого-стратиграфических ловушек углеводородов в карбонатных толщах	122
З а к л ю ч е н и е	129

Св. план, 1987, поз. 22

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КАРБОНАТНЫХ ФОРМАЦИЙ

Редактор С.С. Звагельская

Художник В.П. Першков

Технический редактор М.П. Барышхова

Корректор Е.И. Бурцева

Т-15056. Подписано в печать 22/У1 1987 г.

Формат 60x84 1/16. Уч.-изд. л. 8,0. Печ. л. 8 1/2 + 3 вкл.

Тираж 400. Заказ 117. Цена 80 коп.

Сборник подготовлен к печати редакционно-издательским отделом ИГиРГИ. Москва, 117312, ул. Ферсмана, 50.

Отпечатано в отделе организации и внедрения научно-технических разработок и размножения информационных и графических материалов. Москва, 117419, 1-й Рощинский пр., 8