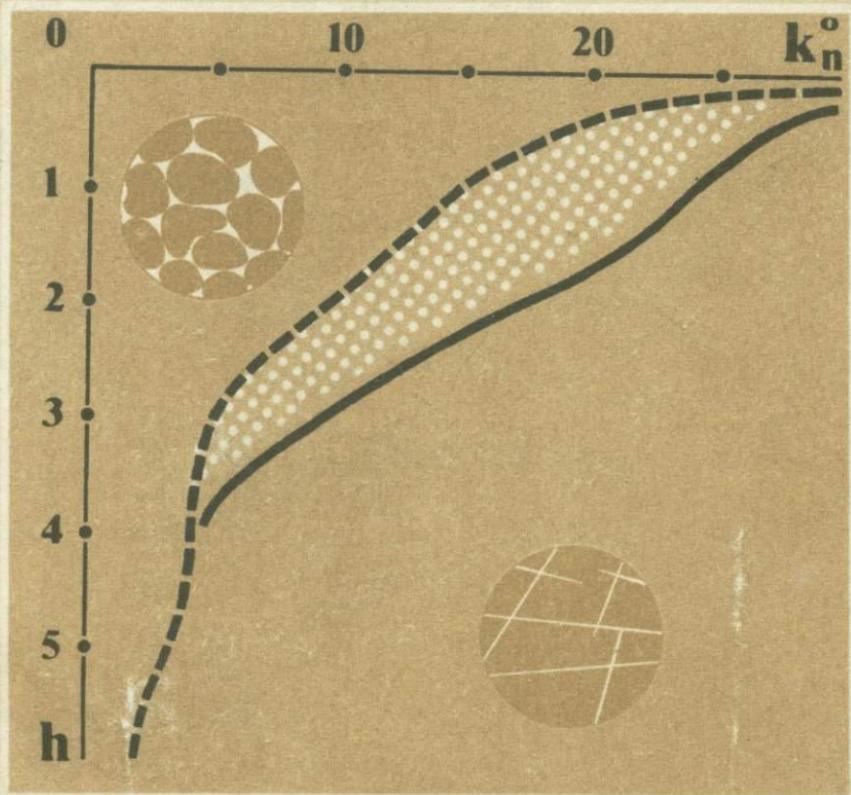


КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
МЕЖДУВЕДОМСТВЕННЫЙ ЛИТОЛОГИЧЕСКИЙ КОМИТЕТ

КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Ответственные редакторы

доктор геолого-минералогических наук Б.К. ПРОШЛЯКОВ,
доктор геолого-минералогических наук В.Н. ХОЛОДОВ

4405



МОСКВА

"НАУКА"

1985



УДК 552.5.

Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

В книге рассматриваются вопросы изменения качества коллекторов при погружении на большие глубины, выявления влияния на этот процесс различных факторов, методы научного прогнозирования, а также экспериментальные исследования пород-коллекторов в условиях, близких к пластовым.

Табл. 16, ил. 83, библиогр. 169 назв.

Р е ц е н з е н т ы:

В.Г. КУЗНЕЦОВ, Ю.К. БУРЛИН

КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Утверждено к печати Межведомственным литологическим комитетом

Редактор Г.Г.Мирзоев. Редактор издательства М.А.Яценко
Художник А.Н.Бобрович. Художественный редактор И.Ю.Нестерова
Технический редактор Л.Н.Богданова. Корректор Л.А.Чеева

Набор выполнен в издательстве на наборно-печатывающих автоматах

ИБ № 28937

Подписано к печати 19.07.85. Т - 01186. Формат 60 × 90 1/16
Бумага офсетная № 1. Гарнитура Пресс-Роман. Печать офсетная
Усл.печл. 16,0 + 0,3 вкл. Усл.кр.-отт. 16,3. Уч.-издл. 20,1. Тираж 1050 экз.
Тип.зак. 819. Цена 3 руб.

Ордена Трудового Красного Знамени издательство "Наука"
117864 ГСП-7, Москва В-485, Профсоюзная ул., д. 90
4-я типография издательства "Наука"
630070, г. Новосибирск-77, ул. Станиславского, 25

ПРЕДИСЛОВИЕ

Познание закономерностей изменения коллекторских свойств пород при увеличении глубин их залегания, установление причин возникновения аномалий, выявление влияния геологического развития на величины коллекторских параметров пород составляют важную проблему и в теоретическом плане, и для эффективного решения важнейшей народнохозяйственной задачи по обеспечению страны энергетическими ресурсами — нефтью, газом, термальными водами.

Учитывая это обстоятельство, Междуведомственный литологический комитет АН СССР и Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина систематически проводят всесоюзные конференции по проблеме "Коллекторы нефти и газа на больших глубинах". В 1980 г. ГКНТ при СМ СССР, АН СССР и Госплан СССР включили в план главнейших работ задание "проводить изучение пород-коллекторов нефти и газа и пород-экранов на больших глубинах". Его выполнение возложено на ряд научно-исследовательских отраслевых и академических институтов — ВНИГНИ, ИГиРГИ (Москва), ВНИГРИ (Ленинград), УкрНИГРИ (Львов), ИПГНГМ (Баку), НИПИнефть (Волгоград), ЗапСибНИГРИ (Тюмень), НВ НИИГГ (Саратов). Головной организацией определен МИНХиГП им. И.М. Губкина (Москва). III Всесоюзная конференция по проблеме "Коллекторы нефти и газа на больших глубинах" состоялась в 1983 г. Она подвела итоги очередного этапа работы ученых и работников промышленности по изучению коллекторских свойств пород и оценке их продуцирующих возможностей на больших глубинах (свыше 4 км), а также по разработке эффективных методов прогнозирования пород-коллекторов в этих условиях. В настоящем сборнике помещена лишь часть докладов, сделанных на III Всесоюзной конференции.

Часть первая

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ И ПРОГНОЗ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

УДК 552.5

Б.К. Прошляков, В.М. Добрынин, А.К. Урупов

ОЧЕРЕДНЫЕ ЗАДАЧИ В ОБЛАСТИ ПОЗНАНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Проблема поисков и извлечения полезных ископаемых, залегающих на больших глубинах, приобретает в мире все большее значение. Известно, что более 60% богатств, получаемых человеком от природы, приходится на земные недра. Интенсивный рост населения планеты, технический прогресс и связанный с ним все возрастающий объем производимой продукции сопровождаются усиленной эксплуатацией недр. Это приводит к истощению верхних слоев осадочной толщи Земли и заставляет искать заменители привычных полезных ископаемых и осваивать большие глубины. В настоящее время в Южной Африке добывают алмазы с глубины до 2 км, где температура достигает 50° С. Цветные и радиоактивные металлы в Чехословакии извлекают с глубины более 1,5 км, золото в Индии — с глубины до 2,3 км. Еще глубже шагнули разведчики нефти и газа — на глубины до 9—9,5 км, а экспериментальная Кольская сверхглубокая скважина перешла рубеж 12 км и бурение ее продолжается.

Еще 10—15 лет тому назад, в период проведения I Всесоюзной конференции по проблеме коллекторов нефти и газа на больших глубинах (1975 г.), немало ученых и специалистов высказывали серьезные сомнения в целесообразности глубокого бурения и освоения залежей углеводородов (УВ), находящихся на глубинах выше 3,5—4 км. Основанием для таких прогнозов считались ожидаемое отсутствие экономической эффективности, технические трудности, невозможность существования на глубине крупных скоплений и, наконец, вторичные процессы, снижающие до минимума коллекторские свойства пород. Сейчас мы можем констатировать, что решение I Всесоюзной конференции, ориентировавшее научные и производственные организации на проведение работ по изучению коллекторов нефти и газа на больших глубинах и освоение глубинных недр, было правильным. На II Всесоюзной конференции (1979 г.) приводились сведения о высоких коллекторских свойствах пород на глубинах 4—6 км. Сейчас число таких данных существенно возросло. В последние годы на больших глубинах открыты месторождения нефти и газа на Северном Кавказе (4,5—5,8 км), в Коми АССР (до 5—5,5 км), в Прикаспийской впадине на Астраханском (около 4 км) и Караганакском (выше 5,0 км) месторождениях, в Азербайджане, на площади Булла-море (с глубины 6208 м

получен мощный фонтан газа и конденсата). Подобные примеры имеются и по другим районам.

В последнее время изучение залегающих на больших глубинах коллекторов нефти и газа существенно продвинулось вперед. Теперь мы знаем общие закономерности изменения коллекторских свойств конкретных пород при их погружении, нам известны факторы, влияющие на коллекторские свойства, сделаны первые обобщения, дающие представление об интенсивности воздействия этих факторов на породы в различных термобарических условиях, выявлены главные причины, способствующие сохранению первичных коллекторских свойств в породах и возникновению новых, вторичных, на больших глубинах. Теоретически обоснована возможность нахождения коллекторов и скоплений нефти и газа на глубинах до 12–15 км и практически подтверждено наличие промышленных залежей УВ на глубинах до 7–8 км. Установлено, что на больших глубинах коллекторами могут быть осадочные породы различного литологического состава, в том числе такие, которые на небольших и умеренных глубинах являются экранами, например глины и мергели. Наконец, на II конференции по обсуждаемой проблеме были рассмотрены первые методики прогнозирования коллекторов нефти и газа на больших глубинах.

Поисково-разведочные работы последних лет показывают, что по мере увеличения глубины залегания пород происходит повышение роли карбонатных коллекторов. Об этом свидетельствуют открытия скоплений УВ в известняках и доломитах Прикаспийской впадины и Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

В настоящее время распространилось представление о том, что на больших глубинах преобладает трещинный тип коллектора, однако это предположение нуждается в уточнении. В ряде районов в карбонатных породах более характерным является каверново-трещинный тип коллектора, именно он определяет большую емкость и продуктивность резервуара. В глинистых породах – преимущественно трещинный, в обломочных – межгранулярно-трещинный и межгранулярный тип коллекторов. Такое распределение их определяется седиментационными и катагенными факторами, а в карбонатных породах – и гипергенными процессами. Последние вызывают избирательное растворение карбонатного материала, особенно интенсивно растворяются раковины, первоначально нередко состоящие из арагонита. Пористость таких пород в приповерхностной зоне иногда составляет 30–40% и остается значительной при погружении до 4–6 км. Например, в Прикаспийской впадине на газоконденсатном месторождении Карабаганак открытая пористость вторично измененных известняков, залегающих на глубине 3,9–5,4 км (по заниженным данным), достигает 23%, а проницаемость – $140 \cdot 10^{-15}$ м². Судя по провалам инструмента, на больших глубинах в карбонатах сохраняются, а в ряде случаев, по-видимому, увеличиваются по размеру пещеристые полости. Например, на западном борту Прикаспийской впадины на глубине выше 5 км наблюдались провалы инструмента до 3 м, подобное имело место и на северном борту впадины (Западно-Тепловская площадь). Таким образом, карбонатные отложения на больших глубинах при наличии надежных покрышек представляют большой интерес как природные резервуары нефти и газа по крайней мере в отложениях фанерозоя и, вероятно, более древних.

Обломочные породы также могут быть неплохими коллекторами на больших глубинах, но наиболее благоприятные условия для их развития – в кайнозойских и в меньшей мере в мезозойских отложениях. В палеогене Предкарпатья на глубине 4,4 км¹ в бориславском песчанике открытая пористость достигает 15%. В районе Була-море (АзССР) на глубине свыше 6 км кайнозойские песчаники имеют открытую пористость до 12–15%. Высокие коллекторские параметры отмечались в обломочных породах и других районах. В иностранной литературе сведения о коллекторских свойствах пород на больших глубинах очень скучны, однако, ориентируясь на дебиты скважин, можно считать, что пористость и проницаемость достаточно высоки. Например, в Западном Техасе с глубины 6947 м получен газовый фонтан с дебитом 425 тыс. м³/сут, в Южной Луизиане с глубины 6262 м приток нефти составил 58,2 т/сут.

Несмотря на имеющиеся достижения перед специалистами, изучающими коллекторские свойства глубокопогруженных пород, стоит еще много важных задач. Без их решения невозможно обеспечить высокую эффективность поисково-разведочных работ. Известно немало случаев, когда в конкретных районах на глубине 5–6 км карбонатные породы обладают высокими коллекторскими свойствами. Однако мы не можем полностью распространить эти аномалии на другие регионы при прогнозировании карбонатных коллекторов. Необходимо вносить поправки на литологические особенности пород, геохимическую и термобарическую обстановку. И, следовательно, достоверное определение поправок – это одна из важных задач исследований. Мы еще не знаем, каковы коллекторские свойства карбонатных пород различных структур на глубинах свыше 6–7 км. В кайнозойских и мезозойских образованиях известны вполне удовлетворительные коллекторы среди обломочных пород на глубинах свыше 5–6 км (например, месторождения Була-море, Зыря-море в АзССР, Медведовское в Краснодарском крае и др.). Но можем ли мы встретить межгранулярные породы-коллекторы на таких глубинах среди палеозойских и более древних отложений? Это задача тоже требует своего решения.

Теоретические расчеты и эксперименты свидетельствуют о том, что в осадочных породах в зависимости от их литологического состава открытые трещины могут сохраняться до глубин 10–15 км. При этом учитываются только механические, кратковременные напряжения.

Вместе с тем известно, что химические реакции в течение геологического времени, особенно в условиях высоких давлений и температур, способны внести очень существенные корректизы в результаты таких напряжений. Из этого следует, что для решения вопроса о максимальной глубине распространения трещиноватости необходимо научное сотрудничество петрофизиков и геохимиков, нужна разработка методики геохимических исследований в напряженных условиях, характерных для больших глубин, которой, к сожалению, пока не имеется.

Вопрос о размерах ловушек нефти и газа на больших глубинах также требует своего решения. Дискутируются два представления: 1) с глубиной размер ловушек существенно сокращается в результате снижения объема порового пространства и перехода части пласта-коллектора в неколлектор за счет катагенетических процессов, а также вследствие дробления лову-

шек на отдельные блоки под действием тектонических напряжений; 2) на глубине возможно наличие крупных ловушек и залежей УВ, особенно в тех случаях, когда заполнение ловушек произошло на малых глубинах, после чего залежи погрузились и ловушки при этом не были разрушены. В пользу второй точки зрения, более перспективной для поисков нефти и газа, имеется больше доводов и данных, но их еще недостаточно для однозначного решения вопроса.

Нет полной ясности и в вопросе о времени заполнения ловушек углеводородами и о глубине, на которой этот процесс происходит. Все большее число данных говорит в пользу раннего прихода нефти в пласт на глубинах, где породы еще повсеместно обладают первично высокими коллекторскими свойствами. Важным доводом в пользу этой точки зрения является тот факт, что на одинаковых умеренных (а возможно, и на больших) глубинах коллекторские свойства пород одинакового литологического состава выше в нефтенасыщенной части пласта, чем в водонасыщенной. Не решена задача о количественных соотношениях между первичной и вторичной пористостью в коллекторах, слагающих продуктивные пласти на больших глубинах. Несмотря на большие усилия ученых и специалистов, мы пока не можем во всех случаях однозначно решить вопрос о генезисе и возрасте коллектора. Это следующая важная задача.

Практически не решался вопрос разработки методов цифрового кодирования литологической информации с целью применения математических методов и ЭВМ для выявления роли различных пород-коллекторов и определения объемов резервуаров нефти и газа. И это в значительной мере определяется недостаточной подготовленностью геологов и литологов к разработке программ и использованию ЭВМ. В связи с этим, очевидно, целесообразно организовать специальные курсы повышения квалификации, где соответствующие специалисты могли бы приобрести необходимые знания. Такую подготовку, по-видимому, можно провести на базах министерств нефтяной или газовой промышленности.

Изучение геологических разрезов и оценка коллекторских свойств пород на больших глубинах, как известно, в значительной мере затруднены вследствие низкого отбора керна. Преодоление этой трудности возможно только при понимании буровиками проблемы и активном их содействии в изменении такого положения вещей.

В современных условиях наиболее эффективным средством выделения коллекторов в разрезе и выяснения коллекторских свойств пород практически по всему стволу скважины являются геофизические методы. Наиболее полно указанные задачи сегодня решаются для песчаных коллекторов с межгранулярным типом пористости. В качестве примера таких коллекторов можно назвать девонские песчаники Урало-Волжской нефтегазоносной провинции, меловые песчаники основных нефтегазоотдающих горизонтов в Западной Сибири и др. Фильтрационные и высокие емкостные свойства этих коллекторов достаточно хорошо выдерживаются по площади, залежи УВ контролируются структурными элементами. Опыт выделения коллекторов межгранулярного типа и определение их подсчетных параметров обобщен в методическом руководстве, разработанном коллективом сотрудников кафедры промысловой геофизики МИНХиГП под руководством профессора В.Н. Дахнова.

Однако и среди коллекторов этого типа в последние годы в разведке появляются объекты, которые часто объединяются термином "сложные коллекторы". К ним относятся песчано-алевритовые коллекторы юрского возраста (пласты Ю₁ – тюменская свита с ее аналогами), регионально нефтеносные в Среднем Приобье; регионально продуктивные коллекторы баженовской свиты (пласт Ю₀), залегающие линзовидно в листоватых глинистых нефтематеринских породах и нижнемеловые песчано-алевритовые пласты ачимовской свиты. Характерным для этих объектов является то, что их залегание не контролируется структурными формами, фильтрационные свойства сильно зависят от небольших изменений литологического состава породы (глинистости, содержания обломочной части, карбонатности и др.). Петрофизические модели этих коллекторов представляются весьма сложными.

На нефтяных месторождениях Среднего Приобья к коллекторам сложного строения относятся сильно глинистые меловые песчаники, залегающие в самых верхах основных продуктивных пластов (пласты АВ₁ – "рябчик"). В этих коллекторах, несмотря на то, что их развитие, как правило, контролируется структурными формами, высокое содержание и неравномерное распределение (микрослойки, микролинзы) глинистого материала делает стандартные приемы интерпретации малоэффективными.

Очень важно отметить, что в так называемых сложных коллекторах Западной Сибири сегодня открыты десятки нефтяных залежей промышленного значения, с этими коллекторами связан основной прирост запасов нефти в регионе, который еще долгие годы будет являться основным нефтегазодобывающим районом страны.

Главной задачей в изучении сложных коллекторов является разработка совершенных петрофизических моделей на базе детального литологического и петрофизического изучения пород с расширением комплексов геофизических исследований. Особую роль при этом должны играть новые, более совершенные методы: радиометрические, акустический и термический, а также более широкое использование детальной дебитометрии скважин и расширение геофизических исследований в процессе эксплуатации скважин.

Первые шаги в этом направлении уже сделаны. Известны разработанные в МИНХиГП и в ЗапСибНИГНИ новые методы определения запасов нефти в баженовской свите. В МИНХиГП и во ВНИИЯГГ разрабатываются методы подсчета запасов нефти в пластах АВ₁ ("рябчик").

По мере увеличения глубины разведочных и эксплуатационных скважин наблюдается повышение температуры, давления, степени уплотнения осадочных пород, возрастает роль трещиноватости при формировании коллекторских свойств пластов. Одновременно с этим на больших глубинах нередко проявляются аномально высокие пластовые давления (АВПД). В качестве примеров можно назвать залежи нефти в верхнемеловых отложениях Терско-Сунженского нефтегазоносного района, в подсолевых карбонатных отложениях Прикаспийской и Амударьинской впадин, в трещинных аргиллитах зоцена Азово-Кубанской впадины и в других местах. Во всех перечисленных случаях геофизика испытывает затруднения в выделении и изучении трещинных коллекторов, которые возникают в связи с тем, что коэффициент трещинной пористости обычно очень мал

(1,5–2%). Стандартными геофизическими методами однозначно определить изменение такой пористости пласта сложно. Применение более совершенных геофизических методов часто сдерживается из-за отсутствия термобаростойкой скважинной аппаратуры. В связи с этим выделение и изучение трещиноватых пород геофизическими методами возможно посредством широкого использования уже существующих, более совершенных радиометрических приборов путем применения новых модификаций акустического метода, многоразовых геофизических исследований, геофизических исследований в комплексе с испытанием скважин, наконец, использования геофизических исследований в процессе работы скважин. При прогнозировании карбонатных коллекторов на больших глубинах хорошо зарекомендовали себя методы временных замеров (электрометрия и термометрия) при неуставновившемся тепловом режиме. Обработка материалов по этой методике, выполненная сотрудниками МИНХиГП (А.Н. Африкан, В.Е. Чемоданов, 1983 г.) в Прикаспийской впадине, позволила установить наличие коллекторов в отложениях ранее, считавшихся бесперспективными.

Большое значение при освоении глубокозалегающих продуктивных горизонтов имеет прогнозирование АВПД по геофизическим данным. Практика показывает, что вскрытие такого пласта на противодавлении, создаваемом переутяженным раствором, сопровождается глубоким проникновением раствора в пласты, загрязнением их призабойной зоны, что сильно затрудняет изучение слоев геофизическими методами и осложняет последующее освоение скважин.

В ряде случаев использование переутяженного раствора приводит к его поглощению или внезапному выбросу и аварии. С другой стороны, недостаточная плотность раствора приводит к его разгазированию и также к последующему выбросу. Выход из такого положения заключается в создании системы мероприятий по управлению АВПД, что заключается в бурении на равновесном растворе. Важную роль в этой системе играют разработанные в МИНХиГП геофизические способы исследования скважин, позволяющие прогнозировать АВПД в процессе бурения.

Таким образом, сегодня при изучении глубокозалегающих коллекторов нефти и газа геофизики должны решать, во-первых, задачу выделения в разрезе трещинных коллекторов в карбонатных и терригенных отложениях и, во-вторых, определять подсчетные параметры коллекторов сложного строения.

Высоко оценивая роль методов геофизического исследования скважин (ГИС), мы помним, что их разрешающая способность с глубиной понижается за счет сближения физических свойств пород различного литологического состава. В связи с этим для решения поставленных задач потребуется создать новые петрофизические модели упомянутых типов коллекторов, расширить применение более совершенных методов ГИС, создать новую и усовершенствовать существующую аппаратуру, повысить точность интерпретации геофизических данных на базе новых алгоритмов и счетно-решающих устройств.

Наиважнейшей задачей также является разработка эффективных методик прогнозирования и определения пространственного положения коллекторских и экранирующих толщ с учетом геологического строения регионов, возраста и состава пород. Эта задача решается недостаточно

энергично, одной из причин этого служит отсутствие тесного взаимодействия и координации работ геологов, литологов, полевых и промысловых геофизиков.

Актуальна задача определения строения, формы и размеров природных резервуаров. Эта задача встает перед нефтяниками в самую начальную стадию исследования, когда имеется еще очень мало скважин и соответственно каменного материала. Здесь большие надежды возлагаются на сейсморазведку, но обязательно с материалами бурения, данными изучения керна и геофизическими исследованиями скважин.

В настоящее время разработаны и применяются способы прогнозирования свойств разреза по данным сейсморазведки, основанные на двух различных подходах – интегральном и дифференциальном.

Сущность интегрального подхода состоит в определении и интерпретации интервальных (пластовых) скоростей, интервальных коэффициентов или декрементов затухания волн в пластах, мощность которых соизмерима с длиной сейсмических волн и измеряется десятками метров. Такая методика прогноза геологического разреза стала возможной только после того, как были разработаны способы определения пластовых скоростей по материалам метода отраженных волн (МОВ) и внедрены автоматизированные системы обработки.

Для познания свойств коллекторов на больших глубинах на основе интерпретации пластовых скоростей МОВ необходимо обеспечить два обязательных требования: 1) высокую точность определения скоростей, 2) выделить факторы, влияющие на значения скоростей. Получение достаточной точности определения скорости по данным МОВ возможно в условиях относительно спокойной тектоники. Толща, покрывающая изучаемый интервал разреза, должна быть однородной и не иметь слишком криволинейных границ слагающих ее слоев. Второе требование может быть удовлетворено при наличии достоверно установленных функциональных и корреляционных связей скорости и коллекторских свойств. При этом следует иметь в виду, что точность определения скорости, независимо от свойств покрывающей среды, убывает с глубиной. С глубиной убывает и надежность определения связей.

При современной методике наблюдений и технологии обработки данных указанные требования удается удовлетворить лишь в особо благоприятных условиях, например при изучении мезозойских отложений в Западной Сибири и мезозоя-кайнозоя в Предкавказье. В этих районах имеются многочисленные примеры удачного прогноза литологического состава, пористости пород, выделения зон аномальных пластовых давлений, а также нефтегазоносности отложений по материалам интерпретации интервальных скоростей.

При больших (более 4 км) глубинах залегания пород, особенно в регионах развития соляной тектоники, таких, как Прикаспийская впадина, точность определения интервальных скоростей, достигнутая при помощи стандартного метода общей глубинной точки (МОГТ) и промышленных комплексов обработки данных на ЭВМ, явно недостаточна для познания свойств коллекторов. Определенные надежды на достижение необходимой точности возлагаются на развивающийся на кафедре полевой геофизики МИНХиГП цифровой метод регулируемого направления приема (ЦМРНП).

В составе комплекса программ обработки ЦМРНП созданы и проходят опробование программы определения интервальных скоростей в процессе построения глубинных разрезов. Первые результаты позволяют положительно оценить возможности этого метода в деле познания свойств коллекторов на больших глубинах.

На интегральном подходе также основана созданная на кафедре полевой геофизики МИНХиГП оригинальная корреляционная методика прямых поисков (КМПП) залежей нефти и газа, обеспечивающая обнаружение залежей по аномалиям параметров среды (поглощения, скорости и др.).

Применение КМПП в ряде районов позволило обнаружить неструктурные залежи. Это имеет большое значение, поскольку фонд выявленных структур сокращается. Кроме того, метод позволяет оценить продуктивность коллекторов, слагающих разрез, и локальных структур. Успешно КМПП применяется в Иркутской области, где этим методом выявлен ряд залежей литологического типа. Исследования показали, что выделяемые аномалии поглощения связаны не столько с продуктивными пластами, мощность которых сравнительно невелика, сколько с сопровождающими залежь газовыми ореолами. В районах с сильно загазированным разрезом интенсивность регистрируемого аномального эффекта характеризует не залежь, а суммарную емкость коллекторов в изучаемом интервале разреза. Это открывает новые возможности использования КМПП при изучении коллекторов. Однако все примеры успешного применения или опробования КМПП пока ограничены глубинами порядка 3 км. Авторы в настоящее время совершенствуют изложенную методику применительно к большим глубинам.

Существующие способы изучения коллекторов, основанные на интегральном подходе, могут применяться и применяются (в силу отсутствия необходимых данных) без комплексирования со скважинными геофизическими исследованиями. Вместе с тем очевидно, что повышение эффективности и глубинности прогноза свойств коллекторов по данным сейсморазведки возможно только при использовании в качестве опорных данных материалов комплекса ГИС. Особую роль при этом призван играть акустический каротаж и скважинные сейсмические наблюдения.

Таким образом, к числу основных задач в области познания коллекторов на больших глубинах с помощью сейсморазведки при интегральном подходе относятся: совершенствование методики полевых работ и обработка данных с целью повышения точности определения параметров среды; разработка способов, позволяющих исключить искажающие влияния, обусловленные неоднородностями покрывающей среды; разработка методики комплексирования наземных сейсмических наблюдений с геофизическими исследованиями скважин.

Важной задачей является увеличение количества изучаемых сейсмических параметров за счет расширения класса используемых сейсмических волн и совершенствования методик. Использование наряду с продольными волнами поперечных обеспечивает удвоение числа параметров. Использование большего числа независимых или слабозависимых сейсмических параметров, по-разному связанных с искомыми параметрами коллектора, открывает возможности одновременного прогноза многих свойств коллектора. Возникают предпосылки построения и решения системы уравне-

ний с многими неизвестными. При такой постановке задачи особое значение приобретает установление надежных многомерных связей сейсмических характеристик с петрофизическими свойствами коллектора. Исследованиям этих связей пока что уделяется недостаточное внимание.

Помимо интегрального подхода, используемого при определении сейсмических параметров и на их основе коллекторских свойств, в последние годы получил применение дифференциальный подход, опирающийся на решение обратной динамической задачи сейсморазведки. Наиболее широко и эффективно используется способ прогнозирования геологического разреза по данным трансформации сейсмических трасс в диаграммы псевдоакустического каротажа (ПАК), подобные диаграммам обычного акустического каротажа (АК).

Прогнозирование вещественного состава пород, их петрофизических и коллекторских свойств осуществляется на основе интерпретации разрезов ПАК с использованием тех же приемов, которые применяются при интерпретации прямых АК при исследовании скважин. В настоящее время эту задачу удается решать только в благоприятных условиях.

Количественный прогноз свойств коллектора возможен при наличии априорных сведений о зависимостях между акустической жесткостью, с одной стороны, и литологическим составом, пористостью пород и их нефте- и газонасыщенностью — с другой. Методика определения указанных зависимостей во многом еще не разработана. Кроме того, существенно ограничивает реальные возможности геологического истолкования разрезов ПАК узкая ширина частотного спектра сейсмических записей.

Таким образом, как и в случае интегрального подхода, при дифференциальном подходе для успешного изучения коллекторов необходимо установление многомерных связей петрографических свойств коллектора с продуктивностью, с характеристиками разреза ПАК, акустической жесткостью или скоростью. При этом важной задачей является расширение спектра сейсмической записи в сторону высоких частот.

В благоприятных условиях способ ПАК дает исключительно хорошие результаты. Например, в Западной Сибири удается выделять зоны пониженных значений скорости (менее 3100 м/с), которые приурочены к залежам УВ в неокоме. Эти и другие примеры успешного применения ПАК получены в Центральной геофизической экспедиции Министерства нефтяной промышленности. Выполненные в ЦГЭ исследования свидетельствуют о возможности в благоприятных условиях осуществлять количественный прогноз продуктивности. Следует подчеркнуть, что количественная интерпретация кривых ПАК в сложных условиях, как и многих геофизических методов на глубинах более 4 км, представляет серьезную проблему, для решения которой необходимы создание более совершенной аппаратуры, разработка новых методик на основе более полного изучения физических свойств пород и их связей с сейсмическими параметрами.

С целью дальнейшего познания пород-коллекторов на больших глубинах и оценки перспектив нефтегазоносности необходимо энергичное развертывание сверхглубокого бурения — до 10–12 км в областях с мощным осадочным чехлом. Помимо этих основных задач сверхглубокие скважины позволят установить причины погрешностей, возникающих при проведении полевых и скважинных геофизических работ, внести соответствующие

коррективы, подобрать наиболее оптимальный комплекс методов изучения недр и тем самым повысить эффективность геофизических исследований.

Районами, в которых следует бурить сверхглубокие скважины в первую очередь с целью решения поставленных выше задач, являются внутренние районы Прикаспийской впадины, районы наибольшего погружения осадочных толщ в Днепровско-Донецкой и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях, Северное Предкавказье, Западно-Туркменская межгорная впадина и Восточный Азербайджан.

УДК 552.5

В.Н. Холодов, О.Ф. Дементьева, Р.Н. Петрова

ПРОБЛЕМА ФОРМИРОВАНИЯ ВТОРИЧНОЙ ПОРИСТОСТИ В ПЕСЧАНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ЭЛИЗИОННЫХ БАССЕЙНОВ

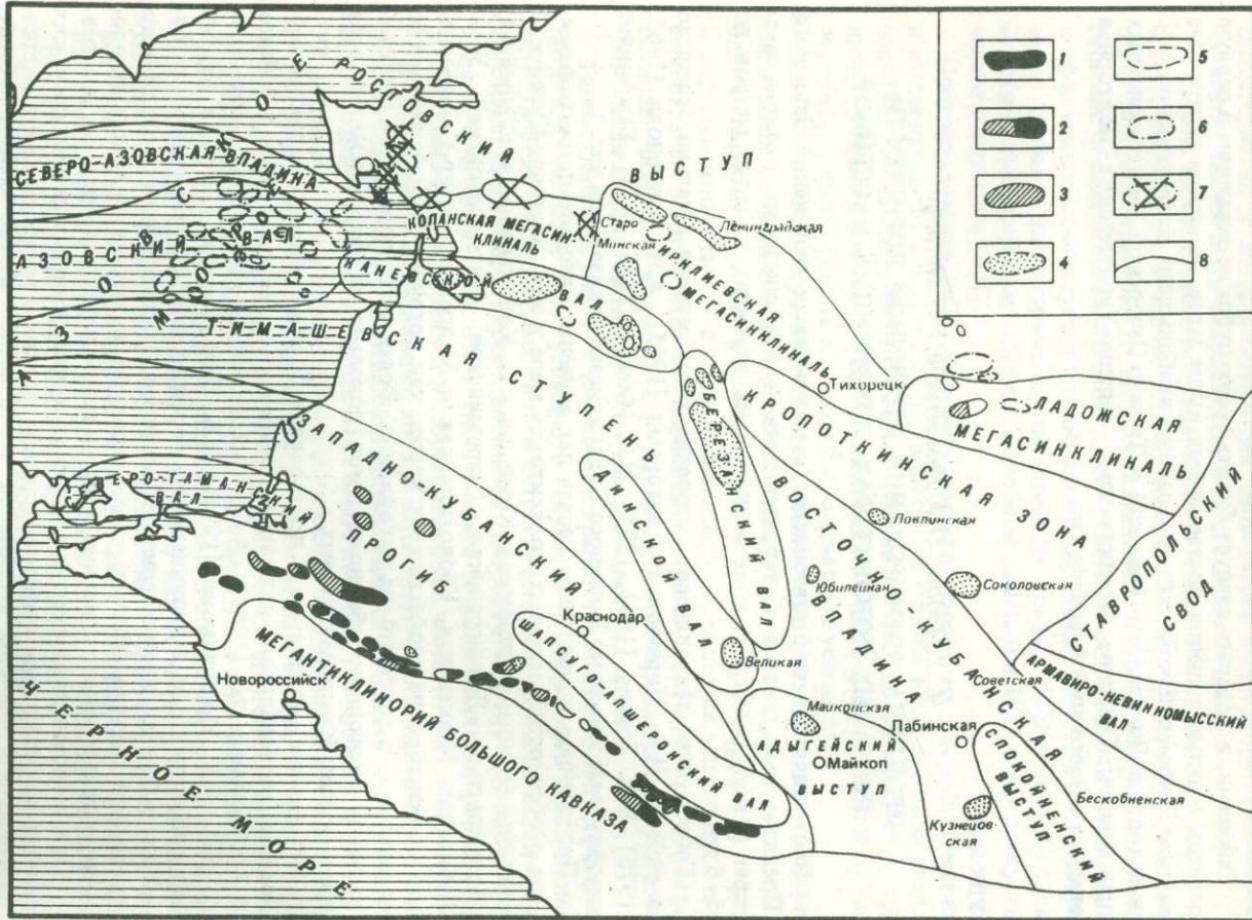
Промышленная нефтегазоносность мезозойских отложений Западного Предкавказья связана с терригенными и карбонатными комплексами юры и мела, вскрытых скважинами на глубинах от сотен метров до 5–6 км.

Современное тектоническое строение этого региона детально освещено в работах М.Ф. Мирчинка с соавторами [1965], А.И. Дьяконова [1965, 1976], В.Л. Егояна [1962, 1974], Н.Е. Митина [1965, 1974]. Важнейшие структурные элементы Западного Предкавказья показаны на рис. 1.

Проведенное в последние десять лет изучение литолого-петрографических особенностей песчаных коллекторов мела и юры Восточно-Кубанской впадины (площади Лабинская, Кузнецовая, Кошхабльская, Юбилейная, Некрасовская, Ленинградская, Староминская, Митрофановская, Усть-Лабинская, Кавказская, Кропоткинская и Березанская и др.) показало, что коллекторские свойства этих пород, как правило, оказываются слабо связанными с глубиной их погружения. Более того, пористость и проницаемость песчаников обычно остаются довольно значительными на всех достигнутых бурением глубинах.

Эти данные находятся в противоречии с общепринятыми закономерностями регионального катагенеза. Обычно, как было показано в работах А.В. Копелиовича [1965], А.Г. Коссовской [1962], В.М. Добрынина [1968], Б.К. Прошликова [1974], В.Б. Энгельгардта [1964] и других авторов, пористость и проницаемость песчаных пород с увеличением глубины их залегания закономерно уменьшаются. Отклонения от этого общего правила заставляют обратить самое серьезное внимание на детали литолого-петрографического строения нефте- и газосодержащих песчаных пластов.

При сопоставлении петрографических и лабораторных петрофизических данных по различным песчаным пластам юрских и меловых пород Восточно-Кубанской впадины выяснилось, что в разных частях разреза различаются шесть классов коллекторов (рис. 2). Песчаные коллекторы I–III классов резко противопоставляются коллекторам V и VI класса. Группа последних представлена полимиктовыми или олигомиктовыми песчаниками, в составе обломочной части которых распространены кварц, полевые шпаты, реже



плагиоклазы. Обломки сцементированы гидрослюдисто-хлоритовым цементом. Местами поры породы заполняются карбонатами нескольких генераций. В шлифах обнаруживается каолинит. Пористость пород незначительна и редко превышает 8–10%. В целом коллекторы этой группы сравнительно мало изменены вторичными процессами.

В отличие от них коллекторы I–III классов сложены почти мономинеральной кварцевой массой обломков. Цемент породы предельно редуцируется и представлен каолинитом, обычно заполняющим отдельные поры. Местами в шлифах хорошо видны следы коррозии кварцевых зерен, образование регенерационных оторочек вокруг обломков кварца и даже контактового кварцевого цемента. В песчаниках этой группы величина пористости достигает 25–30%, причем обычно чем она выше, тем более олигомиктовой становится порода. При высоких значениях пористости и проницаемости (до $3,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$) часто формируются крупные поры, переходящие в каверны.

Очевидно, что песчаные коллекторы рассматриваемой группы испытывали весьма интенсивные вторичные преобразования, которые были направлены на выщелачивание и трансформацию первичного осадочного материала.

Обе группы коллекторов в мощных песчаных нефтегазоносных пластах локализуются на определенных уровнях. В подошве и кровле пластов чаще всего встречаются коллекторы V и VI классов, менее измененные и более плотные, в средних частях обычно находятся более проницаемые и рыхлые коллекторы I–III классов, причем местами они многократно и весьма прихотливо сменяют друг друга в разрезе. Именно такое строение характерно для 80-метрового продуктивного песчаного пласта Майкопского месторождения (рис. 3); центральная часть пласта сложена весьма пористыми и проницаемыми разностями пород, тогда как по периферии его протягиваются очень плотные и слабопроницаемые разновидности песчаников.

Очевидно, что для песчаных пластов с вторичной пористостью типично формирование симметричной пластовой аутигенетической зональности, в которой висячая и лежачая части пласта принадлежат к одной зоне, а середина – к другой.

Попытки применить стадиальный анализ к расшифровке генезиса этого явления привели к предварительным выводам о том, что отдельные элементы такой зональности могли быть заложены еще в процессе седиментации и отражают постепенный переход от момента накопления гидрослюдисто-хлоритовых глин ко времени формирования полимиктовых песчаных толщ, и наоборот.

Некоторую роль в образовании карбонатов (особенно кальцита первых генераций) могли играть явления диагенеза. Однако не вызывает сомнений, что более поздние явления карбонатизации песчаников, а также каолинизация и разложения полевых шпатов теснейшим образом связаны со

Рис. 1. Схема тектонического районирования и нефтегазоносность Западного Предкавказья

1–4 – месторождения: 1 – нефтяные, 2 – нефтегазоносные, 3 – газовые, 4 – газоконденсатные; 5, 6 – локальные структуры: 5 – в нижнем мелу, 6 – в юрских отложениях; 7 – бесперспективные структуры; 8 – границы тектонических элементов

Схема строения продуктивного пласта	Морфологическая характеристика классов коллекторов и вторичные преобразования	Классы коллектора	Мощность породы-коллектора
	Песчаники разнозернистые. Кальцитизация, гидрослюдизация	IV-V	3,0
	Песчаники гравелиты олигомиктовые. Каолинизация, уплотнение, открытые поры	IV-III	3,5
	Песчаники крупно-среднезернистые олигомиктовые. Открытые поры выше лачивания	II-I	3,5
	Гравелиты, песчаники разнозернистые, олигомиктовые. Открытые поры выше лачивания. Реже каолинизация	III-IV	12,6
	Песчаники разнозернистые, олигомиктовые. Каолинизация, уплотнение, открытые поры	III-IV	5,5
	Песчаники крупно-среднезернистые олигомиктовые. Открытые поры выше лачивания	II-I	5,0
	Песчаники разнозернистые, олигомиктовые. Каолинизация, уплотнение, открытые поры выше лачивания	III-IV	5,5
	Гравелиты, песчаники разнозернистые, олигомиктовые. Открытые поры выше лачивания	II-I	3,5
	Песчаники разнозернистые, олигомиктовые. Каолинизация, уплотнение, открытые поры выше лачивания	III-IV	4,0
	Песчаники гравелиты олигомиктовые. Открытые поры выше лачивания	II-I	4,0
	Песчаники олигомиктовые. Каолинизация, уплотнение	III-IV	4,0
	Песчаники олигомиктовые. Каолинизация, гидрослюдизация, хлоритизация, уплотнение	V-VI	4,0

Рис. 2. Морфологические особенности, состав и вторичные преобразования мезозойских пород-коллекторов Западного Предкавказья

1 – песчаники, гравелиты с поровым, базально-поровым и базальным цементом кальцитового или гидрослюдисто-хлоритового составов; 2 – песчаники, гравелиты с максимальным развитием открытых гор и каверн (черное); 3 – песчаники, гравелиты с поровым и базальным каолинитовым цементом; 4 – структуры уплотнения обломочных зерен в песчаниках и гравелитах; 5 – регенерационные каемки кварца на кварцевых зернах

стадией катагенеза. Очевидно также, что многочисленные включения прожилковых битумоидов обусловлены катагенетическими перемещениями вещества и явно "наложены" на предшествующую минерализацию.

При обсуждении вопроса о происхождении описанной выше аутигенно-минералогической зональности песчаных коллекторов, залегающих на значительных глубинах, необходимо иметь в виду, что она обнаружена не только в пределах Восточно-Кубанского прогиба. Сходное строение нефте- и газосодержащих песчаников установлено авторами и другими исследователями в глубоких скважинах Восточного Предкавказья, Днепровско-Донецкой впадины и Западной Сибири. Во всех этих регионах аутигенно-минералогическая зональность пластов-коллекторов парагенетически связана с увеличением пористости и формированием вторичных пор, пустот и каверн за счет катагенетического выщелачивания пород.

Механизм, определивший формирование аутигенно-минералогической зональности в песчаных коллекторах на больших глубинах, довольно правдоподобно объясняется, если учесть некоторые общие особенности развития осадочно-породных бассейнов элизионного типа.

Благодаря работам О.Я.Самойлова и Д.С.Соколова [1960], Д.С.Соколова [1962], А.А.Карцева, С.Б.Вагина, Е.А.Баскова [1969], И.К.Зайцева [1970] и многих других гидрологов в настоящее время стало очевидным, что в элизионных системах главным геохимическим фактором являются глины. Находясь в акваториях, они захватывают в различных формах огромное количество воды, которую при осаждении увлекают за собой и сохраняют в последующем погружении на большие глубины, а затем при дегидратации отдают эту воду в жесткие пласти-коллекторы или дренирующие их зоны разломов.

Следует, однако, подчеркнуть, что обычно дело не ограничивается простым литогенетическим циклом циркуляции вод. Из глин в области катагенетической аккумуляции наряду с выжимающимися водами попадает много растворенных и газообразных компонентов, т.е. глины элизионного происхождения являются не только поставщиком вод, но и генератором многих химически активных соединений.

Разнообразие газоводных растворов, отжимающихся из глин, определяется главным образом тем, что преобразующиеся глинистые толщи слагаются разными глинистыми минералами, неустойчивыми в области повышенных температур и давлений; кроме того, они содержат примесь рассеянного органического вещества (РОВ) и рассеянных карбонатов, захватывают из морского палеоводоема не просто воду, а воду сложного солевого состава, изменяющегося в ходе погружения на большие глубины.

Итак, состав газоводных растворов, которые отжимаются из глинистых толщ осадочно-породного бассейна, определяется четырьмя главными процессами: 1) разложением РОВ; 2) растворением рассеянных карбонатов; 3) трансформацией глинистых минералов; 4) преобразованием поровых (интерстициональных) вод.

Разложение РОВ в нефтематеринских толщах различных осадочно-породных бассейнов детально исследовали В.А.Успенский, Н.Б.Васюевич, А.А.Трофимук, С.Г.Неручев, а также Б.Т.Брукс, В.Ж.Маншнейн, Х.Д.Хедберг и др. Результаты изучения изменений состава РОВ глинистых толщ Предкавказья, Западной Сибири и Сибирской платформы, выполненного

Класс коллекто-ра	Морфология порового пространства	Петрографическое описание	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Глинистость, %	Альбитизация, %	Вторичные преобразования	Стратиграфическая принадлежность
I		Песчаники КР3, СР3 КР3-СР3, реже МК3 Олигомиктовые	18-35	1000-3500	0-1	0	Выщелачивание. Образование вторичных пор (0,1-1,0 мм)	Нижний мел, нижняя юра
II		Песчаники ГР3, КР3 СР3, КР3-СР3, реже МК3. Мономинеральны и олигомиктовые	18-25	500-1000	1-5	0-1	Выщелачивание. Образование вторичных пор и каверн (0,1-3 мм). Каолинит, диккит (1-3%)	Нижний мел, нижняя юра
III		Песчаники ГР3, КР3, СР3, КР3-СР3, СР3 МК3, МК3 и алевро- литы. Мономинеральны и олиго- миктовые	16-20	100-500	0-10	0-5	Образование вторичных пор и каверн (15-20%). Структуры уплотнения (5%) каолинит, диккит (15-20%)	Нижний мел, верхняя юра, средняя юра, нижняя юра
IV		Песчаники КР3, СР3, КР3-СР3, СР3-МК3 и алевролиты. Мономинеральны и олигомиктовые	10-14	10-100	5-10	0-10	Выщелачивание и образование вторичных пор и каверн; уплотнение обломочных зерен. Каолинит (10-15%), каолинит (15%)	Нижний мел, нижняя юра, средняя юра, верхняя юра
V		Песчаники и алевролиты; песчаники КР3, СР3, МК3, олигомиктовые и мезомиктовые	8-10	1-10	0-15	0-35	Уплотнение обломочных зерен (15-20%) каолинит, гидрослюдда, хлорит, кальцит (15-25%)	Нижний мел, верхняя юра, средняя юра, нижняя юра
VI		Песчаники и алевролиты. Олигомиктовые и мезомиктовые	3-8	0-1	0-30	0-35	Уплотнение обломочных зерен (15-20%), гидрослюдда, хлорит	Нижний мел, верхний мел, нижняя юра

Рис. 3. Модель продуктивного пласта Майкопского газоконденсатного месторождения (нижний мел, скв. 140)

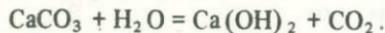
Условные обозначения на рис. 2.

сотрудниками ВНИГРИ и ИГиГ СО АН СССР, обобщены С.Г. Неручевым, А.А. Трофимуком и Е.А. Рагозиной [1976]. В этой работе исследовалась отражательная способность витринита (ОСВ) на разных глубинах погружения глинистых толщ осадочно-породных бассейнов, а также определялся химический и грушевой состав РОВ тех же глин (таблица). В результате были выделены четыре фазы катагенетических преобразований, детально описаны преобразования небитумоидной части органики и битумоидов и определены соответствующие глубины погружения.

Применение метода геохимического баланса позволило авторам рассчитать общие потери РОВ глин при погружении на глубину 5–9 км. Оказалось, что при этом суммарные потери ОВ примерно равны диагенетическим; РОВ выделяет, %: нефти, битумоидов и углеводородных газов – 54, CO_2 – 17, H_2O – 12, H_2S и других активных соединений – 3,1. Темпы выделения всех этих составляющих ОВ на разных глубинах подробно охарактеризованы в соответствующих графах таблицы.

Растворение рассеянных в глине карбонатов в значительной степени зависит от проницаемости вышележащих глинистых покрышек. Эксперименты, проведенные Н.И. Хитаровым, С.Д. Малининым [1958], С.Д. Малининым [1965], Е.Р. Сежнитом с соавторами [Segnit et al., 1961], С. Такеноучи и Дж.К. Кеннеди [1968] и другими в закрытой системе автоклава, показали, что при T до 500°C и P около 60 МПа растворимость CaCO_3 уменьшается. Это означает, что карбонаты при погружении будут устойчивы.

Опыты, поставленные И.Г. Киссиным и С.И. Пахомовым [1969] в открытой системе, показали, что карбонаты гидролизуются при нагревании по схеме



При этом температурный интервал гидролиза 70 – 120°C , что соответствует глубинам порядка 2–2,5 км.

Наши исследования выявили, что рассеянные раковинные карбонаты (из третичных глин Восточного Предкавказья) на глубине погружения в 2 км действительно исчезают или количественно уменьшаются.

Изучение зависимости количества CO_2 в пластах-коллекторах Предкавказья от пластовой температуры позволило И.Г. Киссину и С.И. Пахомову [1969] построить график, показывающий, что кривая очень хорошо подтверждает реальность гидролиза карбонатных минералов в толщах глин исследованных нефтяных районов (рис. 4).

По-видимому, гидролиз рассеянных карбонатов и массовое образование углекислоты в глинистых толщах осадочно-породных бассейнов могут осуществляться в природе довольно часто.

Наконец, следует отметить, что преобразования глинистых минералов, очень хорошо исследованные в работах А.Г. Коссовской, В.Д. Шутова [1971], А.В. Копелиовича [1965], Н.В. Логвиненко [1968], Г.В. Карповой [1965] и многих других, способны, по-видимому, высвобождать в процессе погружения целую гамму различных химических соединений. Так, трансформация монтмориллонита в гидрослюду обычно сопровождается выделением значительных масс межслоевой воды; процесс хлоритизации приводит к выпадению свободного кремнезема; разложение глауконита повышает содержание железа в глинах и калия – в поровых водах. Иногда эти процес-

Процессы преобразования РОВ и генерации УВ в глинистых толщах

Сибири и Предкавказья

(В.Н.Холодов [1982], по материалам С.Г.Неручева,

А.А.Трофимука, Е.А.Рагозиной)

Фаза изменений РОВ; термодинамические показатели; глубина	Стадия метамор- физма ОВ	Важнейшие преобразования небитумоидной части РОВ
Начальная фаза нефте- образования; $T = 20 \div 80^\circ\text{C}$, $P = 42 \div 54 \text{ МПа}$; 1,8–2 км	Б БД Д	Молекулярная структура ОВ существенно не меняется, в составе РОВ возрастает количество углерода и уменьшается содержание гетероэлементов, дегидратация и декарбоксилирование
Главная фаза нефтеобра- зования; $T = 80 \div 160^\circ\text{C}$, $P = 83 \div 94 \text{ МПа}$; 3,5–3,7 км	Г ₁ Г ₂ Ж	Деструкция основной массы липидного материала ОВ и генерация битумоидов и УВ, сближение состава гумусовых и планктогенных компонентов, накопление меланоидинов приводят к уменьшению содержания углерода и увеличению гетероэлементов, особенно серы
Главная фаза газообра- зования; $T = 160 \div 220^\circ\text{C}$, $P = 125,5 \div 135 \text{ МПа}$; 5 км	К ОС Т	Уплотнение углеродной молекулярной структуры РОВ, падение генерации битумоидов и УВ, обуглероживание ОВ, сокращение содержания гетероэлементов и резкое уменьшение содержаний водорода, генерация газов
Фаза затухания процессов нефтегазообразования; $T = 220^\circ\text{C}$, $P = 125,5 \div 135 \text{ МПа}$; 5–9 км	ПА А	Стабильное состояние РОВ, слабое обуглероживание, минимальная генерация битумоидов и газов

сы приобретают геологическое значение. Так, было подсчитано, что в одном только Восточно-Предкавказском элизионном бассейне майкопские глины в сравнительно небольшой отрезок времени в результате дегидратации выделили количество воды, вполне соизмеримое с объемом вод современного Каспийского моря.

Поровые воды осадочных толщ также способны при высоких температурах существенно увеличивать активность газоводных растворов. Известно, например, что взаимодействие сульфатных вод с газообразными УВ при $T = 100 \div 150^\circ\text{C}$, особенно в присутствии катализаторов, может привести к формированию абиогенного H_2S [Григорьев, 1954; Sakai, 1957; Tolande, 1960; Амурский и др., 1978].

Общая гипотетическая схема формирования газоводных растворов в морских глинистых толщах элизионных осадочно-породных бассейнов приведена на рис. 5, на котором показаны важнейшие изменения в составе РОВ и рассеянных в глинах карбонатов, а также представлена трансформа-

Общая потеря РОВ и соотношение генерирующихся производных, %		Важнейшие преобразования хлороформенного (ХБ) и спирто-бензольного (СББ) битумоидов РОВ
H ₂ O – 7,7 Битумоид – 4 CO ₂ – 2,6 H ₂ S – 1,4 УВгаз – 1,3 O ₂ – 0,8 NH ₃ – 0,2	18	Общее увеличение содержания ХБ и СББ в РОВ, %: $\beta_{ХБ} = 3 \div 8$, $\beta_{СББ} = 2 \div 6$. I этап: ведущим является процесс восстановления битумоидов, унаследованных от диагенеза. II этап: усиливается новообразование УВ, количество которых в битумоидах возрастает до 15%; находки остаточных битумоидов и рост содержаний С говорят о начале эмиграции
Нефть – 7,2 УВгаз – 1–2 Остаточный битумоид пород – 2,9 Воднорастворенное ОВ – 15,9–14,9	27	I этап: До глубины 2,8–3 км содержание битумоидов продолжает возрастать, %: $\beta_{ХБ} = 12$ (а иногда 18), $\beta_{СББ} = 10 \div 12$; возрастает доля УВ, увеличивается количество С, смол и асфальтенов. II этап: Состав битумоидов отражает преобладание эмиграции над генерацией, снижает общее количество битумоидов, в составе ХБ и СББ начинают преобладать гетероэлементы
CH ₄ – 9,1 CO ₂ – 2,3 H ₂ S – 0,4 N ₂ – 0,3 H ₂ – следы	12,1	Общее содержание битумоидов падает, %: $\beta_{ХБ} = 2 \div 4$, $\beta_{СББ} = 2 \div 2,5$, в групповом составе битумоида растет количество смол и асфальтенов
CO ₂ – 5,9 УВгаз – 0,4 H ₂ S – 0,1 H ₂ – следы	6,4	Содержание битумоидов стабильно, %: $\beta_{ХБ} = 4 \div 5$, $\beta_{СББ} = 3,5 \div 4$, состав их довольно постоянен

ция состава глинистых минералов в том виде, как она, очевидно, происходила в Восточном Предкавказье.

Стрелками обозначены компоненты, поступающие в поры глин, а в центральной части изображены изменения открытой пористости глинистых отложений в ходе прогрессирующих диагенетических и катагенетических преобразований.

Если схема верна, то на разных глубинах погружения и, следовательно, на разных термобарических уровнях одна и та же толща глинистых пород будет генерировать существенно различные газоводные растворы. До глубины 1,5–2 км из глин в песчаники и зоны разломов будут поступать углекисло-сероводородные флюиды. На глубине 2–4 км глинистая толща вступит в главную фазу нефтеобразования (ГФН) и начнет поставлять углеводороды, битумоиды и нефть. Затем на глубине 4–5 км из глин будут активно удаляться газообразные УВ, а еще ниже – углекисло-сероводородно-кремнистые растворы.

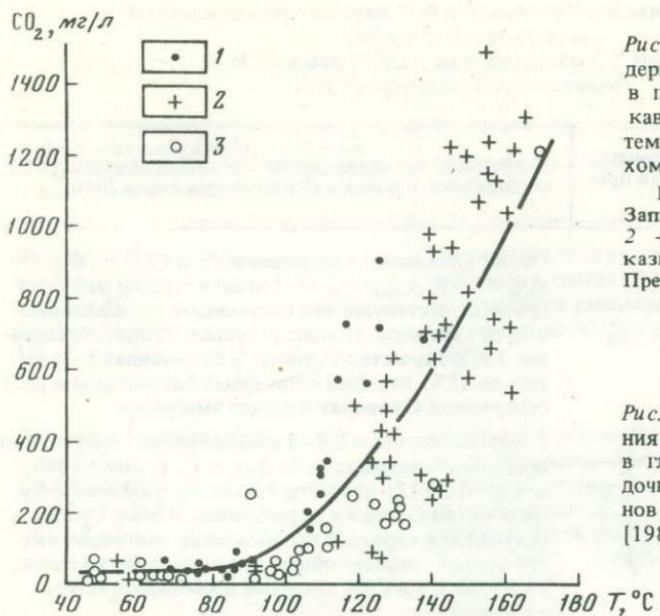
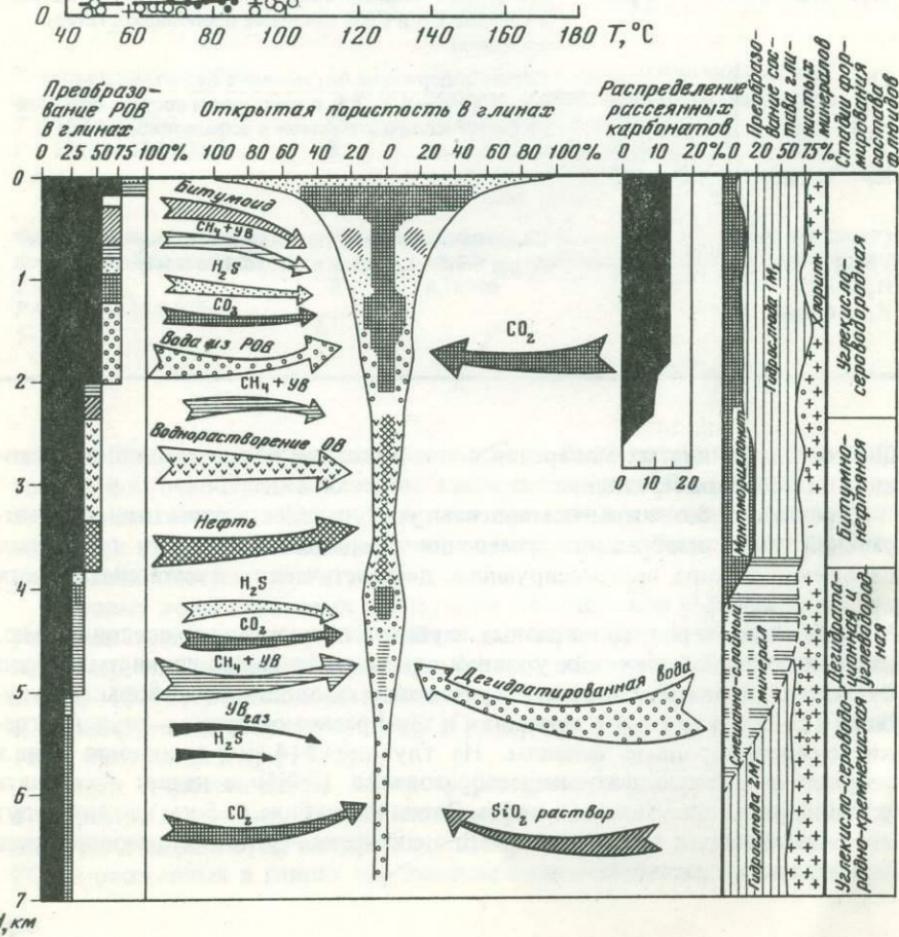


Рис. 4. Зависимость содержания свободной CO_2 в подземных водах Предкавказья от пластовой температуры [Киссин, Пахомов, 1969]

Воды по районам: 1 – Западное Предкавказье, 2 – Восточное Предкавказье, 3 – Центральное Предкавказье

Рис. 5. Схема формирования газоводных растворов в глинах элизионных осадочно-породных бассейнов (по В.Н.Холодову, [1982])

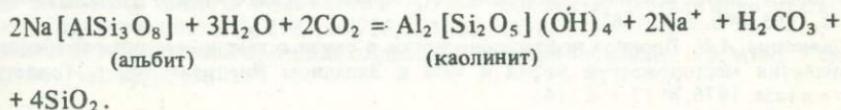


Само собой разумеется, что погружающиеся вместе с глинами песчаники подвергаются воздействию разных газоводных растворов в полном соответствии с выделенными стадиями. Вначале они получают углекисло-сероводородные термальные воды, затем битумоиды и нефть, газообразные УВ и вновь термальные воды, но несколько более сложного состава.

Следует подчеркнуть, что схема отражает сложное катагенетическое явление несколько упрощенно. Действительно, в реальных осадочно-породных бассейнах глубина тех или других преобразований сильно изменяется в зависимости от вариаций термобарических условий. Внесут свои очень важные коррективы и фациальные условия, и исходный состав глинистых толщ, а также проницаемость вышележащих глин, интенсивность тектонических движений и ряд других чрезвычайно трудно учитываемых факторов. Однако существование определенной последовательности в поступлении газоводных растворов при прогрессирующем погружении глин в область высоких температур и давлений сомнений не вызывает.

Иными словами, образование вторичных песчаных коллекторов при их погружении на большие глубины можно рассматривать следующим образом. Определяющая роль в этом процессе несомненно принадлежала тем углекислым растворам, которые образовывались преимущественно за счет гидролиза рассеянных в глинах карбонатов. Возможно, какое-то значение имела также кремнекислота, возникшая в результате разложения РОВ. Уплотнение порового пространства глинистых отложений сопровождалось интенсивным "выдавливанием" карбонатных растворов из глин в песчаники, напоминающим действие компрессора. В поровое пространство песчаного пласта углекислые растворы попадали из вмещающих глинистых толщ как со стороны кровли, так и со стороны подошвы. Здесь в непосредственной близости от контактов осуществлялась дегазация флюидов, а диффузия и проникновение CO_2 в центральные части коллектора сопровождались выпадением из раствора твердой фазы аутигенных карбонатов. В результате формировались две карбонатизированные зоны — у верхнего и нижнего контактов песчаников с глинами. Местами карбонатизация осуществлялась путем метасоматического замещения обломков полевых шпатов или кварца.

Концентрация значительных количеств углекислоты в центральных частях песчаного пласта и ее интенсивное латеральное перераспределение сопровождались разложением полевых шпатов и в первую очередь плагиоклазов. Это явление сопровождалось каолинитизацией пород. Процесс шел по известной схеме:



Возникавшие в этом процессе щелочи и сода переходили в поровые воды и стимулировали в непосредственной близости от участков с каолинитом цементом интенсивное растворение и коррозию кварца. Следует напомнить, что содовый катагенез чрезвычайно способствует растворению кварца и образованию вторичных пор, каверн и пустот, что хорошо показано А.И.Перельманом [1968], который впервые ввел это понятие в геологическую литературу.

Благодаря тому что поровая система песчаных пластов благоприятствовала развитию точечных геохимических обстановок, в песчаниках в непосредственной близости протекали очень сложные, часто взаимоисключающие и все еще полностью не объясненные процессы аутигенного минералообразования и соседствовали самые контрастные геохимические условия.

По мере погружения пластов-коллекторов в более глубокие области осадочно-породного бассейна поступление углекислых и углекисло-сероводородных растворов должно было постепенно ослабевать и в то же время усиливаться поступление битумоидов. Это — начало главной фазы нефтеобразования. В Восточно-Кубанской впадине, вероятно, именно с этим моментом связано формирование промышленных залежей нефти, газов и газоконденсатных скоплений, приуроченных к юрским и меловым песчаникам.

В заключение хотелось бы подчеркнуть, что, прежде чем песчаные пласти района Восточно-Кубанской впадины сделались нефтегазоносными, они были весьма интенсивно проработаны углекислыми растворами, и это обстоятельство существенно улучшило их коллекторские свойства даже на больших глубинах. Возможно, что в меньшей степени этот процесс продолжался и на более поздних стадиях развития осадочно-породных бассейнов.

Можно предположить, что описанные нами явления взаимодействия элизионных флюидов и терригенных пород-коллекторов являются широко распространенными не только в пределах западного Предкавказья; имеются все основания думать, что в ряде других осадочных бассейнов на территории Союза улучшение коллекторских свойств терригенно-глинистых толщ на больших глубинах также обусловлено естественным развитием элизионных систем и поступлением значительных количеств агрессивных углекислых флюидов из глин в более проницаемые песчаники и алевролиты.

ЛИТЕРАТУРА

Амурский Г.И., Гончаров Э.С., Соловьев И.Н., Жабрев И.П. Закономерности размещения и условия формирования залежей сероводородсодержащих газов. — Сов. геология, 1978, № 7, с. 3—16.

Григорьев С.М. О связи между составом и свойствами горючих газов. — Тр. Ин-та горючих ископ. АН СССР, 1954, т. 3, с. 41—51.

Добрынин В.М. Изменение максимальной первичной пористости песчаников на больших глубинах. — Геология нефти и газа, 1968, № 9, с. 44—49.

Дьяконов А.И. Геологические предпосылки поисков нефти и газа и план поисково-разведочных работ в причерноморской части Краснодарского края. — Геология нефти и газа, 1965, № 6, с. 32—36.

Дьяконов А.И. Прогноз нефтегазоносности в связи с тектоническими условиями размещения месторождений нефти и газа в Западном Предкавказье. — Геология нефти и газа, 1976, № 12, с. 8—14.

Егоян В.Л. Основные черты тектонической зональности мелового комплекса Западного Предкавказья. — Докл. АН СССР, 1962, т. 146, № 1, с. 167—170.

Егоян В.Л. О границе юры и мела. — В кн.: Вопросы стратиграфии верхней юры. М.: Недра, 1974, с. 137—140.

Зайцев И.К. Гидродинамика артезианских бассейнов в современную и минувшие геологические эпохи. — В кн.: Методика палеогидрогеологических исследований. Ашхабад, 1970, с. 53—61.

Карпова Г.В. О некоторых случаях аутигенной гидрослюдизации в терригенных отложениях. — Докл. АН СССР, 1965, т. 164, № 2, с. 422—425.

- Карцев А.А., Вагин С.Б., Басков Е.А.* Палеогидрография. М.: Недра, 1969. 151 с.
- Киссин И.Г., Пахомов С.И.* К геохимии углекислого газа в глубоких зонах подземной гидросферы. – Геохимия, 1969, № 4, с. 460–471.
- Копелиович А.В.* Эпигенез древних осадочных толщ юго-запада Русской платформы. М.: Наука, 1965. 312 с. (Тр. ГИП АН СССР; Вып. 121).
- Коссовская А.Г.* Минералогия терригенного мезозойского комплекса Вилюйской впадины и Западного Верхоянья. М.: Изд-во АН СССР, 1962. 206 с. (Тр. ГИН АН СССР; Вып. 63).
- Коссовская А.Г., Шутов В.Д.* Проблема эпигенеза. – В кн.: Эпигенез и его минеральные индикаторы. М.: Наука, 1971, с. 2–12. (Тр. ГИН АН СССР; Вып. 221).
- Логвиненко Н.В.* Постдиагенетические изменения осадочных пород. Л.: Наука, 1968. 91 с.
- Малинин С.Д.* Физико-химическая характеристика углекислых терм. – В кн.: Геохимические исследования в области повышенных давлений и температур. М.: Наука, 1965, с. 1–75.
- Мирчинк М.Ф., Крылов Н.А., Летавин А.И., Маловицкий Я.П.* Основные черты тектоники Предкавказья. – В кн.: Молодые платформы, их тектоника и перспективы нефтегазоносности. М.: Наука, 1965, с. 21–82.
- Митин Н.Е.* Верхнеюгорские и валанжинские аридные осадочные формации Северного Кавказа. – Докл. АН СССР, 1965, т. 157, № 6, с. 1362–1365.
- Митин Н.Е.* Размещение нефтяных, газоконденсатных и газовых залежей Западного Предкавказья в зависимости от термодинамических условий. – Геология нефти и газа, 1974, № 6, с. 22–25.
- Неручев С.Г., Трофимук А.А., Рагозина Е.А.* Основные этапы и количественная сторона генерации и эмиграции углеводородов из материнских пород. – В кн.: Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков. Новосибирск: Наука, 1976, с. 161–187.
- Перельман А.И.* Геохимия эпигенетических процессов: Зона гипергенеза. 3-е изд. М.: Недра, 1968. 331 с.
- Прошляков Б.К.* Вторичные изменения терригенных пород-коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1974. 232 с.
- Самойлов О.Я., Соколов Д.С.* Влияние ионов натрия и кальция на миграцию бора в подземных рассолах. – Докл. АН СССР, 1960, т. 6, с. 1428–1431.
- Соколов Д.С.* Основные условия развития карста. М.: Госгеолтехиздат, 1962. 255 с.
- Такеноучи С., Кеннеди Дж.К.* Бинарная система H_2O-CO_2 при высоких температурах и давлениях. – В кн.: Термодинамика постмагматических процессов. М.: Мир, 1968, с. 53–104.
- Хитаров Н.И., Малинин С.Д.* О равновесных фазовых отношениях в системе H_2O-CO_2 . – Геохимия, 1958, № 7, с. 678–679.
- Холовод В.Н.* Новое в познании катагенеза. II. Элизионный катагенез. – Литология и полез. ископаемые, 1982, № 5, с. 15–32.
- Энгельгардт В.Б.* Поровое пространство осадочных пород. М.: Недра, 1964. 230 с.
- Sakai H.* Fractionation of sulfur isotopes in nature. – Geochim. et Cosmochim. Acta, 1957, vol. 12, N 1/2, p. 150–169.
- Segnit E.R., Holland H.D., Biscardi C.J.* The solubility of calcite in aqueous solutions. I. The solubility in calcite in water between 750 and 200° at CO_2 , pressure up to 60 atm. – Geochim. et Cosmochim. Acta, 1962, vol. 26, p. 1301–1331.
- Toland W.G.* Oxidation of organic compounds with aqueous sulfate. – J. Amer. Chem. Soc., 1960, vol. 82, p. 156–175.

Г.Н.Доленко, А.Е.Киселев

**ЗОНЫ ВТОРИЧНОЙ ПОРИСТОСТИ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ –
ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ОБЪЕКТ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**

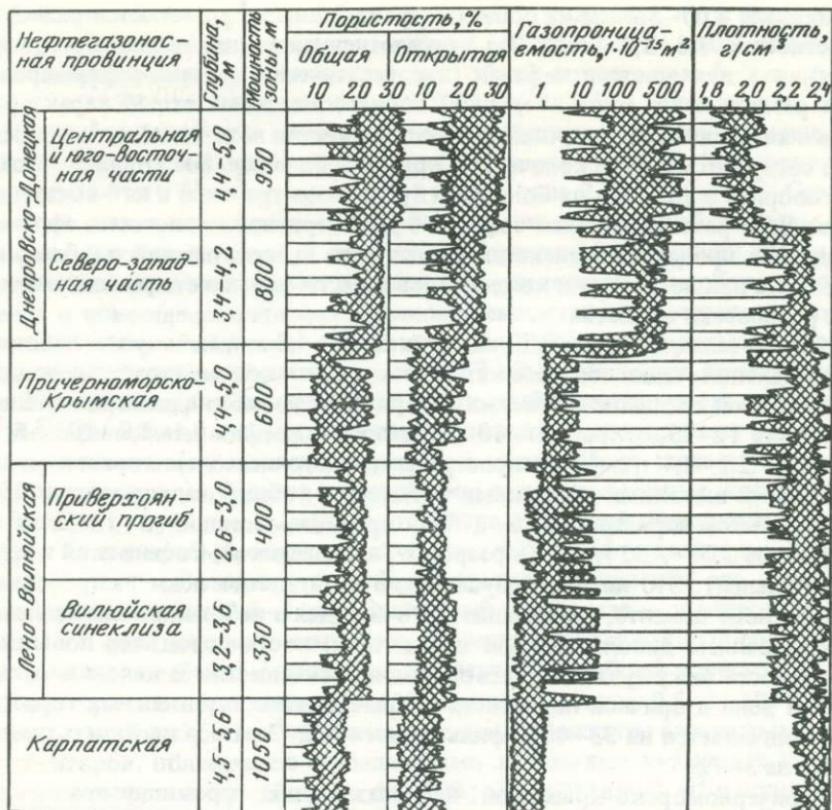
(на примере нефтегазоносных провинций

Украины и Восточной Сибири)

Изучение вторичной природной пористости является важной частью проблемы исследования коллекторов нефти и газа на больших глубинах [Прошляков, 1983]. Изучение ее дает веские основания для проведения доразведки отложений на больших глубинах в разрабатываемых нефтегазоносных провинциях. На основании обработки большого лабораторного материала по Днепровско-Донецкой, Карпатской, Причерноморско-Крымской и Лено-Вилуйской нефтегазоносным провинциям нами установлены: закономерно прогрессирующее ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов с погружением на большие глубины; глубинная зональность катагенетического преобразования терригенных пород и стадийной перестройки структуры порового пространства как следствие увеличивающейся жесткости геостатического давления и палеотемпературы недр; критические глубины природного существования поровой емкости и фильтрации алеврито-песчаных коллекторов; региональные зоны катагенетического новообразования вторичной пористости межгранулярных коллекторов при определенных термодинамических и физико-химических условиях дестабилизации равновесия; силы корреляционной связи физических параметров и их функциональное неравенство в глубинной зональности коллекторов, что позволяет разработать модель прогноза коллекторов нефти и газа на больших глубинах [Доленко и др., 1978, 1980, 1981, 1982а, б, 1983; Киселев, 1967, 1971].

Главные преобразования порового пространства и наиболее существенные ухудшения емкостно-фильтрационных свойств коллекторов происходят в зоне перехода между средней и поздней стадиями катагенеза, расположенной на глубинах: в Карпатской провинции – 3,8–4 км, в северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) – 3,5 км, в центральной и юго-восточной частях ДДВ – 4 км, в Причерноморско-Крымской провинции – 3 км, в Вилуйской синеклизе – 3 км и в Приверхоянском краевом прогибе – 2,9 км. Закрытие промышленной поровой емкости межгранулярных коллекторов устанавливается на глубинах: в Карпатах – 6,3 км, в северо-западной части ДДВ – 5,2 км, в центральной и юго-восточной частях ДДВ – 6,4 км, в Крыму – 5,1 км, в Вилуйской синеклизе – 3,7–4,2 км (иногда глубже 5 км) и в Приверхоянском прогибе – 3,2 км. Анализ глубинной зональности прогрессивного ухудшения коллекторов в указанных нефтегазоносных провинциях позволил установить явление катагенетического новообразования региональной зоны вторичной пористости межгранулярных коллекторов на больших глубинах.

В центральной и юго-восточной частях ДДВ на глубине 4,1–5 км в зоне позднего катагенеза среди общего ухудшения с глубиной седиментационной пористости от 19 до 11% развито более 12 горизонтов пород-коллекторов с резко повышенной открытой пористостью до 30–33% (рисунок). Эта повы-



1 2

Катагенетическое качество коллекторов на больших глубинах в нефтегазоносных провинциях Украины и Восточной Сибири

1 – вторичная пористость, плотность и проницаемость пород-коллекторов; 2 – сохранившаяся часть седиментационной пористости, плотности и проницаемости пород-коллекторов

шенная пористость коллекторов в разрезах многих месторождений и нефтеразведочных площадей (Артюховская, Котовская, Свиридовская, Тимофеевская, Анастасьевская, Распашновская, Опошнянская и др.) свойственна преимущественно нижнекарбоновым мелко- и среднезернистым кварцевым песчаникам, отличающимся небольшой карбонатностью или заметной разуплотненностью. Глубинная зона коллекторов с повышенной пористостью отчетливо выделяется также по другим физическим параметрам. В частности, в разрезах площадей обычно развиты две характерные зоны коллекторов с высокой проницаемостью на глубинах 3,3–3,6 и 4–4,9 км, первая из которых имеет пока невыясненную природу, вторая же хорошо сопоставляется с зоной повышенной пористости и генетически связана с региональным процессом формирования вторичных путей фильтрации. Здесь среди слабопроницаемых пород ($50-500 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$) развито десять горизонтов коллекторов с высокой фильтрацией – от 1 до $5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Подобную же картину показывают данные по плотности пород-коллекторов;

в интервале 4,05–5,2 км на общем ее фоне 2,1 г/см³ отмечаются разности с плотностью 1,8–2,0 г/см³. Эта разуплотненная толща коллекторов, перспективная для поисков нефти и газа, генетически связана с формированием региональной зоны вторичной пористости, для которой характерна различная величина остаточной водонасыщенности – одни породы-коллекторы содержат малое ее количество, другие – большое. Все это дает основание говорить о том, что на больших глубинах центральной и юго-восточной частей ДДВ развита мощная зона (950 м) вторичной пористости, сформированная в процессе позднекатагенетического выщелачивания карбонатного цемента при погружении коллекторов и дестабилизации термодинамического равновесия вещества.

В северо-западной части ДДВ на глубине 3,4–4,2 км, где породы находятся на начальной стадии позднего катагенеза, среди закономерно ухудшающихся с глубиной среднепалеозойских алеврито-песчаных коллекторов (общая пористость 12–23, открытая – 10–20%; проницаемость $0,1\text{--}1,0 \cdot 10^{-12}$ м²; плотность 2,1–2,4 г/см³) распространены многочисленные горизонты, отличающиеся высокими значениями параметров: общей пористостью до 19–28%, открытой пористостью 18–27%, проницаемостью $1\text{--}3 \cdot 10^{-12}$ м² и плотностью 2,01–2,32 г/см³ (в разрезах Таллалаевской, Софиевской и других площадей). Это явление обусловлено катагенетическим растворением карбонатного цемента, содержащегося в породах в небольших количествах, и образованием дополнительной открытой емкости пород, что повышает возможность аккумуляции углеводородных скоплений. В целом в региональной зоне вторичной пористости открытая емкость отдельных горизонтов увеличивается на 33–40%, фильтрация – в 2–3 раза, а плотность уменьшается на 3–7%.

В Причерноморско-Крымской нефтегазоносной провинции привлекает внимание зона пород-коллекторов, залегающая на глубине 4,4–5 км, где среди малоемких песчаников с открытой пористостью 5–7,5%, эффективной пористостью 3–5%, проницаемостью $2\text{--}19 \cdot 10^{-15}$ м² и плотностью 2,4–2,5 г/см³ развито десять горизонтов коллекторов с повышенными значениями указанных параметров (соответственно): 11–22%; 10–20%; $35\text{--}120 \cdot 10^{-15}$ м² и пониженней плотностью – 2,30–2,09 г/см³. Эта повышенная поровая емкость, развитая на ряде месторождений и нефтегазоносных площадей (Октябрьское, Джанкойское, Мошкаревское, Северо-Серебрянская, Авроровская и др.), свойственна в основном нижнемеловым мелко-, средне- и крупнозернистым кварцевым и полевошпатово-кварцевым песчаникам, содержащим небольшое количество карбонатного цемента и глинисто-алеврито-гравелитовых фракций. Анализ физических параметров рассматриваемой глубинной зоны показал, что под действием термодинамических условий (палеотемпература 175–200°C, пластовое давление 50–60 МПа) и повышенной реакционной способности углекислого и углеводородных газов образовавшаяся за счет выщелачивания карбонатного цемента вторичная открытая пористость увеличилась (относительно седиментационной) в 2–3, а эффективная – в 3–4 раза, проницаемость – в 2–6 раз, а плотность уменьшилась на 8–13%. Следовательно, глубинная зона позднекатагенетической вторичной пористости Причерноморско-Крымской нефтегазоносной провинции является дополнительным природным резервуаром, перспективным для поисков нефти и газа.

В Карпатской нефтегазоносной провинции вторичная катагенетическая пористость развита в интервале глубин 4,55–5,6 км, где среди палеогеновых алеврито-песчаных коллекторов с общей пористостью 5–7 и открытой – 3–5%, проницаемостью до $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и плотностью 2,45–2,50 г/см³ наблюдаются многочисленные горизонты с заметно повышенной общей пористостью до 11–18%, открытой пористостью 8–16%, проницаемостью $1-9 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и пониженней плотностью 2,30–2,39 г/см³. Сравнительный анализ показал, что среди рассмотренных провинций Украины зона вторичной катагенетической пористости Карпатской провинции отличается наименьшей масштабностью процессов выщелачивания карбонатного цемента и новообразования фильтрационно-емкостного пространства пород, что обусловлено здесь пониженней природной жесткостью термодинамических условий глубинного катагенеза – на 7 км органическое вещество находится лишь на жирной и переходной к коксовой стадиях мезокатагенеза.

Лено-Вилуйская нефтегазоносная провинция, расположенная на востоке Сибирской платформы, характеризуется существенно иными условиями седиментации и катагенеза мезозойских алеврито-песчаных коллекторов на больших глубинах. В связи с этим зона вторичной пористости располагается на значительно меньших глубинах, чем в нефтегазоносных провинциях Украины. В частности, в Приверхоянском прогибе она находится в интервале глубин 2,6–3 км, Вилуйской синеклизы – в интервале 3,2–3,6 км. В зоне позднего катагенеза рассматриваемых районов среди ухудшающихся с глубиной малоемких коллекторов с общей пористостью 10–20%, открытой пористостью 8–13%, проницаемостью $0,5-1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и плотностью 2,4–2,5 г/см³ развиты отдельные горизонты алеврито-песчаных коллекторов, обладающие повышенными значениями указанных параметров (соответственно): 15–23%; 14–19%; $30-200 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и пониженней плотностью 2,15–2,30 г/см³. Отметим, что распространенные в Восточной Сибири глубинные процессы новообразования вторичной пористости свойственны в большей мере породам-коллекторам Приверхоянского прогиба, нежели Вилуйской синеклизы.

В целом сравнительные исследования показали, что процессы формирования вторичной катагенетической пористости в нефтегазоносных отложениях Украины и Восточной Сибири характеризуются различными масштабами новообразования, степень которого соответственно уменьшается в следующем порядке: центральная и юго-восточная части ДДВ–северо-западная часть ДДВ–Причерноморско-Крымская провинция–Приверхоянский прогиб–Вилуйская синеклиза–Карпатская провинция. Во всех изученных регионах в определенных глубинных зонах развиты многочисленные пласти-коллекторы, характеризующиеся повышенными величинами открытой пористости (до 20–30%), эффективной пористости (до 10–20%), проницаемости (до $0,12-5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$) и пониженней плотностью (1,8–2,3 г/см³), т.е. в зонах вторичной пористости коллекторские свойства возрастают в 2–4 раза, а плотность уменьшается на 3–13%. Это улучшенное качество аномальной пористости коллекторов целого ряда месторождений свойственно палеозойским, мезозойским и палеогеновым разнозернистым кварцевым и полевошпатово-кварцевым песчаникам, характеризующимся небольшой карбонатностью и заметной разуплотненностью.

Хорошая согласованность различных физических параметров убеждает

в том, что на больших глубинах изученных нефтегазоносных провинций развиты мощные зоны (350–1000 м) вторичной пористости, обусловленные катагенетическим выщелачиванием карбонатного цемента под агрессивным действием CO_2 , CH_4 и других УВ в водорастворенной фазе, мигрировавших по разломам и трещинам со сверхбольших глубин в глубокопогруженные зоны малоемких коллекторов с нарушенной стабильностью термодинамического равновесия (пaleотемпература 150–200°C, давление 60–70 МПа). В этих природных условиях карбонатные минералы легко переходя в пластическое состояние и быстро растворяются. Природа агрессивных флюидов имеет комплексный биогенный и abiогенный характер, а их соотношение между собой фиксируется глубиной новообразования вторичной пористости.

В формировании вторичной пористости участвуют также каолинизация глинистых минералов, микротрециноватость, доломитизация и другие литолого-минералогические факторы. Наряду с основными глубинными зонами вторичной пористости подобные емкостные новообразования, но в меньших масштабах развиты также выше и ниже по разрезу, особенно в переходной зоне среднего и позднего катагенеза.

Главными критериями потенциального прогноза вторичной пористости на больших и сверхбольших глубинах являются: присутствие в разрезе отдельных горизонтов с повышенной пористостью, проницаемостью и разуплотненностью пород на общем фоне закономерного ухудшения коллекторов с глубиной; благоприятные трансгрессивно-морские алеврито-песчаные фации с небольшой карбонатностью (12–15%); мономинеральный кварцевый состав и однородный по простирию медианный диаметр зерен алеврито-песчаных коллекторов, а также малое содержание кальцитового и каолинитового цемента; наличие в провинции конседиментационной складчатости, дизъюнктивных дислокаций и значительной микротрециноватости.

В глубинных зонах вторичной пористости Днепровско-Донецкой, Причерноморско-Крымской и Карпатской нефтегазоносных провинций открыты многочисленные нефтегазовые залежи. В Лено-Вилуйской провинции отмечены пока единичные нефтегазовые скопления. Суммарное количество этих залежей и их дебиты соответственно уменьшаются следующим образом: центральная и юго-восточная части ДДВ–Причерноморско-Крымская провинция–Карпатская провинция, т.е. продуктивность рассматриваемых глубинных зон полностью соответствует охарактеризованной масштабности формирования вторичной пористости в каждой нефтегазоносной провинции. Таким образом, распространенные на больших глубинах в нефтегазоносных провинциях Украины и Восточной Сибири мощные зоны вторичной пористости являются перспективными объектами для поисков скоплений нефти и газа, особенно в тех районах, где широко развиты дизъюнктивные дислокации и микротрециноватость пород.

ЛИТЕРАТУРА

Доленко Г.Н., Киселев А.Е., Богданец А.Т. и др. Закономерности изменений поровых коллекторов и их нефтегазоности в Причерноморско-Крымской провинции до глубины 5 км. – Геол. журн., 1983, т. 43, № 1, с. 1–19.

Доленко Г.Н., Киселев А.Е., Гурджий Д.В. Закономерности изменений грануляр-

ных коллекторов нефти и газа на больших и сверхбольших глубинах в Предкарпатском прогибе. – Геол. журн., 1978, т. 38, № 5, с. 1–11.

Доленко Г.Н., Киселев А.Е., Гурдзий Д.В. Корреляционная связь физических параметров нефтегазовых коллекторов и ее глубинная зональность до 7 км: На примере Предкарпатского прогиба. – В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. М.: МИНХИГП, 1980, с. 233–238.

Доленко Г.Н., Киселев А.Е., Крикоша В.А. и др. Закономерности изменений гранулярных коллекторов и их нефтегазоносности в Днепровско-Донецкой впадине до глубины 7 км: Центральная и юго-восточная части. – Геол. журн., 1982а, т. 42, № 5, с. 10–19.

Доленко Г.Н., Киселев А.Е., Кульчицкий Я.О. и др. Роль разломов глубокого заложения и блоковых движений в формировании коллекторов нефти и газа. – В кн.: Происхождение нефти и газа, их миграция и закономерности образования размещения нефтяных и газовых залежей. Львов, 1981, ч. 1, с. 138–140.

Доленко Г.Н., Киселев А.Е., Лагола П.М. и др. Закономерности изменений гранулярных коллекторов и их нефтегазоносности в северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины до глубины 5,5 км. – Геол. журн., 1982б, т. 42, № 6, с. 24–32.

Киселев А.Е. Закономерности изменений нефтегазовых коллекторов в мезозойских отложениях Вилойской синеклизы и Приверхоянского краевого прогиба. – Сов. геология, 1967, № 7, с. 27–37.

Киселев А.Е. Литология и коллекторские свойства мезозойских отложений Лено-Вилойской нефтегазоносной провинции. М.: Недра, 1971. 224 с.

Прошляков Б.К. Роль пород-коллекторов при прогнозе нефтегазоносности глубокозалегающих пород. – Изв. АН СССР. Сер. геол., 1983, № 2, с. 116–125.

УДК 553.98.061.4.082 : 551.73 (470.4)

А.К.Замаренов, М.Г.Шебалдина, Д.Л.Федоров, С.В.Яцкевич

**ФОРМАЦИОННЫЙ АНАЛИЗ
ПОДСОЛЕВЫХ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ –
ОСНОВА ДЛЯ РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГНОЗА КОЛЛЕКТОРОВ**

Важнейшим аспектом регионального прогноза коллекторов, как убеждает нас опыт работ по территории Прикаспийской впадины и ее обрамления, следует считать формационный анализ с составлением соответствующих седиментационных моделей и литолого-формационных профилей. Указанные геологические документы позволяют выявить закономерности пространственного размещения на изучаемой территории разрезов различных литологических типов и наметить по первично-седиментационным условиям благоприятные зоны развития терригенных и карбонатных коллекторов. Для относительно небольших глубин с малой степенью катагенетических преобразований этот прогноз достаточно ясен, но для больших глубин определение первично-седиментационных условий является основой для установления закономерностей постседиментационных изменений пород-коллекторов.

За последние годы авторами составлена целая серия седиментационных моделей Прикаспийской впадины и ее обрамления от живетского века до ранней перми включительно. Для терригенного среднего девона удалось создать модели по продуктивным в Нижнем Поволжье морсовским, воробьевским, ардатовским слоям и, что не менее важно, по одному из законченных седиментационных ритмов девона с трансгрессивной и регрес-

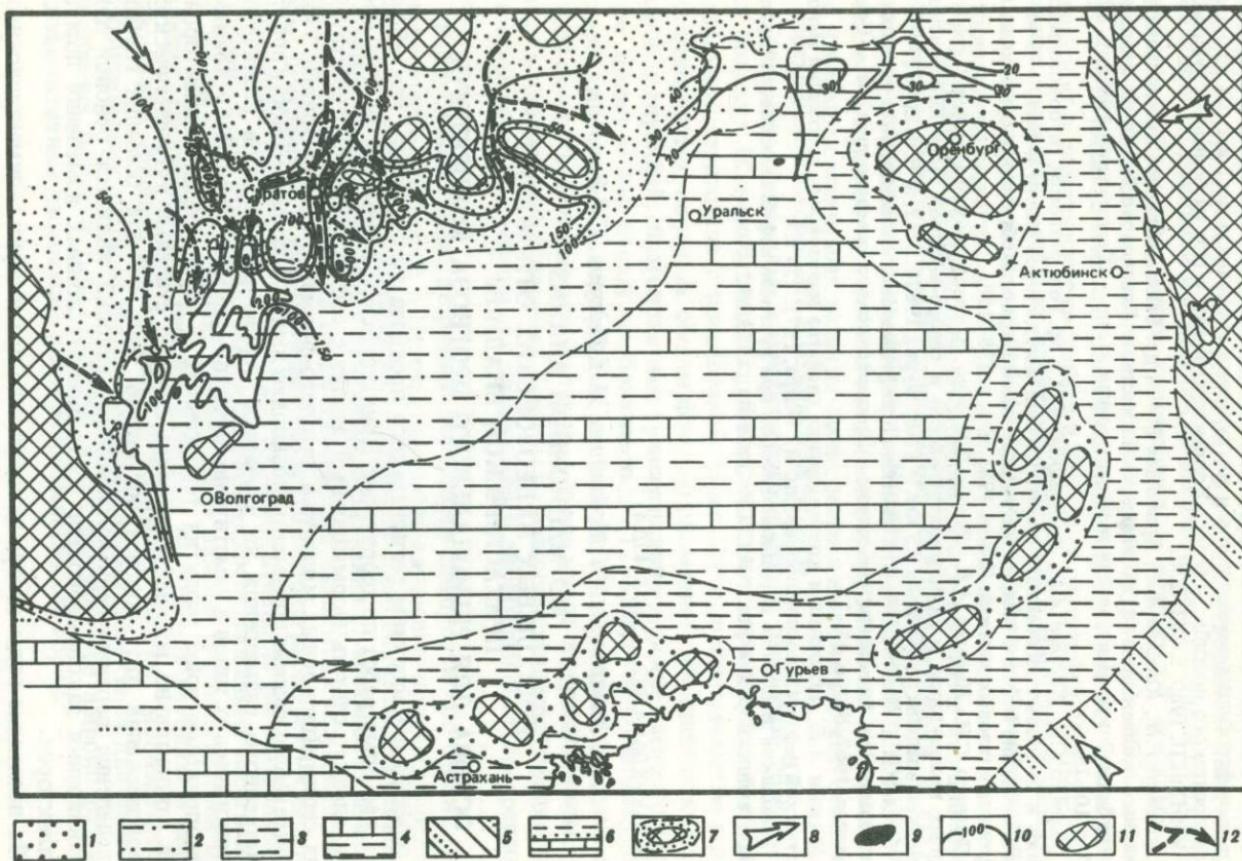


Рис. 1. Карта формационных парагенезов пা�шийских отложений Прикаспийской впадины и ее обрамления

Платформенная континентально-морская терригенная формация: 1 – аллювиально-дельтовая средне-мелкообломочная субформация; 2 – мелководно-морская мелко-тонкообломочная субформация; 3 – платформенная морская удаленная терригенная формация; 4 – платформенная морская терригенно-карбонатная формация; 5 – миогеосинклинальная морская терригенная формация; 6 – субплатформенная морская терригенно-карбонатная формация; 7 – песчаные шлейфы по периферии островных суш; 8 – направление сноса обломочного материала; 9 – нефтяные и газовые месторождения; 10 – изопахиты, м; 11 – зоны отсутствия пা�шийских отложений; 12 – направление распределительных протоков

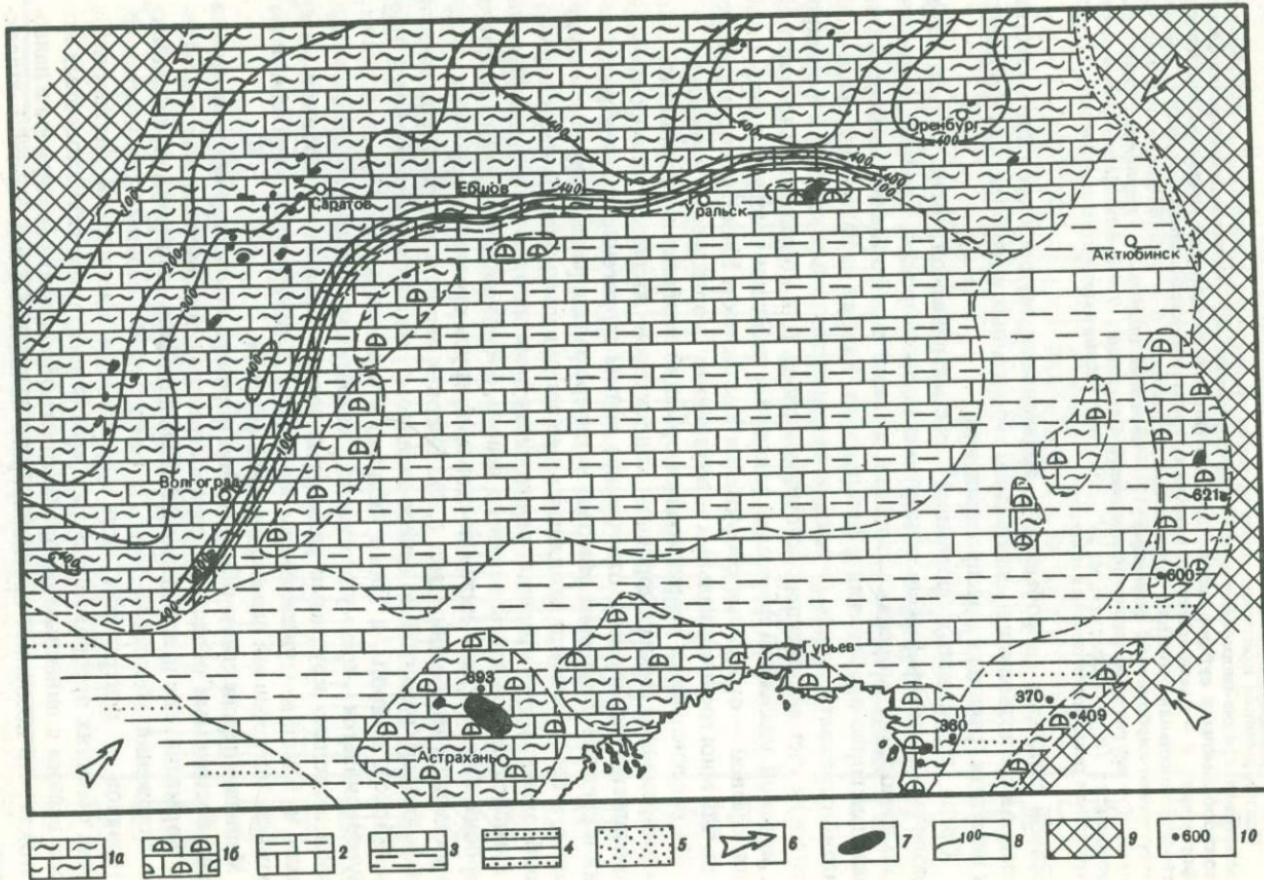
сивной стадиями (воробьевские, ардатовские, мулинские слои). Эти исследования позволили выявить типы терригенных и карбонатных формаций и наметить границы их распространения.

Среди терригенных формаций¹ рассматриваемой части разреза нами различаются платформенные: континентально-морская, краевая континентально-морская, морская удаленная, а также платформенно-миогеосинклинальные: горно-прибрежная и флишоидная. Каждая из названных выше формаций отражает специфику тектоно-седиментационных условий и формировалась за счет ей присущих источников сноса. Для континентально-морской и морской удаленной формаций таковыми являлись выступы платформы, для краевой – орогенные сооружения Уральских и Южноэмбенских варисцид, для миогеосинклинальных – внутренние "кордильеры" варисцид.

Из перечисленных терригенных формаций наиболее благоприятной для формирования емких поровых коллекторов является платформенная континентально-морская, отвечающая этапам терригенного осадконакопления в среднем и верхнем палеозое на северо-западе рассматриваемой территории, и в особенности входящая в нее аллювиально-дельтовая средне-мелкообломочная субформация, выделяемая нами на ряде этапов (пা�шийский и кымовский горизонты верхнего девона, бобриковский горизонт нижнего карбона, башкирский–нижнемосковский ярусы среднего карбона) в составе указанной формации (рис. 1, 2). Высокая емкость коллекторов данной субформации, развитой по северо-западному, западному обрамлению Прикаспийской впадины, а также частично в примыкающих бортовых зонах, обусловливается преимущественно кварцевым составом обломочных пород, довольно крупными размерами зерен, хорошей сортировкой материала и заметным увеличением мощности в русловых и авандельтовых протоках погребенной палеодренажной системы.

Меньшие перспективы обнаружения поровых коллекторов связываются с юго-восточными областями распространения рассматриваемой терригенной формации, где преобладающее значение в разрезе приобретают глинистые отложения (бортовая зона Прикаспийской впадины, для некоторых интервалов – центральная часть последней и Сарпинский мегапрогиб). В этих областях предполагается развитие относительно глубоководных конусов выноса с линейным распределением обломочного материала в палеопротоках, что позволяет прогнозировать появление в них поровых коллекторов.

¹ Данная классификация формаций не является общепринятой и не согласуется с приведенными в данной статье литолого-фациальными формациями. – Прим. ред.



Вторая из платформенных терригенных формаций — морская удаленная — наиболее четко различается для пашийского этапа девонского осадконакопления и охватывает территорию Соль-Илецкого свода и Астраханско-Актюбинскую зону краевых поднятий. Наиболее перспективными участками для обнаружения здесь емких поровых коллекторов являются так называемые песчаные шлейфы по периферии островных суш, роль которых, по нашим представлениям, играли выходившие из-под уровня моря участки отмеченной полосы выступов фундамента.

Краевая континентально-морская терригенная формация (нижнепермская сероцветная моласса) выполняет в основном краевые прогибы Уральских и Южно-Эмбенских варисцид на восточной и юго-западной периферии Прикаспийской впадины. В связи с резко выраженным полимиктовым составом обломочных пород содержание в ней достаточно емких поровых коллекторов оценивается невысоко. Однако по периферии мелководных конусов выноса, где улучшается сортировка обломочного материала и возрастает степень минералогической зрелости терригенных пород, наблюдается появление коллекторов со значениями общей пористости до 12–16%. Поэтому при прогнозе коллекторов на территории распространения данной формации особое внимание следует уделять тщательным палеогеографическим и палеогеоморфологическим реконструкциям.

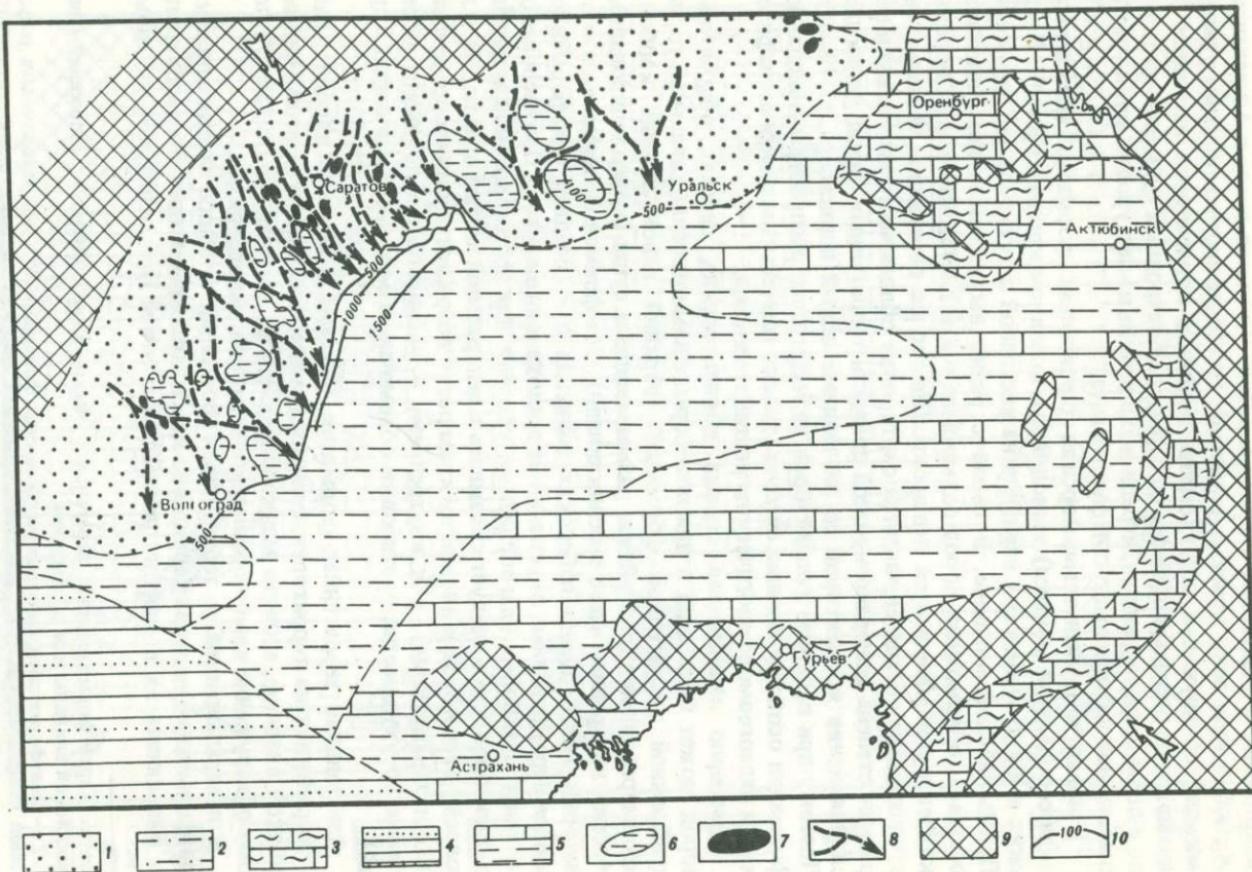
Примерно аналогичная оценка коллекторских свойств обломочных пород может быть дана и для платформенно-миогеосинклинальной горно-прибрежной терригенной формации (верхний девон–нижний карбон), сформированной также вблизи размывающейся суши (консолидированные участки внутренней части геосинклинали). Эта формация приурочена к периферии Урало-Южно-Эмбенских варисцид и к соседней платформенной полосе перикратонных опусканий на востоке и юго-востоке Прикаспийской впадины. Наиболее благоприятные условия для формирования поровых коллекторов здесь следует связывать с центральной частью платформенной полосы, от которой к внешнему краю резко возрастает глинистость разреза (площадь Тортколь), а к внутреннему — увеличивается полимиктовость и заметно ухудшается сортировка обломочного материала (площадь Тортай).

Флишоидная терригенная формация (средний и верхний карбон), распространенная на территории юго-западного и восточного бортов Прикаспийской впадины, сложена мелкообломочными породами и глинами, и потому обнаружение в ней поровых коллекторов маловероятно.

В латеральном ряду терригенных формаций большое место занимает платформенная морская терригенно-карбонатная формация, последовательно сменяющая их в сторону центральных частей Прикаспийской впадины.

Рис. 2. Карта формационных парагенезов окско-нижнебашкирских отложений Прикаспийской впадины и ее обрамления

1 — платформенная слоистая карбонатная формация (а), сопровождаемая рифогенной субформацией (б); 2 — платформенная морская глубоководная кремнисто-глинисто-карбонатная формация; 3 — платформенная морская терригенно-карбонатная формация; 4 — платформенно-миогеосинклинальная морская терригенная формация; 5 — парагенез миогеосинклинальных морских карбонатно-терригенной, флишевой и аспидной формаций; 6 — направление сноса обломочного материала; 7 — залижи нефти и газа; 8 — изопахиты; 9 — зона отсутствия отложений; 10 — скважина глубокого бурения, мощность отложений (в м)



В пограничных зонах с терригенными формациями она может содержать отдельные горизонты коллекторов, а на удалении по мере нарастания глинистости и карбонатности разреза, вероятно, будет играть роль генерирующей толщи.

В карбонатной части разреза подсолевого палеозоя рассматриваемой территории различается также целый ряд формаций (слоистая мелководная карбонатная и сульфатно-карбонатная, лагунная карбонатная, морская карбонатная, морская глубоководная кремнисто-глинисто-карбонатная), из которых и по первично-седиментационным условиям, и по характеру катагенетических преобразований наиболее благоприятной для формирования поровых коллекторов является мелководная карбонатная формация и особенно сопровождающая ее рифогенная субформация. Доля эффективной мощности коллекторов последней достигает 70–80% (рис. 3). Данная формация, характерная главным образом для карбонатных шельфов девона, карбона и ранней перми, обрамляющих с севера и запада Прикаспийскую впадину, встречается и в пределах самой впадины в ареале других формаций (морской карбонатной, морской терригенно-карбонатной, глубоководной кремнисто-глинисто-карбонатной), где она связана с участками крупных поднятий. Выраженность в рельфе морского дна этих поднятий способствовала созданию благоприятных батиметрических и экологических условий для мелководной карбонатной седиментации и активного биогермообразования.

Имеющиеся в настоящее время данные показывают, что карбонатные мелководные толщи на подсолевых поднятиях Прикаспийской впадины либо составляют крупные пластовые тела (отложения карбона Астраханского свода, Темиро-Жаркамысской приподнятой зоны), либо образуют ясно выраженные органогенные постройки островного типа Тенгизского поднятия, нижнепермские отложения Караганака). Эти же данные свидетельствуют о довольно широком интервале нефтегазоносности мелководных карбонатных отложений (нижний карбон–нижняя пермь) и позволяют высоко оценить перспективы открытия здесь новых месторождений на аналогичных участках в других частях карбонатного разреза.

На Астраханском своде новым объектом, как считают многие исследователи, должен быть верхнедевонско-нижнекаменноугольный карбонатный комплекс, и особенно, по нашему мнению, его средне-верхнефранская часть, где предполагается появление основных органогенных построек и связанных с ними залежей нефти и газа. Кроме этого, на данном поднятии должны быть развиты мелководные карбонатные толщи в среднем девоне (морсовые, муллинские слои), в которых также могут быть встречены промышленные скопления углеводородов (УВ).

Рис. 3. Карта формационных парагенезов верхнебашкирско-нижнемосковских отложений Прикаспийской впадины и ее обрамления

1, 2 – платформенная континентально-морская терригенная формация: 1 – аллювиально-дельтовая средне-мелкообломочная субформация, 2 – мелководно-морская мелко-тонкообломочная субформация; 3 – платформенная мелководная слоистая карбонатная формация; 4 – платформенно-миогеосинклинальная морская терригенная флишоидная формация; 5 – платформенная морская терригенно-карбонатная формация; 6 – участки развития глинистых отложений, приуроченных к отмелям; 7 – нефтяные и газовые месторождения; 8 – распределительные протоки; 9 – зоны отсутствия отложений; 10 – изопахиты

С теми же верхнедевонско-нижнекаменноугольным и визейско-башкирским мелководными карбонатными комплексами будет, по-видимому, связана промышленная нефтегазоносность соседней (к востоку) Северо-Каспийской приподнятой зоны.

На Каратон-Тенгизском приподнятом блоке новым поисковым объектом должны быть мелководные средне-верхнедевонские отложения и особенно средне-верхнефранцеские породы, в которых, как и на Астраханском своде, наиболее вероятно развитие органогенных построек.

На обширной площади Темиро-Жаркамысской приподнятой зоны, включая и Жанажольский вал, основным перспективным комплексом следует считать верхневизейско-башкирские отложения. Эта толща пород получила здесь широкое распространение вплоть до западного крыла Кокпектинской складки в Западном Примугоджарье и представлена типичными мелководными карбонатными отложениями. Более молодая толща мелководных карбонатных пород (московско-касимовская часть подсолевого разреза), с которой связаны продуктивные горизонты Жанажольского месторождения, имеет небольшое площадное распространение, ограничиваясь, по существу, структурами Жанажольского вала (площади Жанажол, Синельниковская, Луговская и др.) (см. рис. 1).

Крупным участком мелководного карбонатообразования представляется территория Кининского и Жилянско-Петропавловского поднятий на востоке Актюбинского Приуралья. Здесь в доорогенном этаже на разных уровнях девона и карбона возможно развитие мелководных известняков и органогенных построек, с которыми могут быть связаны промышленные скопления нефти и газа.

На поднятиях северной окраины Прикаспийской впадины, как свидетельствуют материалы по Караганакскому месторождению, основными перспективными толщами являются нижнепермские биогермные и визейско-башкирские мелководные карбонатные отложения, прогнозируемые на территории всего Троицкого вала.

В западной части Прикаспийской впадины наиболее крупной зоной развития мелководных карбонатных отложений в подсолевом палеозое было, вероятно, Джаныбекское поднятие. На этой обширной площади согласно серии составленных авторами формационных карт предполагается наличие девонских, каменноугольных и нижнепермских карбонатных мелководных толщ и развитие органогенных построек. Приведенный материал позволяет констатировать, что наибольшая вероятность обнаружения емких поровых коллекторов в подсолевом палеозое Прикаспийской впадины и, следовательно, перспективы открытия новых месторождений нефти и газа следует связывать главным образом с площадями развития мелководной карбонатной формации и в особенности рифогенной субформации.

На окраинах данного региона уже в настоящее время есть такие площади и объекты, поисковое бурение на которых должно выявить промышленные скопления УВ. Вполне возможно, что и во внутренних частях Прикаспийской впадины появятся участки, благоприятные для развития мелководной карбонатной формации, которые будут также представлять большой поисковый интерес.

Б.К. Прошляков, Ю.Г. Пименов, Т.И. Гальянова, С.М. Рахман

**ПОДСОЛЕВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ –
УНИКАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ
НЕФТИ И ГАЗА**

Высокие перспективы нефтегазоносности подсолевых палеозойских отложений Прикаспийской впадины в настоящее время ни у кого не вызывают сомнений. Глубина залегания этих отложений во впадине варьирует от первых сотен метров (Западное Примугоджарье) до 12–14 км и более (Центрально-Прикаспийская депрессия). К настоящему времени подсолевой разрез вскрыт скважинами лишь в бортовых зонах в полосе шириной до 60 км в стратиграфическом интервале от нижней перми до девона.

Подсолевой комплекс восточной части Прикаспийской впадины сложен разнофациальными терригенными и карбонатными осадочными образованиями суммарной мощностью более 5000 м. Он представлен всеми разностями пород – от конгломератов до глин и от известняков до доломитов. Палеозойское осадконакопление происходило в основном в мелководном морском бассейне (первые десятки метров), хотя некоторые участки были относительно глубоководными (до 100–300 м). По геологическим и литологическим признакам выделяются следующие фациальные зоны: прибрежно-морская, шельфовая, относительно глубоководная и горно-прибрежная. Размещение и расстояние источников сноса от областей накопления существенным образом влияли на формирование терригенных и карбонатных осадков. Анализ литологических особенностей пород подсолевого комплекса позволяет разделить источники сноса на местные, расположенные в пределах восточной части впадины, и удаленные. К первым относятся крупные поднятия, например в Астраханско-Актюбинской зоне поднятий, где в предпермское время размывались отложения верхнего и почти всего среднего карбона, ко вторым – орогенные сооружения и внутренние "кордильеры" Уральских и Южных варисцид. Если местные источники осадочного материала были поставщиками преимущественно карбонатного материала, то внешние – терригенного, а в отдельные этапы геологической истории – и вулканогенного материала. Таким образом, геологические условия развития территории определяли литологический облик и мощность отложений.

В северной бортовой зоне Прикаспийской впадины, равно как и на юге последней, в пределах сводовых поднятий (Астраханского, Северо-Каспийского и Приморского) подсолевой комплекс сложен в основном карбонатными отложениями, представленными биоморфными, биоморфнодетритовыми, биохемогенными и хемогенными известняками.

Среди биоморфных известняков присутствуют водорослевые, водорослево-фораминиферовые, мшанково-водорослевые с детритом разнообразной фауны. Водоросли имеют разный видовой состав: синезеленые, багряные, кодиевые, сифонеи. Некоторые из них в бортовых зонах впадины (площади Западно-Тепловская, Караганак, Тенгиз и др.) являются рифостроителями. Известняки с преобладанием детритового материала

выделяются как биоморфно-детритовые. Карбонаты хемогенного происхождения включают оолитовые и зернистые известняки, а также доломиты.

В восточной и юго-восточной бортовых зонах впадины в подсолевом комплексе преобладают сероцветные терригенные породы, представленные всеми разностями — от конгломератов до алевролитов. Эти породы слагают пласты мощностью до 100 м, а в отдельных районах и более (площадь Терескен и др.). Кластический материал их представлен преимущественно кварцем, полевыми шпатами, обломками кремнистых, эфузивных и других пород. Состав цемента пород карбонатный, глинистый и нередко смешанный; тип цемента поровый, контактный, базальный и смешанный.

Глинистые породы подсолевого комплекса представлены глинами и аргиллитами обычно темно-серыми, черными, слоистыми, алевритистыми, известковистыми. Они слагают пласты и толщи мощностью от единиц до 200–300 м. Аргиллиты составляют до 80% всего объема глинистых пород. Глинистый материал представлен преимущественно гидрослюдой (до 40%), хлоритом (до 35–40%) и смешанослойными образованиями (до 20–25%) монтмориллонит-гидрослюдистого состава, среди которых на долю набухающих компонентов приходится 5–20%. Иногда отмечается каолинит.

Как известно, литологические признаки и физические свойства пород закладываются уже на стадии седиментогенеза, а затем в результате постседиментационных процессов они претерпевают преобразования, часто существенные. В работах многих исследователей выясняются причины, обстановки и последствия изменений пород на малых и умеренных глубинах (до 3–4 км). Менее изучены вторичные изменения на больших глубинах (более 4 км). Это в значительной степени обусловлено отсутствием достаточного количества каменного материала. В связи с этим породы подсолевого комплекса Прикаспийской впадины, вскрытые бурением, представляют для научных исследований уникальный объект.

Литологические и петрофизические исследования кернового материала показывают, что постседиментационные изменения подсолевых пород имеют много общего с надсолевыми, но вместе с тем конечные результаты вторичных преобразований в них существенно иные. Значительное влияние на преобразование пород подсолевого комплекса оказала соленосная толща кунгурского яруса нижней перми, мощность которой в ряде районов впадины достигает нескольких километров. Например, мощность сульфатно-галогенных пород Челкарского соляного массива на огромной площади достигает 8–10 км. Влияние соленосной толщи на облик подстилающих отложений многообразно. Оно проявляется в изменении структурно-текстурных признаков пород, формы и типов контактов между обломочными зернами, в количестве и типе цемента, в появлении минеральных новообразований и во многом другом.

Как известно, в песчано-алевритовых породах по мере увеличения глубины их залегания до 2 км и более точечные контакты между зернами сменяются постепенно конформными и инкорпорационными. Все это характерно для надсолевых отложений Прикаспийской впадины. В породах, залегающих непосредственно под соляными куполами и массивами, даже на глубинах 4,5–5 км развиты преимущественно точечные контакты (до 50–60% от общего количества контактов), конформные встречаются

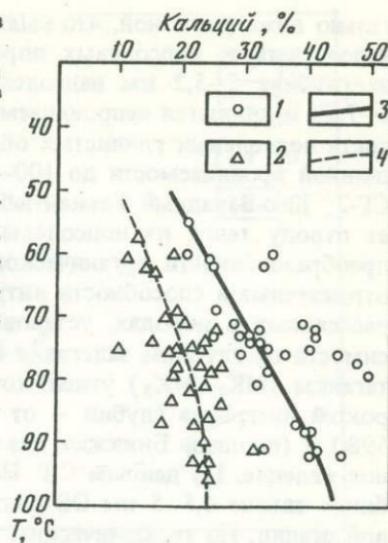
Рис. 1. Зависимость содержания кальцита в терригенных породах от температуры

1 — песчаники; 2 — глины и аргиллиты; линии средних значений содержания кальцита в породах: 3 — песчаных, 4 — глинистых

редко. Число контактов на одно зерно в них обычно составляет не более 3—4. Подобное явление объясняется, во-первых, меньшим литостатическим давлением толщи каменной соли, чем сходной по мощности толщи других осадочных пород, во-вторых, тем, что количество контактов и развитие структур растворения регламентируются наличием под соляными толщами аномально высоких пластовых давлений (АВПД), не позволяющих возникать высоким давлениям в точках соприкосновения обломочных зерен. Подобные песчано-алевритовые образования характеризуются слабой уплотненностью ($K_\sigma = 0,85 \div 0,86$), незначительной твердостью (P_w — до $(70 \div 80) \cdot 10^7$ Н/м²), высокими пластичностью ($K_{pl} = \infty$), пористостью (K_p^o — до 17%) и газопроницаемостью (K_{pr} — до $1,5 \cdot 10^{-12}$ м²).

Исследование распределения вторичного кальцита в терригенных породах показало, что на глубинах выше 2—3 км, там, где температура достигает 50—60°C, происходит постепенное повышение содержания этого материала, независимо от положения песчано-алевритовых отложений над или под толщей соли. Функциональная зависимость содержания кальцита от температуры (рис. 1) дает основание считать, что в обоих случаях решающим фактором, контролирующим перераспределение кальцита, является температура. Следует отметить, что температура в подсолевых отложениях в значительной мере определяется мощностью соленосной толщи кунгурского яруса, являющейся хорошим проводником тепла. Она ниже в отложениях, залегающих под мощными соляными куполами и массивами, чем в отложениях на той же глубине в межкупольных зонах, т.е. там, где отсутствуют соли. Разница температур достигает 20—30°C.

Наличие толщи каменной соли наложило отпечаток и на физические свойства нижележащих пород, особенно на глинистые, которые, несмотря на близкий минеральный состав (хлорит-гидрослюдистая ассоциация), на участках с большей мощностью вышележащей толщи солей имеют меньшую плотность и карбонатность и одновременно большую пористость, чем глины на участках с меньшей мощностью перекрывающих солей. Так, в районах, где мощность толщи солей до 1 км, глинистые породы обычно обладают большей уплотненностью ($K_{scp} = 0,93$), повышенным содержанием карбонатов (до 20%), более низкой пористостью ($K_{p,sp}^o = 7,3\%$, $K_{p,sp}^n = 9,5\%$), чем на участках, где мощность кунгурских отложений превышает 2 км: $K_{scp} = 0,89$; РЧ¹_{cp} = 18,7%; $K_{p,sp}^o = 9,8\%$; $K_{p,sp}^n = 13,7\%$. В целом степень уплотнения подсолевых терригенных образований значи-



¹ РЧ — растворимая часть.

тельно ниже расчетной, что выявляется при сравнении величин пористости надсолевых и подсолевых пород. Например, в Арапсорской скв. СГ-1 на глубине 5–5,2 км надсолевые глинистые породы имеют пористость 6–7,5% и являются непроницаемыми, тогда как на тех же глубинах пористость подсолевых глинистых образований составляет 11,3–14,6% при трещинной проницаемости до $100-150 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (площади: Биикжал, скв. СГ-2; Юго-Западный Улькентюбе, скв. 2-П и др.). Толща соли способствует отводу тепла из подсолевых отложений, что сказывается на степени преобразованности органического вещества (ОВ). По данным измерения отражательной способности витринита обугленных растительных остатков, рассеянных в породах, установлено, что подсолевые образования в зависимости от глубины залегания находятся на ранней и средней стадиях катагенеза. ($\text{МК}_1-\text{МК}_3$) углей, хотя породы, содержащие их, залегают в широком интервале глубин – от 1680 м (площадь Терескан, скв. 1-П) до 5980 м (площадь Биикжал, скв. СГ-2) [Катагенез..., 1983]. Это – аномальное явление. По данным С.Г. Неручева и Г.М. Парпаровой [1972], на глубинах свыше 4,5–5 км ОВ должно быть метаморфизовано до антрацитовой стадии. По геохимическим показателям (степени катагенеза ОВ, диапазону изменения температур и давлений) подсолевые терригенные и в особенности глинистые толщи могут быть нефтепродуцирующими.

Таким образом, соленосная толща кунгурского яруса нижней перми в процессе геологического развития Прикаспийской впадины оказывала положительное влияние на сохранность емкостных и фильтрационных свойств подсолевых пород. АВПД также способствовало консервации коллекторских свойств пород и возникновению в них нового пустотного пространства, в частности трещинного, за счет естественного гидроразрыва. Трещины в подсолевых отложениях наблюдаются практически во всех разностях пород. Наибольшее же их количество характерно для изначально хрупких пород (кристаллических известняков и доломитов) либо для потерявших пластичность в результате уплотнения, перекристаллизации, кальцитизации, доломитизации и окремнения. В подсолевом комплексе эти процессы наиболее интенсивно проявляются в терригенных образованиях.

Обломочные породы традиционно считаются породами-коллекторами с межгранулярным типом порового пространства. Емкость и проницаемость таких коллекторов определяются многими факторами, основными из которых являются размер и степень отсортированности обломочных зерен, количество и тип цементирующего материала (чем крупнее и однороднее по размеру зерна, чем меньше в породах цемента, тем выше их пористость и проницаемость). В подсолевом комплексе впадины подобными свойствами обладают нефтенасыщенные песчаники и алевролиты, относящиеся, по А.А. Ханину [1969], к I–IV классам коллекторов. Для изучения морфологии и структуры пустотного пространства применялись нестандартные способы исследований, включавшие ультразвуковую и люминесцентную дефектоскопию, физико-механический метод совместно с растровой электронной микроскопией. Они позволили выделить среди обломочных образований породы-коллекторы V–VII классов, по К.И. Багринцевой [1977], с трещинным и трещинно-поровым типом пустотного пространства, а также породы-экраны низкого и среднего качества (рис. 2). Такие преобразования пустотного пространства песчаников и алевролитов

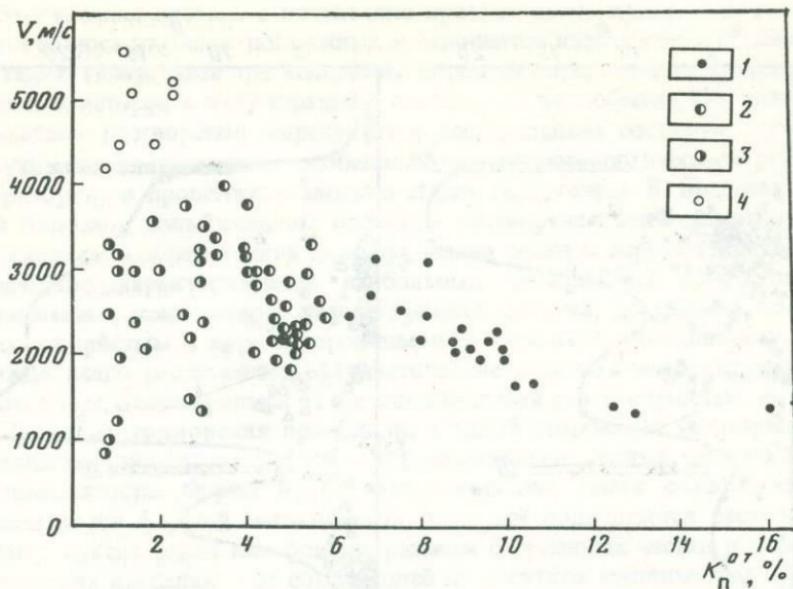


Рис. 2. Зависимость скорости распространения ультразвуковых волн (V) от величины открытой пористости (K_p^o) обломочных пород.

1–3 – породы с различными типами пустотного пространства: 1 – поровыми, 2 – трещинно-поровыми, 3 – трещинным; 4 – породы-экраны

произошли в результате вторичного процесса кальцитизации и гидроразрыва под действием АВПД в послекунгурское время. Трещины в них, в основном слабоволнистые, протяженностью до 40–50 мм, с раскрытием до 0,2 мм. Плотность трещин в песчаниках составляет $0,6\text{--}1,93 \text{ см}/\text{см}^2$, трещинная пористость не превышает 1,4%; трещинная проницаемость достигает $280 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Глинистые образования широко известны как флюидоупоры. При термобарических и геотектонических условиях, свойственных подсолевому этажу Прикаспийской впадины произошли существенные изменения пластических свойств. Наибольшее влияние на глинистые породы оказали литостатическое уплотнение и тектонические напряжения, кальцитизация и естественный гидроразрыв. В результате этих процессов существенным образом изменились структура и физические свойства глинистых пород, в частности их пластичность. Естественный гидроразрыв способствовал формированию в них пустотного пространства трещинного типа. Анализ петрофизических свойств подсолевых глинистых пород показал, что среди них выделяются породы-коллекторы VI–VII классов (по К.И. Багринцевой [1977]) с трещинным и порово-трещинным пустотным пространством и породы-экраны различного качества. Подсолевые глинистые породы имеют много общего с обломочными. В них также преобладают трещины горизонтальной ориентировки, прямолинейные и слабоволнистые, протяженностью до 70 мм, с раскрытием 0,005–0,25 мм. Плотность трещин в них высокая – до $4,5 \text{ см}/\text{см}^2$, трещинная пористость не превышает 2,0%, а трещинная проницаемость достигает $250 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

К числу факторов, способствующих повышению коллекторских свойств

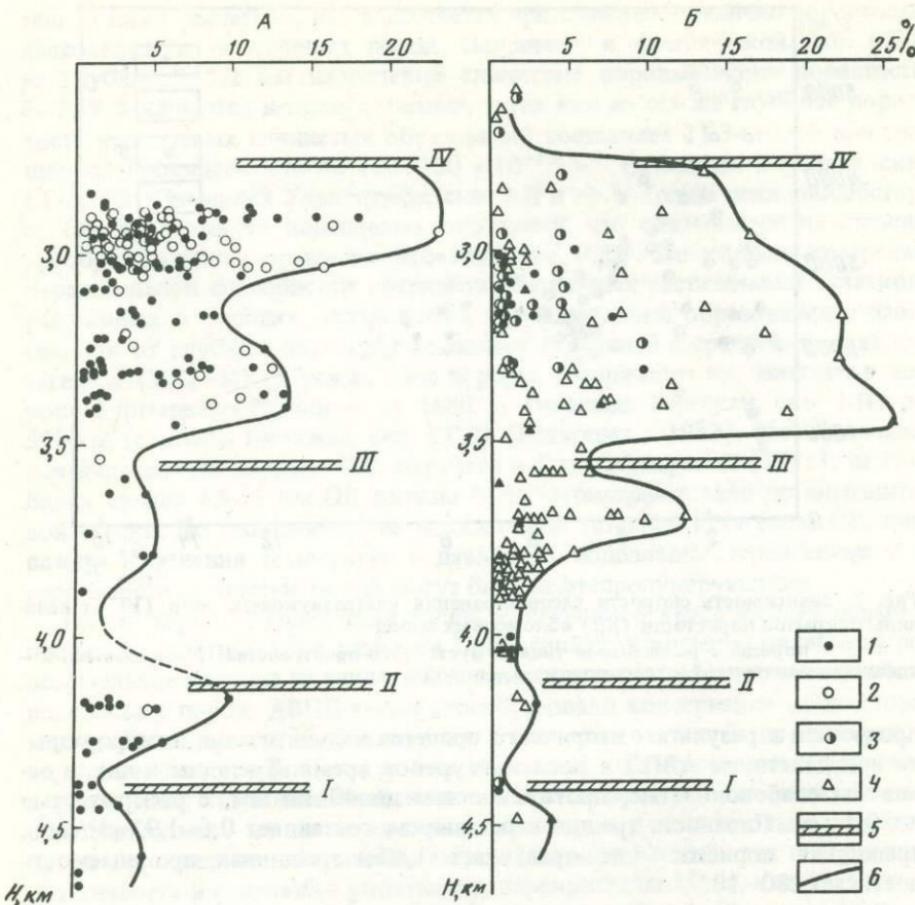


Рис. 3. Изменение открытой пористости карбонатных пород с глубиной (H) в северной бортовой зоне Прикаспийской впадины

Карбонатные породы: А – биоморфной группы: 1 – известняки, 2 – доломиты; Б – хемогенной и криптогенной групп: 3 – хемогенные, 4 – криптогенные; 5 – перерывы в осадконакоплении: I – предбашкирский, II – предмосковский, III – предасельский, IV – предкунгурский; 6 – линия максимальных величин пористости

пород, относятся перерывы в осадконакоплении и сопровождающие их размызы, широко развитые в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины. Наиболее наглядно это иллюстрируется на примере карбонатных образований. Изучение литолого-петрофизических свойств последних в восточной части Прикаспийской впадины с учетом стратиграфической полноты разрезов позволяет отметить, что среди них имеются породы-коллекторы высокого качества, фильтрационно-емкостные свойства которых мало зависят от глубины залегания. Часто коллекторы приурочены к зонам, расположенным ниже поверхностей перерывов в осадконакоплении. Например, в северной бортовой зоне впадины повышенная пористость карбонатных пород отмечается под поверхностями перерывов в интервале глубин от 2,8 до 5 км (рис. 3).

Это явление связано с интенсивно протекавшими процессами растворения и выноса наиболее подвижных компонентов карбонатных образований в стадию гипергенеза при выведении пород на определенных этапах геологической истории в зону аэрации и свободного водообмена. Интенсивность процессов растворения определяется минеральным составом пород, их структурно-генетическими особенностями, гидрогеологическим режимом территории и продолжительностью стадии гипергенеза. В пределах северной бортовой зоны впадины процессы растворения наиболее интенсивно проявились в образованиях рифовой фации нижней перми. Породы здесь изначально характеризуются наибольшей минеральной однородностью, наименьшим количеством нерастворимого остатка, достаточно жестким, высокопористым и хорошо проницаемым каркасом. По-видимому, в них прежде всего растворялись фаунистические остатки, часто выполняемые арагонитом, отличающимся от кальцита большей растворимостью.

Процессы растворения приводили, с одной стороны, к увеличению уже имевшихся пустот, а с другой — к возникновению новых, обычно в зонах трещиноватости. Форма пустот выщелачивания самая разнообразная и определяется формой того объекта, который подвергается растворению. Размер пустот равен или больше размера форменных частиц и варьирует в широких пределах — от сотых долей до десятков миллиметров (по керну). Встречаются и пещеристые полости, о чем свидетельствуют провалы бурового инструмента (до 9 м) и потери циркуляции глинистого раствора, наблюдавшиеся ниже поверхностей перерывов (площади Западно-Тепловская, Караганак, Кенкияк и др.). Пустоты выщелачивания соединяются между собой посредством микро- и макротрещин или же извилистых каналов, размер которых может быть достаточно велик. Так, в керне кавернозных известняков площадей Караганак и Тенгиз были встречены каналы шириной до 0,5–1 мм и протяженностью до 3–4 мм. В целом долевое участие каверн и карстовых полостей выщелачивания в емкости подсолевых пород составляет от 10 до 75–80%, что соответствует пористости от 1–2 до 14–15%.

Улучшение коллекторских свойств под поверхностями перерывов наблюдается не только в карбонатных, но и в обломочных породах. В последних отмечаются новообразованные пустоты, возникшие за счет растворения и выноса подвижных компонентов цемента. Это явление имеет место в грубообломочных нижнепермских отложениях площадей Кенкияк, Шолькара и др. В результате процессов выщелачивания карбонатов кальция в них возникают пустоты размером до 1,5 мм. Долевое участие каверн в емкости грубообломочных пород не превышает 10–20%, что соответствует пористости 1–2%.

Таким образом, наличие мощной толщи каменной соли, АВПД, многочисленных перерывов в осадконакоплении, процессы гипергенеза и катагенеза (уплотнение, растворение, доломитизация, кальцитизация, разуплотнение и др.) привели к преобразованию пород и появлению среди них разностей с аномально высокими и аномально низкими коллекторскими свойствами, не соответствующими глубине их залегания. В результате этого возникли породы-коллекторы и породы-экраны терригенного, карбонатного и сульфатно-галогенного составов локального, зонального и регионального типов.

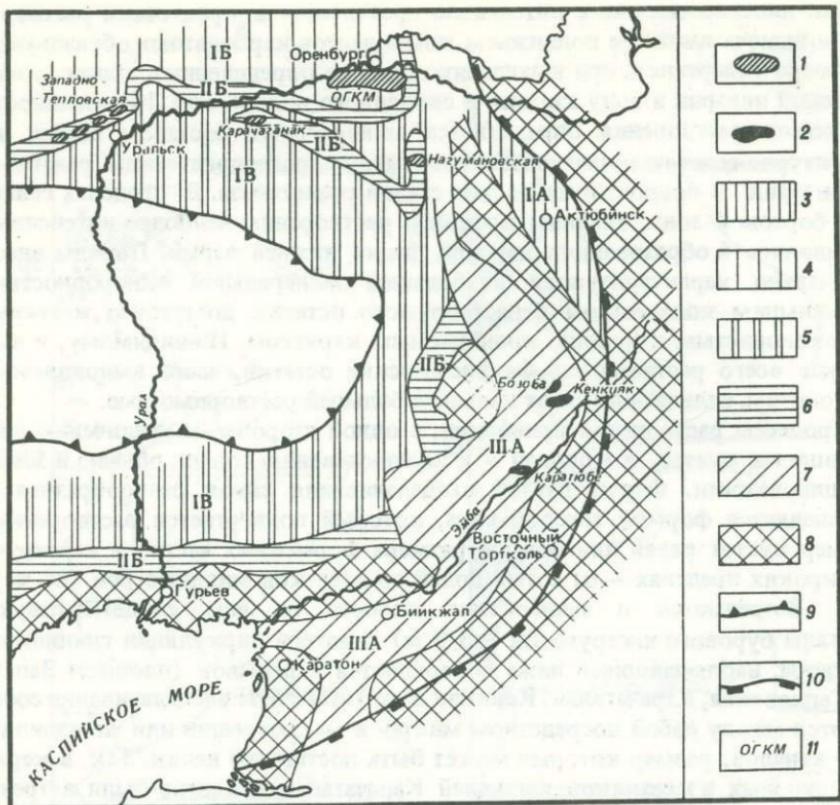


Рис. 4. Карта распространения типов природных резервуаров нефти и газа в нижнепермских подсолевых отложениях восточной части Прикаспийской впадины

1, 2 – месторождения; 1 – газа и конденсата, 2 – нефти; 3–7 – группы и типы природных резервуаров нефти и газа различного состава – пластовые: 3 – терригенные (IA), 4 – карбонатные (IB), 5 – терригенно-карбонатные (II), 6 – массивные, карбонатные (IIIB), 7 – смешанные, терригенные (IIIA); 8 – зоны отсутствия природных резервуаров; 9 – граница Центрально-Прикаспийской депрессии; 10 – граница Прикаспийской впадины, 11 – Оренбургское газоконденсатное месторождение

Литолого-фациональный анализ отложений бассейна осадконакопления, данные о постседиментационных преобразованиях, результаты определений коллекторских и экранирующих свойств пород позволили составить схематические карты распространения типов природных резервуаров нефти и газа для отложений нижнего и среднего отделов каменноугольной системы, а также для нижней перми восточной части Прикаспийской впадины (рис. 4). Следует отметить, что под понятием "природный резервуар" мы понимаем природное геологическое тело, обладающее коллекторскими свойствами, позволяющими ему быть потенциальным или реальным вместе с тем флюидом, ограниченное снизу и сверху породами-экранами.

В восточной части впадины в подсолевом комплексе развиты три группы резервуаров – пластовые (I), массивные (II) и смешанные (III), каждый из которых по литологическому составу слагающих пород подразде-

ляется на типы терригенного (А), карбонатного (Б) и терригенно-карбонатного (В) составов. Пространственное положение и типовая принадлежность резервуаров определяются геотектонической историей территории.

Как в каменноугольное, так и нижнепермское время на выраженных в рельфе дна положительных тектонических элементах в мелководном морском бассейне происходило накопление карбонатных осадков (биоморфных, биоморфно-детритовых и др.), формировавших потенциальные резервуары различных групп и типов, которые в процессе тектонического развития территории могли и разрушаться. Это отчетливо проявилось в отложениях среднего отдела каменноугольной системы, которые имеют различные мощности и стратиграфическую полноту даже в пределах отдельных локальных структур. Например, на сводовых участках структур Тенгиз и Караганак карбонатные образования среднего отдела отсутствуют, тогда как в периклинальных зонах они имеются и входят в состав природных резервуаров массивно-пластового карбонатного типа. Такая же картина характерна и для тектонических элементов II порядка. Так, в восточных частях Енбекского и Жаркомысского сводовых поднятий развит практически полный трехчленный разрез среднекаменноугольных отложений, к которому приурочены резервуары смешанной группы и комплексного состава. В западных же частях указанных сводов присутствуют лишь карбонатные отложения башкирского яруса, с которыми связаны резервуары смешанной группы. В эти же эпохи геологической истории, т.е. в нижне-среднекаменноугольную и нижнепермскую, в прогибах происходило накопление мощных терригенных толщ, в которых формировались природные резервуары как пластовой, так и смешанной групп, причем последние наиболее характерны для нижнепермских отложений. Их появление связано с постседиментационными преобразованиями терригенных пород, разуплотнение и растрескивание которых привели к преобразованию первичного пластового резервуара во вторичный, пластово-массивный (месторождения нефти Бозоба, Каратюбе, Кенкияк).

Следует отметить, что природные резервуары пластово-массивной группы в нижнепермских отложениях должны быть развиты в обширной зоне – от восточных частей Енбекского и Жаркомысского поднятий до восточных склонов Кзылджарского и Бинкжалского сводов. В этой зоне к настоящему времени уже открыт ряд месторождений нефти, но их разведка пока не окончена, кроме того, получены промышленные притоки нефти на площадях Шолькара, Бинкжал и др. Коллекторы здесь представлены слабо преобразованными песчано-алевритовыми и глинистыми трещиноватыми породами, создающими в целом резервуары комплексного типа.

Литолого-фацальная характеристика и тектоническое развитие восточной части Прикаспийской впадины говорят о том, что в центральных районах последней, в частности на моноклинальных склонах, можно ожидать развитие природных резервуаров пластовой группы комплексного, терригенно-карбонатного типа, в которых при благоприятных структурных условиях вполне возможны промышленные скопления УВ в антиклинальных и неантиклинальных ловушках.

Таким образом, результаты комплексного исследования литологических, фацальных и физических, в том числе коллекторских, признаков и свойств подсолевых осадочных образований восточной части Прикаспийс-

кой впадины с учетом ее тектонического развития позволяют отметить, что они являются уникальным комплексом природных резервуаров различных типов и высоко оценить перспективы поисков скоплений нефти и газа не только в бортовых, но и в центральных районах.

ЛИТЕРАТУРА

Аралсорская сверхглубокая скважина. М.: Недра, 1972. 262 с. (Тр. МИНХиГП; Вып. 100).

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

Катагенез органического вещества подсолевых пород восточного Прикаспия в связи с нефтегазоносностью/ И.Б. Дальян, Т.П. Волкова, В.И. Горшков, А.С. Посадская. – В кн.: Осадочные образования и их нефтегазоносность. М.: Наука, 1983, с. 295–297.

Неручев С.Г., Парпарова Г.М. Глубинная зональность метаморфизма углей и органического вещества пород. – Геология и геофизика, 1972, № 9, с. 11–14.

Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра, 1969. 366 с.

УДК 552.1:5 (477.7)

В.М. Бортницкая, Р.М. Новосибирский, А.Ю. Полутранко, Т.М. Ципенюк

ВЛИЯНИЕ ГЕОТЕРМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА ФОРМИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Оценка полезной емкости пород-коллекторов обусловлена структурой пустотного пространства, формирование которого определяется седиментогенезом и постседиментационными преобразованиями пород. Последний фактор в значительной степени определяет фильтрационно-емкостную характеристику глубокозалегающих коллекторов нефти и газа в Днепровско-Донецкой (ДДВ), Прикаспийской, Припятской впадинах и других регионах страны. Основными типами поровых коллекторов в ДДВ являются песчано-алевритовые породы, имеющие широкий диапазон изменений величин пористости и проницаемости.

В центральной и юго-восточной частях впадины благоприятные условия для накопления углеводородов (УВ) связаны с каменноугольными и нижнепермскими отложениями. К песчано-алевритовым, преимущественно поровым коллекторам приурочена большая часть разведанных залежей нефти и газа.

Песчаники и алевролиты сложены кварцем, полевыми шпатами, обломками пород с разным составом: мономинеральным, олигомиктовым, мезомиктовым и полимиктовым. Цементы – пород глинисто-карбонатные, каолинит-гидрослюдистые и гидрослюдистые.

С увеличением глубины залегания отложений под влиянием геостатического давления происходит переупаковка зерен, и между ними образуются конформные и сутурные контакты, имеют место растворение и регенерация зерен кварца и другие процессы минералообразования. Все это

ведет к снижению полезной емкости пород, разуплотнение же на стыках зерен, возникновение микротрещиноватости, выщелачивание карбонатного цемента и преобразование глинистых минералов (каолинизация, гидрослюдизация) способствуют повышению свойств коллекторов.

Известно, что в стадию катагенеза физические свойства пород претерпевают существенные изменения. В это время породы-коллекторы могут стать флюидоупорами, а флюидоупоры (за счет появления вторичной пористости) – коллекторами.

Комплексное изучение терригенных коллекторов каменноугольного и нижнепермского возрастов ДДВ позволило дать петрофизическую характеристику отдельных продуктивных горизонтов и проследить закономерности изменения их свойств по площади и по разрезу отдельных месторождений.

Коллекторские свойства пород определялись по керну глубоких скважин (неколлекторы отбраковывались) и обобщались для 200-метровых интервалов глубин. При статистической обработке результатов исследования керна использовались все полученные данные. И поскольку керн с больших глубин чаще всего представлен плотными непроницаемыми разностями, то на конечные результаты влияли и параметры неколлекторов. Это и приводило иногда к снижению емкостных свойств пород с глубиной. Уменьшение пористости и проницаемости терригенных пород прослеживалось до глубин 1,5–2 км. Далее (на глубинах 2–5 км) эта закономерность отчетливо не проявляется.

Песчано-алевритовые породы ДДВ обладают удовлетворительными коллекторскими свойствами на больших глубинах и являются вместилищем для промышленных скоплений УВ, что подтверждается получением притоков газа с глубин 5–5,3 км. Установлена относительная стабильность параметров коллекторов разных продуктивных горизонтов в пределах залежей нефти и газоконденсата, и в частности в отложениях нижнего карбона, имеющих повышенное содержание рассеянного органического вещества. За пределами залежей часто отмечается заметное ухудшение коллекторских свойств пород.

Анализ петрофизической характеристики коллекторов отложений визейского возраста показал, что в пределах отдельных месторождений свойства пород разных продуктивных горизонтов бывают довольно постоянны. На графиках большинство кривых пористости и проницаемости имеет одновершинную форму. Максимумы кривых в основном сосредоточены в интервале значений пористости 12–17% при изменении глубин залегания горизонта, например В-16 от 3157 м на Талалаевском до 5436 м на Котелевском месторождениях.

На Ярошевском месторождении средние значения пористости шести продуктивных горизонтов (с индексами от В-15 до В-20) изменяются в пределах 11,4–14,0%, проницаемости – от 94,5 до $253,4 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. На Анастасьевском месторождении средняя пористость в продуктивных горизонтах В-18 и В-19 меняется от 11,2 до 14,4%, а проницаемость – от 89,4 до $186 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Это связано, по-видимому, с близкими условиями формирования пустотного пространства в пределах залежей. Распределение же значений параметров коллекторов за контуром нефтегазоносности и в его пределах несколько отличается. В последнем случае преобладает кол-

лекторы более высоких классов. Модальные значения пористости в контуре залежи на Анастасьевском месторождении (горизонт В-19) составляют 17,4%, проницаемости – $266,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, а вне его – соответственно 12,4% и $41,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Важная роль при катагенетических преобразованиях пород-коллекторов принадлежит геотермическим условиям, которые заметно меняются по площади и разрезу осадочного чехла впадины. На этапе раннего катагенеза, несмотря на заметное уплотнение различных литологических разностей пород, песчаники и алевролиты сохраняют межзерновую пористость и проницаемость, а глинистые отложения – гидрослюдисто-монтмориллонитовый состав и способность к разуплотнению при внедрении в них газа и подземных вод с повышенным давлением из нижележащих отложений.

На этапе позднего катагенеза происходит рекристаллизация пород, в результате чего резко сокращаются межзерновая пористость и поровая проницаемость. В глинистых отложениях изменяется минеральный состав: исчезает монтмориллонит и разбухающие компоненты, связанные с диоктаэдрической гидрослюдой.

По мнению Р.М. Новосибирского, в зонах с АВПД в глубоких горизонтах всегда имеются отложения, подвергшиеся ранее катагенетическим преобразованиям со склонностью к разуплотнению. Под ними залегают породы, преобразованные в зоне позднего катагенеза. Они обычно более уплотненные.

При внедрении флюидов с АВПД из зоны позднего в зону раннего катагенеза отмечается разуплотнение пород, которое проявляется в увеличении пористости и проницаемости. Особенно заметно такое разуплотнение в глинистых песчаниках и алевролитах. Оно прослежено в Бильче-Волицкой зоне Предкарпатского прогиба на Залужанской и Пынянской площадях. Здесь, в разрезе нижнего сармата, к отложениям которого приурочены основные залежи газа, выделяются нижне- и верхнедашавская свиты. Мощный песчано-глинистый комплекс сарматских отложений развит в центральной и северо-западной частях Бильче-Волицкой зоны. Разрез представлен чередованием песчано-глинистых пород с туфами, туфогенными песчаниками и пиритизированными глинами. Большая часть сарматских газовых месторождений связана с литологически экранированными ловушками, приуроченными к периклинальным участкам структур. Для коллекторов Бильче-Волицкой зоны, так же как и для коллекторов Бориславско-Покутской, показательно улучшение коллекторских свойств с повышением песчанистости разреза. В общем для отложений Бильче-Волицкой зоны характерно снижение количества высокопористых и высокопроницаемых разностей с увеличением глубины залегания пород.

В разрезе нижнедашавской свиты (НД-9) на Залужанском месторождении увеличивается содержание алевритовых фракций и глинистость. Средние величины пористости отдельных продуктивных горизонтов колеблются от 8,5 до 13,0% при поровой проницаемости от $0,17$ до $6,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. На месторождении периклинальной части структуры, где сосредоточены основные залежи газа, имело место внедрение подземных вод и газа с АВПД. По лабораторным исследованиям установлено повышение пористости и проницаемости, а по промыслово-геофизическим данным – разуплотнение пород. Воды в зоне разуплотнения гидрокарбонатно-натриевого типа

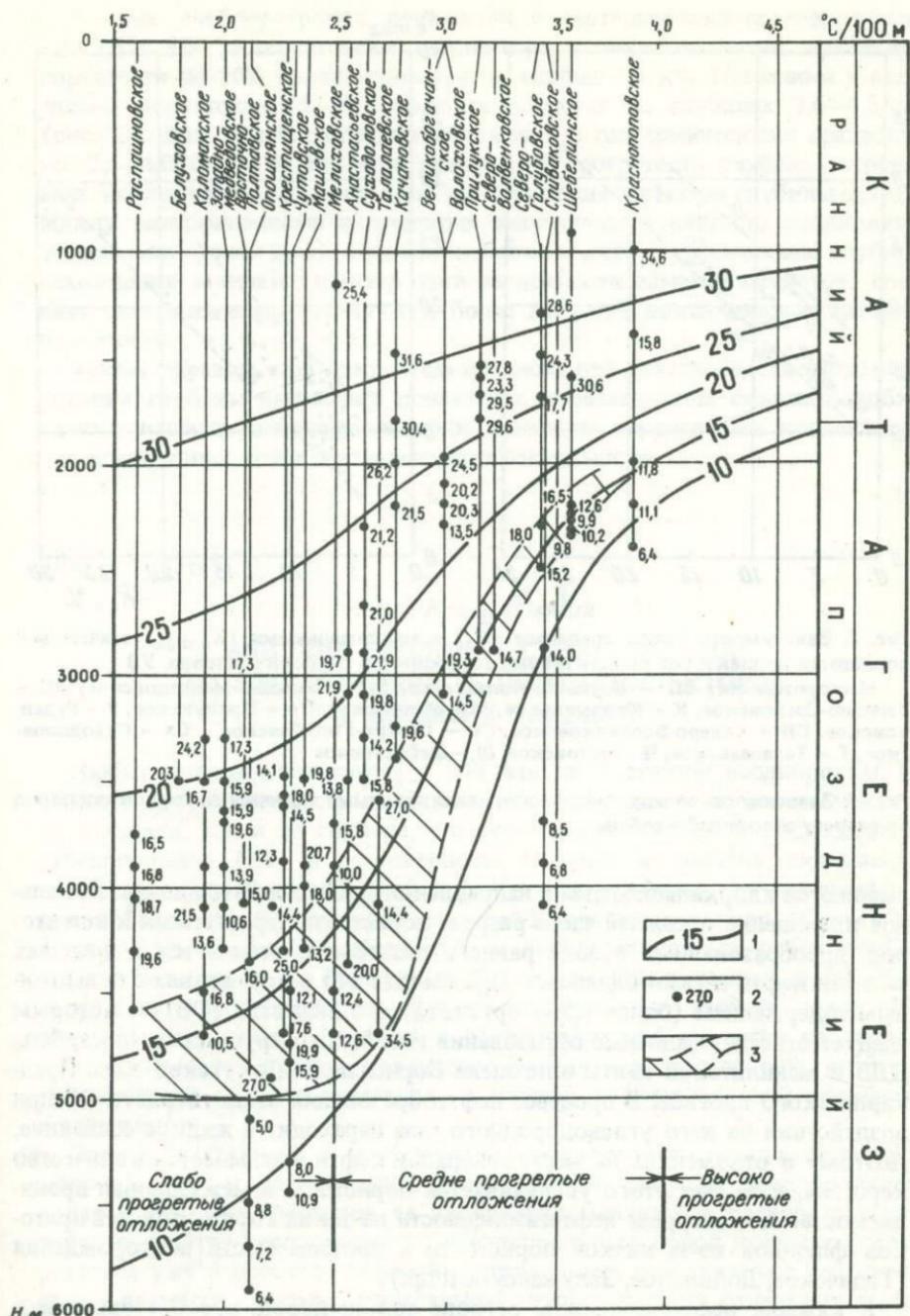


Рис. 1. Характер распределения пористости терригенных коллекторов каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины в зависимости от геотермических градиентов

1 – изолинии пористости, %; 2 – среднее значение пористости, %; 3 – зона распространения высоких значений емкостных параметров нефтегазосодержащих коллекторов

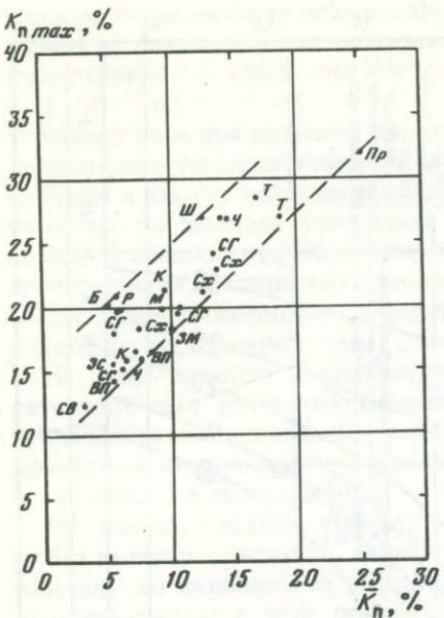


Рис. 2. Зависимость между средними ($\bar{K}_{\text{п}}$) и максимальными ($K_{\text{п max}}$) значениями пористости коллекторов продуктивных горизонтов в глубоких залежах УВ

Месторождения: ВП – Восточно-Полтавское, ЗМ – Западно-Медведовское, ЗС – Западно-Сосновское, К – Коломакское, М – Машевское, Пр – Прилукское, Р – Руденковское, СВ – Северо-Волченковское, СГ – Северо-Голубовское, Сх – Суходоловское, Т – Талалаевское, Ч – Чутовское, Ш – Шебелинское

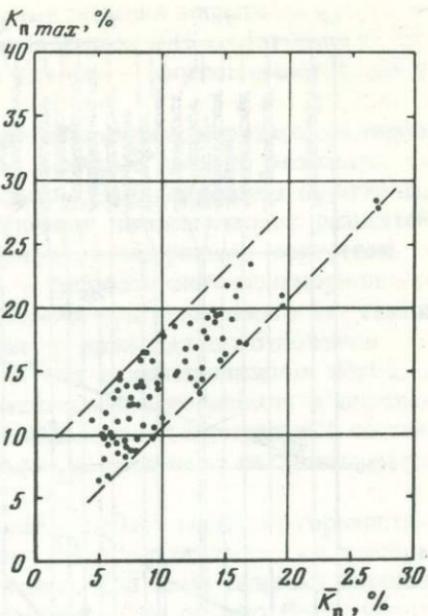


Рис. 3. Зависимость между средними и максимальными значениями пористости пород по разрезу отложений карбона

сменяются хлоркальциевыми в направлении уменьшения давления. Локальное повышение в нижней части разреза пористости терригенных коллекторов, преобразованных в зоне раннего катагенеза, отмечается в пределах залежей нефти и газоконденсата. Происходит это в отложениях с повышенным содержанием (более 1,5%) органического вещества (ОВ), к которым следует отнести осадочные образования визейского яруса нижнего карбона ДДВ и менилитовой свиты олигоцена Бориславско-Покутской зоны Предкарпатского прогиба. В процессе нефтеобразования часть твердого ОВ при воздействии на него углеводородного газа переходит в жидкое состояние. Поэтому в отложениях на месте генерации нефти уменьшается количество керогена, и за счет этого увеличивается пористость и межзерновая проницаемость. За контуром нефтегазоносности из таких горизонтов нет притоков флюидов из-за низкой пористости и проницаемости месторождения (Гадячское, Долинское, Залужанское и др.).

В каждом нефтегазоном регионе толщи пород, преобразованные в раннем катагенезе, прогреты по всей территории неодинаково и, следовательно, глубина распространения поровых пород-коллекторов определенных классов разная. В ДДВ выделяются зоны слабо-, средне- и сильно-прогретых отложений.

В зоне слабопрогретых отложений с геотермическими градиентами 1,5–2,5°С/100 м терригенные коллекторы с максимальными значениями пористости до 10% прослеживаются до глубин 5,5 км. Песчаники с величинами пористости 15–20% часто встречаются на глубинах 3,6–4,8 км (рис. 1). Для среднепрогретых отложений с геотермическими градиентами 2,5–4,0°С/100 м по мере увеличения прогретости глубина встречаемых коллекторов с пористостью до 10% поднимается до глубины 2,2 км. Между максимальными и средними значениями пористости наблюдается зависимость (рис. 2, 3). Причем любопытно, что с увеличением глубины нахождения залежей характер этой зависимости заметно меняется; средним значениям соответствуют и более высокие максимальные значения пористости.

Таким образом, при локальном прогнозе нефтегазоносности и проектировании глубины заложения поисковых и разведочных скважин необходимо учитывать изменения глубин залегания терригенных коллекторов и рассмотренные выше геотермические зависимости.

УДК 552.1.53 (477.8)

P.C. Копыстянский

ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА НЕОДНОРОДНОСТЬ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Любые породы-коллекторы в той или иной степени неоднородны. Их емкость и проницаемость являются непостоянными и изменчивыми как по площади, так и по глубине, что существенно влияет на распределение углеводородов (УВ) и достоверность подсчета их запасов, сказывается в процессе разработки залежей нефти и газа, особенно при интенсификации добычи нефти. Незнание неоднородности коллекторов снижает эффективность поисково-разведочных и эксплуатационных работ вообще и в первую очередь на больших глубинах, где, как оказалось, происходит возрастание неоднородности физико-механических свойств пород. Все это требует выяснения причин и закономерностей развития неоднородности в пределах пластов различного литологического состава, возраста, на различной глубине залегания, в каждой нефтегазоносной провинции в отдельности.

Задачи, связанные с изучением неоднородности пород-коллекторов можно свести к рассмотрению геологической природы неоднородности и характеристики факторов ее проявления, масштабов распространения, типов и свойств неоднородности. Неоднородность пород начинает формироваться уже в процессе седиментогенеза; здесь она связана с непостоянством размеров, формы, минеральной принадлежности отдельных частиц и различием их пространственного расположения. В процессе седиментогенеза начинает формироваться первичная неоднородность, которая на протяжении последующих этапов литогенеза — диагенеза, катагенеза, метагенеза и гипергенеза — претерпевает разнонаправленные изменения, зависящие и от скорости указанных процессов. Прогрессивный катагенез

содействует уменьшению емкости и проницаемости коллекторов, степень снижения которых находится в обратной зависимости от скорости погружения отложений¹, тогда как регressiveный может вызвать увеличение отмеченных параметров. Контактовый метагенез ведет к увеличению неоднородности физических свойств пород из-за резкой изменчивости условий среды на сравнительно небольшом участке, а региональный – в состоянии уменьшить неоднородность и анизотропность физических свойств горных пород. Возрастание неоднородности коллекторских свойств пород происходит также вследствие гипергенеза, к которому более чувствительны карбонатные отложения.

Емкость и проницаемость карбонатных коллекторов являются вообще более неоднородными, чем терригенных, благодаря большему разнообразию условий их седиментогенеза и повышенной чувствительности к факторам преобразования: температуре, действию флюидов и полей напряжения. Вместо пластовидных тел, свойственных терригенным отложениям, карбонатные (в частности, рифогенные коллекторы) образуют нередко узкие тела с резким градиентом мощности, куполовидные и столбовидные формы, именуемые соответственно биогермами, биостромами и биостеллами. Процессы доломитизации и выщелачивания значительно увеличивают неоднородность их емкости и проницаемости. Исследования трещинно-каверновых коллекторов верхнеюрских карбонатных отложений по газовым месторождениям Внешней зоны Предкарпатского передового прогиба указали на значительный диапазон изменений емкости и особенно фильтрации этих пород. Коэффициент вариации проницаемости образцов из скважин достигал 150, что, согласно данным, установленным в шахтах, требует определения параметров через каждые 1–1,5 м и, следовательно, сплошного отбора керна. О необходимости последнего в коллекторах такого типа говорят и трудности, встречаемые при количественной интерпретации результатов промысловой геофизики.

По мере увеличения глубин литогенетические факторы, влияющие на неоднородность коллекторских свойств пород, в значительной мере сменяются тектоническими, которые оказывают не только повсеместное, но и разнонаправленное действие. Тектонические напряжения приводят не только к погружению или воздыманию отдельных блоков пород, вызывая прогressiveй и регressiveй катагенез, они непосредственно влияют на деформацию коллектора, изменение его объема, образование систем трещин, зон уплотнения и разуплотнения. В связи с возрастанием, по мере увеличения глубин, интенсивности тектонических напряжений и неодинаковости их проявления, в нефтегазоносных провинциях с глубиной происходит увеличение неоднородности физических свойств коллекторов и появление их новых типов.

Проведенные ранее исследования [Копыстянский, 1980] дали возможность выделить 15 типов коллекторов. Среди них три основных (поровый, трещинный, каверновый), шесть смешанных – двухчленных (трещинно-поровый, трещинно-каверновый, порово-трещинный, каверново-трещинный, порово-каверновый, каверново-поровый типы) и шесть сложных –

¹ При быстром погружении песчаники не успевают сцементироваться, оставаясь высокопористыми на глубинах 3–4 км (Бакинский район).

трехчленных (каверново-трещинно-поровый, трещинно-каверново-поровый, трещинно-порово-каверновый, порово-трещинно-каверновый, порово-каверново-трещинный, каверново-порово-трещинный). В данной, опубликованной ранее классификации коллекторов по типам соблюден принятый в петрографии принцип, в соответствии с которым преобладающее значение имеют последние слова. Например, в типах: "трещинно-поровый коллектор" превалирует емкость пор, а в "трещинно-порово-каверновый коллектор" — емкость каверн больше емкости пор, которая, в свою очередь, преобладает над емкостью трещин.

В каверновых и трещинных коллекторах и в связанных с ними смешанных и сложных типах наряду с неоднородностью емкости интенсивно развита неоднородность и анизотропность их фильтрационных свойств. При этом встречаются отдельные экстремально высокие определения, известные под названием "ураганные" или "суперколлекторы", которые значительно (в 6–10 раз) превышают средние значения параметров остальных определений образцов данного объекта. И если емкость подобных коллекторов можно определять как сумму открытых пустот отдельных участков пласта, то проницаемость такого объекта является функцией сложной взаимосвязи фильтрационных каналов различного типа. Она определяется наиболее узкими сечениями каналов на пути миграции, которые, играя роль штуцеров, предопределяют проницаемость пласта или горного массива. В коллекторах сложных и смешанных типов такими штуцерами являются обычно трещины, распределение которых в массиве имеет случайный характер. Параметры этих коллекторов не подчиняются нормальному закону распределения, а средняя арифметическая не отражает наиболее вероятных величин параметров исследуемого объекта. Нахождение промежуточных значений емкости и проницаемости на основании линейной интерполяции может привести к ошибочным выводам. Практикой установлено, что даже в пределах одного исследуемого объекта можно встретить коллекторы различного типа, что требует дифференцированного подхода в изучении таких коллекторов при подсчете запасов УВ и в процессе разработки залежей.

Анализ геологической природы неоднородности коллекторов в недрах земли позволяет наметить области, в которых увеличение указанного качества слоев является наиболее вероятным. К последним относятся: 1) места развития трещиноватости пород и кавернозности; 2) зоны несогласий, связанные с перерывами в осадконакоплении и гипергенезом; 3) участки тонкоритмичных чередований пластов различного литологического состава; 4) места интенсивной деформации пород и максимального девиатора напряжений: присводовые, приразрывные, прифлексурные зоны; 5) пласты с интенсивной циркуляцией флюидов; 6) зоны контактного метаморфизма; 7) приграничные участки блоков пород со знакопеременными смещениями; 8) участки, подвергавшиеся регressiveному катагенезу и обусловленные им зоны цементации.

Возрастание неоднородности физических свойств пород может быть связано как с увеличением, так и с уменьшением емкости и проницаемости отдельных участков исследуемых объектов, а также их размеров. При изучении неоднородности коллекторов следует выяснить геологические причины неоднородности, факторы ее проявления, масштаб развития в природе, типы ее и свойства (см. таблицу).

Характеристики неоднородности коллекторов

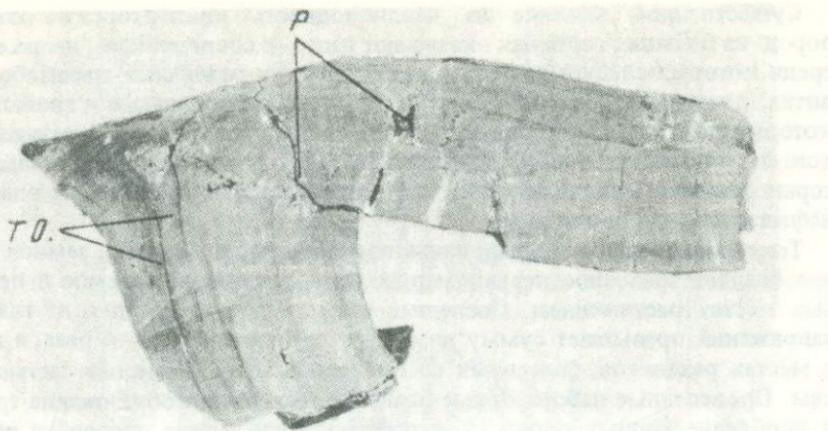
Генетические причины	Факторы проявления	Масштаб I–IV порядков	Типы	Обобщенные свойства
Различия в исходном веществе, условиях и механизме осадконакопления	Литологические А. Внутрипластовые слоистость Б. Внутриформационные а) повторяемость: ритмическая, циклическая, периодическая б) фациальные замещения: стратиграфическое выклинивание, линзовидное залегание	I. В пределах локальных структур и тектонических зон (регионов). Связан с изменчивостью формаций и свит II. Внутрипластовый III. Связан с неоднородностью структурных и текстурных особенностей пород IV. Неоднородность зерен, кристаллов	Основные: поровый, трещинный, каверновый Смешанные: порово-трещинный, трещинно-поровый, порово-каверновый, каверново-поровый, каверново-трещинный, трещинно-каверновый Сложные: каверново-трещинно-поровый, трещинно-каверново-поровый, каверново-порово-трещинный, порово-каверново-трещинный, трещинно-порово-каверновый, порово-трещинно-каверновый	A. По времени образования: а) первичная б) вторичная Б. По характеру изменения: а) закономерная б) случайная В. По изменчивости в пространстве: изотропная анизо- одномерная троп- двухмерная ная трехмерная Г. По масштабам: а) макронеоднородность б) микронеоднородность
Изменчивость химико-минералогического преобразования пород и гидродинамических условий среды	Тектонические А. Трещинообразование Б. Смещение пород по дисъюнктивным нарушениям В. Пластическая деформация пород			
Напряженное состояние пород, образовавшись трещиноватости, зон сжатия и растяжения пород				

Существенное влияние на неоднородность коллекторских свойств пород на больших глубинах оказывают палео- и современные напряжения, среди которых следует выделять разновидности различных масштабов развития: пластовые, складчатые (локальные), региональные и глобальные, которые подтверждаются развитием соответствующих систем дизъюнктивов. В данном случае коснемся первых двух — пластовых и локальных, которые явились основным объектом исследований в пределах Карпатской нефтегазоносной провинции.

Тектонофизические исследования показали, что в условиях земной коры преобладает трехосное неравномерное сжатие, сопровождаемое в некоторых местах растяжением. Последнее происходит, когда одно из главных напряжений превышает сумму двух других более чем в 3—4 раза, а также в местах раздвигов, связанных со смещением по извилистым дизъюнктивам. Проведенные лабораторные опыты показали, что образование трещин и дробление горных пород карпатского флиша может произойти вокруг цилиндрических отверстий или открытых пустот при сжатии 150—200 МПа, которое, учитывая геодинамический характер полей напряжений Карпатского региона, может происходить уже на глубинах порядка 4,5 км. С таких примерно глубин в скв. 16 площади Сходница вместе с нефтью выносились на поверхность разрыхленные до зерен алевролиты выгодской свиты, образующие в разрезе, как и другие отложения, весьма плотные породы. В той же скважине выше по разрезу (интервал глубин 4481—4525 м) подняты обломки песчаников быстрицкой свиты диаметром 6—12 мм. Вынос разрыхленных пород наблюдается и из песчаников ямненской серии (скв. 15, площадь Урыч, интервал глубин 4800—4878 м).

Неоднородность коллекторов в Карпатской нефтегазоносной провинции отмечалась прямо или косвенно на протяжении более чем столетней истории добычи нефти. Уже в начале нашего века на месторождении, приуроченном к Бориславской складке (глубина 1,5—2 км), было отмечено существенное различие дебитов нефти в скважинах из одних и тех же отложений. Благодаря применяемому тогда ударному способу бурения и практически одновременному разбуриванию залежей густой сеткой скважин картина дебитов скважин явилась адекватным отображением распределения нефти в залежах, следовательно, и характера коллекторов. Выявленная в то время неоднородность коллекторов отразилась в "ураганных" дебитах отдельных скважин, достигавших 3000 т/сут (скв. Ойл-сити) и в соседстве скважин с суммарным дебитом в сотни тысяч тонн и несколько сотен тонн. В результате проведенного в 50-х годах более полного анализа геологического строения и данных разработки месторождения установлено наличие зон повышенной проницаемости в присводовой части лежачей антиклинальной складки (параллельно ее оси) и на юго-западном крыле последней (поперечные к оси). Оказалось, что эти зоны связаны не с литолого-фацальной изменчивостью коллекторов и их мощностью, а с трещиноватостью пород и появлением участков разрыхления, вызванных тектоническими напряжениями.

Данные разработки других месторождений, в частности Оров-Уличнянского, разбуренного в 60-е годы, показали, что на более значительных глубинах (3—4 км) неоднородность коллекторов возрастает. И здесь можно выделить продольную оси складки прикупольную зону повышенной нефте-



Участки растяжения с зияющими трещинами (Р) в присводовой части лежачей антиклинальной складки и трещинами отслаивания (ТО) в подвернутом ее крыле. Красненская свита (олигоцен), обнажения в верховьях р. Стрый. Украинские Карпаты

газоносности, связанную с коллекторами трещинно-порового типа и разрывлением пород, и того же характера поперечные полосы повышенной продуктивности на юго-западном крыле складки.

Наиболее четко неоднородность коллекторских свойств пород проявляется на Сходницком месторождении, где скв. 3, вступившая в эксплуатацию в 1976 г. с дебитом около 300 т/сут, за семь лет эксплуатации с глубины 4,3 км дала почти 0,5 млн. т нефти. Скважина эта расположена вблизи низкодебитных или непродуктивных скважин 6, 8, 42 (на расстоянии 0,8–2 км). Границы нефтеносности не совпадают здесь ни с границами тектонического блока, ни с литолого-фациальными контурами; они образуют отдельные зоны и полосы, приуроченные к участкам растяжения пород, с которыми связано не только образование систем трещиноватости, но и разрывление поровых коллекторов.

Упомянутые месторождения Внутренней зоны Предкарпатского прогиба связаны с лежачими антиклинальными складками, получившими наименование "скиб". На представленной здесь природной модели складки, взятой из обнажений (см. рисунок), видны участки растяжения в присводовой части, где также развиты трещины отслаивания, и залеченные трещины в крыльевом, пологом участке, где в представленной плоскости действовали усилия сжатия. Такое распределение напряжений и систем трещиноватости подтверждается деформационными и структурными методами исследований, проведенными в Карпатском регионе, в частности микроструктурным анализом. Картина полей напряжений и систем трещиноватости пород в пределах отдельных пластов и локальных структур позволяет рисовать вероятные места развития коллекторов более высокого класса на глубине, прогнозируя участки повышенной нефтегазоносности и неоднородности параметров.

По мере погружения коллекторов на большие глубины значение литогенетических факторов в формировании неоднородности их параметров уменьшается, взамен чего на первый план выступают тектонические напряжения, источник которых располагается на глубине. Поэтому в тектоничес-

ки активных зонах неоднородность коллекторов по мере увеличения глубин возрастает. Лишь в условиях "квазижидкого" состояния пород при величине коэффициента Пуассона 0,5 может произойти выравнивание неоднородности физико-механических свойств пород, что, судя по лабораторным определениям [Копыстянский, 1978], будет происходить на глубинах, измеряемых десятками километров. Исключением являются соленосные пласти, которые приобретают "квазижидкое" состояние при сжатии 60–70 МПа, отвечающем геостатическим полям напряжений глубин 2,5–3 км.

Поля тектонических напряжений являются, таким образом, не только причиной образования в горных породах более проницаемых и пористых зон, но и основным фактором неоднородности физико-механических свойств горных пород, значение которого с глубиной будет возрастать. Отсюда и вытекает необходимость геомеханических исследований коллекторов в каждой нефтегазоносной провинции, в которой началось освоение больших глубин.

ЛИТЕРАТУРА

Копыстянский Р.С. Трещиноватость горных пород и ее значение в нефтегазовой геологии. Киев: Наук. думка, 1978. 216 с.

Копыстянский Р.С. О типах коллекторов нефти и газа на больших глубинах. – Докл. АН УССР. Сер. Б, 1980, 5, с. 22–25.

УДК 550.4:552.578.2.061.4

Т.Т. Клубова

ЛИТОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ ФОРМИРОВАНИЯ И СОХРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Разведка и разработка залежей нефти и газа на глубинах свыше 4 км требуют выявления тех особенностей пород, которые определяют формирование и сохранение в этих условиях емкостных и фильтрационных свойств пород-коллекторов. При всем разнообразии промышленных коллекторов нефти и газа они обладают некоторыми общими признаками, определяющими постседиментационную историю их существования, формирование и сохранение коллекторского потенциала пород на больших глубинах. К ним относятся текстурные особенности пород, присутствие глинистых минералов и органического вещества (ОВ).

Основа текстур, а следовательно, и поровой системы коллекторов, закладывается в седиментогенезе и наследуется при диагенетическом и катагенетическом превращении пород. Это первичные текстуры и поры, облик которых при постседиментационных преобразованиях, как правило, достаточно устойчив. Степень сохранности первичных признаков пород есть выражение закона о физико-химической наследственности осадочных пород, сформулированного Л.В. Пустоваловым в 1933 г. и развитого А.Н. Дмитриевским [1980], который назвал это свойство осадочных тел сохранять седиментационные признаки на глубине седиментационной трансляцией и сформулировал ее основные положения.

Степень сохранности седиментационных признаков породы зависит от минерального состава породообразующей и цементирующей частей коллектиора, наличия минералов, неустойчивых в условиях диа- и катагенеза, от мощности коллекторских слоев и других характеристик пород, детально освещенных в работах П.П. Авдусина, М.А. Цветковой, А.А. Ханина, Т.Т. Клубовой, Б.К. Прошлякова и др.

Влиянию текстурных особенностей пород на их фильтрационные характеристики до недавнего времени не придавалось значения. Однако детальное изучение текстур терригенных, карбонатных и глинистых коллекторов свидетельствует об их значительной роли в формировании емкостных свойств пород.

Автор вслед за М.С. Швецовым и Е.М. Сергеевым принимает трехчленное деление текстур на макро-, мезо- и микротекстуры. Для фильтрационных характеристик терригенных и карбонатных пород существенную роль играют мезотекстуры, для глинистых пород – как мезо-, так и микротекстуры. Поликомпонентность осадочных пород приводит к формированию текстурной неоднородности. На границах текстур разных типов создаются ослабленные зоны, которые в терригенных и карбонатных породах служат дополнительными, а для глинистых пород – единственными путями миграции углеводородов (УВ).

В создании текстурной неоднородности пород существенная роль принадлежит ОВ, которое было классифицировано автором по типам [Клубова, 1968, 1970, 1973], причем в данном случае важное значение имеет ОВ второго и третьего типов. ОВ второго типа представлено растительными остатками с большим количеством легко гидролизуемых компонентов, а ОВ третьего типа, имея любое происхождение, сорбируется минералами осадочных пород в соответствии с величиной их обменной емкости. ОВ второго типа участвует в формировании мезотекстур, а третьего – микротекстур пород.

На формирование текстурной неоднородности и изменение объема и формы порового пространства коллекторов существенное влияние оказывает присутствие в их составе глинистых минералов. Их отрицательное влияние на емкостные и фильтрационные свойства терригенных и карбонатных коллекторов определяется не только количеством глинистого материала, что существенно, но и, что очень важно, характером первичных глинистых минералов и их распределением в породе. Состав последних тесно связан с особенностями их кристаллической структуры, с изменением глинистых минералов в диагенезе и катагенезе, а также с аутигенным глинообразованием.

Уменьшение объема пор (эффективного диаметра) вследствие цементации глинистыми минералами происходит также при взаимодействии последних с УВ нефти, результатом чего является сорбция части УВ активными центрами минералов. Здесь необходимо отметить, что способность глинистых и других минералов осадочных пород сорбировать компоненты ОВ может оказаться благоприятным фактором для сохранения этими породами коллекторских свойств на больших глубинах. Сорбция органических компонентов сопровождается гидрофобизацией контакта глинистых минералов цемента с породообразующими частями коллектора.

Способность глинистых минералов к пластическим деформациям может

существенно уменьшить объем пор. Пластические свойства глинистых минералов определяются величиной их обменной емкости. Увеличение пластичности при равномерном распределении глинистого вещества (при снижении в пластовых водах концентрации солей) может полностью уничтожить коллекторский потенциал пород. Ниже показано влияние перечисленных факторов на фильтрационные свойства коллекторов разных типов пород на больших глубинах.

Терригенные коллекторы. К числу важнейших признаков, определяющих формирование порового пространства коллекторов этого типа, относятся структура и текстура породы. Главное структурное значение имеет величина зерен, определяющая название породы и ее место в классификации. К существенным текстурным признакам песчано-алевритовых пород относится упорядоченная ориентировка обломочных зерен, зависящая от крупности, формы и плотности упаковки зерен, относительной скорости и преобладающего направления движения водного потока, транспортирующего материал в бассейн седиментации. При высоких скоростях переноса кварцевые зерна укладываются так, чтобы длинные оси их были преимущественно параллельны направлению потока. При небольших скоростях их длинные оси располагаются поперек направления потока. При очень низких и очень высоких скоростях образуются промежуточные и смешанные типы ориентировки.

Изменение фильтрационных характеристик терригенных коллекторов за счет изменения ориентировки зерен кластического материала при переходе пород на большие глубины происходит тем энергичнее, чем меньше цементирующих минералов содержит порода и чем пластичнее минералы цемента.

В продуктивных пластах терригенного девона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, представленных неглинистыми разностями преимущественно кварцевых песчаников и алевролитов, основными цементирующими минералами являются кварц и анкерит. Анализ последовательности выделения аутогенных минералов и их формы свидетельствует о том, что основная масса регенерационного кварца образовалась в позднем диагенезе и начальном катагенезе. Степень окварцевания пород зависит от гранулометрического типа и не связана с глубинами залегания песчано-алевритовых пород, что исключает влияние на этот процесс геостатического давления.

Раннее образование регенерационных каемок на кварцевых зернах благодаря их спаиванию способствовало образованию жесткого каркаса, который препятствовал уплотнению пород под действием увеличивающегося при погружении давления [Клубова, 1970]. На этот же процесс указывал К.Р. Чепиков и другие при изучении терригенных отложений карбона [Чепиков и др., 1972]. Наличие жесткого каркаса (рис. 1) создает возможность для сохранения коллекторского потенциала таких пород и при погружении их на большие глубины.

Глинистые разности песчаников и алевролитов, входящие в состав пласта D_1 пашийского горизонта (верхний девон) Волго-Уральской области, представлены также преимущественно кварцем. Поровое пространство их выполнено минералами группы гидрослюд и каолинита в варьирующих количествах. Распределены глинистые минералы преимущественно в виде отдельных гнезд. Однако встречается и равномерное распреде-



Рис. 1. Спаивание кварцевых зерен с образованием жесткого каркаса в кварцевом песчанике

Поповка, скв. № 29, обр. 50, пашийский горизонт, ув. 300

ление глинистого цемента по поровым каналам. Отрицательное влияние этого тем значительнее, чем более мелкозерниста и хуже сортирована порода. Это вполне закономерно, ибо, как показало изучение шлифов пород-коллекторов с различно распределенным цементом, чешуйки аллотигенных глинистых минералов не равномерно обволакивают зерна кластического материала, а образуют своеобразные сгущения на выступах и других неровностях породообразующих минералов, превращая первоначально крупные поры в мелкие, тупиковые. При равномерном распределении глинистого цемента количество тупиковых пор становится очень большим, а сообщающиеся поры приобретают сложные очертания, превращая поровые каналы в замысловатые ветвистые узоры, что затрудняет движение нефти по пласту. Иллюстрацией сказанного могут служить коллекторские характеристики мелкозернистых кварцевых песчаников, содержащих 10% глинистого цемента, представленного диоктаздрической гидрослюдой и каолинитом. При гнездообразном распределении цемента

открытая пористость 26,53%, проницаемость $1020 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (месторождение Поповка). При равномерном распределении эти величины соответственно равны 14,22% и $357 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (месторождение Ефремово-Зыково).

Поведение гидрослюд и каолинита, находящихся в поровом пространстве пород-коллекторов пашийского горизонта, существенно различно при диагенезе и катагенезе. Каолинит практически не затрагивается процессами, протекающими в диагенезе. В катагенезе же при увеличении температуры и давления его кристаллическая структура становится более совершенной, что влечет за собой уменьшение его обменной емкости и, таким образом, снижение его вредного влияния на коллекторский потенциал пород. Что же касается гидрослюд, то ди- и триоктаэдрические их разновидности (последних очень мало в пашийских песчаниках) под влиянием кислых вод, свойственных как диагенезу, так и катагенезу пашийских пород, теряют калий, деградируют, обменная емкость их увеличивается. При этом диоктаэдрические гидрослюды частично превращаются в каолинит, плохо окристаллизованный, с низким совершенством решетки. Деградация диоктаэдрических гидрослюд приводит к снижению фильтрационных свойств коллектора. Однако повышение температур и давления может при благоприятном солевом составе поровых вод нивелировать эти изменения при переходе пород на большие глубины. Еще один процесс протекает при деградации диоктаэдрических гидрослюд. Из перешедших в раствор продуктов их частичного растворения кристаллизуется аутогенный гидромусковит в виде тончайших иголочек, распределенных в общей гидрослюдистой массе. Этот процесс не влияет на фильтрационные параметры пород, но представляет минералогический интерес, так как показывает направление тех изменений, которые могут завершить преобразование глинистого цемента при переходе пород в зону метагенеза (рис. 2).

Суммируя сказанное выше, отметим, что неглинистые кварцевые песчаники при переходе на глубины свыше 4,5 км не только сохраняют, но даже несколько улучшают свой коллекторский потенциал благодаря образованию жесткого каркаса из кремнезема. Что касается глинистых разностей, то на больших глубинах они сохраняют достаточные коллекторские свойства только при небольшом количестве (не более 10%) каолинитового, гидрослюдистого или смешанного каолинит-гидрослюдистого цемента, распределенного в виде отдельных гнезд. При равномерном распределении этих же типов цемента породы могут практически оказаться непроницаемыми. В конечном случае, особенно если в цементе будет хоть небольшое количество монтмориллонита, образуемого в участках с низкой проницаемостью при деградации триоктаэдрических гидрослюд, коллектор переходит в покрышку и может экранировать залежи в нижележащих отложениях.

При изменении термодинамических параметров (в связи с переходом на большие глубины) преобразование полимиктовых песчано-алевритовых коллекторов существенно отличается от преобразования кварцевых. В составе полимиктовых песчаников и алевролитов значительную роль играют полевые шпаты и обломки пород. Как правило, породообразующие минералы полимиктовых песчаников имеют таблитчатый габитус, трещины спайности и обладают в отличие от кварца значительной сорбционной емкостью,

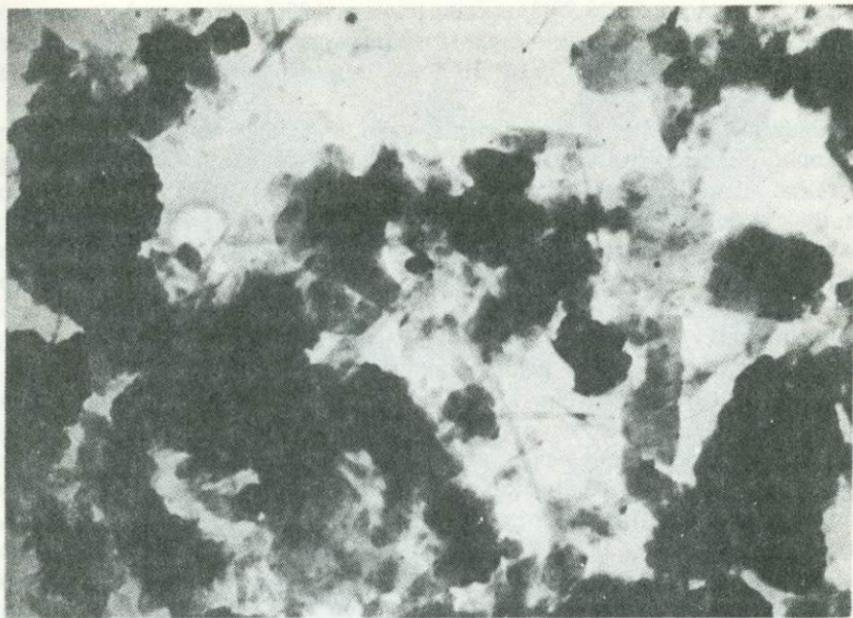


Рис. 2. Деградированные, частично каолинизированные диоктаздрические гидрослюды и иголочки аутогенного гидромусковита из кварцевого песчаника с глинистым (гидрослюдисто-каолинитовым) цементом

Арлан, скв. № 6, обр. 38, пашийский горизонт, ув. 500

что и при отсутствии глинистых минералов в цементе значительно снижает коэффициент фильтрации флюидов. Для примера возьмем полимиктовые песчаники и алевролиты, слагающие продуктивный пласт II (юра) на севере Тюменской области. Породы мелко- и среднезернистые, плохо отсортированные содержат значительное количество каолинита, образованного по калиевым полевым шпатам без изменения объема. Этот каолинит практически не снижает проницаемость пород, так как он находится как бы в форме, которой служит исходный полевой шпат. Значительное количество плагиоклазов в разной степени затронуто хлоритизацией и каолинизацией. Последняя происходит не непосредственно, а через гидрослюдистую стадию.

Избыток кремнезема расходуется на окремнение близлежащих участков, образуя кварцитовидные участки в этих коллекторах. Глинистого цемента в собственном смысле слова нет. Присутствующие в породах аллотигенные глинистые обломки благодаря своей пластичности зажаты терригенными зернами при уплотнении, так что открытая пористость коллекторов уменьшена за счет пор, закрытых таким способом. Соответственно снижена и проницаемость. В результате постседиментационной гидрослюдизации и последующей каолинизации основных плагиоклазов образуется кальцит, цементирующий соседние поры. Все это многообразие постседиментационного новообразования минералов делает породы практически непроницаемыми. Однако возникающая при этом текстурная неодно-

родность приводит к тому, что на больших глубинах они будут растрескиваться по ослабленным зонам, образованным на контактах разных по текстуре участков.

Карбонатные коллекторы. Коллекторы, приуроченные к карбонатным породам, имеют сложный характер емкости, формирование которой определяется как генезисом и структурно-текстурными особенностями отложений, так и характером постседиментационных их преобразований. Для формирования в карбонатных породах порового пространства определяющими являются первичная структура осадка, а также постседиментационное растворение карбонатного материала. Постседиментационные преобразования карбонатных коллекторов связаны как с общей направленностью развития бассейна седиментации, так и со структурно-тектоническими факторами, определяющими размещение зон повышенной тектонической активности и трещиноватости. Последняя играет значительную роль в улучшении коллекторских свойств карбонатных пород.

Границу между диагенезом и катагенезом в карбонатных породах автор вслед за Г.И. Сурковой [1971] проводит по литификации карбонатного осадка. Карбонатные коллекторы среднего карбона Пермской области сложены преимущественно известняками, среди которых наиболее распространены обломочные, органогенные и хемогенные. При диагенезе в результате перекристаллизации в этих породах произошло увеличение размеров карбонатных минералов, а в отдельных случаях образовался доломит. С диагенезом связан и первый региональный этап растворения карбонатного материала, обусловленный активной жизнедеятельностью микроорганизмов и разрывом кислородных связей в гумусовом органическом веществе с выделением CO_2 . Катагенезом определяются второй и третий этапы регионального растворения карбонатного материала. Описанные процессы по-разному влияют на коллекторские свойства карбонатных пород. Аутогенное минералообразование, за исключением доломитизации, ухудшает, а перекристаллизация и растворение улучшают их коллекторские свойства [Клубова, Суркова, 1979].

Погружение карбонатных пород на большие глубины способствует сохранению и даже улучшению коллекторских свойств как за счет растворения, так и за счет текстурной неоднородности, по границам которой развивается трещиноватость. Наиболее благоприятны в этом отношении органогенные и обломочные разности карбонатов.

Присутствие глинистых минералов в составе цемента карбонатных коллекторов повышает их текстурную неоднородность, а значит, и предрасположенность к образованию трещин. Исключительный интерес в этом отношении представляют глинисто-кремнисто-карбонатные породы доманикового горизонта (верхний девон) восточной части Русской платформы. Характерной особенностью доманиковых пород является высокое содержание тонкодисперсного (микрозернистого) кальцита неорганогенного происхождения. Даже в известняках, наиболее богатых фаунистическими остатками, нераковинный микрозернистый карбонат составляет 30–45% породы. Микрозернистые известняки с радиоляриями содержат тонкодисперсного кальцита еще больше (60–65%). Тонкозернистый карбонат составляет, по подсчетам С.В. Максимовой [1970], около трети всей массы осадков доманикового времени. Второй особенностью доманиковых



Рис. 3. Разъединение ослабленных зон в глинистом известняке
Бураевская, скв. № 48, обр. 27б, доманиковый горизонт, увел. 300

пород является наличие свободного кремнезема и ОВ в породообразующих количествах.

Коллекторские свойства доманиковых пород полностью обусловлены текстурной неоднородностью (рис. 3, 4). Разъединение зон текстурной неоднородности карбонатных коллекторов образует пути, часто весьма извилистые, по которым происходит миграция жидкостей и газов. Необходимо подчеркнуть, что на больших глубинах при высоких значениях термодинамических параметров начавшееся в катагенезе разъединение участков с различной текстурой дополняется рядом изменений, связанных с потерей той небольшой пленки воды, которая до некоторой степени защищала карбонатные минералы от воздействия температуры и давления. Теперь эти минералы начинают растрескиваться как по зонам контактов отдельных фрагментов породы, так и по ослабленным участкам самих фрагментов, что повышает их коллекторский потенциал.

Глинистые коллекторы. Месторождения нефти и газа, приуроченные к глинистым коллекторам, в настоящее время известны во многих регионах земного шара. Stratиграфический интервал их распространения весьма



Рис. 4. Разъединение ослабленных зон в глинистом известняке
Бураевская, скв. 48, обр. 27б, увел. 1000

широк – от миоцена до девона. Первые открытия месторождений нефти в глинистых коллекторах были сделаны в штате Калифорния в бассейне р. Санта-Мария в начале века. Это месторождения Оркэтт (1902 г.) и Лом-пок (1903 г.). Позднее в этом и других бассейнах в глинистых коллекторах были открыты крупные нефтяные и газовые месторождения. В частности, к коллекторам этого типа приурочено крупное газовое месторождение Биг-Санди в восточной части штата Кентукки (Предаппалачская впадина). Характерным типом залежей являются пластовые сводовые, тектонически, литологически и стратиграфически экранированные, а также различные их комбинации. Обычно продуктивные интервалы близко расположенных скважин не всегда находятся на одном уровне и могут встречаться по всей толще. Это затрудняет поиски таких месторождений.

Месторождения нефти в глинистых коллекторах характеризуются рядом общих свойств. Во всех коллекторах такого типа, содержащих нефть, основным породообразующим минералом является гидрослюдя. Для всех характерно также наличие свободного кремнезема в породообразующих количествах. Окремнение и присутствие в значительном количестве ОВ (в баженовской свите Салымского месторождения до 23%) явилось причиной возникновения текстурной неоднородности. Участки сочленения текстур разного типа – ослабленные зоны – основа емкостных и фильтрацион-

ных возможностей глинистых коллекторов. Они хорошо заметны в шлифах и иногда неправильно принимаются за трещины, хотя действительно разъединение пород по этим участкам приводит к дроблению пород, т.е. к тому же результату, что и трещиноватость.

Формирование текстурной неоднородности заканчивается в диагенезе, а разъединение этих зон и образование глинистых коллекторов происходит в катагенезе в тектонически активных участках в момент заполнения коллектора нефтью. Это — важная особенность глинистых коллекторов. Еще одной особенностью месторождений нефти и газа в коллекторах такого типа является то, что все они располагаются в нижних слоях многопластовых месторождений. Это говорит о высокой энергии заполнения их углеводородами, которой оказывается достаточно и для наполнения ловушек в верхних структурных этажах.

Важной особенностью глинистых коллекторов является гидрофобизация поверхности монокристаллов глинистых минералов, а значит, и всей зоны контакта их друг с другом и с другими микрокомпонентами пород, сорбированных ОВ. Именно гидрофобизация зон контактов предопределяет их достаточно легкое разъединение при заполнении нефтью и, что не менее важно, отдачу заключенной в них нефти при разработке.

ЛИТЕРАТУРА

Дмитриевский А.Н. Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов: Автoref. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. М.: МИНХиГП, 1980. 48 с.

Клубова Т.Т. О текстурных особенностях пород, экранирующих нефтегазовые залежи. — Бюл. МОИП. Отд. геол., 1968, т. 43, № 4, с. 142—143.

Клубова Т.Т. Механизм взаимодействия глинистых минералов и органического вещества в осадочных породах. — В кн.: Органическое вещество современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1970, с. 204—217.

Клубова Т.Т. Глинистые минералы и их роль в генезисе, миграции и аккумуляции нефти. М.: Недра, 1973. 256 с.

Клубова Т.Т., Суркова Г.И. Постседиментационная история нефтегазоносных формаций карбона Волго-Уральской провинции. — В кн.: Нефтегазоносность Русской платформы и сопряженных краевых прогибов. — Тр. ИГиРГИ, 1979, вып. 20, с. 54—63.

Максимова С.В. Эколо-фациальные особенности и условия образования доманика. М.: Наука, 1970. 100 с.

Суркова Г.И. О некоторых постседиментационных преобразованиях карбонатных коллекторов нефти. — В кн.: Проблемы геологии нефти. М.: Недра, 1971, вып. 2, с. 143—152.

Чепиков К.Р., Ермолова Е.П., Орлова Н.А., Суркова Г.И. Постседиментационные преобразования пород-коллекторов. М.: Наука, 1972. 90 с.

И.Б. Дальян

**КОЛЛЕКТОРСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОРОД
ПОДСОЛЕВЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ
ВОСТОЧНОГО ПРИКАСПИЯ**

В восточном Прикаспии на поднятиях Жанжольской, Кенкиякской, Коздысайской и Шубаркудукской тектонических ступеней в различных структурных условиях многими глубокими скважинами в интервале глубин 1885–5750 м вскрыты подсолевые терригенные, карбонатные и частично сульфатные отложения. Их суммарная мощность около 5500 м, стратиграфический диапазон — от артинского яруса до верхнего девона. Автор группирует эти отложения в три региональных нефтегазоносных комплекса: артинско-верхнекаменноугольный песчано-глинистый прибрежно-морской; верхнекаменноугольно- (для Жанжольской) и среднекаменноугольно-окский (для Кенкиякской ступеней) карбонатный палеошельфовый; средневизейско-верхнедевонский песчано-глинистый с толщами конгломератов прибрежно-морской.

Нефтегазоносные комплексы принадлежат к разным формациям с неодинаковыми геохимическими условиями седиментации, геотермическим режимом, содержанием и степенью катагенеза рассеянного органического вещества (РОВ). Они содержат нефтегазовые горизонты (коллекторы) и зональные глинистые непроницаемые покрышки и перекрыты сверху надежной флюидоупорной толщей — галогенными отложениями кунгурского яруса. Терригенные и карбонатные породы комплексов в интервале глубин 2535–5162 м содержат скопления нефти и газа или в них отмечаются признаки углеводородов различной интенсивности.

В Восточном Прикаспии в каждом комплексе по керну и промысловогеофизическим данным нами выделены маркирующие горизонты (реперы), являющиеся одновременно пачками пород-коллекторов. Четкие каротажные реперы позволяют надежно сопоставить между собой разрезы всех пробуренных скважин на Жанжольской и Кенкиякской ступенях, провести границы между литолого-стратиграфическими подразделениями и выделить ряд регионально и локально выдержаных, хорошо коррелирующих между собой промысловых нефтегазовых горизонтов. Положение в разрезе и различные мощности песчано-алевритовых и карбонатных горизонтов и разделяющих их покрышек связаны с разными структурными условиями и контролировались палеотектоническими особенностями развития территории Восточного Прикаспия.

Коллекторы промысловых горизонтов в зависимости от литологического состава пород относятся к различным типам: развитые в песчано-глинистых и грубообломочных отложениях — к поровому и порово-трещинному, в карбонатных — к поровому, порово-каверновому, трещинно-каверновому и карстовому. В некоторых горизонтах на основе лабораторных исследований и по каротажу удалось установить изменения коллекторских свойств пород по площади и разрезу.

Артинско-верхнекаменноугольный комплекс пород мощностью до

1065–1160 м заключает десять промысловых номенклатурных горизонтов, широко распространенных в пределах Кенкиякской ступени (на Жанажольской ступени они большей частью размыты). Горизонты представлены песчаниками и алевролитами, которые в артинских отложениях содержат гравелиты и конгломераты. Указанные породы слагают хорошо прослеживаемые по всей территории пласти. На отдельных участках, однако, происходит их глинизация (таблица).

Каждый номенклатурный горизонт имеет индивидуальные коллекторские свойства и мощность, которые в каждом месте зависят от положения конкретного участка на структуре.

Песчаники и алевролиты, слагающие горизонты, являются кварцево-полевошпатовыми, в разной степени известковистыми и слабослюдистыми. Породы серые и темно-серые, мелко- и среднезернистые, прослоями крупнозернистые и неравномерно-зернистые, слоистые и неслоистые, плотные, участками трещиноватые. Трещины ориентированы хаотически, открытые и выполнены кальцитом. Породы сцементированы неравномерно и по плоскостям напластования содержат обуглившиеся растительные остатки. Обломочный материал составляет 55–80%. Он представлен угловатыми и полуокатанными зернами кварца, слюды, полевых шпатов, обломков кремнистых, карбонатных, глинистых и эфузивных пород. Содержание мелкозернистых фракций – до 57%, среднезернистых – до 40%. Цемент карбонатный, глинисто-карбонатный, порового, базального и контактово-порового типов.

В разрезе артинских отложений имеются три нефтегазоносных горизонта, распространенных на площадях Кенкиякской и Коздысайской ступеней. В пределах первой этим горизонтам свойственно АВПД. Местами артинские отложения частично (площади Бозоба, Кумсай, Аши) или полностью (площади Кожасай, Шенгельский, Восточный Табускен и Восточный Торколь) размыты в предкунгурское время.

Первый горизонт А-I сложен песчаниками (12–26 м) и в полных разрезах площадей Кенкияк (скв. 91, 94), Блаксай, Мортук, Арансай, Боржер и др. перекрыт толщей аргиллитов (75–95 м). В ряде случаев его перекрывают ангидриты кунгурского яруса (площади Шубаркудук, Кенкияк, Курсай, Карагюбэ, Северный Киндысай), а в своде поднятий – Кенкияк (скв. 99, 107), Кумсай, Аши, Кожасай, Карагюбэ и Северный Киндысай он полностью или частично размыт. Открытая пористость песчаников в разрезах площадей Кенкияк, Арансай, Карагюбэ меняется от 1,9 до 14,6%, причем на площади Кенкияк она в среднем составляет 9,8–12,7%, но породы непроницаемы. Между тем при испытании отдельных скважин здесь был получен приток нефти с дебитом до 50 м³/сут, а на площади Карагюбэ дебит нефти не превышал 1,5 м³/сут.

Второй горизонт А-II находится в средней части разреза, на 40–135 м ниже первого (площади Самбай, Шубаркудук, Арансай, Остансук, Кенкияк Кумсай, Блаксай, Кокжиде, Башенколь, Карагюбэ, Курсай, Северный Киндысай, Боржер). Он размыт на площадях Бозоба и Кожасай, а иногда отмечается непосредственно под толщей ангидритов, залегающей в основании кунгурского яруса (площадь Кенкияк, скв. 99, 107).

Горизонт представлен песчаниками и алевролитами мощностью 44–90 м с прослоями гравелитов и конгломератов. В некоторых случаях наблю-

Площадь, скважина	Интервалы залегания нефтеносных горизонтов нижнепермских отложений.							
	A-I	A-II	A-III	S-I	S-II	S-III	S-IV	A [*] -I
Самбай, 1	4140–4160	4235–4325	4401–4426	4626–4646	4715–4739	4760–4824	— ¹	—
Шубаркудук, 3	5374–5391	5508–5556	5570–5584	—	—	—	—	—
Арансай, 1	4080–4106	4190–4255	4290–4307	4406–4426	4435–4460	4502–4577	4660–4735	4778–4797
Остансук, 38	3060–3085	3230–3285	3292–3301	3389–3412	3447–3460	3473–3581	3680–3757	3805–3830
Кумсай, 2	Размыт	3591–3682	3725–3737	3830–3850	3874–3885	3914–3996	—	—
Бозоба, 5	То же	Размыт	3998–4020	4084–4117	4152–4190	4205–4262	4290–4324	4386–4402
Кенкияк, 102	"	3810–3895	3968–3990	4087–4109	4135–4152	4162–4230	4232–4280	4353–4368
Кенкияк, 92	4072–4092	4145–4191	4224–4237	4346–4368	4420–4435	4534–4560	4585–4640	—
Блаксай, 89	3735–3755	3840–3920	3943–3951	3966–4000	4034–4056	4072–4138	4175–4226	4290–4320
Башенколь, 106	3660–3680	3744–3800	3819–3830	3883–3905	3920–3937	3942–3994	4050–4104	4224–4237
Кокжиде, 110	3727–3740	3804–3854	3874–3891	3960–3980	4030–4050	4080–4142	4157–4190	Заглинизир.
Мортук, 17	3739–3755	3832–3880	3906–3924	3946–3967	4006–4024	4036–4140	—	—
Аши, 1	Размыт	3134–3178	3235–3251	3337–3350	3380–3410	—	—	—
Жанажол, 12	"	Размыт	Размыт	Размыт	Размыт	Размыт	Размыт	2702–2724
Кунгурская, 23	"	"	"	"	"	"	2300–2360	2400–2460
Курсай, 4	4384–4410	4450–4513	4630–4647	4768–4780	4817–4835	4865–4930	4974–5029	—
Каратюбе, 37	4288–4300	Заглинизиро- ванный	4397–4412	4537–4559	Заглинизиро- ванный	4602–4646	4683–4747	—
Северный	Размыт	4384–4426	4471–4481	4539–4569	4691–4710	4716–4790	4814–4865	—
Киндысай, 2								

¹Прочерк — горизонт не вскрыт.

дается глинизация его верхней части (площади Кенкияк, Карагюбэ). Коллекторские свойства пород горизонта, в основном песчаников и алевролитов, наиболее полно изучены в разрезе площади Кенкияк. Открытая пористость здесь меняется от 3,5 до 16,2%. В разрезе площади Карагюбэ она составляет 4,6–19,2, Самбаэ – 5,4–11,6, Остансукэ – 8–8,2, Курсаэ – 8,5, в Северном Киндысае – 9,6%.

При испытании скважин на площади Кенкияк дебит нефти составлял 16,4–50 м³/сут, а в приконтурной скв. 86 через 6-миллиметровый штуцер – 15 м³/сут нефти и 8 м³/сут пластовой воды с минерализацией 119 г/л. На площадях Карагюбэ и Кумсаэ дебит нефти не превышал 0,3 м³/сут, а на площади Курсай дебит самоизливающейся воды с минерализацией 124,5 г/л и нефти плотностью 0,9463 г/см³ был равен 4–4,5 м³/сут. На площади Самбай перелив воды не превышал 2,5 м³/сут, а на Северном Киндысае достигал 108 м³/сут с минерализацией воды 123 г/л.

Третий горизонт А-III отделен от второго глинистой толщиной в 14–76 м и представлен песчаниками (8–27 м), включающими в отдельных случаях небольшие прослои аргиллита (площади Кенкияк, Блаксай, Мортук). Открытая пористость песчаников в разрезах площадей Кенкияк составляет 4,1–16,2, Мортук – 8,5, Самбай – 7,2, Карагюбэ – 4,6–13,9%. При испытании скважин на площади Кенкияк дебит нефти через 3-миллиметровый штуцер достигал 23,4, а на площади Карагюбэ – до 0,8 м³/сут.

В толще сакмарских отложений выделяются четыре промысловых нефтеносных горизонта, широко распространенных на локальных площадях Самбай, Арансай, Остансук, Бозоба, Кумсай, Кенкияк, Блаксай, Мортук, Кокжиде, Жанажол, Курсай, Карагюбэ и структурных ступенях Северно-Киндысайской, Коздысайской, Кенкиякской и частично Жанажольской.

Первый горизонт S-I залегает в самой верхней части отложений сакмарского яруса и представлен песчаниками (18–41 м). Открытая пористость песчаников в разрезах скважин площади Кенкияк составляет 5,4–19,8% и по единичным образцам в разрезе площади Блаксай – 3,2% (в скв. 104 площади Кенкияк, где максимально отобран керн, открытая пористость – до 10,8–19,8%, а проницаемость – до $250-375 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, но иногда последняя не превышала первых единиц).

При испытании скв. 104 дебит нефти через 3-миллиметровый штуцер достигал 139 м³/сут, а в других скважинах (на площадях Бозобе, Остансуке и Карагюбэ) он не превышал 1,5 м³/сут.

Второй горизонт S-II отделяется от первого глинистой покрышкой (до 37 м) и представлен песчаниками и алевролитами (25–108 м). Открытая пористость пород в разрезах площадей, %: Кенкияк – 2,8–13,2, Блаксай – 3,2, Курсай – 6,3, Северный Киндысай – 5,2. Однако при испытании скв. 104 на площади Кенкияк дебит нефти через 6-миллиметровый штуцер равнялся 56–60 м³/сут, на площади Карагюбэ – был незначительным, а на площади Северный Киндысай происходил самоизлив пластовой воды через устье (8 м³/сут).

Третий горизонт S-III в разрезе находится ниже второго и перекрыт маломощной глинистой покрышкой. Он представлен песчаниками и алевролитами (25–108 м) с прослоями аргиллита. Открытая пористость пород на площади Кенкияк изменяется от 3 до 16,4% (в скв. 104 6,6–16,4% при проницаемости $1,2-1,4 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$), на площадях Блаксай – 1,5,

Арансай – 1,8, Мортук – 4,1–7,3, Каратюбе – 3,5–11,2, Северный Киндысай 7,2–10,6%. При испытании скв. 104 получен дебит нефти $32,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ через 6-миллиметровый штуцер, на площадях Каратюбе, Кумсай и Бозоба он не превышал $0,6 \text{ м}^3/\text{сут}$, а на площади Северный Киндысай приток самоизливающейся пластовой воды составил $5 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Четвертый горизонт S-IV находится в нижней части сакмарских отложений и имеет глинистую покрышку различной мощности. Он представлен песчаниками и алевролитами (34–77 м), которые имеют в разрезах площадей следующую открытую пористость, %: Кенкияк – 2,6–13,7, Бозоба – 2,3–10,3, Блаксай – 1,1–8,1, Арансай – 5,1–10,5, Остансук – 2,0–3,8, Каратюбе – 4,1. При испытании скважин на площади Кенкияк дебит нефти достигал $7,8 \text{ м}^3/\text{сут}$, на площади Бозоба через 3-миллиметровый штуцер – $4,3 \text{ м}^3/\text{сут}$, а на площадях Каратюбе и Арансай притоки были незначительными.

В нижней части ассельских отложений развиты нефтеносные песчаники (18–60 м), распространенные на площадях Кенкиякской и Жанажольской ступеней. Открытая пористость их в разрезах перечисляемых площадей, %: Арансае – 5,1–13,5, Кенкияк – 3,6–15,7, Бозоба – 4,2–10,3, Жанажол – 5,5–6,7, Северный Киндысай – 8,1–3,6. При испытании скважин дебит нефти на площади Бозоба при 4-миллиметровом штуцере достигал 25, а на площади Кенкияк при 7-миллиметровом штуцере – $10,9 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В разрезах площадей Алибекмола, Жагабулак, Жанажол, Кунгурская и Синельниковская в терригенных отложениях верхней части гжельского яруса имеются два выдержаных прослоя песчаников и алевролитов (40 м), пористость которых, по данным ГИС, составляет 8,2–9,4%.

Бурение скважин в регионе происходило с использованием тяжелых буровых растворов. Но несмотря на это, в ряде случаев там, где образцы керна имели низкую открытую пористость и породы были практически непроницаемы, получены промышленные притоки нефти. Это говорит о том, что из скважин были подняты в основном плотные непроницаемые разности пород, тогда как проницаемые разрушались в процессе бурения. Следовательно, изучение коллекторских свойств пород промысловых нефтеносных горизонтов по редко поднимаемым образцам керна не может характеризовать истинные фильтрационные и емкостные свойства пород. Для объективной оценки необходим сплошной отбор керна с обеспечением полного выноса.

Проведенный В.И. Горшковым (1982 г.) анализ степени преобразованности угольной органики артинско-верхнекаменноугольного песчано-глинистого комплекса на площадях Жанажол, Западный Кусанбай, Каратюбе, Курсай, Кенкияк, Мортук, Бозоба, Арансай, Самбай, Остансук и Шубаркудук в интервале глубин 2624–5750 м показал, что, несмотря на значительную глубину погружения пород (с востока на запад), отражающая способность витринита (ОСВ) и степень катагенетической преобразованности органического вещества (ОВ) почти не меняются. Наличие в разрезе региональной герметичной кунгурской соленосной покрышки создало условия, затрудняющие отток флюидов из подсолевых отложений, что привело к сдерживанию темпов литификации последних и в значительной степени сохранило их первоначальные коллекторские свойства. Предполагается, что к западу от площадей Кенкияк и Каратюбе, в пределах Коз-

дысайской и Шубаркудукской тектонических ступеней, коллекторские свойства нижнепермских нефтеносных горизонтов в целом будут удовлетворительными. Как показали П.А. Карпов и другие (1975 г.), полимиктовые песчаники и алевролиты, ОВ которых преобразовано до стадии МК₁, могут характеризоваться высокой открытой пористостью (до 8–20%).

Верхнекаменноугольно-серпуховский карбонатный комплекс в пределах Жанажольской ступени состоит из верхней карбонатной толщи (КТ-I) верхнего карбона – верхней части подольского горизонта московского яруса, терригенной части низов подольского горизонта и нижней карбонатной толщи (КТ-II) каширского горизонта. На Кенкиякской ступени распространены карбонаты нижней толщи (КТ-II) башкирского яруса–окского надгоризонта.

Верхняя карбонатная толща (420–548 м), по данным ГИС и изучения керна, содержит до 10 пластов пород с вторичными коллекторами, образовавшимися за счет эпигенетической перекристаллизации пород, превращения известняков в доломиты. Это приводило к уменьшению объема и увеличению пористости породы главным образом по органическим остаткам и последующему интенсивному выщелачиванию последних инфильтрационными содовыми водами. Следовательно, процессы перекристаллизации карбонатных пород на ранних стадиях эпигенеза способствовали избирательному выщелачиванию известняков и доломитов и приводили к образованию вторичных пустот и каверн различных форм и размеров.

Литолого-петрографическое изучение пород КТ-I по керну и в шлифах показывает, что они сложены светло-серыми известняками и доломитами, часто с коричневатым оттенком, иногда (в тонких прослоях) они имеют темно-серую окраску. Породы пелитоморфные, органогенные (нередко органические остатки составляют до 75–85%). Выделяются органогенно-обломочные и органогенно-детритовые разности: наряду с ними отмечаются мелко- и среднекристаллические, массивные, со стилолитовыми поверхностями, пористые и кавернозные. Поры и каверны разных форм и размеров, внутренняя их поверхность часто выполнена кристалликами кальцита. В породах верхней части толщи поры и каверны составляют до 25–35%, в нижней, водоносной части, они обычно выполнены кальцитом. Карбонаты трещиноваты: трещины открытые и заполнены вторичным кальцитом, нередко наблюдается заполнение трещин несколькими генерациями кальцита. Рифогенные карбонаты не установлены.

В продуктивной части КТ-I (интервал глубин 2557–2980 м) на поднятиях Жанажол, Кунгурское, Синельниковское и Алибекмола, по данным ГИС и изучения керна, установлено четыре пласта пористо-проницаемых газо-нефтеносных доломитов и известняков (по 20–50 м). Породы характеризуются поровым, порово-каверновым, трещинно-каверновым и карстовым типами коллекторов, имеющими высокие фильтрационно-емкостные свойства. Пласти разделены прослойями плотных непроницаемых карбонатов, являющимися их покрышками. Каждый продуктивный пласт имеет индивидуальные нефте-газоотдачу и коллекторские свойства, вследствие чего и является самостоятельным объектом для эксплуатации. Емкостные свойства пластов ухудшаются от сводов поднятий к их крыльям и по раз-

резу сверху вниз. Наилучшими свойствами и высокой производительностью обладают два верхних пласта.

Открытая пористость продуктивных пластов, по лабораторным исследованиям керна, достигает 36–43% (среднее значение 20,5–28,3%), проницаемость варьирует от $0,001 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $1,5-2,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, что объясняется крупными размерами каверн (до 5–8 см) и наличием карстовых пустот (в процессе бурения скважин имели место провалы инструмента до 1,5 м). Высокие фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов на площадях Жанажол и Кунгурская подтверждаются устойчивыми многодебитными притоками газа, конденсата и нефти.

Газоконденсатные залежи на указанных площадях приурочены к присводовым частям поднятий и к верхнему пласту, а нефтяные – к трем нижним. Газоконденсатные и нефтяные пласты имеют почти гидростатическое пластовое давление, АВПД не наблюдается. По замерам глубинных манометров и напорам флюидов коэффициент аномалийности пластовых давлений составляет 1,04–1,07. Поэтому при бурении с применением тяжелых глинистых растворов нередко происходило загрязнение продуктивных пластов и притоки были небольшие.

Учитывая геологическое развитие территории Жанажольской ступени в средне- и позднепалеозойское время, можно предположить, что на поднятиях Урихтау, Надеждинское, Александровское и других продуктивные породы КТ-І будут обладать аналогичными вторичными коллекторами с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. При этом в верхней части толщи в них, вероятно, будут располагаться газоконденсатные залежи.

На структурах в законтурной и водоносной частях (в интервале глубин 2880–3434 м) коллекторские свойства пород КТ-І ухудшаются за счет значительного выполнения пор и каверн вторичным кальцитом. В водоносной части разреза находятся шесть коллекторских пластов мощностью по 12–32 м, имеющих открытую пористость 10,1–26,2% и проницаемость до $217-467,4 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. На площадях Жанажол и Кунгурская из них были получены притоки высоконапорных пластовых вод.

В терригенной толще (146–375 м), залегающей между КТ-І и КТ-ІІ и относящейся к низам подольского горизонта в разрезах площадей Алибекмولا, Жанажол, Кунгурская и Синельниковская отмечается прослой песчаника (иногда известняка) мощностью 17–46 м, в котором нередко имеются признаки нефти.

Карбонаты КТ-ІІ представлены известняками и доломитами. Породы светло-серые с коричневатым оттенком, пелитоморфные и органогенные (фораминиферовые и брахиоподовые, органогенно-обломочные), в различной степени перекристаллизованные, со стилолитовыми швами (до 4 см), поровые, трещиноватые и мелкокавернозные. Каверны имеют различную форму и чаще всего наблюдаются по выщелоченным органическим образованиям. Поры, каверны и трещины большей частью выполнены вторичным кальцитом. На поднятиях Жанажольской ступени (Жанажол, Алибекмولا, Кунгурская и Синельниковское) в карбонатах КТ-ІІ каширско-серпуховского возраста мощностью 300–639 м (интервал глубин 3391–4200 м) и на поднятиях Кенкиякской ступени (Арансай, Кенкияк, Блаксай, Кокжиде, Башенколь, Кожасай, Южный Тускум, Восточный Тобус-

кен, Восточный Тортколь и др.) в отложениях башкирско-окского горизонта (мощностью 253–583 м, интервал глубин 3130–5182 м), по данным ГИС и изучения керна, установлено развитие шести пластов-коллекторов, представленных известняками и доломитами мощностью 17–70 м с пустотным пространством порового, порово-кавернового и трещинно-кавернового типов. Пласт, находящийся в кровле стешевского горизонта серпуховского яруса (51–70 м), выдержан регионально, что позволяет использовать его при структурных и прочих построениях. Открытая пористость пород КТ-II составляет 10,1–19,5%, проницаемость – 107,1–394,6 × 10⁻¹⁵ м². Присутствие в разрезе пластов с высокими фильтрационными свойствами подтверждается фонтанными притоками нефти дебитом 75,2–415 м³/сут (площади Кенкияк, Кокжиде, Башенколь, Жанажол, Кунгурская и Синельниковская).

Общность геологического развития, структурных условий и процессов формирования скоплений УВ в рассмотренных карбонатных толщах востока Прикаспийской впадины позволяет предполагать, что отложения КТ-I и КТ-II будут продуктивными на поднятиях Урихтау, Надеждинском и Александровском в пределах Жанажольской ступени, а КТ-II – на поднятиях Куантай, Жанатан, Кумкудукоба, Жантай и на других площадях Кенкиякской ступени.

Средневизейско-верхнедевонский комплекс (вскрытая мощность 2825 м) наиболее полно изучен в скв. 1-П (площадь Терескен), 1 (площадь Восточный Тортколь), а также частично на площадях Восточный Тобускен, Кожасай и Кунгурская, где отложения этого комплекса содержат до десяти пластов песчаников и конгломератов мощностью 20–80 м с высокими фильтрационными свойствами.

Песчаники полимиктовые, алевритистые, слабоизвестковистые, серые и темно-серые, мелко- и среднезернистые, иногда крупнозернистые, с включением мелкого гравия, массивные, в различной степени сцементированные, нередко с включением углистых частиц. Обломочный материал (80–85%) состоит из зерен кварца, полевых шпатов, кремнистых, кремнисто-глинистых и эфузивных пород, хлорита, биотита, магнетита и халцедона. Зерна кварца нередко регенерированы, пелитизированы и хлоритизированы, обычно они окатаны и полуокатаны, изредка угловатые. Цемент (20%) породы кальцитовый, глинистый, порово-контактовый и контактовый.

Конгломераты серые и темно-серые, мелко- и среднегалечные, иногда крупногалечные. Гальки окатанные, полуокатанные и угловатые, причем хорошо окатана мелкая галька, состоят из обломков (до 95%) диабазов, кварцитов, кремнистых и кремнисто-глинистых сланцев, кремнистых пород, кварцевого песчаника, туфа кислого состава, кварца, альбита и эпидота. Кремнистые породы в различной степени перекристаллизованы, пропитаны рудной пылью и содержат реликты радиолярий. В конгломератах имеются линзы в различной степени сцементированных гравелитов. Цемент карбонатно-песчанисто-глинистый и карбонатно-песчанистый. Конгломераты незрелые, напоминают перемытые вулканиты. По цвету и составу они характерны для контрастной кремнисто-вулканогенной формации сакмарской зоны Мугоджар. Распределение в ранне-среднепалеозойском Эмбенском перикратонном прогибе терригенного и глинистого материала

определялось седиментационными условиями на краю древней Восточно-Европейской платформы.

Песчаники и конгломераты имеют высокие коллекторские свойства — открытая пористость составляет 10,9–25,1% (в некоторых образцах до 38%), проницаемость колеблется от 100 до $2800 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. О высоких фильтрационно-емкостных свойствах их свидетельствуют притоки высоконапорных и самоизливающихся пластовых вод из интервала глубин 3253–3943 м в скважинах площади Восточный Тортколь.

Таким образом, изучение особенностей различных типов коллекторов терригенных и карбонатных пород нефтегазоносных комплексов востока Прикаспийской впадины показало, что коллекторы характеризуются высокими емкостными и фильтрационными свойствами, вполне достаточными, чтобы аккумулировать УВ в промышленных количествах. Для наиболее полного определения свойств пород-коллекторов нефтегазоносных комплексов необходимо соответствующие горизонты терригенных и карбонатных пород проходить со сплошным отбором керна. Установленные некоторые закономерности развития и распространения коллекторов в подсолевых нефтегазоносных комплексах в пределах различных тектонических ступеней могут быть использованы при нефтегазоносных работах в структурно-тектонических зонах на востоке впадины.

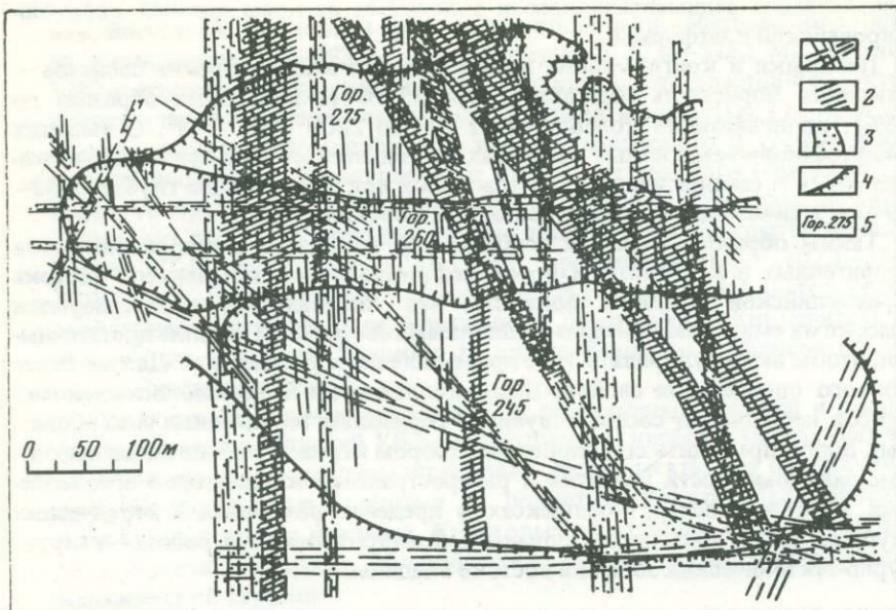
УДК 553.98.061.43(Б/Г)

T.A. Югай

О ВОЗМОЖНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ ТРЕЩИННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Известно, что при погружении на большие глубины породы-коллекторы частично или полностью утрачивают первичные емкостные и фильтрационные свойства [Прошляков, 1974]. Месторождения углеводородов (УВ) в этих условиях имеют иные морфогенетические признаки, чем скопления на малых и средних глубинах. В отличие от пластовой латеральной миграции флюидов с заполнением структурных и неструктурных ловушек на больших глубинах в породах, утративших матричную проницаемость, перемещение и концентрация УВ, очевидно, происходит часто по крутым и вертикальным инъективным (гидроразрывным) и дизьюнктивным нарушениям и зонам трещиноватости. При этом локализованные в трещинных коллекторах вновь образованные залежи должны приобрести морфологические черты зон трещиноватости и нарушений. Для суждения об их форме, размерах и возможности существования в природе обратимся к методу аналогии.

Используя методы рудничной структурно-геологической съемки [Саранский, 1961; Поспелов, 1967], автор исследовал рифогенные карбонатные породы в Шиханском карьере на Ишимбайской нефтеносной площади в Башкирии (рисунок). Исследования показали существенное морфогенетическое сходство в развитии доломитизации и нефтенасыщения с метасоматозом и заполнением рудным веществом тектонических трещин [Поспелов, Поспелов, 1973].



Схематическая карта трещинных, доломитизированных и нефтенасыщенных зон в рифогенетических известняках в районе Шиханского карьера

1–3 – зоны: 1 – трещиноватые, 2 – интенсивной доломитизации известняков, 3 – нефтенасыщения; 4 – борта карьера высотой 15 м; 5 – горизонты разработки

Геологическое подобие структурного контроля нефтяных и рудных залежей в нашем случае является важным потому, что гидротермальный процесс развивается в условиях, близких к условиям больших глубин в слабопористых и сильноутрещиноватых породах. Высокая степень изученности рудных полей и месторождений позволяет с применением метода аналогий создать целостные морфогенетические модели зон трещинных коллекtorов.

Элементарными гидротермальными рудными телами являются: штокверки, жилы, жильные зоны, рудные столбы. Морфологически сходные с ними скопления нефти развиты на малых и средних глубинах, но не являются типичными из-за наличия пластов с высокой проницаемостью. Аналогами штокверков являются некоторые месторождения Северного Кавказа, приуроченные к линейным складкам, осложненным разрывными нарушениями. Одним из таких месторождений является Старогрозненское. Нефтяная залежь локализована в трещинных коллекtorах со средней открытой пористостью 4,2%. Этаж продуктивности составляет 0,7 км [Майдебор, 1980]. Примером двумерной залежи является Садкинское месторождение асфальтовых жил в Среднем Поволжье. Здесь жила мощностью 18 м клинообразно погружается на 350 м. Считается, что некогда нефтяная жила была образована путем гидроразрыва [Аширов, 1982]. Ю.А. Косягин [1969], помимо дислокативных и пликативных нарушений, выделяет инъективные дислокации, полагая, что проникновение жидкого вещества из нижних горизонтов в верхние ведет к образованию разрывов. Особо выделена группа дислокаций, связанных с заполнением жидким

или высокопластичным материалом осадочного происхождения полостей, трещин, жерл или других каналов в осадочной оболочке. Ископаемые "нефтевулканические некки" известны в низах продуктивной толщи (средний плиоцен) Апшеронского полуострова. Они расположены цепочками вдоль разломов, представляя собой почти вертикальные тела кругового или эллипсовидного сечения, сложенные брекчияй, пропитанной нефтью. Диаметр некков 2–3 м; местами они образуют группы, сливающиеся в один большой некк. В двух последних случаях понятие "коллектор" совпадает с понятием "резервуар".

Поскольку нефть и газ постоянно сохраняют способность к миграции, а рудное вещество относительно стабилизировано, в качестве второго аналога примем место скопления подземных вод (обладающих миграционной способностью, близкой к нефти) в малопористых и непроницаемых в матрице породах, таких, как изверженные и глубокометаморфизованные горные породы. Эти воды у гидрогеологов получили название трещинно-жильных. Они широко распространены в тектонически активных горноскладчатых областях, но встречаются и в фундаменте, и осадочном чехле платформ. Высоконапорные глубинные воды кристаллического фундамента обнаружены на Татарском своде в контуре Ромашкинского месторождения скв. 20 000 (забой 5099 м), в которой архейские нарушенные разрывами гранито-гнейсы вскрыты в мощности 3215 м. Дебит минерализованных пластовых вод из интервала глубин 4876–5005 м (удельный вес 1,228 г/см³) составил 81 м³/сут. Пластовое давление 54,4 МПа [Муслимов, 1980]. На Балтийском щите в скважине СГ-3 Кольской пластовое давление водоносной зоны на глубине 6350 м достигает 117 МПа, что в 1,9 раза превышает нормальное гидростатическое давление. Минерализация вод равна 300 г/л. Обводненные зоны приурочены к разрывным нарушениям в метаморфических породах. Сильная минерализация пластовых вод и высокое пластовое давление позволяют считать их гидродинамически замкнутыми. Оба примера свидетельствуют о возможности существования в фундаменте с непористой и непроницаемой матрицей природных гидродинамически замкнутых резервуаров трещинно-жильного типа, накопления и сохранения в них флюидов. Такие резервуары имеются на больших глубинах и в осадочном чехле. В северо-западной бортовой зоне Прикаспийской впадины на площади Ждановской в скв. 6 с глубины 4,3 км из карбонатных отложений малиновского горизонта (нижний карбон) получен приток термальных вод с пониженной минерализацией и дебитом около 10 000 м³/сут. Эти воды считаются "возрожденными", отжатыми из глинистых толщ.

На больших глубинах в резервуарах с трещинными коллекторами имеются и залежи нефти. Они выявлены на Левкинском [Горбанец, 1983] и Самгори-Патардзеульском месторождениях. Последнее находится в среднеэоценовых вулканогенно-осадочных породах на глубине около 5 км. При средней пористости около 3,6%, отсутствии или плохой проницаемости (до $1,5 \cdot 10^{-15}$ м²) были получены дебиты нефти до 800 т/сут, что объясняется наличием вторичной пустотности в виде трещин, которые и фиксируются при изучении керна [Китовани и др., 1983].

Резервуары нефти и газа трещинно-жильного типа, по всей видимости, являются наиболее распространенными в районах активной тектонической деятельности: в рифтовых зонах (Днепровско-Донецкая впадина), в зонах

сочленения древних и молодых платформ (южная бортовая зона Прикаспийской впадины), платформ и складчатых поясов (Северный Кавказ). Благоприятными структурными условиями нужно считать сочетание крупных поднятий с наложенными разрывными дислокациями. Такие условия, например, имеются в южной и восточной периферических частях Прикаспийской впадины, в Астраханско-Актюбинской системе поднятий.

Месторождения нефти и газа в трещинно-жильных резервуарах по геологической истории, механизму образования существенно отличаются от традиционных пластовых месторождений. Соответственно должны быть скорректированы методы исследования и прогнозирования глубоко-залегающих месторождений. Для формирования резервуаров трещинно-жильного типа одним из важнейших свойств горных пород, помимо пористости и кавернозности, являются их прочностные свойства и способность к растрескиванию. Потенциальные породы-коллекторы и породы-экраны можно определить исходя из лабораторных измерений их деформационных свойств в пластовых условиях. С учетом этих данных может быть повышена информативность фациально-палеографического анализа. При прогнозировании и поисках нефтегазовых залежей в ловушках рассматриваемого типа больше внимания следует уделять изучению дизъюнктивных нарушений. При этом может быть использован большой опыт изучения разрывных нарушений, закономерностей их развития и распространения в рудных районах и провинциях. Рациональным, на наш взгляд, является заимствование опыта изучения крутопадающих рудных тел геофизическими методами и наклонным бурением. Наклонное бурение на больших глубинах представляет собой сложную техническую задачу, но вместе с тем позволяет ожидать значительный положительный эффект.

В массиве нефтегазоносного комплекса при отборе на больших глубинах УВ проницаемость в околоскважинной зоне может уменьшаться, что связано с падением пластового давления и смыканием трещин под воздействием горного давления. Последнее имеет вертикальную и горизонтальную составляющие. Горизонтальная составляющая при отсутствии тектонического сжатия всегда меньше вертикальной. В прочных породах (карбонаты, уплотненные песчаники) давление бокового распора втрое меньше вертикального геостатического давления, а в глинистых алевролитах составляет две трети от него [Желтков, 1966]. Поэтому вертикальные и крутопадающие трещины, подверженные меньшему сжатию, являются более раскрытыми и проницаемыми. Они-то в большем количестве и будут пересекаться наклонными скважинами.

На больших глубинах вследствие локального распространения коллекторов и ограниченного развития законтурных пластовых вод гидрохимические поисковые критерии могут трансформироваться. Приуроченность залежей нефти и газа к зонам трещинных коллекторов может увеличить поисковое значение газометрии. Успешность освоения нефтегазоносных горизонтов, залегающих глубже 4,5 км, в значительной мере будет зависеть от совершенствования теории и методов исследования с учетом особенностей геологической обстановки больших глубин.

ЛИТЕРАТУРА

Аширов К.Б. О механизме формирования газонефтяных залежей в Среднем Поволжье. – Нефть и газ, 1982, № 2, с. 10–13.

Горбанец И.М. Влияние термобарических условий на сохранение залежей углеводородов в глубокопогруженных отложениях Западно-Кубанского прогиба. – В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. М.: МИНХиГП, 1983, с. 49–50.

Желтов Ю.П. Деформация горных пород. – В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. М.: Недра, 1966, с. 24–38.

Китовани Ш.К., Такаишвили А.О., Гудушаури С.В. О вулканогенных коллекторах Самгори-Патардзеульского нефтяного месторождения. – В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. М.: МИНХиГП, 1983, с. 78–79.

Косыгин Ю.А. Тектоника. М.: Недра, 1969. 616 с.

Майдебор В.Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. – В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. М.: Недра, 1980, с. 173–233.

Муслимов Р.Х. Породы-коллекторы на больших глубинах в архейском фундаменте Татарского свода. – В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. М.: Недра, 1980, с. 70–76.

Поспелов Г.Л. Элементы геологического подобия нефтяных и флюидогенных рудных месторождений. – Геология и геофизика, 1967, № 11, с. 3–22.

Поспелов Г.Л., Поспелов Э.Г. Формы структурного контроля нефтенасыщенных известняков, сходные с формами структурного контроля зон гидротермального метасоматоза. – В кн.: Физическое и физико-химическое моделирование рудообразующих систем. – Тр. ИГиГ СО АН СССР, 1973, вып. 35, с. 206–213.

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

Санарский А.Н. Геологические основы физики нефтяного пласта. Киев: Гостехиздат УССР, 1961. 179 с.

УДК 553.98.061.4:53(479.24)

М.Б. Хеиров, Э.А. Даидбекова, Ф.М. Курбанова, С.С. Ибрагимова

НЕКОТОРЫЕ ПРИЧИНЫ СОХРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Известно, что при погружении пород на большие глубины увеличивается их плотность, уменьшаются пористость и проницаемость. Однако можно привести множество примеров, когда в породах сохраняются или проявляются довольно высокая гранулярная пористость и проницаемость отдельных продуктивных пластов на глубинах, превышающих 5–6 км. Хорошим примером этого являются глубокозалегающие терригенные коллекторы продуктивной толщи среднего плиоцена Апшеронской области, Прикуринской низменности и Бакинского архипелага, характеризующиеся высокими емкостными и фильтрационными свойствами и давшие мощные фонтаны нефти и газа. Примечательным в этом отношении является скв. 38, пробуренная на площади Булла-море до глубины 6202 м, вскрывшая VII горизонт продуктивной толщи и фонтанизовавшая при опробовании в интервале глубин 6172–6138 м с дебитом более 200 т конденсата и газа – 500 тыс. м³/сут.

Детальное литолого-петрографическое изучение пород-коллекторов основных нефтегазоносных областей Азербайджана дало возможность прийти к выводу, что влияние геостатического давления, столь значительно сказы-

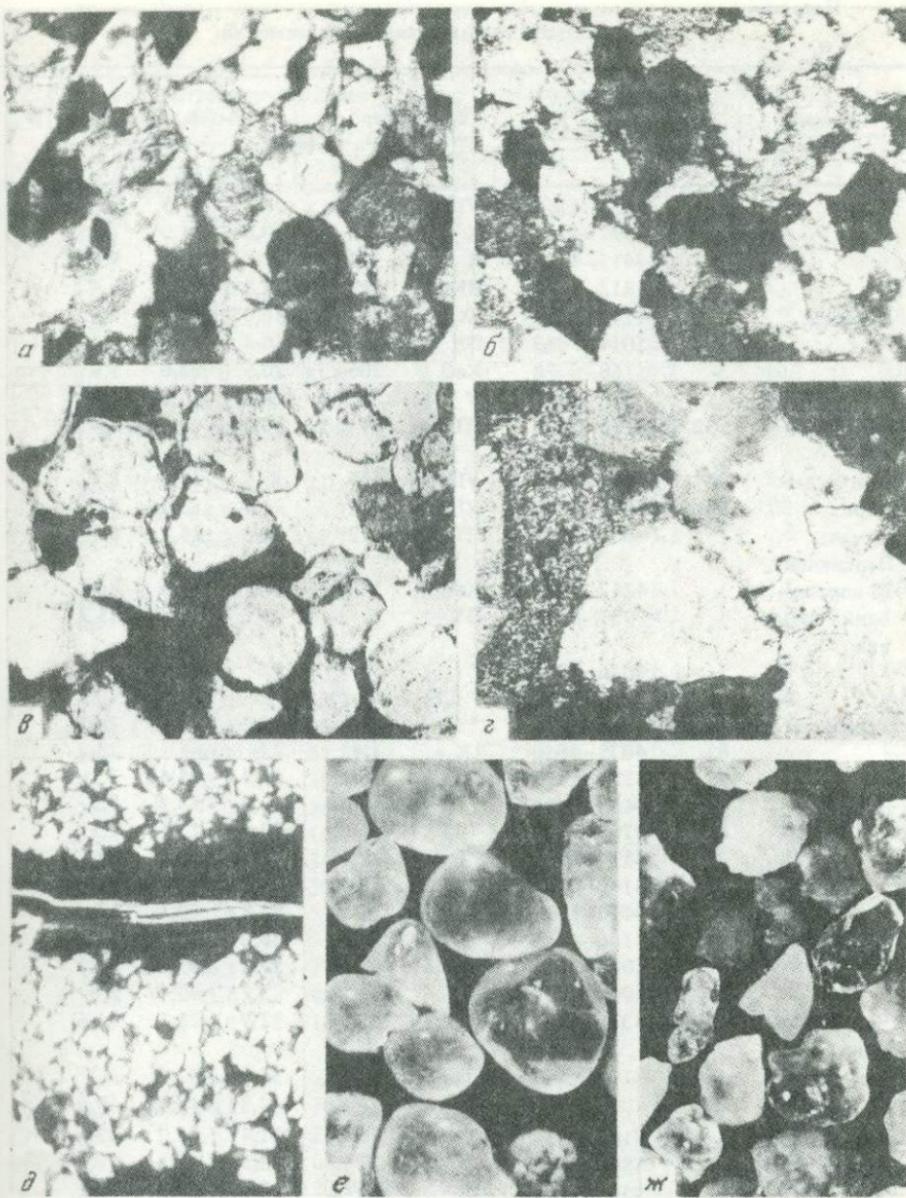
вающееся на изменении емкостных свойств пород во многих других нефтегазоносных провинциях страны, здесь почти незаметно. Породы-коллекторы среднего плиоценена ряда месторождений нефти и газа Азербайджана, залегающие на глубинах 4–6 км и более, сохраняют особенности, характерные для значительно меньших глубин. Проницаемость и открытая пористость коллекторов продуктивных горизонтов в пределах указанных глубин достигают соответственно $1,91 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ и 24% (см. таблицу).

Исследования показали, что уплотнение обломочного материала в этих породах на глубинах выше 4 км не имеет решающего значения при оценке их коллекторских свойств. В связи с неоднородностью вещественного состава обломочного материала и его структурных особенностей данный процесс проходит неравномерно и ограничивается, по-видимому, в основном перераспределением зерен, существенно не влияющим на емкостные и фильтрационные свойства коллекторов.

В разрезе среднего плиоценена Нижнекуриńskiej впадины, Бакинского архипелага и Апшеронской области слабосцементированные (и рыхлые) разности песчано-алевритовых образований с одинаковой упаковкой обломочных зерен встречаются на глубинах с разницей в несколько тысяч метров (см. рисунок), что может свидетельствовать о сходных условиях осадконакопления и связано, по-видимому, с тем, что в период формирования данных пород не было условий для образования хемогенного кристаллического цемента.

Вместе с тем отмечается связь между структурой пород-коллекторов, глубиной и степенью уплотнения. В алевролитах за счет меньшего размера обломочных зерен и соответственно большей площади соприкосновения химические процессы протекают интенсивней, чем в песчаниках, что способствует большему уплотнению, тогда как в песчаниках на тех же и даже больших глубинах коллекторские параметры сохраняют достаточно высокие значения. При этом по мере увеличения содержания в алевролитах песчаного материала происходит улучшение фильтрационных и емкостных свойств коллекторов (см. таблицу). Таким образом, при прочих равных условиях коллекторские свойства в крупнообломочных породах с одинаковым размером зерен сохраняются на больших глубинах лучше, чем в мелкообломочных. Высокая глинистость пород в обоих случаях тормозит катагенетические изменения.

Преимущественная приуроченность высокоемких коллекторов глубокого залегания к относительно молодым отложениям (третичного возраста) указывает на большую роль фактора времени в сохранении физических свойств этих пород. В этом отношении представляет интерес сопоставление коллекторов отложений среднего плиоценена указанных выше областей с коллекторами мезозойских отложений Прикаспийско-Кубинской области (рисунок, в, г), которое показывает, что в последних отмечаются сильные катагенетические изменения (рисунок, г), характерные для позднего катагенеза (уплотнение, образование выпукло-вогнутых контактов зерен, регенерация кварца, серicitизация глинистого материала и др.), в то время как в породах третичного возраста перечисленных выше областей подобные изменения (рисунок, в) не наблюдаются. Только в отдельных образцах некоторых площадей (Булла-море, скв. 45, интервалы глубин



Микрофотографии шлифов – *а–д* (увеличение: *а–с.* × 60; *д* – × 20), *е, ж* – микрофотографии обломочных зерен (× 20)

а – Банка Андреева, скв. 7 (2330–2335 м), *б* – банка Андреева, скв. 1 (6036–6037 м), *в* – Булла-море, скв. 45 (5353–5359 м), *г* – Агзыбирчала, скв. 1 (4279–4284 м), *д* – Булла-море, скв. 45 (5351–5353 м), *е* – Бахар, скв. 72 (4812–4820 м), *ж* – Булла-море, скв. 21 (5241–5247 м)

Петрофизическая характеристика пород среднего плиоцена Азербайджана
и красноцветной толщи Западной Туркмении

Площадь	Скважина	Интервал отбора керна, м	Горизонт	$K_{\text{пр}} \cdot 10^{-1} \text{s m}^2$	$K_{\text{п.}} \%$	$K_{\text{в.}} \%$	$\text{CaCO}_3 \%$
Бахар	7	4153–4156	VIII	50	18,8	17,5	9,5
	32	4097–4100	X	142	20,9	14,0	10,6
	48	4415–4417	X	358	22,4	12,4	9,4
	72	4812–4820	НКП	122	17,7	27,7	3,4
	1	4130–4135	IX	293	20,0	19,4	8,4
Южная-2	3	5014–5019	ПК	39	18,3	33,6	4,2
	3	5168–5170	КаC	206	20,5	23,6	5,9
	21	5211–5219	V	25	18,1	30,2	11,0
Булла-море	533	5228–5231	ПТ	94	18,4	18,4	5,0
Дуванный- море							
Сангачалы- море	34	4654–4656	VII	155	22,5	25,7	8,4
Камень	53	4037–4040	VII	382	20,9	18,7	8,5
Персиянин							
28 апреля	1	4242–4245	КаC	153	18,5	25,8	8,4
Банка Андре- ева	1	5933–5935	ПТ	2	15,3	—	15,2
Карабаглы	1	6036–6037	"	5	4,5	—	12,7
	4	6218–6220	"	10	9,5	—	10,9
	53	4265–4275	"	27	23,2	—	10,3
	81	4035–4040	IX	1,4	2,8	—	28,1
Кюрсангя	99	4250–4255	ПТ	105	21,4	35,6	3,5
	400	4486–4491	"	105	16,0	33,1	7,5
	400	4705–4710	"	3	17,1	77,5	7,5
	84	4824–4832	"	27	14,7	70,6	9,9
Сарханбейли	94	4140–4147	"	101	21,3	61,5	11,7
	94	4420–4428	"	14	22,8	60,1	8,3
	4	4136–4143	"	202	18,6	26,3	5,8
	4	5060–5065	"	32,1	19,1	47,8	11,2
Банка Жда- нова	4	5094–5100	"	54	22,1	40,4	6,8
	34	4371–4376	КТ	239	22,9	21,4	11,6
Банка Лам	18	4532–4537	ПКТ	11,2	34,0	82,4	6,7
	5	4075–4080	КТ	14,2	13,5	46,4	17,9
Западный	1	4189–4194	"	26,4	21,4	31,0	13,4
Эрдекли	3	5565–5570	"	77	18,5	45,1	10,5
	3	5565–5570	"	107,1	18,1	20,3	8,6

Примечание. М – монтмориллонит; Г – гидрослюд; К – каолинит; Х – хлорит.

Гранулометрический состав фракции (в мм), %			Фракция менее 1 мкм, %	Содержание глинистых минералов в породе, %			
>0,1	<0,1–0,01	0,01		М	Г	К	Х
42,0	40,3	8,2	5,3	1,5	2,5	5,0	0,1
50,0	25,0	14,5	4,4	1,7	1,2	4,6	0,2
24,3	50,7	15,6	8,4	0,8	2,2	6,4	0,5
57,2	23,9	15,5	7,6	0,5	4,2	3,5	0,2
5,1	68,5	26,4	13,2	1,4	6,3	4,2	0,5
49,1	32,7	17,3	12,2	0,0	9,5	9,5	0,0
4,5	77,8	11,8	8,1	0,0	4,2	10,2	0,0
12,5	66,2	10,3	2,9	0,2	0,2	4,5	0,2
7,5	73,2	14,3	9,1	4,5	2,4	1,5	0,5
60,4	22,2	9,0	6,4	3,2	1,8	1,2	0,4
30,4	44,9	16,2	8,6	4,6	2,6	1,4	0,2
47,0	27,3	17,7	7,8	2,2	1,2	7,4	0,2
3,0	67,4	21,2	8,6	0,4	6,1	1,2	0,8
0,5	42,8	41,5	19,4	11,2	4,2	3,2	2,1
5,2	62,0	20,1	15,4	1,5	6,4	2,5	1,5
0,0	54,0	35,1	15,1	10,9	3,5	2,2	0,3
53,4	13,2	23,1	10,2	9,1	0,0	0,5	0,0
20,5	30,2	21,2	11,7	8,9	0,5	1,0	0,5
45,2	22,7	28,6	10,0	9,1	0,0	0,5	0,0
18,5	44,0	30,0	14,2	11,2	0,0	1,1	0,0
26,4	22,1	44,0	20,0	16,2	1,0	2,1	1,0
22,8	33,3	34,0	21,0	19,0	1,0	1,0	0,0
23,3	35,0	30,0	20,0	18,0	0,0	2,0	0,0
9,0	50,4	32,3	15,2	11,2	0,6	1,5	0,5
40,8	30,1	29,1	8,4	7,0	0,0	0,8	0,4
32,3	30,1	37,9	10,1	8,0	0,5	1,5	0,0
26,9	25,0	48,1	9,2	7,2	1,0	1,0	0,0
1,4	70,8	16,2	9,1	0,0	7,2	1,3	0,4
1,1	36,8	55,4	30,0	9,0	15,0	4,5	1,5
1,5	10,0	70,6	41,0	8,3	25,0	7,5	2,0
2,0	63,5	21,1	8,6	1,2	4,1	2,4	0,4
6,0	22,4	61,1	27,2	2,7	13,6	8,3	2,7
9,7	58,0	23,7	12,6	1,8	6,1	4,2	1,2

5298–5301, 5351–5355, 5639–5644 м) отмечено присутствие единичных регенерированных зерен кварца.

Изучение закономерностей распространения пород глубокого залегания с хорошими емкостными свойствами в пределах Нижнекуринской впадины, Бакинского архипелага и Апшероно-Прибалханской тектонической зоны показывает, что коллекторы приурочены в основном к областям развития аномально высоких пластовых давлений (АВПД). При этом наблюдается улучшение их физических свойств по мере перехода к участкам с повышенным проявлением АВПД. Последнее говорит о том, что наличие АВПД указывает на сохранность фильтрационных и емкостных свойств коллекторов.

Неизменность физических свойств пород-коллекторов в значительной степени зависит также от характера чередования различных литологических типов отложений. Так, породы-коллекторы большой мощности и относительно молодого возраста, заключенные между мощными высокопластичными породами, остаются без заметных катагенетических изменений на глубинах, превышающих 5 км. При этом степень сохранности первичных коллекторских свойств пород повышается по мере увеличения мощности пластов, а также мощности вмещающих их глинистых толщ. При частом чередовании глинистых и песчано-алевритовых образований наблюдается заметное ухудшение коллекторских свойств последних, связанное с внедрением глинистого материала в проницаемые слои (рис. 1, д). Но это препятствует и ухудшению коллекторских свойств пород с глубиной.

Значительное влияние на емкостные данные песчано-алевритовых пород на больших глубинах оказывают как текстурные особенности отложений, так и качество флюидоупоров. С улучшением изолирующих свойств пород-покрышек меньше ухудшаются фильтрационные и емкостные свойства коллекторов. Это объясняется тем, что хорошие покрышки препятствуют потере флюидов коллекторами и вследствие этого способствуют сохранению физических свойств последних.

Помимо перечисленных выше факторов, стабильности фильтрационных и емкостных свойств пород-коллекторов содействует также поступление в них нефти и других углеводородов (УВ) [Хеиров, Даидбекова, 1977]. Если залежь сформирована, то она долгое время может быть устойчива даже при погружении на большие глубины (при отсутствии особых причин для ее разрушения).

Что касается факторов, снижающих фильтрационные и емкостные способности продуктивных горизонтов нефтяных месторождений Азербайджана, то к ним в первую очередь относятся наложенные процессы, которые отражаются в минеральных новообразованиях, в появлении аутигенного цемента, в перекристаллизации вещества и т.д.

Сильно ухудшаются фильтрационные и емкостные способности пород-коллекторов с повышением содержания карбонатного цемента, а также с увеличением коэффициента остаточной водонасыщенности (см. таблицу), рост которого связан с количеством аутигенного монтмориллонита в составе цемента. В отличие от монтмориллонитового цемента каолинитовый оказывает положительное влияние на коллекторские свойства песчано-алевритовых пород [Хеиров, Даидбекова, 1977].

К другой группе факторов, также (в основном) отрицательно влияющих

на коллекторские свойства (независимо от глубины), относятся те, которые не связаны с аутигенными процессами. Это и преимущественно полимиктовый (граувакковый) состав коллекторов, и сложное строение порового пространства, и плохая сортировка обломочного материала, и неоднородность состава и степени уплотненности пород, и характерная для обломков пород неправильная форма зерен, и почти полное отсутствие окатанных зерен кварца и т.д. (рисунок, ж). Указанные особенности свойственны породам среднего плиоцена Нижнекуринской впадины (на малых и больших, более 5 км, глубинах), вследствие чего их коллекторские свойства значительно хуже одновозрастных пород Апшеронской области и Бакинского архипелага, для которых характерны лучшая сортировка обломочного материала, правильная форма зерен (окатанные зерна кварца), моно- или олигомиктовый состав и др. (рисунок, е). Результаты исследования отмеченных и многих других литолого-петрографических особенностей коллекторов среднего плиоцена упомянутых территорий отражены в работах ряда исследователей [Алиев, Ахмедов, 1958; Али-Заде и др., 1979; Даидбекова и др., 1980; Хеиров и др., 1980, 1982].

Из изложенного следует, что существует множество различных факторов, положительно или отрицательно влияющих на физические свойства пород-коллекторов, залегающих на больших глубинах. Они связаны в основном с особенностями вмещающей осадочной толщи и геотектоническими условиями ее образования. На ведущую роль тектоники указывает приуроченность глубокозалегающих коллекторов с высокими емкостными и фильтрационными свойствами к областям с АВПД, формирование которых происходит преимущественно в современных тектонически активных зонах [Добрынин, Серебряков, 1978]. Такая закономерность обусловлена тем, что участки земной коры с повышенной тектонической активностью характеризуются максимальными скоростями погружения или вздыmania структурных элементов дна бассейна. Как и в других геосинклинальных областях, это имело место и на территории Азербайджана. В частности, интенсивное прогибание Нижнекуринской впадины и Бакинского архипелага, начавшееся в конце понтического века, привело к накоплению большого количества дисперсного терригенного материала, что препятствовало оттоку флюидов и, следовательно, служило одной из основных причин недодуплотнения осадков.

Небольшое уплотнение пород имело место в основном в процессе диагенеза (и на начальных стадиях катагенеза). При дальнейшем погружении пород усиливалось АВПД, что приводило к ослаблению уплотнения. При приближении значения АВПД к геостатическому давлению уплотнение пород практически прекращается. Эти условия благоприятны для формирования аномально высоких поровых давлений в глинах, которые способствуют возникновению АВПД в песчано-алевритовых породах. При этом основными факторами, приводящими к усилению развития аномально высоких поровых давлений в глинах являются те, которые благоприятствуют повышению пластичности глин (большая скорость осадконакопления, наличие набухающих минералов, повышенная влажность, обилие органических коллоидов, высокая дисперсность и поверхностная активность, высокая пористость и небольшая плотность дефекты в кристаллах и, наконец, относительно молодой возраст отложений).

Заключенные в коллекторах жидкие флюиды при увеличении глубины залегания почти не сжимаются. Они занимают определенную часть порового пространства пород-коллекторов и способствуют сохранению емкости коллектора и АВПД, если перекрыты надежными покрышками. Расчеты показывают, что при коэффициенте проницаемости $K_{\text{пр}} = 0,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и отсутствии притока жидкости снизу АВПД может сохраняться в течение не более 10 млн. лет. В связи с этим следует отметить, что на малых глубинах, когда глинистые покрышки еще недостаточно прочны, возникновение АВПД и формирование залежей нефти и газа невозможно. Поскольку на очень больших глубинах АВПД и коллекторские свойства пород исчезают, то в зависимости от геолого-литологических условий для каждой отдельно взятой площади существует определенная оптимальная глубина для возникновения и сохранения АВПД и коллекторских свойств пород. На отдельных участках Нижнекуриńskiej впадины и Бакинского архипелага АВПД и емкостные свойства могут сохраняться на глубинах по крайней мере до 7–8 км, так как здесь широко распространены мощные пластичные глинистые толщи относительно молодого возраста, в тонкопелитовой фракции которых преобладающее значение имеет монтмориллонит. Покрышки, сложенные преимущественно монтмориллонитом, обладают значительной флюидоупорностью, что увеличивает продолжительность времени потери коллекторами флюидов, т.е. времени сохранения АВПД. Суммарное содержание монтмориллонита и гидрослюд в отмеченных толщах глин составляет более 70% от тонкопелитовой фракции. Присутствие столь значительного количества высокодисперсных минералов способствует повышению экранирующих свойств глинистых пород-покрышек [Алиев и др., 1976; Прозорович, 1972; Хеиров и др., 1977]. На больших глубинах становятся пластичными и другие глинистые минералы, способствующие сохранению АВПД [Хеиров и др., 1982], в связи с чем большое значение приобретает общее содержание пелитового материала в породах. В глинах среднего плиоценаНижнекуринской впадины пелитовая фракция составляет 60–80, а в Бакинском архипелаге – 90%, что повышает их экранирующие свойства. В отличие от глин среднего плиоценаНижнекуринской впадины указанных областей мезозойские и третичные глины Прикаспийско-Кубинской области менее пластичны, сильно аргиллитизированы (в юрских отложениях), местами трещиноватые и менее надежны как покрышки.

В заключение отметим, что изложенные данные позволяют прогнозировать фильтрационные и емкостные свойства песчано-алевритовых пород в геосинклинальных областях.

ЛИТЕРАТУРА

Алиев А.Г., Ахмедов Г.А. Коллекторы нефти и газа мезозойских и третичных отложений Азербайджана. Баку: Азнефтнешр, 1958. 298 с.

Али-Заде А.А., Даидбекова Э.А., Хеиров М.Б. Глинистые минералы и формирование залежей нефти и газа. – Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1976, № 4, с. 65–69.

Али-Заде А.А., Даидбекова Э.А., Хеиров М.Б. Аутигенное минералообразование в песчаниках продуктивной толщи Прикуринской области и его влияние на коллекторские свойства. – Изв. АН АзССР, Сер. наук о Земле, 1979, № 5, с. 86–95.

Даидбекова Э.А., Хеиров М.Б., Архарова И.М., Курбанова Ф.М. О некоторых факторах, влияющих на изменение физических свойств пород-коллекторов при погружении на большие глубины. – В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. М.: МИНХиГП, 1980, с. 140–145.

Добрынин В.М., Серебряков В.А. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений. М.: Недра, 1978. 232 с.

Прозорович Г.Э. Покрышки залежей нефти и газа. М.: Недра, 1972. 120 с.

Хеиров М.Б., Даидбекова Э.А. Роль нефти и газа в формировании порового пространства пород-коллекторов. – Тр. МИНХ и ГП, 1977, вып. 127, с. 98–100.

Хеиров М.Б., Даидбекова Э.А., Курбанова Ф.М. О причинах низких фильтрационных свойств пород-коллекторов месторождения Карабаглы. – Азерб. нефт. хоз-во, 1982, № 6, с. 4–8.

Хеиров М.Б., Даидбекова Э.А., Набиев Г.И. Влияние минерального состава пород-коллекторов на полноту выработки нефти. – Нефтегаз. геология и геофизика, 1980, вып. 6, с. 29–33.

Хеиров М.Б., Керимов А.А., Халилов Н.Ю. Факторы, определяющие экранирующие свойства глинистых пород площадей Восточного Азербайджана. – Изв. вузов. Нефть и газ, 1977, № 6, с. 7–11.

Хеиров М.Б., Халилов Н.Ю., Балаев Э.С. Влияние литолого-минералогических особенностей пород на условия проводки скважин на структурах восточной части Апшено-Прибалханской тектонической зоны. – Азерб. нефт. хоз-во, 1982, № 7, с. 4–9.

УДК 553.981.061.4:551.735.1 (477.5)

А.Н. Мазур, З.А. Вовканыч

НЕКОТОРЫЕ ФАКТОРЫ СОХРАНЕНИЯ ПЕРВИЧНЫХ И ВОЗНИКНОВЕНИЯ ВТОРИЧНЫХ ВЫСОКИХ ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД НИЖНЕГО КАРБОНА ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

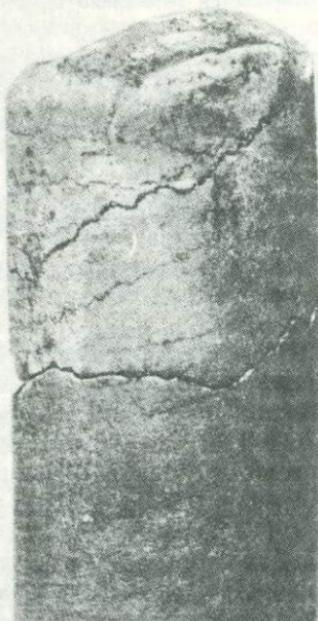
В связи с тем что на формирование нефтяных и газовых залежей, а также на условия миграции флюидов в глубокозалегающих продуктивных горизонтах большое влияние оказывают вторичные изменения осадочных пород, изучение их приобретает особую актуальность.

Большие мощности и глубины погружения отложений каменноугольной системы Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ), особенно ее нижнего отдела, обусловили значительную катагенетическую преобразованность пород этого возраста. Изучение коллекторов указанных отложений позволило выявить четкую тенденцию ухудшения с глубиной их емкостных свойств. Однако нахождение в песчаных породах нижнего карбона на глубинах свыше 4,5 км залежей углеводородов (УВ) (Харьковцевская, Глинско-Розыщевская, Шебелинская, Качановская и другие структуры) – явление нередкое в ДДВ. Сохранение на отмеченных глубинах хороших емкостных свойств песчаников объясняется суммарным эффектом катагенеза и наложенных процессов, связанных с наличием в пластовых и интерстициональных водах компонентов, препятствующих нормальному (согласно термобарическим условиям) течению химических реакций, либо обладающих высокой реакционной способностью. Так, содержащееся в нижнекаменноугольных угленосных отложениях концентрированное или рассеянное органическое вещество оказывает существенное влияние на ход катагенетических процессов.

Совместное действие катагенеза и наложенных процессов приводит к образованию в глубокозалегающих горизонтах зон разуплотнения, дробления, трещиноватости и стилолитизации, выщелачивания, перекристаллизации и доломитизации карбонатных цементов, линз и пластов с крупнопакетными каолинитовыми цементами и др. Указанные зоны, участки

Рис. 1. Песчаник с открытыми и полуоткрытыми, наклонными и горизонтальными, мелко-буторчатыми и мелкозубчатыми стилолитами и сутурами, на поверхности которых наблюдается органическое вещество

Глинско-Розбышевская структура, скв. 125 (интервал 3845–3857 м), нижний карбон, визейский ярус



и линзы в породах-коллекторах продуктивных горизонтов характеризуются повышенными емкостными и фильтрационными свойствами. К ним и приурочены на больших глубинах нефтегазовые залежи, например газоконденсатная залежь верхневизейского продуктивного горизонта Котелевского месторождения (скв. 15, интервал глубин 5389–5489 м), газовая залежь в нижневизейских отложениях Солоховской структуры (скв. 52, интервал глубин 4876–5300 м) и др.

Разуплотнение пород происходит обычно под влиянием аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Примером может служить Солоховское месторождение, расположено

ное в центральной части ДДВ, где АВПД встречаются на глубинах более 4280 м. [Шпак, Новосибирский, 1979]. Вследствие АВПД здесь в более глубоких визейских продуктивных горизонтах плотность пород ниже ($2,49-2,53 \text{ г}/\text{см}^3$), чем в вышележащих (плотность до $2,65 \text{ г}/\text{см}^3$).

Трещинные и порово-трещинные коллекторы в породах нижнего карбона образовались за счет широкого развития трещиноватости, обусловленной тектоническими движениями и соляной тектоникой. Особенно благоприятны для развития трещиноватости зоны, расположенные вблизи прибрежных разломов и солянокупольных структур. Весьма часто наблюдаются также сутуро-стилолитовые образования. Нередко трещины выполнены крупнокристаллическим кальцитом, битумом и пиритом. Сутуро-стилолитовые полости в комплексе с тектоническими трещинами создают хорошую фильтрующую систему. На Глинско-Розбышевской структуре к участкам развития стилолитов (рис. 1) приурочены скопления нефти.

В зонах дробления, минерализованных гидротермами, отмечается система мелких зачаточных стилолитов, образующихся по трещинкам сильно измененной алевропесчаной породы. Такая зона фиксируется в скв. 12 Опошнянской площади в интервале глубин 4570–4577 м. Обломочные зерна кварца и полевых шпатов песчаных пород нередко несут следы механической деформации, разбиты сетью трещин, что также ведет к повышению их коллекторских свойств. В этих трещинах наблюдались скопления жидких битумов. В разрезе Глинско-Розбышевской структуры (скв. 125, интервал глубин 4000–4300 м) мы отмечали образцы песчаников с битумом, выполняющим поры и образующим пленки среди кластических зерен.

Интенсивная перекристаллизация и доломитизация первичных микрозернистых карбонатов ведет к укрупнению их зерен, что может привести к образованию открытых межзерновых полостей, благоприятных для повышения фильтрационных и емкостных свойств пород.

При погружении каменноугольных толщ на глубины, где температура (80–120°С) и давление способствуют массовому преобразованию органики в углеводороды нефтяного ряда с выделением газовой фазы (углекислый газ, метан, сероводород и др.), создаются условия, благоприятные для течения определенных катагенетических процессов. Под действием углекислоты происходит растворение и выщелачивание карбонатных цементов, становится возможной массовая каолинизация гидрослюды и смешанослойных образований, перекристаллизация тонкодисперсного каолинита с образованием крупнопакетных агрегатов. Последние представлены обособленными кристаллами различной ориентировки, довольно свободно размещающимися в поровом пространстве пород-коллекторов. Размер каолинитовых кристаллов приближается к мелкоалевритовому, в то время как чешуйки смешанослойных монтмориллонит-гидрослюдистых минералов обычно не превышают 0,001 мм. Алевритовые размеры обломочного материала и кристаллов каолинита способствуют образованию в цементе межпакетных капиллярных пор [Клубова, 1973], поскольку новообразованные кристаллы освобождают часть порового пространства в седиментационном цементе. В породах таких типов эффективная пористость достигает 20%, а проницаемость – $300\text{--}400 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Повышению фильтрации способствует гладкая поверхность кристаллов. К образованию вторичной емкости приводит и вынос из пород кремнезема и катионов щелочных и щелочноземельных металлов.

На Яблуновском месторождении в отложениях турнейского яруса (так называемые переходные слои) в интервале глубин 4,5–5 км широко распространены песчаники разнозернистые, плохо отсортированные, кварцевые с вторичным типом пустотного пространства. Цемент породы каолинитовый крупнопакетный контактово-поровый, кварцевый, регенерационный (рис. 2), местами глинистый тонкодисперсный и карбонатный, поровый в сочетании с коррозионным. Из рисунка отчетливо видно замещение тонкодисперсной гидрослюды крупнопакетным каолинитом. Очень редко встречаются остаточные первичные поры треугольной формы с сечением 0,04–0,05 мм.

В рассматриваемых песчаных коллекторах развиты также вторичные открытые поры самой разнообразной, чаще всего каналовидной извилистой формы сечением 0,01–0,15 мм (рис. 3). Пористость этих песчаников по лабораторным исследованиям достигает 20,3%, а проницаемость – $318,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Они представляют собой вторичные коллекторы порового типа.

Данные изучения физических параметров алевро-песчаных коллекторов в разрезе юго-восточной части ДДВ показали наличие в породах с каолинитовым цементом высоких значений открытой пористости и проницаемости независимо от глубины залегания. Так, на Высокопольской структуре в интервале глубин 3138–4048 м коллекторы имеют пористость 15,62–19,9%, проницаемость – $24,87\text{--}177,24 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, изредка значения эти поникаются соответственно до $7,44\text{--}11,64\% \cdot 0,01\text{--}1,69 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Юго-

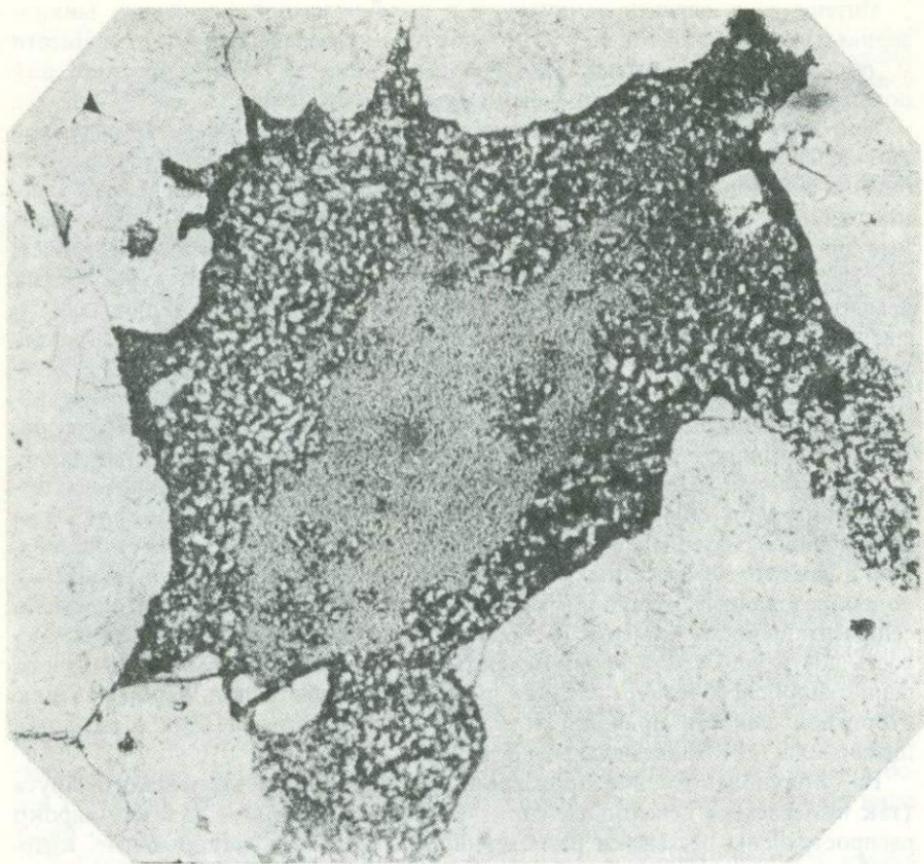


Рис. 2. Песчаник кварцевый, зерна регенерированы и с элементами идиоморфизма. Присутствуют вторичные открытые поры самой разнообразной формы

Площадь Яблуновская, скв. 1, X 60. Николи II, нижний карбон, турнейский ярус

восточнее, на Волоховской площади, в интервале глубин 2820–3074 м величины открытой пористости тех же отложений остаются по-прежнему высокими (12,14–19,57%), но снижается проницаемость до 0,81–40,19, реже $0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Несколько иная картина отмечается в центральном грабене региона. Здесь на Коломакской структуре в скв. 22 на глубине 3400–4900 м открытая пористость 7,95–18,42, редко 2,87–6,23%, а проницаемость $0,01\text{--}137,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

В скв. 600 Шебелинской площади и скв. 30 Спиваковской на глубинах 4,5–5 км и более наблюдается понижение значений пористости и особенно проницаемости, в разрезе первой скважины до 3,71–4,78% и $0,01\text{--}0,041 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, редко до 10,8% и $1,31 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, во второй – пористость изменяется в пределах 5,23–8,17, редко 1,46–4,43%, а проницаемость – от 0 до $0,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Очевидно, наличие столь высоких значений физических параметров алевро-песчаных коллекторов на глубинах до 5 км и более (Высокополь-

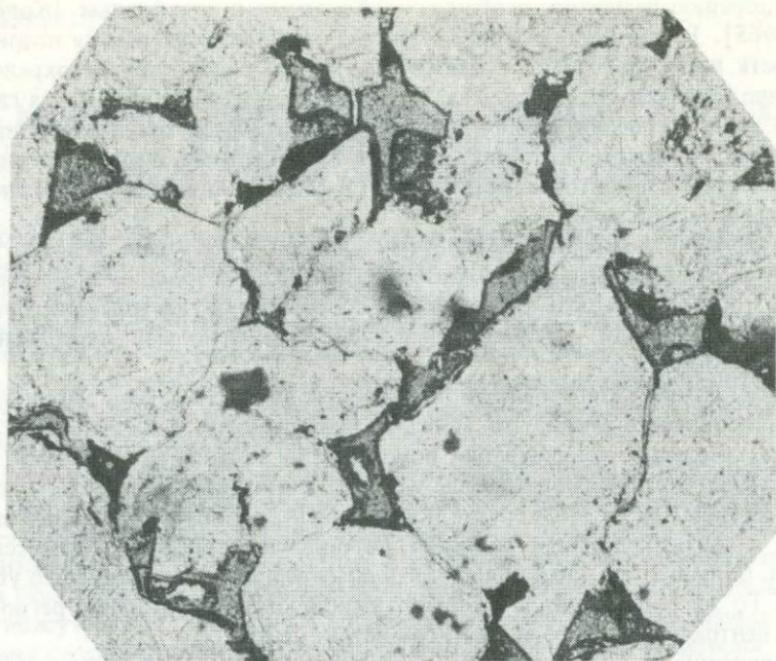


Рис. 3. Песчаник кварцевый с каолинитовым крупнопакетным контактово-поровым и кварцевым регенерационным цементом

Площадь Яблуновская, скв. 1, X60. Николи II, нижний карбон, турнейский ярус

ская, Коломакская и др.) обусловлено как сохранением в какой-то мере первичной пористости в разнозернистых породах, так и развитием в них катагенетической межпакетной (внутрицементной) емкости, трещиноватости и пустот выщелачивания.

Хорошим примером наличия этих типов пустот служит разнозернистый кварцевый песчаник с глубины 4,5 км Анастасьевской структуры с неоднородным регенерационным кварцевым, поровым крупнопакетным каолинитовым, карбонатным реликтовым и первичным гидрослюдистым цементом с первичным (остаточным) и позднекатагенетическим (выщелачивания) генезисом порового пространства. К подобным песчаникам на Харьковцевской площади (глубина 4,9 км) приурочена газоконденсатная залежь промышленного значения.

Развитие крупнопакетных каолинитовых цементов распространено в очень широком стратиграфическом диапазоне (от нижнего до верхнего карбона). Положение пород с подобным цементом в разрезе определяется главным образом термобарическими условиями, т.е. глубиной залегания. Однако при этом немаловажная роль в развитии таких пород принадлежит и рассеянному сапропелевому и гумусовому ОВ.

На глубинах свыше 4 км нередко отмечаются горизонты алевро-песчаных пород, являющиеся хорошими первичными коллекторами (Рыбальцевская, Глинско-Розбышевская, Левенцовская и другие площади). Сохранение физических свойств пород можно объяснить ранним приходом в пласт нефти, способствующей задержке катагенетических преобразований пород

и растворению цементов, особенно карбонатных и сульфатных [Копелиович, 1965]. В зоне водонефтяного контакта наблюдается резкая недонасыщенность вод сульфатами и кремнеземом, что способствует сохранению первичной пористости пород. Так, на Харьковцевской структуре на глубине 4,8 км в толще визейских отложений выделяются три перспективных горизонта, в составе которых имеются прослой песчаников с кварцево-каолинитовым цементом и пористостью 8–12%. К ним приурочена пластовая залежь легкой нефти.

Сохранению первичных емкостных свойств в песчаных пластах зоны развития крупнопакетных каолинитовых цементов в большой мере способствуют воды с высокой реакционной способностью, насыщенные органическими веществами – нафтеновыми кислотами, фенолами, нейтральными углеводородами и др.

Запаздывание катагенетической преобразованности пород наблюдается вблизи соляных штоков, что связано, по-видимому, с наличием на этих участках высоких концентраций ионов натрия и кальция. Необычно протекают катагенетические процессы и в отложениях, обогащенных углистым и рассеянным ОВ. В этом случае, как правило, удовлетворительные емкостные и фильтрационные свойства пород-коллекторов сохраняются до глубин, больших, чем позволяют предполагать явления нормального уплотнения. То же происходит и в области наибольшего погружения региона – в зоне центрального грабена и на юго-востоке ДДВ.

Сохранению первичных емкостных свойств алевро-песчаных коллекторов способствуют также их структурные особенности – крупно- и разнозернистые породы подвергаются преобразованиям значительно позже и в меньшей степени, чем мелкозернистые.

Изложенные выше данные позволяют считать, что в отложениях нижнего карбона ДДВ благодаря широкому развитию катагенетических и наложенных процессов благоприятные условия для аккумуляции УВ можно ожидать на 4–6 км и глубже.

ЛИТЕРАТУРА

- Клубова Т.Т. Глинистые минералы и их роль в генезисе, миграции и аккумуляции нефти. М.: Недра, 1973. 254 с.
- Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1978. 249 с.
- Копелиович А.В. Эпигенез древних толщ юго-запада Русской платформы. М.: Наука, 1965. 295 с. (Тр. ГИН АН СССР; Вып. 121).
- Шпак П.Ф., Новосилецкий Р.М. Природа и распространение аномально высоких пластовых давлений флюидов в нефтегазоносных бассейнах. – Геол. журн., 1979, т. 39, № 3, с. 1–11.

Ю.А. Иванов

**КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ
В ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ
ПЕРИКРАТОННЫХ СОЛЕНОСНЫХ БАССЕЙНОВ**

Почти все бассейны соленакопления промышленно нефтегазоносны, причем обычно основные запасы нефти и газа и наиболее значительные месторождения этих бассейнов связаны с отложениями подсолевого комплекса. Подсолевые отложения подобных бассейнов, как правило, залегают на значительных глубинах (от 3–5 до 7–10 км и более) и тем не менее содержат коллекторы с высокими емкостными и фильтрационными свойствами. Это объясняется литолого-фациальным строением и физико-химическими условиями подсолевых толщ.

Коллекторы подсолевых отложений изучались на примере двух крупнейших соленосных перикратонных бассейнов Восточно-Европейской платформы – Прикаспийского и Средне-Европейского, в пределах которых установлены газовые, газоконденсатные и нефтяные месторождения. В отложениях большинства стратиграфических подразделений рассматриваемых впадин присутствуют терригенные и карбонатные коллекторы, в разных частях разреза неравноценные по емкостным и фильтрационным свойствам.

Терригенные коллекторы в Прикаспийской впадине встречены в девоне, нижнем карбоне и ассельско-артинских отложениях. В терригенных отложениях девона во внешних, западной и северной, прибрежных зонах впадины коллекторы связаны с песчаниками и алевритами. На Ташлинской, Западно-Ровенской, Краснокутской, Петровальской площадях при глубинах 4–5 км и более из этих отложений получены промышленные притоки нефти и газа. Пористость коллекторских горизонтов составляет 5–23%, проницаемость меняется от $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $700-1000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Тип коллектора поровый и трещинно-поровый. Суммарная мощность коллекторов в разрезе месторождений обычно небольшая – 10–25, реже до 50 м. Следует отметить, что коллекторы терригенного девона, связанные с песчаными накоплениями русловой фации, литологически неоднородны, и залежи поэтому обычно невелики по запасам и характеризуются сложным строением. Терригенные коллекторы в девоне могут быть связаны и с системой конседиментационных выступов фундамента на северо-востоке, востоке и юге впадины, где эти отложения не изучены бурением.

На востоке Прикаспийской впадины промышленная нефтегазоносность установлена в нижнепермских отложениях, связанные с ними на месторождениях Кенкияк, Карагюбе и Бозоба продуктивные горизонты (песчаники и алевролиты) характеризуются невысокими коллекторскими свойствами и обычно незначительными притоками нефти – $2-10 \text{ м}^3/\text{с}$. Несмотря на большую мощность песчано-алевритовых пачек (до 50 м), флишидное строение толщи и присутствие в них прослоев аргиллитов снижают коллекторские свойства пород, а резкая литологическая изменчивость разреза чрезвычайно осложняет проведение разведочных работ. Тем не менее в нижнепермских отложениях, принимая во внимание их молассовый характер, можно

ожидать выявления зон с лучшими коллекторскими свойствами [Иванов, Журавлев, 1980].

В Прикаспийской впадине широко распространены карбонатные коллекторы. В карбоне и нижней перми они обладают высокими емкостными и фильтрационными свойствами и с ними связаны Астраханское, Оренбургское, Жанажольское, Тенгизское, Тажигалинское, Караганакское, Западно-Тепловское и другие месторождения. Притоки нефти и газа из карбонатных коллекторов сравнительно высоки, отличаются легкостью возбуждения и стабильностью. Тип коллектора смешанный, пористость достигает 15–20% и более, гранулярная проницаемость в отдельных случаях $1800 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ (месторождение Жанажол), трещинная (Астраханский свод) – до $600 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Залежи, связанные с карбонатными коллекторами, сводовые массивного типа с этажом нефтегазоносности от 100 до 1500 м (месторождение Караганак).

В терригенных отложениях девона Средне-Европейской впадины удовлетворительные коллекторы не установлены. С песчаниками силезского отдела карбона связаны небольшие нефтяные месторождения Англии и газовые месторождения Западного Эмсланда и междуречья рек Везер и Эмс. Пористость песчаников не превышает 8–16%, проницаемость $30 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Небольшие мощности продуктивных горизонтов (10 м) обусловлены флишидным строением толщи.

В Средней Европе наиболее благоприятные коллекторы связаны с молассовыми отложениями ротлигендеса. Крупнейшие месторождения Гронинген, Гроотхузен, Вустров и залежи Северного моря приурочены к грубокластическим породам, распространенным в краевых частях бассейна ротлигендеса. Пористость песчаников до 10–20%, проницаемость от $1 \cdot 10^{-15}$ до $100 \cdot 10^{-15}$, реже $1000\text{--}2000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. В указанных районах мощность коллекторов обычно соответствует мощности песчаных пород (около 100 м). Песчаники представляют собой золовые (дюнные) образования. На участках палеоподнятий коллекторские свойства ротлигендеса улучшаются, к погружениям палеоподнятий приурочены максимальные мощности коллекторов в районе Альтмарка (до 200–300 м). С приближением к центральным частям бассейна коллекторские свойства осадочного ротлигендеса ухудшаются, что объясняется увеличением количества глинистых пород, засолением, сульфатизацией, окварцеванием и уплотнением пород из-за относительно больших глубин залегания (4 км и более). Тем не менее и здесь есть коллекторы, из которых получен промышленный приток газа в скв. В-2 на плоскости Нордзее.

Карбонатные коллекторы Средне-Европейской впадины обычно характеризуются невысокими емкостными и фильтрационными свойствами. Локально в карбонатных толщах фаменского, франского ярусов и динантского отдела карбона встречаются пачки кавернозных доломитов (мощность до 20–75. м, проницаемость до $300 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и пористость 13–15%) предположительно рифогенного происхождения [Месторождения . . . , 1975]. Со стасфурт-карбонатом цехштейна, сложенным водорослевыми и оолитовыми известняками, связаны многочисленные месторождения. Коллекторы цехштейна характеризуются резким изменением пористости и проницаемости в зависимости от трещиноватости и вторичных процессов.

Коллекторские свойства их обычно невысокие (пористость 3–10%, проницаемость $1-10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, но иногда достигает значительных величин).

Таким образом, в Прикаспийской и Средне-Европейской впадинах на глубинах 3,5–5 км и более в подсолевых отложениях установлены коллекторские горизонты с высокими емкостными и фильтрационными свойствами. Основные коллекторские толщи и наиболее значительные месторождения Средне-Европейской впадины связаны с песчаниками ротлигендеса, Прикаспийской – с органогенными известняками и вторичными доломитами нижней перми и всех трех отделов карбона. Объясняется это прежде всего литолого-фациальными особенностями отложений. Терригенные отложения ротлигендеса характеризуются значительной выдержанностью зон грубообломочных пород и отсутствием флишевой ритмичности в строении разреза. Песчано-глинистым толщам девона, карбона и нижней перми Прикаспийской впадины свойственна резкая фациальная изменчивость, флишоидное строение разреза, значительная глинистость, а также большие по сравнению с ротлигендесом глубины залегания (на 1–1,5 км), что может оказывать отрицательное влияние на терригенные коллекторы.

Широкое распространение карбонатных пород в глубокопогруженных подсолевых отложениях Прикаспийской впадины благоприятно для развития коллекторов, поскольку особенностью карбонатов является сохранение или даже приобретение ими на больших глубинах повышенных емкостных и фильтрационных свойств. В бортовой зоне впадины среди карбонатов, накапливавшихся в мелководных условиях, присутствуют органогенно-обломочные, органогенные и рифогенные разности известняков. Преобладание в Прикаспийской впадине карбонатных коллекторов определяется наличием соответствующих формаций. В "углистых" известняках девона и нижнего карбона Средне-Европейской впадины хорошие коллекторы отсутствуют, что объясняется литологическими особенностями отложений – их повышенной глинистостью, а также наличием вулканогенных нижнепермских образований, которые явились причиной метаморфизма и уплотнения пород.

Особо следует остановиться на явлениях аномально высоких пластовых давлений (АВПД), которые, по мнению ряда исследователей, служат серьезной причиной сохранения или даже формирования высоких коллекторских свойств пород. Явления АВПД для соленосных бассейнов характерны, так как соленосная покрышка препятствует оттоку флюидов. Таким образом, создаются условия для недоуплотнения пород. При значениях АВПД, составляющих примерно 70% от геостатического, происходят гидроразрывы пород, что способствует разуплотнению последних и созданию трещиноватости с образованием коллекторских пластов [Ульми и др., 1978]. Толщи, находящиеся в условиях АВПД, в случае положительных инверсионных движений подвергаются разуплотнению. При этом может произойти формирование мощных резервуаров.

В Прикаспийской и Средне-Европейской впадинах установлены региональные явления АВПД, в 1,5–2 раза превышающие гидростатические. В ряде случаев только АВПД можно объяснить формирование мощных (более 1000 м) резервуаров в разнородных известняках, подобных, например, встреченным на Каратонской площади Прикаспийской впадины, где значения АВПД достигают 80–90 МПа при глубине залегания пород 4–

5,5 км. При сходных глубинах залегания и давлениях карбонатные толщи карбона в западной и северной внутренних прибрежных зонах впадины по всему вскрытому разрезу обладают высокими коллекторскими свойствами и характеризуются притоками пластовой воды до $1000 \text{ м}^3/\text{с}$. По данным Н.Я. Кунина и других [1976], средняя пористость подсолевых терригенных отложений с погружением от восточной бортовой части Прикаспийской впадины к ее центру не падает, а даже несколько увеличивается, что связано с недоуплотненностью пород. Авторы предполагают, что коллекторские горизонты сохраняются под соленосной покрышкой до глубин 7–10 км.

Как уже отмечалось, в терригенном девоне Прикаспийской впадины на глубинах 5–5,5 км установлены породы с достаточно высокими коллекторскими свойствами. В то же время с этих позиций трудно объяснить низкие коллекторские свойства терригенных нижнепермских отложений месторождений Кенкияк и Карагюбек, а также карбона в скв. СГ-2 на площади Бикижал и др. По данным Бланше [Blanche, 1973], пористость песчаников ротлигендеса с глубиной снижается на 1,3% на 305 м, а на глубине 4–4,25 км отмечается резкое уменьшение пористости. По-видимому, изменение коллекторских свойств терригенных пород на больших глубинах в условиях АВПД подчиняется более сложным закономерностям, чем для карбонатов и требует особого изучения.

В числе других факторов, приводящих к формированию коллекторов, следует отметить роль перерывов в осадконакоплении и размывов, широко развитых в подсолевых отложениях. Ниже границ перерыва залежи нефти и газа установлены на Астраханском, Енбекском, Приморском, Тенгизском и других поднятиях. Коллекторские свойства пород в пределах этих палеоподнятий и на их погружениях улучшаются. Дизъюнктивная тектоника, более интенсивная вблизи поднятий, также благоприятствует формированию здесь коллекторов.

Следовательно, в подсолевых комплексах перикратонных соленосных бассейнов сохранению коллекторов на больших глубинах способствуют разнообразный формационный и фациальный состав отложений, включающих как грубообломочные песчаные толщи (ротлигендес Средней Европы, терригенный девон Прикаспия), так и карбонатные шельфовые накопления с рифогенными разностями известняков (карбон, нижняя пермь Прикаспийской и цехштейн Средне-Европейской впадин), развитие АВПД, широкое распространение перерывов, размывов, дизъюнктивной тектоники, региональная нефтегазоносность толщ, консервирующая вторичные процессы. Зоны нефтегазонакопления и наиболее значительные подсолевые месторождения приурочены к бортам впадин, сопряженным со складчатыми герцинскими сооружениями: в Средне-Европейской впадине на границе с варисцидами, в Прикаспийской – с Южным Уралом, Южно-Эмбенской миогеосинклиналью и кряжем Карпинского [Иванов, 1980]. Среди прочих факторов это связано с более широким развитием здесь коллекторов, что объясняется благоприятными фациальными условиями, вызванными близостью источников сноса (геосинклинальных и, позже, орогенных поднятий), повышенной трещиноватостью пород в связи с тектонической активностью приорогенных бортов, унаследованностью развития поднятий, широким распространением перерывов и размывов.

Менее благоприятным строением с точки зрения нефтегазоносности характеризуются бортовые зоны впадин, примыкающие к платформе, где отмечается крутое ступенчатое погружение подсолевых отложений, сопровождаемое быстрой и резкой сменой мелководных фаций относительно глубоководными, что приводит к ухудшению качества и уменьшению мощности коллекторов [Иванов, 1980].

Для подсолевых отложений характерно распространение относительно глубоководных кремнисто-карбонатно-глинистых высокобитуминозных формаций доманикового типа ("стингшифер" в межсолевых отложениях цехштейна Средней Европы, ассельско-артинские отложения внутренних частей Прикаспийской впадины).

Нижнепермские депрессионные отложения Прикаспийской впадины, представляющие собой сильно битуминозные (до 16%) карбонатно-кремнисто-глинистые образования, сходные по литологической характеристике с баженовской свитой Западной Сибири и залегающие в условиях АВПД, по-видимому, также могут включать "листоватые" коллекторы, как на Салымском месторождении (Западная Сибирь). На Аксайской площади, в северо-восточной части Прикаспийской впадины из нижнепермских отложений депрессионного облика получены притоки воды до $130 \text{ м}^3/\text{с}$, что указывает на наличие коллекторов. Ранее указывалось [Иванов, Журавлев, 1980], что относительно глубоководные формации внутренних частей впадины могут содержать коллекторские горизонты разнообразного типа и генезиса: грубообломочные, песчано-алевролитовые, карбонатные. Напомним, что в целом ряде регионов мира карбонатно-кремнисто-глинистые формации характеризуются высокой продуктивностью в отношении нефти [Бурлин и др., 1978; Кузнецов, Прошляков, 1976].

Центральные районы Прикаспийской впадины с подсолевыми отложениями мощностью 10–13 км, залегающими в жестких термобарических условиях (на глубинах 7–21 км), генерировали и продолжают генерировать огромные объемы газов, часть которых мигрирует по крутым региональным наклонам к бортам впадины. Элизионный характер бассейна, наличие аномальных и сверханомальных давлений, насыщенность разреза углеводородами, развитие рифтогенеза и интенсивной боковой тектоники – все это дает основание считать, что подсолевой разрез представляет собой здесь единый резервуар и при возрастании глубин бурения мы можем рассчитывать на открытие крупных залежей УВ. Таким образом, огромная территория (более 300 тыс. км²) внутренних районов впадины перспективна для поисков нефти и газа на больших глубинах.

ЛИТЕРАТУРА

Бурлин Ю.К., Баженова О.К., Карниушина Е.Е. Кайнозойские осадочные формации северной части Тихоокеанского тектонического пояса. – В кн.: Осадочные формации и их нефтегазоносность. М.: Изд-во МГУ, 1978, с. 43–46.

Иванов Ю.А. Закономерности размещения зон нефтегазонакопления в подсолевых отложениях палеозойских соленосных бассейнов. – Сов. геология, 1980, № 10, с. 9–21.

Иванов Ю.А., Журавлев В.Д. Коллекторы глубокозалегающих пород подсолевого палеозоя Прикаспийской впадины. – В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах: Материалы II Всесоюз. конф. М.: МИНХиГП, 1980, с. 209–215.

Кузнецов Б.Г., Прошляков Б.К. Палеозойские карбонатные формации юго-востока

Русской платформы и их нефтегазоносность. – Геология нефти и газа, 1976, № 11, с. 26–32.

Кунин Н.Я., Былевский Г.А., Гацалаева С.С., Курбанов Н.Ш. Оценка аномально высоких пластовых давлений в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины. – Геология нефти и газа, 1976, № 10, с. 64–69.

Месторождения нефти и газа Северо-Западного района Российской нефтегазоносной провинции. Г.Х. Дикенштейн, В.В. Глушко, Б.А. Соловьев и др. М.: Недра, 1975. 208 с.

Ульми М., Хоммат М., Шарданов А.Н., Прозорович Г.Э. Палеогидроразрывы под воздействием вод, отжимаемых из соленосных отложений. – Геология нефти и газа, 1978, № 9, с. 58–60.

Blanche F.B. The Rotliegendes Sandstone formation of the United Kingdom sector of the Southern North Sea Basin. Trans. Inst. Mining and Met., 1973, B 82, Ang., p. 85–89.

УДК 552.1:53

О.А. Черников, В.А. Ханин, Н.М. Кожанова

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ
ПОРИСТОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД
С ГЛУБИНОЙ ИХ ПОГРУЖЕНИЯ В ПРЕДКАВКАЗЬЕ

В настоящее время важным источником нефтегазовых ресурсов становится освоение глубокопогруженных горизонтов. Успешное проведение поисков возможно лишь при выявлении закономерностей пространственного распределения пород-коллекторов. При решении последней задачи необходимо установить условия сохранения первично-поровых и формирования вторичных коллекторов на больших глубинах.

Для выяснения характера изменения емкостных свойств песчано-алевитовых пород с глубиной их залегания были составлены корреляционные зависимости для разновозрастных отложений – от эоцен (кумская свита) до триаса (ладинский ярус) – в разных структурно-геологических условиях.

Наиболее молодыми из рассмотренных терригенных образований являются алевролиты кумской свиты верхнего эоцена, образующие тонкие прослои в флишеподобном чередовании пород (20–750 м) на южном борту Западно-Кубанского передового прогиба, где они вскрыты на глубинах от 500–600 м до 4,5–5 км. По составу обломочного материала это кварцевые мономинеральные разности с глауконито-гидрослюдистым цементом контактно-порового типа. Величина первичной открытой пористости этих пород колеблется от 2 до 32%. Статистическая обработка фактических данных по открытой пористости образцов с разных глубин позволила построить график зависимости, аппроксимируемый уравнением $K_p = 33,515 - 0,006 \cdot H$, где H – глубина залегания, K_p – коэффициент пористости, теснота связи оценивается коэффициентом корреляции $r = -0,78 \pm 0,2$ (рисунок 1,а). По характеру изменения первичной открытой пористости с глубиной выделяется ряд интервалов: I – глубины 2,2–2,6 км – первичная пористость здесь не зависит от глубины залегания и ее значение колеблется от 10 до 32%; по данным И.М. Горбанец [1973], уменьшение пористости в этих породах происходит за счет механического уплотнения; II – глубины 2,6–3,5 км – первичная емкость резко сокращается и не

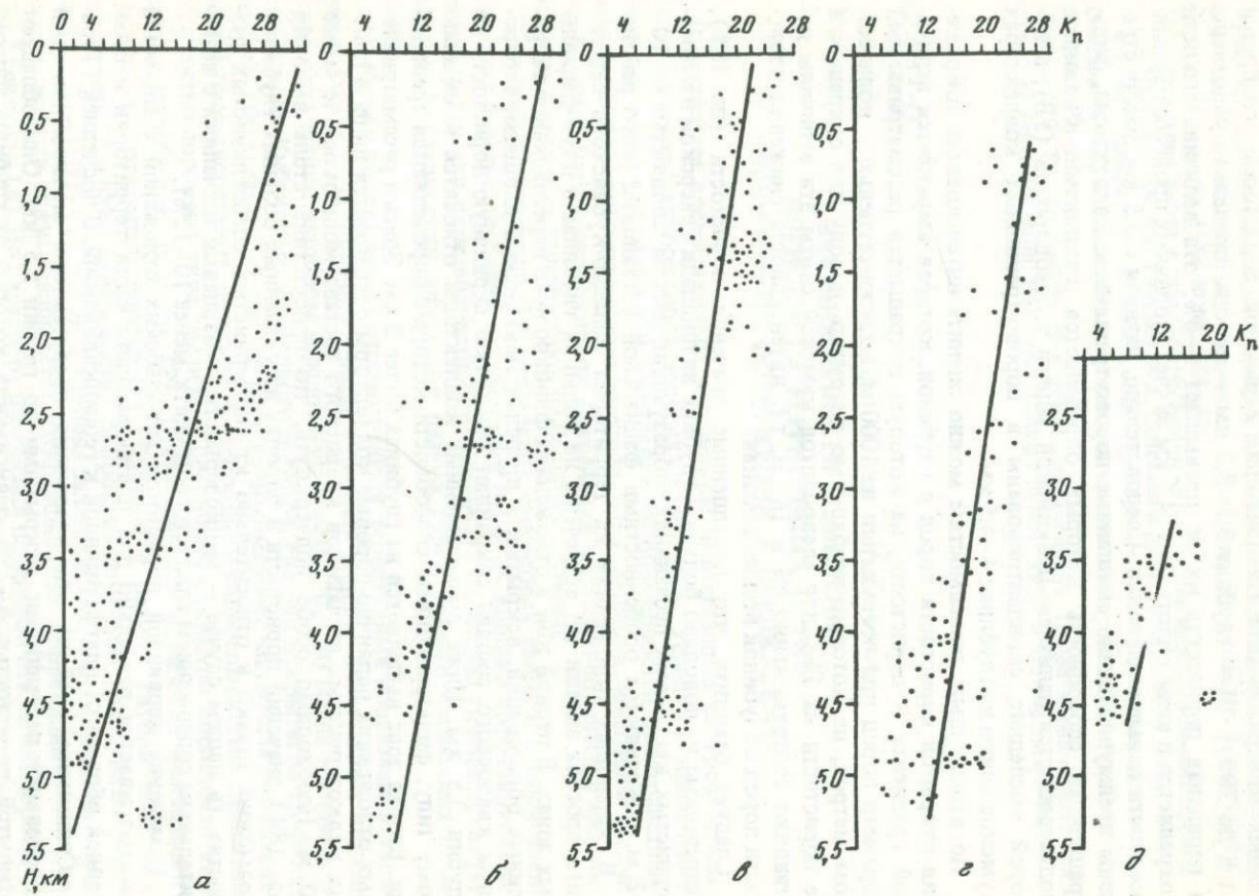
превышает 20%; уменьшение пористости в этом интервале происходит за счет образования вторичных межзерновых контактов и выделения аутогенных минералов цемента (значение первичной пористости колеблется от 8 до 20%); III — глубина 3,5–3,6 км — породы предельно уплотнены и первичная пористость их не превышает 6–8%; эта величина емкости сохраняется и ниже вплоть до 4–4,5 км за счет вторичных процессов трещиноватости и выщелачивания. Следовательно, начиная с 3,5 км, распространены преимущественно смешанные порово-трещинные коллекторы, фильтрационная способность которых определяется трещинами. Сказанное подтверждается наличием Левкинской залежи углеводородов (УВ), в которой последние сконцентрированы в порово-трещинных коллекторах кумской свиты на глубинах 4–4,5 км.

По выведенным зависимостям можно оценить интенсивность сокращения открытой пористости пород с глубиной, которая выражается величиной градиента — пористости, на которую сокращается рассматриваемый параметр пород при погружении на 1000 м, а также ступеню — количеством метров, на которые необходимо погрузить породу для сокращения ее пористости на 1%; для алевролитов кумской свиты эти величины составляют соответственно 6% и 165 м, т.е. интенсивность снижения пористости пород с глубиной весьма высокая.

Следует отметить, что повышенные значения пористости (до 18%), встреченные на довольно большой глубине на площади Северской в мелкозернистых кварцевых песчаниках, образующих пласти мощностью до 10–12 м, объясняются особенностями фациальной обстановки этого района.

В зоеновых отложениях на территории Западно-Кубанского передового прогиба залежи УВ встречены на больших глубинах в двух фациальных зонах. В первой зоне в отложениях флишоидного переслаивания терригенных образований, вскрытых в пределах Левкинской площади, алевролиты кварцевого состава сохраняют открытую первичную пористость до глубин 3,5 км. Ниже промышленные коллекторы относятся к смешанному типу, фильтрационные способности которых определяются трещинами. Вторая зона выделяется на глубинах более 5 км. Здесь в рассматривающих отложениях первично-поровые коллекторы сохраняются лишь в пластах мелкозернистых песчаников кварцевого состава мощностью не менее 10 м. Необходимо особо подчеркнуть, что присутствие столь высоких (до 18%) значений пористости в породах на указанных больших глубинах возможно только в относительно крупнозернистых слабоглинистых разностях (в нашем случае — мелкозернистые кварцевые песчаники с незначительным содержанием глинистого цемента, менее 10–12%).

Изменение первичной пористости апт-альбских отложений с глубиной рассматривается раздельно для платформенной части территории и переходной области от платформенной к геосинклинальной. В последней (Терско-Сунженский район) эти отложения представлены мелкозернистыми кварцевыми песчаниками, вскрытыми до глубин 5,5 км. Они обладают открытой пористостью 5–25%, зависимость которой от глубины аппроксимируется уравнением $K_p = 22,35 - 0,001 \cdot H$ (рисунок, в). До 2–2,5 км влияние глубины залегания на пористость пород не ощущается и значение ее колеблется в пределах 12–25%; на глубине же более 2,5 км порода интенсивно преобразована и первичная пористость не превышает 12%.



Эта величина является нижним пределом коллектора промышленной ценности. Поровый тип коллектора сменяется смешанным, порово-трещинным, фильтрационные способности пород обусловлены трещиноватостью. Значение открытой пористости постепенно снижается, и на глубине более 5 км она не превышает 6%. Градиент пористости для апт-альбских мелкозернистых песчаников, переходных к геосинклинальным областям, составляет 3,1%, ступень – 320 м.

Полученная закономерность нарушается лишь на глубинах 4,5 км, где открытая пористость пород достигает 16%, что объясняется большой мощностью песчаных пластов и особенностями цементации кварцевых песчаников, заключающимися в образовании жесткого каркаса. Изменение первичной пористости с глубиной аналогичных по составу и возрасту мелкозернистых песчаников платформенной области близко к вышеприведенному и аппроксимируется уравнением $K_p = 29,23 - 0,0039 \cdot H$ (рис. 1,б). До глубин 3–3,5 км связь между первичной емкостью и глубиной залегания очень расплывчата, значение пористости колеблется от 10–12 до 30%. Ниже 3,5 км резко уменьшается открытая пористость пород и ее значение не превышает 12%, что является нижним пределом первичной открытой пористости промышленных коллекторов. По мере дальнейшего увеличения глубины залегания происходит постепенное уменьшение пористости, и на глубине более 5 км она не превышает 6–7%. Для платформенных апт-альбских отложений градиент снижения пористости составляет 3,9%, а ступень – 256 м.

Основным литологическим фактором, определяющим значение открытой пористости песчаных пород апт-альба (как и для пород другого возраста) является содержание цемента. В интервале 1–3 км для песчаников апт-альба обнаруживается весьма тесная зависимость между величиной открытой пористости и содержанием глинистого цемента в породах, с увеличением глубины залегания теснота этой связи ослабевает и снижается до коэффициента корреляции $r = 0,2$; на глубинах более 3,5 км вновь наблюдается слабая связь с коэффициентом корреляции ($r = 0,5$).

Как отмечалось выше, сохранение эффективного порового пространства пород возможно и за счет неполнопорового цемента – вторичной цементации посредством срастания зерен. В рассматриваемых мелкозернистых апт-альбских песчаниках степень срастания зерен до глубин 4–4,5 км слабая, количество длинных межзерновых контактов не превышает 20–30%, размеры пор достигают 20–25 мкм. Глубже количество контактов срастания возрастает до 70–80%, поры становятся более удлиненными, извилистыми, часто пережатыми и изолированными, диаметр их до 1 мкм. Распределение участков срастания зерен по площади шлифов неравнозначно, причем они отмечаются и для глубин более 3,5–4 км.

Зависимость изменения с глубиной (H) открытой пористости (K_p) песчано-алевритовых пород Северного Кавказа

a – эоцен (кумская свита), $K_p = 33,515 - 0,006 \cdot H$, $r = -0,78 \pm 0,02$; b – апт-альбский ярус (платформенная зона), $K_p = 29,23 - 0,0039 \cdot H$, $r = -0,76 \pm 0,03$; c – апт-альбский ярус (переходная зона от платформенной к геосинклинальной), $K_p = 22,38 - 0,0031 \cdot H$, $r = -0,80 \pm 0,04$; d – келловейский ярус, $K_p = 28,36 - 0,003 \cdot H$, $r = -0,79 \pm 0,04$; e – падинский ярус, $r = -0,48$

Точки – результаты определения пористости образцов керна

Таким образом, вторичная цементация (посредством срастания зерен), с одной стороны, сильно сокращает размеры межзерновых пор, образует участки интенсивного срастания и этим резко снижает открытую пористость и проницаемость пород, с другой стороны, она способствует образованию жесткого каркаса (скелета) кварцевых песчано-алевритовых пород. Благодаря последнему сохраняется эффективная емкость. В активных тектонических зонах возможно образование трещиноватости, что резко повышает фильтрационные свойства терригенных пород. В качестве примера можно привести залежи нефти Карабулак-Ачалуки, Заманкул и другие, где развиты коллекторы порово-трещинного типа.

Для средне-крупнозернистых кварцевых песчаников келловейского возраста Восточно-Кубанской впадины изменение первичной открытой пористости с глубиной аппроксимируется уравнением $K_p = 28,36 - 0,003 \cdot H$, (рисунок, г). Теснота этой связи определяется $r = -0,79 \pm 0,004$. Для этих песчаников интенсивность уменьшения пористости с глубиной оценивается величиной градиента 3% и ступени -333 м.

В отличие от приведенных выше закономерностей эта зависимость не имеет резко выраженных ступеней. В интервале до 2,5 км значение открытой пористости колеблется от 18 до 28%, причем она слабо зависит от глубины залегания. На глубинах же более 2,5 км значение открытой пористости колеблется от 6 до 20% и ее величина имеет тенденцию сокращения с глубиной. Максимальные значения пористости постепенно снижаются до 6–12% на глубинах более 4,5 км. Отклонение от приведенной зависимости отмечается на глубинах 5,5 км, где встречены породы с аномально высокими значениями открытой пористости (до 20%). Сохранение относительно высоких значений пористости на этих глубинах объясняется присутствием на больших глубинах мощных монолитных пластов (более 15 м), сложенных средне-крупнозернистыми песчаниками. Эти отложения, развитые по бортам Восточно-Кубанской впадины в предтоарское и предоксфордское время, были выведены на дневную поверхность и местами до раннего мела находились в зоне гипергенеза. Их длительное пребывание в отмеченной зоне способствовало выщелачиванию отдельных элементов под влиянием атмосферных агентов и движения грунтовых вод, в результате чего возникли эффективные поры. В указанных пластах сохранилась эффективная емкость, что объясняется наличием жесткого скелета (неполнопорового кварцевого цемента), сформированного в гипергенезе. В этих разностях сохранились открытые поры, образованные чистыми прямолинейными гранями регенерированных кварцевых зерен, обеспечивающих проницаемость до $3,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Этот жесткий каркас, образующийся как в гипергенезе, так и в катагенезе, препятствует геостатической нагрузке больших глубин и способствует сохранению достаточно высоких коллекторских свойств пород (коллекторы III класса, по классификации А.А. Ханина).

Для песчаных пород ладинского яруса среднего триаса, по составу мелко-среднезернистых кварцевых, также получена зависимость изменения пористости с глубиной залегания в интервале 3–4,5 км (рисунок, д). Так, несмотря на относительно небольшой коэффициент корреляции ($r = -0,48$), на графике видно, что по мере увеличения глубины залегания преобладающее максимальное значение открытой пористости этих пород

уменьшается от 14 (глубина 3 км) до 8% (глубина 4,5 км). Лишь в интервале глубин 3,5–4 км встречены аномально высокие значения открытой пористости, достигающие 15–20%, что можно объяснить неполнопоровой цементацией. Рассмотренные закономерности отличаются друг от друга теснотой связи и углом наклона графика к оси пористости, т.е. интенсивностью изменения пористости, что, как было указано выше, выражается величинами градиента и ступени. Интенсивность определяется рядом факторов, но главными из них являются литологические особенности рассматриваемых пород, возраст и нахождение в различных структурных условиях – платформенных или переходных к геосинклинальным областям.

Как указывалось выше, рассматриваемые породы обладают весьма близкими литологическими особенностями. Некоторыми исследователями [Горбанец, 1973; Жабрева, 1966; Ханин, 1979] показано, что различия гранулометрического состава и отсортированности обломочного материала рассмотренных пород не оказывают влияния на их коллекторские свойства, которые зависят главным образом от содержания цементирующего материала. Однако изменения этого параметра в сравниваемых породах незначительны, поэтому остается предположить, что основная причина разной интенсивности преобразования пород и сокращения их пористости с глубиной обусловлены временем воздействия на породы глубинных условий (давления и температуры), их возрастом. Причем интенсивность сокращения открытой пористости с глубиной со временем уменьшается. В этой связи разница между величинами, отражающими интенсивность сокращения пористости для отложений эоцена и апт-альба, значительно выше, чем для отложений апт-альба и верхней юры, что особенно четко видно по значениям градиента: для эоцена – 6,7, апт-альба – 3,9 и верхней юры – 3%. Продолжительность же времени соответственно составляет: эоцен – 59, апт-альб – 113, верхняя юра – 154 млн. лет.

Сравнение графиков, полученных для одновозрастных литологически близких пород, приуроченных к платформенным и переходным к геосинклинальным областям, позволяет утверждать, что в последних уменьшение пористости с глубиной происходит менее интенсивно, чем в платформенных. Так, для апт-альбских песчаников платформенных областей градиент равен 3,9%, а ступень – 256 м, в то время как для переходных к геосинклинальным областям эти величины соответственно равны 3,1% и 320 м. На основании полученных зависимостей устанавливаются предельные глубины распространения первично-поровых эффективных коллекторов. Так, для алевролитов эоцена в пределах Западно-Кубанского прогиба предельная глубина распространения промышленных первично-поровых коллекторов составляет 3–3,5 км, на этой глубине величина открытой пористости не превышает 12%. Для песчаных отложений апт-альба нижней границы распространения коллекторов промышленного значения являются глубины 3–3,5 км, так как нижнее предельное значение открытой пористости здесь 12%. Следует отметить также, что на глубине 1 км величина открытой пористости рассматриваемых пород колеблется в одинаковых пределах – 22–30%. На глубине 3 км, где породы претерпели сильные преобразования, наблюдается существенная дифференциация значений открытой пористости пород разного возраста. Так, пористость алевролитов кумской свиты изменяется в широких пределах (от 2 до 20%), в апт-альб-

ких мелкозернистых песчаниках этот предел уже (от 15 до 26%), а в породах верхней юры сужается еще больше (до 16–24%).

На глубине 4,5–5 км вещественный состав пород, в том числе и содержание цемента, уже не оказывает определяющего влияния на величину емкостных параметров и на первое место выступают вторичные процессы.

Главным выводом из проведенного анализа следует считать наличие продуктивных коллекторов на глубинах, значительно превышающих предельные для распространения первично-поровых коллекторов. Именно на отклонениях от закономерностей необходимо сконцентрировать внимание для выявления условий сохранения или формирования пород-коллекторов на глубинах выше 4,5 км.

Так, в отложениях эоцена Западно-Кубанского прогиба на больших глубинах могут быть встречены два типа коллекторов: первый – в зоне спокойного тектонического режима (площадь Северская) первично-поровые коллекторы кварцевого состава с незначительным содержанием цемента, образующие пласти мощностью не менее 10 м, второй – породы, расположенные в зоне активного тектонического режима, способствующего их растрескиванию и образованию коллекторов смешанного порово-трещинного типа. Последние могут быть представлены любой разностью терригенных пород, включая аргиллиты или аргиллитоподобные глины.

Таким образом, существование эффективной емкости в породах на глубине, превышающей предельную для распространения первично-поровых коллекторов, т.е. на глубинах более 4,5–5 км, может наблюдаться лишь при слабой преобразованности пород. На больших глубинах это может быть, если возраст пород молодой и недостаточный для того, чтобы преобразование в породах достигло стадии среднего катагенеза. Слабо-преобразованные, а следовательно, и высокопористые породы могут сохраняться в центральных частях монолитных пластов, сложенных относительно крупнозернистыми, хорошо отсортированными породами, причем для каждого конкретного случая устанавливается предельная мощность пласта, необходимая для сохранения высокопористых пород.

Высокая пористость в породах на больших глубинах может также формироваться в результате вторичных процессов: доломитизации, децементации, выщелачивания и растрескивания под влиянием тектонических напряжений или катагенетических процессов.

В заключение остановимся еще на одной особенности изменения вторичной пористости кварцевых песчано-алевритовых пород с глубиной, которая обращает на себя внимание при рассмотрении построенных графиков, а именно на наличии весьма четких переломов в расположении точек на определенных глубинах. Так, на первом графике, построенном для алевролитов кумской свиты, вырисовываются перегибы в интервалах глубин 2,5 и 3,5 км. На тех же глубинах вырисовываются перегибы в рассматриваемых зависимостях и для апт-альбских песчаников платформенных областей. Еще резче выражены эти перегибы на тех же глубинах на графике, построенном для песчаников келловейского возраста. На графике для апт-альбских песчаников переходной к геосинклинальной области, первый перелом приурочен к интервалу глубины в 2 км, а второй практически отсутствует. Такое ступенчатое строение графиков едва ли случайно, но пока не находит объяснения. По-видимому, оно может быть связано с существованием

крупных этапов в истории развития рассматриваемых районов и отражает существенные структурные перестройки, обусловленные изменением в скорости прогибания дна бассейна, а следовательно, и скорости осадконакопления.

ЛИТЕРАТУРА

Горбанец И.М. Влияние геологических факторов на коллекторские свойства пород и закономерности размещения коллекторов кумской свиты южного борта Западно-Кубанского прогиба. – В кн.: Проблемы нефтегазоносности Краснодарского края. М.: Недра, 1973, с. 154–156.

Жабрева П.С. Литологические особенности триасовых и юрских отложений в связи с изучением их коллекторских свойств. – Тр. КФ ВНИИнефть. Л.: Недра, 1966, вып. 17, с. 15–20.

Ханин В.А. Терригенные породы-коллекторы нефти и газа на больших глубинах. М.: Недра, 1979. 140 с.

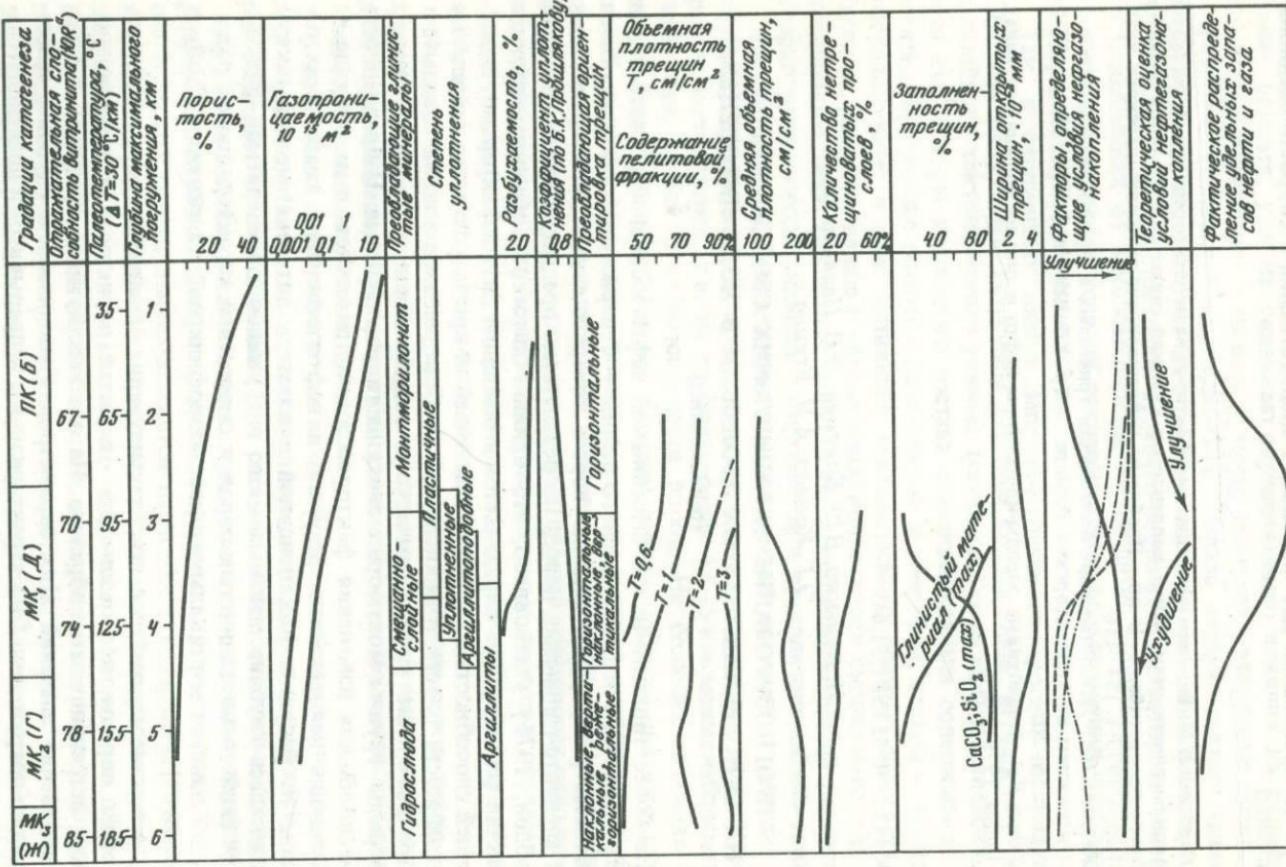
УДК 552.5–К+553.98 (551.64)

*Р.Л. Буценко, В.Ш. Брутман, Л.П. Иваньшина,
Э.Г. Коблов, А.И. Уткина*

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭКРАНИРУЮЩИХ СВОЙСТВ ПОРОД НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ИХ ЭВОЛЮЦИИ В ХОДЕ ЛИТОГЕНЕЗА (о-в Сахалин)

Наиболее типичными для Сахалинской нефтегазоносной области и для ее промышленно-нефтегазоносного района – Северного Сахалина являются пластовые резервуары, флюидоупором которых служит пласт глинистых или алеврито-глинистых пород. По результатам предыдущих исследований [Коблов, 1975] установлено, что влияние литогенеза на экранирующие свойства флюидоупора определяется в основном двумя факторами: изолирующей способностью матрицы, слагающей покрышку породы, и степенью нарушенности пласта трещиноватостью. Определенное влияние оказывает также изменение минералогического состава глинистых пород, замена минералов группы монтмориллонита на гидрослюдистые. Направленность и масштабность изменения факторов в ходе литогенеза и их влияние на размещение нефтегазовых ресурсов в нефтегазоносных комплексах показаны на рисунке. Как основной показатель литогенетической шкалы применялась глубина максимального погружения, определяемая физическими свойствами глинистых пород и скоростной характеристикой разрезов, по данным вертикального сейсмопрофилирования скважин [Коблов и др., 1977].

В качестве параметров, характеризующих изолирующую способность матрицы породы, использовались открытая пористость и газопроницаемость нетрещиноватых образцов. На соответствующих графиках показано изменение значений этих параметров с увеличением глубины максимального погружения. Оно характеризуется непрерывным и последовательным снижением пористости и проницаемости, что обусловливает улучшение изолирующей способности матрицы. Сопоставление кривых изменения пористости, проницаемости и коэффициента уплотнения позволяет гово-



рить о преобладающей роли гравитационного уплотнения в улучшении изолирующей способности матрицы.

Следует ожидать, что влияние минералогического состава наиболее сильно сказывается в зоне, переходной от монтмориллонитовой к гидрослюдистой: резкое сокращение в составе глинистых минералов доли монтмориллонита приводит к ухудшению изолирующей способности матрицы и, по-видимому, способствует развитию трещиноватости породы. Переходная зона выделяется в интервале 3–4,5 км. В лежащей выше монтмориллонитовой и нижележащей гидрослюдистой зонах влияние минерального состава не должно быть очень заметным в силу его большей однородности в глинистых породах этих зон. Косвенным свидетельством этого является поведение такого показателя, как разбухаемость породы.

Влияние трещиноватости пород на экранирующие свойства покрышек определяется направленностью и масштабами изменения объемной плотности трещин, их раскрытии и заполненности. Объемная плотность трещин с повышением степени катагенетической измененности породы увеличивается. Значительное влияние на этот параметр оказывает также содержание пелитовой фракции (см. рисунок). По характеру изменения рассматриваемого параметра выделяются три зоны: зона относительно слаботрещиноватых пород ($T \leq 1 \text{ см}/\text{см}^2$) с заметным количеством нетрещиноватых прослоев, соответствующая зоне распространения пластичных глин (до 3 км); зона повышенной трещиноватости пород ($T = 2 \text{ см}/\text{см}^2$), соответствующая зоне распространения аргиллитов (ниже 4,5–5 км), и промежуточная зона перехода глинистых пород от пластичных к аргиллитам, сопровождающаяся повышением хрупкости пород и соответственно увеличением их трещиноватости (T возрастает от 1 до 2 $\text{см}/\text{см}^2$). Эта же зона, по-видимому, играет определяющую роль и в изменении раскрытии полых трещин. Для нее характерно непрерывное увеличение раскрытии вслед за возрастанием степени катагенетической измененности от 0,02 до 0,35 мм (средние значения). В зоне пластичных глин раскрытие трещин изменяется незначительно – от 0,015 до 0,02 мм. Скачкообразное уменьшение трещин отмечается в интервале 4,3–4,5 км от 0,035 до 0,025 мм. На больших глубинах наблюдается постепенное снижение раскрытии трещин до 0,015 мм. Выявленная направленность в изменении раскрытии трещин определяется в основном двумя факторами: прочностными свойствами породы и величиной максимального давления на нее. Неровный характер поверхности трещин препятствует их смыканию из-за появления перемычек, от прочности которых и зависит раскрытие трещин. Понятно, что в зоне перехода от пластичных глин к аргиллитам интенсивное "окаменение" глинистых пород приводит к увеличению раскрытии. Скачкообразное уменьшение раскрытии на глубинах 4,3–4,5 км, по-видимому, обусловливается превышением предела прочности пород, что приводит к разрушению перемычек.

Масштабы заполнения трещин в породах изученного возрастного диапазона (неоген) незначительные, средняя заполненность трещин не превы-

Эволюция экранирующих свойств пород в ходе литогенеза

1 – уплотнение; 2 – коллекторские свойства пород; 3 – минеральный состав;
4 – трещиноватость

шает 20%. По характеру заполнения трещин выделяются три зоны: до глубины 3 км – зона глинистого, ниже 5 – карбонатного, кварцевого, пиритового материала, в промежуточной зоне – смешанное заполнение. Появление с глубины 3 км в составе заполнителей трещин карбонатов и заметное возрастание их значимости с интервалом глубин 3,5–4 км (по максимальной заполненности трещин) может свидетельствовать о том, что именно с этих глубин трещинные системы становятся проницаемыми и способствуют перемещению флюидов (в данном случае подземных вод, насыщенных карбонатами).

Анализ закономерностей изменения параметров трещиноватости с позиций оценки их влияния на экранирующие свойства покрышек позволяет выделить три зоны: 1) до глубины 3 км – зона, для которой характерны: повышенное содержание нетрещиноватых прослоев, невысокие значения объемной плотности и раскрытия трещин, заполнение части трещин сингенетичным глинистым материалом, незначительное влияние на экранирующие свойства покрышек; 2) на глубине от 3 до 4,5–5 км – зона возрастающего негативного влияния трещиноватости на экранирующие свойства покрышек из-за увеличения объемной плотности и раскрытия трещин; 3) на глубине выше 4,5–5 км – при стабилизации объемной плотности трещин уменьшение их раскрытия должно способствовать улучшению экранирующих свойств покрышек.

Оценка характера и степени влияния на экранирующие свойства покрышек каждого из рассмотренных факторов, а именно уплотнения глинистых пород, изменения минералогического состава и трещиноватости последних, отражена на векторной диаграмме (см. рисунок). Здесь же показано изменение емкостных и фильтрационных свойств коллекторов. Совместный анализ покрышек и коллекторов позволяет оценить направленность изменения условий нефтегазонакопления в процессе катагенеза.

На подстадии протокатагенеза и в самом начале мезокатагенеза, до глубины 3 км, условия нефтегазонакопления определяются улучшением изолирующей способности матрицы пород, слагающих покрышку, в результате уплотнения отложений.

Остальные факторы оказывают отрицательное влияние на качество флюидоупоров, но масштабы этого влияния незначительны. В зоне глубин максимального погружения от 3 до 4,5–5 км, стадия МК₁, возможности нефтегазонакопления снижаются, что обусловлено с одной стороны, ухудшением емкостных и фильтрационных свойств коллекторов, нарушением экранирующих свойств покрышек трещиноватостью, с другой – снижением изолирующей способности матрицы флюидоупоров вследствие исчезновения в них набухающих компонентов. При более высоком уровне катагенеза пород стадии МК₂–МК₃ происходит некоторое улучшение экранирующих свойств покрышек, а условия нефтегазонакопления определяются наличием в этой зоне различного типа коллекторов и их свойствами.

Теоретически обоснованная направленность в изменении условий нефтегазонакопления подтверждается анализом фактического распределения разведанных запасов нефти и газа в нефтегазоносных комплексах о-ва Сахалин (см. рисунок). Для исключения влияния разведенности комплексов при построении кривой распределения использованы удельные запасы – их плотность на единицу объема нефтегазоносного комплекса в пределах

площади нефтегазосбора. Максимальная нефтегазонасыщенность приурочена к интервалу глубин максимального погружения от 1,5–2 до 4–4,5 км, в котором флюидоупоры приобретают достаточно высокую экранирующую способность, а коллекторы обладают достаточно высокими емкостными и фильтрационными свойствами. Этот интервал был выделен ранее [Коблов, 1975] как зона оптимального сочетания коллекторских и экранирующих свойств пород. В нефтегеологическом отношении данный интервал выделяется как главная или оптимальная зона нефтегазонакопления [Нефтегенерирующие..., 1977; Преобразование..., 1976] и основной поисковый объект [Коблов, 1975]. Аналогичный интервал в осадочном чехле Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции выделяется как интервал максимальной контрастности коллекторов и покрышек по фильтрационно-емкостным свойствам, оптимальный для формирования залежей нефти и газа [Белкин, Сторожев, 1983].

Схема катагенетической зональности изменения экранирующих свойств является одновременно прогностической моделью, используемой для прогнозирования качества флюидоупоров и коллекторов. Для привязки конкретного разреза – объекта прогноза к катагенетической шкале – используются различные показатели, коррелируемые с глубиной максимального погружения [Коблов, 1977]. Основными из них являются отражательная способность витринита, пористость, интервальные, средние и эффективные скорости, по данным сейсмокаротажа скважин и сейсморазведки.

ЛИТЕРАТУРА

Белкин В.И., Сторожев А.Д. Основные аспекты проблемы прогноза коллекторов на глубинных горизонтах осадочного чехла Западной Сибири. – В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах: (Тез. докл.). М.: МИНХиГП, 1983, с. 209–211.

Коблов Э.Г. Коллекторы нефти и газа Северного Сахалина: Автoref. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Л.: ВНИГРИ, 1975. 28 с.

Коблов Э.Г., Иваньшина Л.П., Буценко Р.Л. Изменение с глубиной коллекторских свойств осадочных образований о-ва Сахалин и прогнозирование зон распространения коллекторов порового типа. – В кн.: Изучение коллекторов нефти и газа, залегающих на больших глубинах. – Тр. МИНХиГП, 1977, вып. 123, 124, с. 144–147.

Нефтегенерирующие толщи и условия реализации их потенциала в кайнозойском разрезе Северо-Сахалинского осадочно-породного бассейна. – В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики: (Тез. докл.). М.: Изд-во МГУ, 1977, с. 82–83.

Преобразование органического вещества и вмещающих толщ неогена севера Сахалина при их погружении. – В кн.: Исследования органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1976, с. 284–287.

Г.Д. Сараева, Т.Г. Куц

УСЛОВИЯ СЕДИМЕНТОГЕНЕЗА ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД – ФАКТОР, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ НАЛИЧИЕ КОЛЛЕКТОРОВ ПОРОВОГО ТИПА НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Вопрос о перспективности отложений, залегающих на больших глубинах, тесно связан с прогнозом наличия коллекторов, с выяснением причин, способствующих сохранению хороших фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород в условиях высоких давлений и температур. В литературе неоднократно подчеркивалась необходимость установления факторов, обуславливающих образование пород-коллекторов. Известно, что формирование терригенной породы как коллектора начинается на стадии седиментогенеза, когда в осадочных бассейнах накапливается обломочный материал определенной размерности, окатанности и отсортированности.

Проведенные до настоящего времени исследования, учитывающие процесс осадконакопления и последующего преобразования пород в ходе диа- и катагенеза, позволяют сделать вывод о влиянии энергетической активности среды седиментации на величину коллекторских показателей. Наилучшие первичные значения емкости и проницаемости характерны для терригенных пород, отложение которых происходило в зонах высокой гидродинамической активности [Сараева, Казанбиев, 1970; Сараева, 1978; Суханова, 1982]. Для морской обстановки осадконакопления это преимущественно зона морского шельфа, а именно прибрежная зона песчаных баров, пляжей, отмелей (область волнового поля) и различных потоков большой грузоподъемности (течения волочения и турбидитные). Поскольку коллекторские свойства пород определяются строением их емкостного пространства, было высказано предположение, что порометрические диаграммы пород из различных зон седиментации должны существенно отличаться.

В действительности так и оказалось (рис. 1): породы, характеризующиеся наиболее благоприятной структурой порового пространства и самыми высокими фильтрационно-емкостными свойствами (коллекторы I–IV классов по А.А. Ханину), накапливались в зонах отмелей (сюда же относятся бары и косы). Более сложная неоднородная структура порового пространства и соответственно более низкие коллекторские показатели наблюдаются в отложениях, формировавшихся в зонах турбидитных потоков и течений волочения. Отложения спокойных вод с точки зрения образования поровых коллекторов не представляют особого интереса. Это область накопления наиболее тонкозернистых (пелитовых) частиц, из которых в последующем формируются породы – флюидоупоры или коллекторы трещинного типа. Поровые коллекторы очень низких классов (преимущественно V) встречаются среди них лишь на глубинах до 1–1,5 км.

В связи с информативностью материалов о строении порового пространства отмеченный параметр был выбран в качестве основного для установления исходя из условий седиментации наиболее благоприятных зон для развития коллекторов. Вполне естественно, что сравнивать между

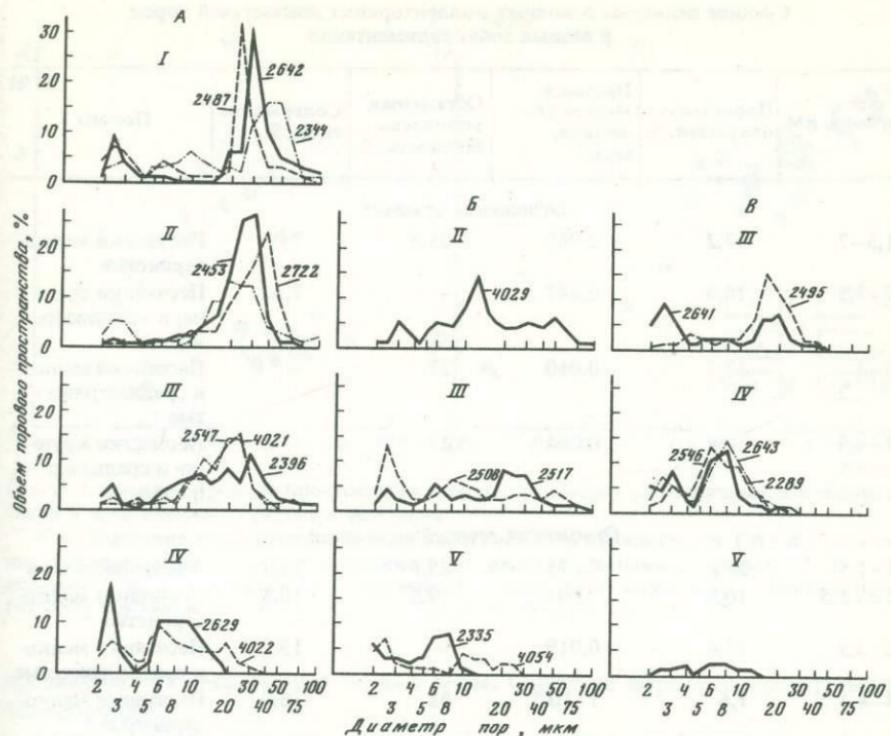


Рис. 1. Характерные порометрические диаграммы коллекторов из различных зон седиментации

Отложения зон: А – отмелей, Б – турбидитного течения, В – течения волочения; I–V – классы коллекторов; номера кривых указывают на соответствующие образцы

собой непосредственно порометрические диаграммы пород, накопившихся в одинаковых гидродинамических условиях, но в настоящее время залегающих на разных глубинах, дело довольно трудоемкое. Поэтому для сопоставления были выбраны следующие показатели: медианный радиус пор, 1%-ный квантиль, характеризующий максимальные размеры поровых каналов, степень однородности и извилистости порового пространства. Применение перечисленных выше показателей позволило установить следующее.

Среди мезозойско-кайнозойских отложений, залегающих на глубинах до 1,5 км, песчано-алевритовые осадки, накопление которых происходило в береговой зоне с ослабленной динамикой, прибрежной зоне с активной и ослабленной динамикой, а также на мелководном шельфе в области циркулярных течений, имеют высокие коллекторские показатели (см. таблицу). Примером являются сеноманские породы севера Тюменской области, где мелкозернистые песчаники и песчано-алевролиты, отложившиеся в зонах течений волочения, характеризуются средней и плохой сортировкой обломочного материала и неоднородным строением порового пространства (коэффициент неоднородности изменяется от 3,5 до 6, рис. 2, а). Однако, несмотря на неблагоприятные показатели этого парамет-

Средние величины основных коллекторских показателей пород
в разных зонах седиментации

Глубина, км	Пористость открытая, %	Проницаемость абсолютная, мкм ²	Остаточная водонасыщенность, %	Содержание глин, %	Порода
<i>Отложения отмелей</i>					
1,5–2	17,2	0,069	25,8	7,0	Песчаники мелко-зернистые
2–3,5	16,6	0,247	—	7,3	Песчаники средне- и крупнозернистые
3–4	13,2	0,010	27	—	Песчаники мелко- и среднезернистые
4–4,5	10,8	0,004	23	—	Песчаники крупно- и среднезернистые
<i>Отложения течений волочения</i>					
1–1,5	33,0	0,675	25,5	13,7	Алевропесчаники
1,5–2,5	10,8	0,001	79,5	10,5	Песчаники мелко-зернистые
2–3,5	15,4	0,019	—	15,2	Песчаники мелко- и среднезернистые
4–4,5	7,6	$7 \cdot 10^{-6}$	88	16,0	Песчаники мелко-зернистые
<i>Отложения спокойной воды</i>					
1–1,5	25,0	0,007	68,0	26,5	Алевролиты
4–4,5	2,6	$7 \cdot 10^{-6}$	100	44	"

ра, небольшая глубина залегания, слабое развитие вторичных процессов регressiveного характера и незначительное уплотнение пород привели к тому, что в песчаниках и крупнозернистых алевролитах максимальные радиусы поровых каналов достигают 12–30 мкм, а медианные радиусы изменяются от 2,5 до 10 мкм (рис. 2, б). Относительно большие размеры проводящих каналов, слабая их извилистость (коэффициент извилистости от 1,6 до 5) обусловили высокие фильтрационно-емкостные показатели указанных пород – это преимущественно коллекторы I–III классов.

Породы-коллекторы порового типа V класса встречаются в сеноманских отложениях севера Тюменской области на глубинах до 1,5 км и среди осадков спокойной воды. Представлены они мелкозернистыми алевролитами, у которых максимальные радиусы поровых каналов не превышают 2, а медианные – 0,03 мкм. Коллекторские показатели описываемых пород очень низкие (см. таблицу).

Среди отложений течений (волочения и турбидитные) породы-коллекторы порового типа (мелко- и среднезернистые песчаники) встречаются до глубин 3 км. Как правило, на глубинах 1,5–3 км это коллекторы IV–V класса (см. таблицу). Максимальные радиусы поровых каналов в них не

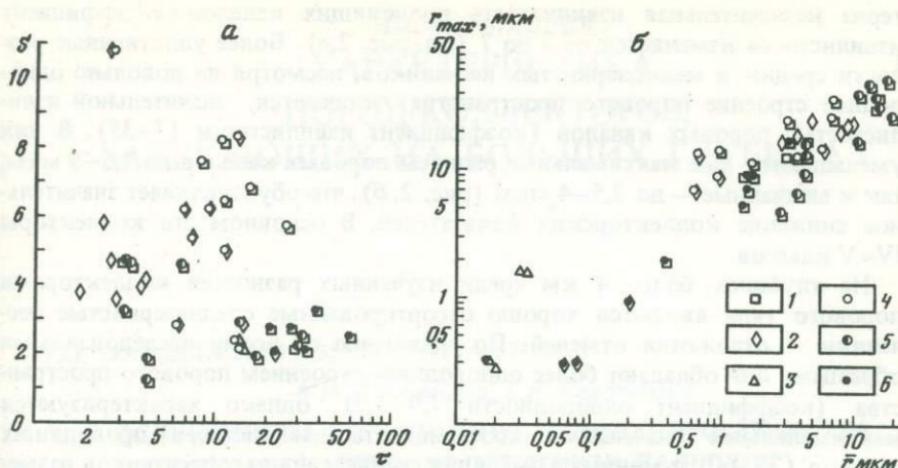


Рис. 2. Строение порового пространства терригенных пород из различных зон седиментации в зависимости от глубины залегания

a – изменение коэффициентов однородности (*S*) и извилистости (*r*); *б* – изменение максимальных (*r*_{max}) и медианных (*r*) радиусов поровых каналов; 1–3 – отложения зон: 1 – отмелей, 2 – течений, 3 – спокойной воды, 4–6 – современные глубины залегания, км: 4 – 2–2,5, 5 – 2,5–3, 6 – более 4 км

превышают 15, медианные – 4–5 мкм. Строение порового пространства неоднородное.

Были изучены породы, формирование которых происходило в зонах течений и спокойной воды, а в настоящее время залегающие на глубинах свыше 4 км. Представлены они алевро-песчаниками и алевролитами с низкими фильтрационно-емкостными показателями, малыми размерами поровых каналов (медианный радиус не превышает 0,4 мкм) и неоднородным строением пустотного пространства (коэффициент неоднородности 2–3). Описанные алевро-песчаники относятся к коллекторам порового типа VI класса. Таким образом, на больших глубинах среди отложений течений и спокойной воды коллекторы порового типа выше VI класса не установлены.

По имеющимся в нашем распоряжении материалам, на глубинах 3,5–4,6 км основными коллекторами являются породы, седиментация которых происходила в условиях отмелей. Существенное влияние на пространственное размещение и величину коллекторских показателей и здесь, несмотря на значительные диа- и катагенетические преобразования, оказывает гидродинамика среды. Там, где накапливался более крупнозернистый, хорошо отсортированный песчаный материал, в последующем происходило образование пород-коллекторов более высоких классов. Так, на современных глубинах (3–4 км) только среди отложений указанной фациальной зоны можно встретить крупно-, средне- и мелкозернистые песчаники-коллекторы I–III классов. Как правило, для них характерны максимальные радиусы поровых каналов от 16 до 50 мкм, при медианных – 10–20 мкм. Мелкозернистые песчаники имеют однородное строение порового пространства, у более крупнозернистых разностей коэффициент неоднородности может достигать значений 4–4,5. Однако для всех описанных пород харак-

терна незначительная извилистость проводящих каналов. Коэффициент извилистости изменяется от 3 до 7 (см. рис. 2, а). Более уплотненные разности средне- и мелкозернистых песчаников, несмотря на довольно однородное строение порового пространства, отличаются значительной извилистостью поровых каналов (коэффициент извилистости 17–35). В них уменьшаются как максимальные радиусы поровых каналов до 4,5–9 мкм, так и медианные – до 2,5–4 мкм (рис. 2, б), что обусловливает значительное снижение коллекторских показателей. В основном это коллекторы IV–V классов.

На глубинах более 4 км среди изученных разностей коллекторами порового типа являются хорошо отсортированные среднезернистые песчаники – отложения отмелей. По сравнению со всеми исследованными образцами они обладают более однородным строением порового пространства (коэффициент однородности 1,9–3,2), однако характеризуются максимальными значениями коэффициента извилистости проводящих каналов (25–60) и минимальными для среднезернистых песчаников размерами поровых каналов. Так, максимальные радиусы равны 5–10, а медианные – 1–2 мкм (см. рис. 2, б). Подобные изменения в строении порового пространства приводят к тому, что у описанных среднезернистых песчаников отмечаются самые низкие коллекторские показатели – это преимущественно коллекторы V, реже IV классов.

В результате проведенных экспериментальных работ можно сделать вывод, что наибольшее влияние на изменение коллекторских показателей пород, накопившихся в одинаковых гидродинамических условиях, оказывает степень их уплотнения, приводящая к уменьшению размеров поровых каналов, значительному увеличению их извилистости, и как следствие существенному уменьшению фильтрационных показателей. Из-за структурных изменений емкостного пространства с глубиной доля потенциальных коллекторов чисто порового типа значительно сокращается. Процессы уплотнения и вторичные изменения регressiveного характера способствуют тому, что на больших глубинах коллекторы порового типа могут быть встречены в основном среди отложений, седиментация которых происходила в условиях береговой зоны с ослабленной динамикой и прибрежной зоны с активной динамикой среды. Гораздо более вероятно распространение среди терригенных отложений на больших глубинах пород-коллекторов сложного типа – трещинно-порового и каверново-трещинно-порового типов.

ЛИТЕРАТУРА

Сараева Г.Д. Прогнозирование распространения типов пород-коллекторов по условиям гидродинамики среды их накопления. – В кн.: Проблемы прогноза газоносности. М.: Недра, 1978, с. 59–65.

Сараева Г.Д., Казанбиеев М.К. К вопросу об условиях образования пластов-коллекторов месторождений Южносухокуское, Русский Хутор. – В кн.: Вопросы геологии и подземных вод Дагестана. Махачкала: Даг. кн. изд-во 1970, с. 115–124.

Суханова С.В. Критерии оценки и прогнозирования коллекторских свойств терригенных пород различного генезиса. – В кн.: Особенности строения и формирования сложных коллекторов. – Тр. ВНИГНИ, 1982, вып. 239, с. 47–57.

Часть вторая
ХАРАКТЕРИСТИКА
ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ,
ЗАЛЕГАЮЩИХ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

УДК 553.98.061.4:552.54 : 539.217.1 (470.4+574.1)

К.И. Багринцева, Г.Е. Белозерова

**ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА
КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПАЛЕОЗОЯ
ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ**

Оценка перспективности отложений, залегающих на глубине свыше 4 км, тесно связана с установлением наличия коллекторов и выяснением причин, способствующих сохранению и возникновению высоких фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород в условиях повышенных давлений и температур.

Большой экспериментальный материал доказывает возможность существования на больших глубинах высокопористых пород, в той или иной степени содержащих каверны, а также открытые трещины различной морфологии, по которым развиваются процессы выщелачивания.

Изучение подсолевых отложений палеозойского возраста на ряде месторождений внутренней бортовой части Прикаспийской впадины выявило, что решающее влияние на характер порового пространства пород оказывают различия в общегеологических условиях формирования природных резервуаров нефти и газа этих регионов и литогенетические особенности карбонатных пород, а также в меньшей степени сам факт погружения отложений на большие глубины.

Продуктивные нефтегазонасыщенные породы месторождений Караганак, Тенгиз, Астраханское, Жанажол, залегающие на глубинах от 3000 до 5250 м, относятся к разнофациальным отложениям пермо-карбонового возраста. В разрезе этих месторождений преобладают в основном органогенные, органогенно-детритовые известняки, в различной степени перекристаллизованные и доломитизированные, и метасоматические доломиты. Породы подвержены значительным постседиментационным изменениям. Пустотное пространство карбонатных пород представлено порами, кавернами и трещинами, присутствующими в различных сочетаниях. Преобладание одного из типов пустот определяет тип коллектора.

Характерной особенностью рассматриваемых месторождений является приуроченность продуктивных толщ к отложениям мелководных шельфовых карбонатных фаций с достаточно активной гидродинамикой вод, о чем свидетельствует заметное количество "промытых" прослоев. Отличие Караганакского и Тенгизского месторождений заключается в том,

что они сложены разнофациальными отложениями, характерными для рифовых массивов.

На месторождении Караганак продуктивными являются отложения нижней перми—среднего и нижнего карбона, залегающие на глубинах 3750–5200 м и отличающиеся большим разнообразием структурно-генетических типов пород.

На рис. 1(см. вкл.), 2 показаны разрезы двух скважин месторождения Караганак, на которых приведены литологическая характеристика пород, особенности строения пустотного пространства и характер распределения фильтрационно-емкостных свойств.

Из рисунков отчетливо видно, что независимо от возраста и глубины залегания карбонатная толща отличается невыдержанностью коллекторских свойств: выделяются крупные интервалы преимущественного развития пористо-проницаемых разностей пород и зон с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, для которых характерна интенсивная трещиноватость. Внутри крупных зон и интервалов наблюдаются значительные колебания величин пористости и проницаемости, что свидетельствует о микронеоднородности строения продуктивных пластов.

Рифогенная природа отложений определила их литологическую изменчивость в разрезах скважин, а также по площади. Так, разрез скв. 2, соответствующий ядру органогенной постройки артинско-ассельского возраста, характеризуется широким развитием известняков биогермного облика — водорослевых и мишанковых, переслаивающихся с биоморфными и биоморфно-детритовыми разностями, массивными, с беспорядочной текстурой. Разрез скв. 10, находящийся во внутренней лагуне, иной. Здесь преимущественно развиты органогенно-детритовые, брахиоподовые разности известняков, часто с отчетливо выраженной слоистостью. Подчиненная роль принадлежит прослоям биогермных пород, которые встречены в верхней (3930–4020 м) и самой нижней (глубина 4150 м) частях разреза.

Неодинаковый фациальный облик пород и различная направленность постседиментационных процессов нашли свое отражение в характере распределения фильтрационно-емкостных параметров. В скв. 10 различаются две пачки: верхняя (интервал 3920–4020 м) — с большой эффективной мощностью (см. рис. 1), сложена преимущественно пористо-проницаемыми разностями известняков с пористостью 10–18,5% и проницаемостью $1,98 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ и более, и нижняя (интервал 4020–4160 м) — представлена плотными и слабопористыми, но часто проницаемыми трещиноватыми разностями пород. Значения пористости пород для этой части разреза составляют 1,1–2,5, не превышая в основном 4%, а проницаемость их в большинстве случаев $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, иногда достигает $2,9 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, редко больше, с резко выраженной анизотропией по направлениям фильтрации. Прослои поровых коллекторов различной эффективной мощности присутствуют в самом низу нижнепермского разреза (с глубины 4160 м) и сложены тубифитовыми известняками (см. рис. 1, табл. 1). Таким образом, уже по разрезу только скв. 10 можно говорить о преимущественном развитии коллекторов порового типа в биогермных фациях. Еще более отчетливо проявляется эта связь при сравнении разрезов скв. 2 и 10. Разрез скв. 2 отличается высокой эффективной мощностью и существенным преобладанием коллекторов порового типа. Здесь не выделяются отдель-

ные крупные пачки пористых или плотных пород, поскольку весь разрез в целом характеризуется устойчивыми, хотя и не слишком высокими, значениями пористости — от 7 до 12, реже 16–19%. Проницаемость коллекторов изменяется в пористых разностях от 0,18 до $172 \cdot 10^{-15}$ м² (см. табл. 1); характерно, что в них за счет присутствия каверн и трещин отмечается анизотропия проницаемости.

Продуктивные отложения Караганакского месторождения сильно изменены постседиментационными процессами. Частично это происходит за счет погружения пород на значительную глубину или обусловлено особенностями общего геологического режима данного региона. К первым относятся интенсивно проявившиеся процессы запечатывания первичных пустот кальцитом, ангидритом, а также перекристаллизация первичного осадка. За счет этих преобразований в большей части первично высокопористых слоев произошло усложнение структуры пор и они частично утратили свою емкость. Ко вторым, очевидно, можно отнести процессы доломитизации, выщелачивания и трещинообразования, которые обеспечили развитие дополнительных видов пустот, а при наличии трещиноватости способствовали и формированию новых типов коллекторов в породах.

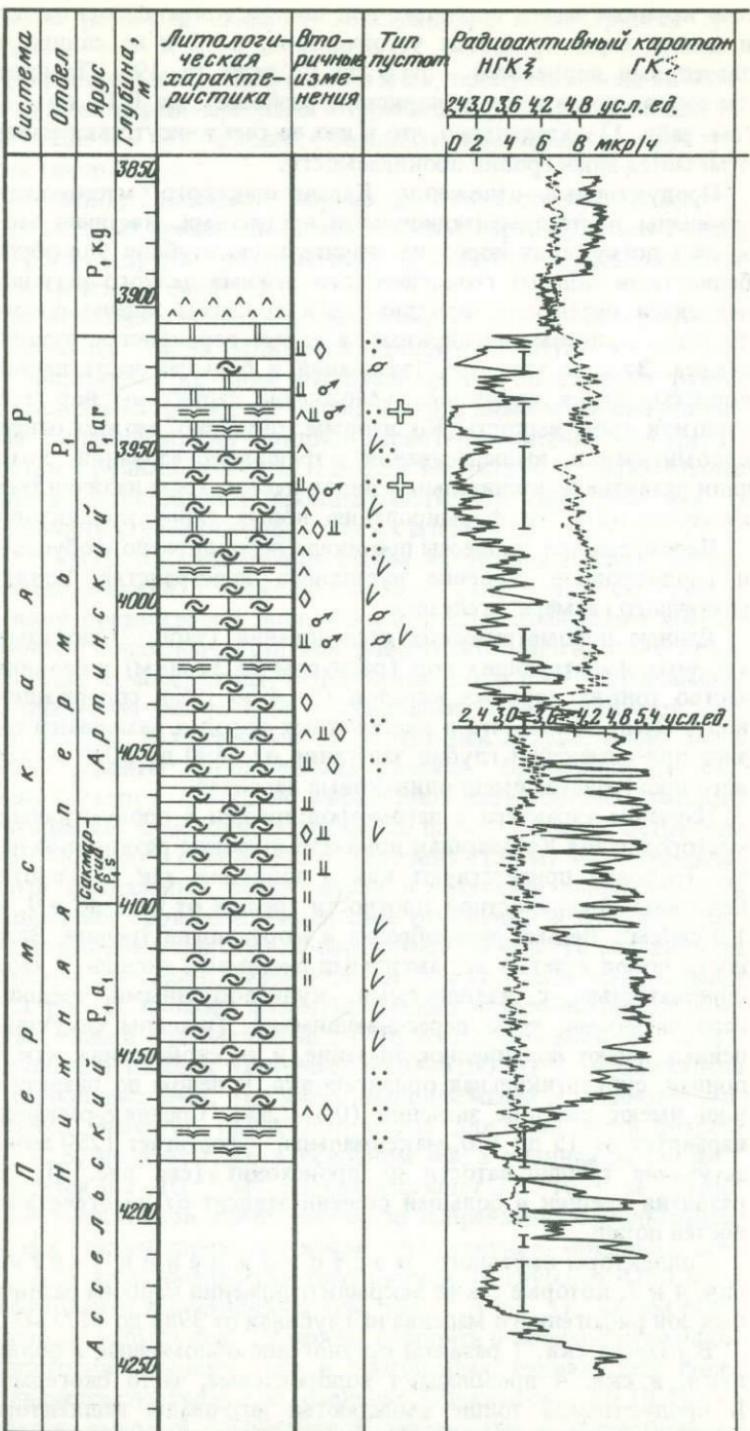
Перечисленные процессы протекали неоднократно и обусловили сложное и неоднородное строение пустотного пространства, появление каверн различного размера и генезиса.

Данные порометрических исследований (табл. 2) доказывают наличие крупных фильтрующих пор (радиусом до 32 мкм) и неодинаковое количество тонких поровых каналов (от 4 до 19%), содержащих остаточную воду. Очень важно, что в карбонатных породах различного состава и генезиса при изменении глубин залегания от 3890 до 5029 м структура порового пространства имеет одинаковый характер.

Изучение характера и параметров трещин в продуктивных отложениях месторождения Караганак показало широкое развитие их по всему разрезу. Трещины присутствуют как в пористых, так и в плотных породах. Величины поверхностной плотности трещин от 0,12 до 4,9, но чаще 0,4–1,0 см/см². Весьма разнообразна и морфология трещин. Встречаются разности пород с четко выраженным системами трещин, с хаотической трещиноватостью, с извилистыми, кулисообразными трещинами, иногда параллельными, чаще пересекающимися. Трещины секущие и прямолинейные имеют подчиненное значение, и им свойственна, как правило, наклонная, субвертикальная ориентировка. В целом по разрезу емкости трещин имеют высокие значения (0,5–2,8%). Средняя раскрытость трещин варьирует от 15 до 120, максимальная — достигает 1250 мкм. С глубиной затухание трещиноватости не происходит (см. рис. 2). Интенсивность развития трещин в большей степени зависит от литогенетических особенностей пород.

Коллекторы нефтяного месторождения Тенгиз изучены по скв. 4 и 7, которые также вскрыли отложения карбона различных фациальных зон рифогенного массива на глубинах от 3981 до 4277 м.

В разрезе скв. 7 развиты органогенно-обломочные и оолитовые известняки, в скв. 4 преобладают водорослевые, часто биогермные разности. В продуктивной толще выделяются интервалы коллекторов порового типа различной мощности. Породы отличаются высокой емкостью: нижний



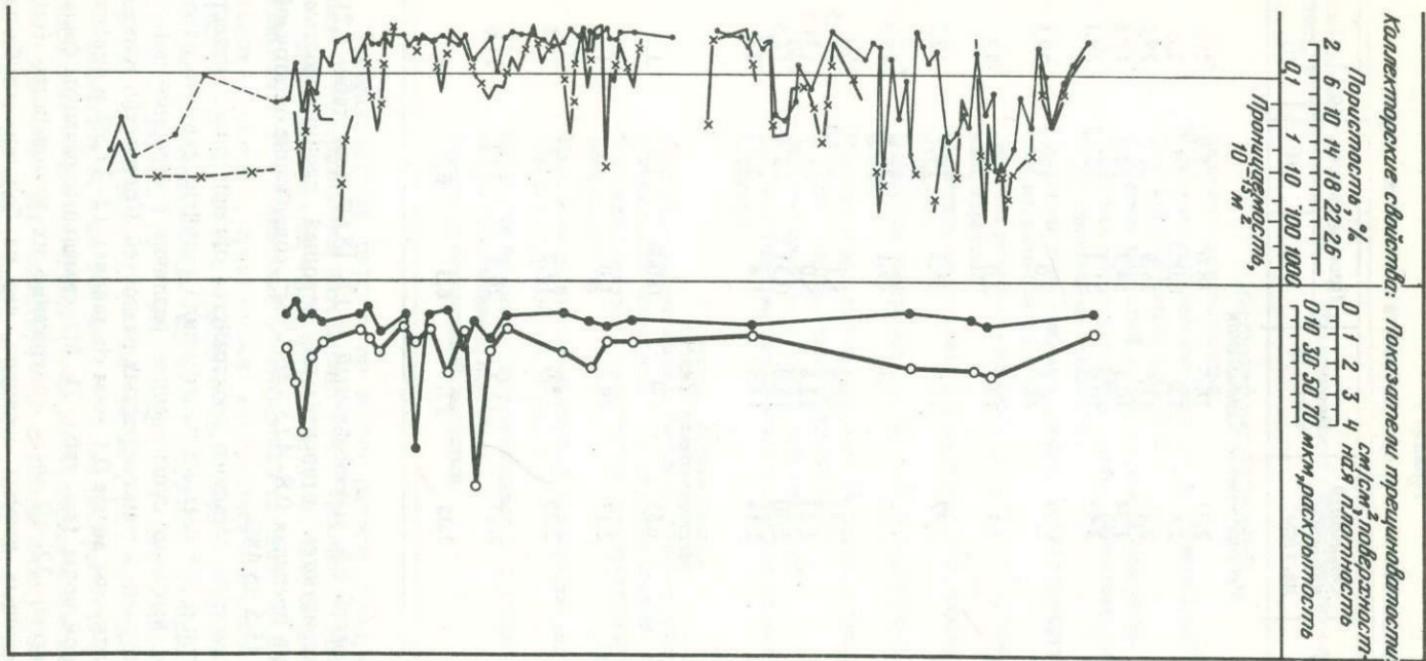


Рис. 2. Литологическая характеристика и распределение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пород в разрезе скв. П-10 месторождения Караганак

Условные обозначения см. на рис. 1

Таблица 1
Результаты определения коллекторских свойств карбонатных пород

Скважина	Глубина, м	Объемный вес образца, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, · 10 ⁻¹⁵ м ²			
				I	II	III	
<i>Месторождение Караганак</i>							
П-10	3976,5–3982	2,31	18,5	18,0	25,0	25,6	
"	4081–4089	2,63	1,0	0,075	2,9	2,8	
"	4168–4174	2,47	11,9	35,9	37,8	28,0	
"	4227–4235	2,34	16,1	14,7	14,4	12,6	
2	3845–3852	2,44	10,0	31,3	153,7	29,1	
"	3908–3917	2,21	19,6	9,0	172,4	29,8	
"	3935–3939	2,46	13,2	2,0	3,8	2,9	
"	4114–4122	2,27	15,4	24,2	14,7	12,7	
4	4442–4447	2,35	15,1	25,1	36,8	45,7	
"	4525–4532	2,33	14,9	4,1	690,8	495,5	
"	4627–4632	2,33	12,8	5,0	41,5	137,3	
1	4619–4622	2,40	16,0	0,31	12,4	11,5	
"	4784–4790	2,44	14,4	5,4	3,3	2,4	
<i>Месторождение Тенгиз</i>							
7	3981–3987	2,55	1,9	0,008	2,2	1,3	
"	3991,4–3997	2,17	18,3	1,0	1,1	1,1	
7	4015–4021	2,35	13,6	12,7	7,9	10,8	
"	4069–4075	2,23	15,5	20,3	19,1	21,6	
"	4118–4125	2,35	12,7	6,3	6,0	6,1	

предел пористости равен 8%, максимальный – 17–18,6% (см. табл. 1,2). Известняки характеризуются относительно хорошей проницаемостью, которая изменяется в пределах $0,8–42,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, содержание остаточной воды колеблется от 15,5 до 48%.

Исследование геометрии порового пространства органогенных известняков методом ртутной порометрии подтвердило развитие типично поровых коллекторов и выявило существенное различие в строении пор – наличие среди них крупно- и тонкопористых разностей. Количество тонких поровых каналов радиусом менее 0,1 мкм составляет 12–17,5% и определяет объем остаточной воды (см. табл. 2). Максимальные размеры фильтрующих пор достигают 32–50 мкм, содержание их неодинаково (см. табл. 2). Из приведенных данных очевидно, что на больших глубинах сохраняется благоприятное строение порового пространства пород.

Остаточная вода, %	Литологическая характеристика пород
--------------------	-------------------------------------

Месторождение Караганак

19,4	Доломит мелкозернистый
-	Известняк органогенно-детритовый, с трещинами, окремелый
-	Доломит замещения, пористый
12,3	Известняк пористый, со щелевидными кавернами
17,6	Известняк мелко-, среднезернистый реликтово-органогенный, пористый, с единичными трещинами
-	Известняк тонко-мелкозернистый, реликтово-органогенно-детритовый, пористо-кавернозный
25,7	Доломит реликтово-органогенно-детритовый, перекристаллизованный, пористый
-	Известняк водорослевый, с фузулинидами, перекристаллизованный, пористый
11,3	Известняк микро-тонкозернистый, перекристаллизованный, окремелый
16,8	Известняк органогенно-детритовый, перекристаллизованный
-	Известняк органогенно-обломочный
34,4	Доломит слабо известковистый, пористый
40,3	Доломит тонкозернистый известковистый, неравномерно тонко-пористый

Месторождение Тенгиз

-	Известняк органогенно-детритовый, с тонкорассеянным черным органическим веществом, с единичными порами, трещиноватый
32,1	Известняк оолитово-комковатый, перекристаллизованный, тонкопористый
32,2	Известняк реликтово-оолитовый, перекристаллизованный, доломитизированный, пористый
15,5	Известняк брахиоподово-криницкий, с остатками водорослей, кальцитизированный, пористый
-	Известняк обломочный, пористый

Трещиноватость развита по всему разрезу продуктивных отложений скв. 7, но с различной интенсивностью. Наиболее трещиноватыми оказались породы в интервалах 4039–4045 и 4097–4110 м. В них наблюдается вертикальная и горизонтальная ориентировка трещин. Трещиноватость отмечена также в плотных, практически непористых или слабопористых разностях (пористость 1,3–4,4%), при этом она определяет резко выраженную анизотропию фильтрационных свойств. Значения проницаемости изменяются от 0,008 до $2,2 \cdot 10^{-15}$ м². Средние значения поверхностной плотности трещин составляют 0,74–1,06 см/см², раскрытость трещин значительна и изменяется от 5 до 200 мкм, средняя раскрытость фильтрующих трещин достигает 54–84 мкм. Для изучаемого разреза наиболее характерны трещины горизонтальной ориентировки, длинные и секущие, нередко ветвящиеся, что обеспечивает хорошее соединение их между собой. В ряде образцов

Таблица 2

Характеристика структуры порового пространства карбонатных пород

Скважина	Глубина, м	Пористость, %	Проницаемость, $\cdot 10^{-15} \text{ м}^2$			Количество пор с $r < 0,1 \text{ мкм}$, %
			I	II	III	
<i>Месторождение Караганак</i>						
Г-2	3890–3899	12,5	3,5	7,4	5,8	8,7
П-10	3976,5–3982	16,9	90,0	98,5	75,1	4,0
"	4168–4174	11,9	35,9	37,8	28,0	12,7
"	4227–4235	12,0	5,1	6,7	3,8	19,1
Г-3	5021–5029	10,6	2,9	4,1	4,3	17,4
<i>Месторождение Тенгиз</i>						
7	3991,4–3997	13,5	17,9	42,5	—	17,5
"	4015–4021	14,0	1,6	13,3	3,2	14,5
"	4118–4125	12,7	6,3	6,0	6,1	11,9
<i>Месторождение Астраханское</i>						
20	3923,4	15,0	2,0	2,5	3,7	9,0
25	4031,6	15,5	--	1,9	—	6,0
32	4972,3	10,2	0,21	0,25	0,20	13,5

встречены наклонные трещины и отчетливо выраженные вертикальные. Мощность интервалов, представленных трещиноватыми породами, неодинакова и меняется от 10 до 40 м. Они чередуются с пористо-проницаемыми.

Разрез скважины 4 также очень неоднороден. Продуктивная толща представляет собой частое чередование пористо-проницаемых разностей пород, имеющих широкий диапазон изменения коллекторских свойств с относительно более плотными разностями, часть из которых осложнена кавернами и трещинами. В плотных породах развиты только трещины.

Кавернозность наиболее характерна для всего разреза скв. 4. Каверны имеют различный генезис: одни (унаследованные) развиты в пористо-проницаемых разностях пород, другие (вновь образованные) — в породах с плотной матрицей. Существенное отличие их проявляется в неодинаковом влиянии на фильтрационно-емкостные свойства пород.

Таким образом, продуктивная часть отложений палеозоя, вскрытая в скв. 4 и 7 на месторождении Тенгиз, отличается неоднородностью строения: высокоемкие проницаемые разности встречаются по всему разрезу,

Средний радиус пор, мкм	Радиусы пор, определяющих фильтрацию, мкм	Количество пор, определяющих фильтрацию, %	Теоретическая проницаемость $\lambda = 0.071 \times 10^{-15}$, м ²	Литологическая характеристика породы
<i>Месторождение Караганак</i>				
1,5	6,7–32	17,0	63,5	Известняк органогенный, перекристаллизованный
5,0	10–25	34,0	225,3	Известняк перекристаллизованный, разнозернистый, доломитизированный
5,0	6,8–32	42,0	94,7	Доломит мелкозернистый, известковистый, пористый
1,0	3,75–16	25,0	15,2	Доломит тонкозернистый, пористо-кавернозный
1,25	5–25	32,0	42,4	Доломит тонкозернистый
<i>Месторождение Тенгиз</i>				
1,0	12,5–50	13,5	145,2	Известняк органогенно-детритовый, трещиноватый
1,0	6,7–32	15,0	56,7	Известняк реликтово-оолитовый, доломитизированный
2,5	5–32	39,2	58,3	Известняк обломочный, пористый
<i>Месторождение Астраханское</i>				
0,5	0,5–3,75	64,0	0,68	Известняк органогенный
0,5	0,5–1,24	67,0	0,68	Известняк криноидно-водорослевый
0,25	0,25–2,5	61,0	0,12	Известняк органогенно-детритовый

на глубинах выше 4 км развиты типичные коллекторы порового типа, а трещины сохраняют значительную протяженность и раскрытость, т.е. обеспечивают сообщаемость пластов.

Газоконденсатное Астраханское месторождение, расположенное в пределах Астраханского свода, приурочено к отложениям башкирского яруса среднего карбона, которые залегают на глубинах 3880–4100 м.

Продуктивная толща сложена массивными известняками, преимущественно плотными, среди которых преобладают органогенно-детритовые разности. Содержание нерастворимого остатка в них чаще составляет около 1%, но не превышает 5%. Наибольшее влияние на формирование в породах порового пространства оказали процессы вторичного минералообразования и перекристаллизации. Даже в прослоях с достаточно высокой первичной пористостью (до 15,5%) последняя часто почти полностью запечатана. Благодаря неоднородной, тонкой и сложной структуре порового пространства процессы растворения почти не проявлялись, выщелачивание

Таблица 3
Результаты определения коллекторских свойств карбонатных пород

Скважина	Глубина, м	Объемный вес образца, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, · 10 ⁻¹⁵ м ²		
				I	II	III
<i>Месторождение Жанажол</i>						
G-19	2568—2572	2,28	15,8	17,8	39,9	75,3
"	2572—2575	2,25	16,8	14,8	52,9	32,2
"	2577—2585	2,20	18,1	146,7	251,2	348,4
"	2585—2593	2,35	13,1	6,9	40,3	37,6
"	2593—2601	2,05	24,0	313,8	385,2	262,5
"	2593—2601	2,20	18,2	21,7	90,8	79,8
"	2601—2610	2,09	22,6	95,2	103,9	127,0
"	2601—2610	2,22	17,7	53,7	32,8	20,4
"	2622,7—2630,7	2,22	17,9	307,0	305,0	375,7
"	2622,7—2630,7	2,24	17,4	474,8	516,1	430,7
"	2675—2682	2,29	18,4	863,1	241,7	971,8
"	2682—2685	2,48	10,9	0,52	1,07	0,92
"	2720—2727	2,62	3,1	0,38	1,6	7,8
"	2720—2727	2,65	2,1	0,001	6,97	11,9
"	2757—2764	2,76	3,0	0,001	0,76	0,39
"	2794—2801	2,44	13,5	1,31	399,7	114,4
"	2836,5—2842	2,70	2,0	0,001	3,8	3,0
"	2849—2857	2,67	1,5	0,016	0,22	0,22
"	2979—2985	2,67	1,6	0,011	0,17	0,3
"	3006—3008	2,67	1,6	0,001	7,4	3,7
G-26	2878—2866	2,44	10,6	0,11	0,13	0,11
<i>Астраханское месторождение</i>						
1	4174,5	2,42	9,3	0,19	0,19	0,20
5	4003,6	2,29	14,4	1,45	1,48	1,67
"	4158,2	2,26	14,4	0,62	0,55	0,53

имело ограниченное развитие и привело к формированию разобщенных пористых участков с плохой сообщаемостью.

В результате процессов литогенеза в породах-коллекторах Астраханского месторождения сформировалась тонкопористая неоднородная структура с преобладанием реликтовых межкристаллических пор размером 10—30 мкм и в меньшем объеме — пустот выщелачивания цемента и органических остатков размером до 70—100 мкм. Сообщаемость пустот осуществлялась по очень тонким межкристаллическим канальцам.

Порометрические кривые показывают, что радиусы пор меняются от 0,005 до 5 мкм, фильтрация газа осуществляется по порам с радиусом 0,7—5 мкм. Повышенное содержание микропор обусловливает низкую проницаемость — $2,8\text{--}3,6 \cdot 10^{-15}$ м². Пористость известняков достаточно

Остаточная вода, %	Нерастворимый остаток, %	Литологическая характеристика пород
<i>Месторождение Жанажол</i>		
27,1	0,61	Известняк органогенно-детритовый
23,7	0,50	То же
—	0,40	"
25,7	0,42	Известняк фузулинидово-водорослевый
14,6	0,10	Известняк водорослево-фузулинидовый
25,9	0,05	Известняк комковатый
18,4	0,40	Известняк фузулинидово-водорослевый
21,7	0,35	Известняк водорослево-фузулинидовый
20,2	—	Известняк комковатый
20,2	0,65	Известняк фузулинидово-водорослевый
22,1	—	Известняк доломитизированный
—	0,47	Известняк доломитизированный, сгустковый
—	1,32	Известняк доломитизированный
—	1,13	То же
—	—	"
19,1	0,41	"
—	0,70	Известняк микрозернистый
—	2,97	Известняк комковато-детритовый
—	—	То же
—	18,4	"
43,0	1,88	Доломит мелкозернистый
<i>Астраханское месторождение</i>		
40,0	—	Известняк сгустково-водорослевый с незначительной примесью доломита и включениями сульфатов
29,5	—	Известняк криноидно-водорослевый с примесью доломита, редкими включениями сульфатов кальция и с редкими порами
26,2	—	Известняк органогенный

высокая (14–15%), количество тонких пор (менее 0,1 мкм), содержащих остаточную воду, не превышает 5–18% (см. табл. 2).

Узкий диапазон проницаемости, развитие достаточно однородных по структуре и составу пород определили тесную корреляционную связь между емкостными и фильтрационными свойствами. В основном это коллекторы порового типа V класса.

Нефтегазоконденсатное месторождение Жанажол располагается в восточной части прибрежной зоны Прикаспийской впадины. Продуктивны отложения касимовского яруса верхнего карбона—верхней части московского яруса среднего карбона, залегающие на глубинах до 3000 м. Представлены они органогенными, в различной степени перекристаллизованными известняками и метасоматическими доломитами.

В разрезе нефтегазонасыщенной толщи выделяются две пачки, существенно отличающиеся составом и генезисом отложений, а главное — преобладающим типом коллектора. Верхняя, преимущественно известняковая пачка, характеризуется высокими величинами пористости (13–22%) и проницаемости, диапазон изменения которой составляет $2-258 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Содержание остаточной воды в породе в среднем около 20%. Породам этой пачки свойственна высокая кавернозность по первичным порам. Изученные разности известняков обладают крупнопоровой структурой. По данным ртутной порометрии, в органогенных пористо-проницаемых известняках (пористость 24%, проницаемость $262,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$) радиусы фильтрующих пор относительно крупные — 12,5–32 мкм. Содержание пор менее 0,1 мкм незначительно (см. табл. 2,3).

Нижняя пачка отличается существенным преобладанием доломитов с резко изменчивыми фильтрационно-емкостными свойствами: пористостью 1,5 – 13% и проницаемостью $0,001-23,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. В этой части разреза развиты преимущественно коллекторы сложного строения, в пустотном пространстве которых в различных количественных соотношениях присутствуют поры, каверны и трещины. Важно подчеркнуть, что кавернозность этих отложений генетически связана с трещиноватостью пород и формировалась за счет выщелачивания полостей вдоль трещин.

По данным ртутной порометрии, пористо-проницаемые (пористость 17,8%, проницаемость $27,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$) разности доломита характеризуются развитием широкой гаммы открытых пор — от 0,02 до 12,5 мкм, а фильтрация определяется порами радиусом 3,75–10 мкм. Содержание остаточной воды 7%. Низкопористый доломит каверново-трещиноватый (пористость 4,3%), имеет очень высокое содержание пор менее 0,1 мкм (до 65%). Проницаемость обеспечивается трещинами раскрытием 1,25–3,75 мкм и достигает $1,6-9,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ по различным направлениям (см. табл. 2,3).

Для Жанажольского месторождения характерно преобладание трещин горизонтальной ориентировки. Влиянием трещин определяется анизотропия проницаемости, которая в горизонтальном направлении на 1–2 порядка больше, чем в вертикальном. Трещины, как правило, длинные, прямолинейные, иногда кулисообразные. Величины поверхностной плотности трещин колеблются в пределах 1,69–1,81, иногда до 2,79 см/см². Проницаемость меняется до 0 до $24,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Раскрытость трещин невелика — 25–50 мкм. В плотных доломитах скв. 19 (глубина 2787–2811 м) по трещинам сильно развита кавернозность. Емкость каверн часто составляет 4,3–5,6%.

Перечисленные особенности строения коллекторов продуктивных отложений месторождения Жанажол обусловлены первичной благоприятной структурой пор и интенсивным проявлением на последующих стадиях преобразования пород процессов выщелачивания.

Таким образом, в развитии пустот в карбонатных отложениях главную роль играет не фактор гравитационного уплотнения пород с глубиной погружения, а неоднородность строения порового пространства, заложенная в первый этап седиментогенеза, а в дальнейшем — степень преобразованности пород постседиментационными процессами и их склонность к трещинообразованию.

Наблюдающаяся в ряде случаев тенденция ухудшения коллекторских

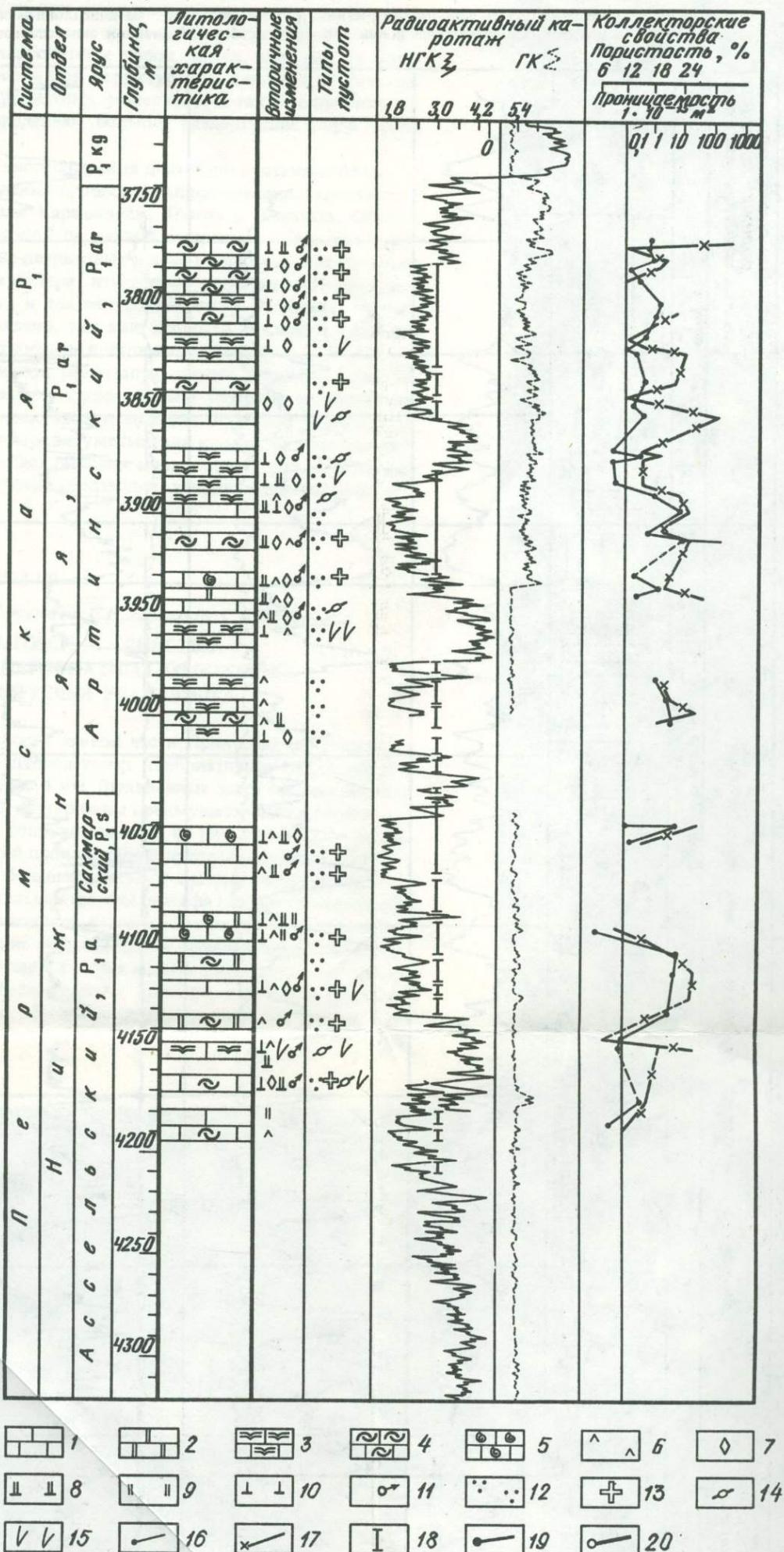


Рис. 1. Литологическая характеристика и распределение фильтрационно-емкостных свойств в разрезе скв. 2 месторождения Караганак

1-6 – типы пород: 1 – известняки; 2 – доломиты; органогенные известняки (3-5); 3 – биогермные, 4 – биоморфно-детритовые и детритовые, 5 – водорослевые; 6 – ангидрит; 7-11 – вторичные процессы: 7 – перекристаллизация, 8 – дегенерация, 9 – окремнение, 10 – кальцитизация, 11 – выщелачивание; 12-15 – типы пустот: 12 – поры и каверны в породах; 13 – с пористой матрицей, 14 – с плотной матрицей; 15 – трещины; 16-18 – фильтрационно-емкостные свойства: 16 – пористость, 17 – проницаемость, 18 – эффективная мощность; 19, 20 – показатели трещиноватости: 19 – поверхностная плотность, 20 – раскрытие трещин

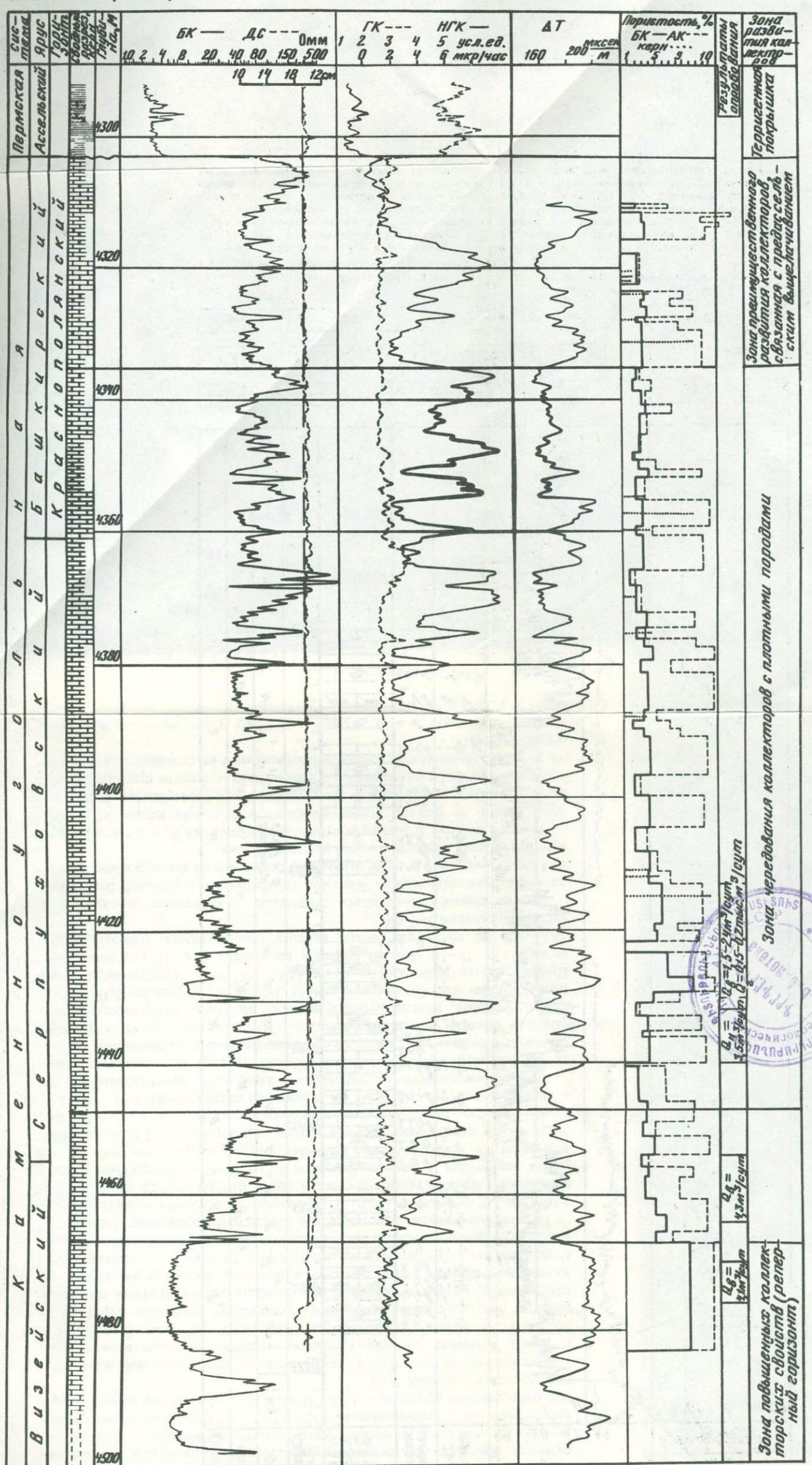


Рис. 2. Распределение коллекторов в разрезе продуктивной карбонатной подсолевой толщи каменноугольного возраста на Кенкияк-Бозобинском месторождении (скв. 110)

Условные обозначения см. на рис. 1

свойств карбонатных пород с увеличением глубины залегания объясняется усиленным залечиванием первичных пустот за счет вторичных процессов. Нередко фильтрационно-емкостные параметры карбонатных пород улучшаются с глубиной, что связано с повышенной растворимостью части пористо-проницаемых разностей при изменении термодинамических условий и химизма вод.

Сочетание особенностей карбонатных пород, таких, как ранняя литификация, неоднородность первичной структуры порового пространства, химическая подвижность карбонатных минералов, а также склонность к образованию трещин предопределяют большое разнообразие морфологии и генезиса пустот.

В породах Астраханского месторождения длительно протекали процессы заполнения пустот без проявления процессов выщелачивания, характерных для отложений месторождений Караганак, Тенгиз и Жанажол. Образование существенно разнообразной первичной структуры пор в биоморфных, обломочных, органогенно-детритовых и хемогенных осадках является причиной неодинакового характера изменения последних. Погружаясь на большие глубины в одних и тех же геологических условиях, породы не могут изменяться однозначно, так как скорости движения флюидов по пластам с неоднородным строением пустот неодинаковы.

Ввиду неоднозначного влияния разнонаправленных процессов, первичных и вторичных, в отложениях с увеличением глубины их залегания наблюдается смена типов коллекторов и не столь отчетливо проявляется тенденция общего уплотнения пород и уменьшения коллекторских свойств. На больших глубинах преобладает развитие новых видов пустот, особенно кавернозности и трещиноватости, создающих условия для дальнейшего движения флюидов.

УДК 551.73.552.54 : 553.98.061.4 (574.12)

А.А.Альжанов, Б.А.Искужиев, С.К.Умиршин, С.В.Яцкевич

**КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА
ПОДСОЛЕВЫХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
ЮГА МЕЖДУРЕЧЬЯ УРАЛ–ВОЛГА**

Перспективы нефтегазоносности южной части Прикаспийской впадины связаны главным образом с подсолевыми карбонатными отложениями, залегающими на глубинах свыше 4 км. Выявленные здесь промышленные скопления углеводородов (УВ) приурочены преимущественно к мелководной карбонатной формации и сопровождающей ее рифогенной субформации. Формирование той и другой происходило в пределах крупных положительных структур, входящих большей частью в систему Астраханско-Актюбинских поднятий. Положительные формы рельефа дна позднепалеозойского Прикаспийского глубоководного бассейна создавали благоприятные батиметрические и экологические условия для активной мелководной карбонатной седиментации и интенсивного образования биогермных построек, т.е. для накопления пластов-коллекторов с первично высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Благоприятные условия для формирова-

ния мощных толщ карбонатных коллекторов, в том числе рифогенных, существовали в позднедевонско-среднекаменноугольное время на Астраханском своде и Каратон-Тенгизской зоне поднятий и предположительно в позднем девоне—раннем карбоне в пределах Северо-Каспийской приподнятой зоны.

В течение геологической истории условия седиментации неоднократно менялись. В осадконакоплении имели место периоды длительных перерывов, размывов с одновременным интенсивным карстообразованием. Все эти явления повлияли на характер вертикальной и латеральной петрофизической первично седиментационной неоднородности карбонатных резервуаров. Постседиментационные преобразования пород также наложили существенный отпечаток на их коллекторские свойства.

Следует отметить, что особенности изменения коллекторских свойств карбонатных пород подсолевого палеозоя в регионе изучены недостаточно. На юге междуречья Урал—Волга подсолевые карбонатные отложения вскрыты Кордуанской параметрической скважиной П-52, расположенной на восточном склоне Астраханского свода. Породы-коллекторы подверглись литолого-фациальному, петрографическому и палеоэкологическому изучению. Проводились также лабораторные исследования пористости и проницаемости, рентгеноминералогический, рентгеноструктурный и другие анализы.

В разрезе Кордуанской скважины П-52 (см. рисунок) под нижнепермской галогенной толщей (интервал 1820–3790 м) залегает терригенно-сульфатная толща (интервал 3790–3980 м) филипповского горизонта, состоящая из переслаивающихся между собой аргиллитов, ангидритов, доломитов и маломощных прослоев каменной соли. Ниже следует терригенно-карбонатная толща ассельско-артинского возраста (интервал 3980–4118 м), в составе которой принимают участие аргиллиты гидрослюдисто-монтмориллонитового состава, тонкозернистые вулканические туфы кислого состава с реликтовой пепловой структурой, глубоководные битуминозно-кремнистые известняки и мергели.

В подсолевой нижнепермской толще пласты-коллекторы с гранулярной пористостью отсутствуют. Смена пород по разрезу приводит к быстрому затуханию субвертикальных тонких, залеченных трещин, отмеченных в ряде прослоев битуминозно-кремнистых известняков и в ангидритах. Данную толщу следует рассматривать для нижележащих пород в качестве покрышки.

В каменноугольной части разреза (4118–4480 м) наиболее достоверно (по фауне) выделен нижнебашкирский подъярус в составе северокельтменского (4126–4200 м) и краснополянского (4200–4350 м) горизонтов. Ниже по разрезу залегает толща переслаивания известняков и доломитов нижнекаменноугольного возраста.

В стратиграфическом отношении разрез сходен с таковым, вскрытым в пределах Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ). В процессе бурения скважина П-52 не опробовалась. Прямых признаков ее нефтегазоносности не установлено. Показания газового каротажа были низкими. Общая эффективная мощность коллекторов в нижнебашкирских отложениях 80–90 м (более 25% разреза), а во вскрытой части нижнекаменноугольных отложений – 10–20 м (10–15% вскрытого разреза).

По комплексу промыслового-геофизических исследований методом функциональных преобразований установлено, что открытая пористость пород-коллекторов колеблется от 5–7 до 10–13%. Максимальные значения открытой пористости, полученные лабораторным путем в отдельных прослоях, достигают 15–17,5%, газопроницаемость от 0,026–0,48 до 0,77– $2,83 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, среднее значение пористости составляет 8%. Мощность коллекторов в интервале нижнебашкирских отложений 108 м.

Сравнительный анализ результатов изучения керна по скв. П-52 и таких же данных по одновозрастным отложениям АГКМ показывает, что отношение эффективной мощности коллекторов к общей мощности вмещающих их отложений в пределах Астраханского месторождения в 3–5 раз выше, хотя абсолютные значения пористости и в том и в другом случае близки друг к другу. В разрезе скв. П-52, как и в разрезе центральной части Астраханского свода, преобладает поровый тип коллектора, доля каверновых и порово-каверновых коллекторов существенно ниже и составляет для верхней части разреза (по промысловому-геофизическим данным) 5–20% эффективной мощности коллекторов. Таким образом, коллекторские свойства карбонатных пород каменноугольной части разреза в обоих районах близки.

Изменение фильтрационно-емкостных свойств по разрезу рассматриваемой скважины обусловлено несколькими факторами, главными из которых являются первичные структурно-текстурные особенности, структура порового пространства, масштабы постседиментационных преобразований (перекристаллизация, доломитизация, выщелачивание, трещинообразование).

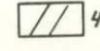
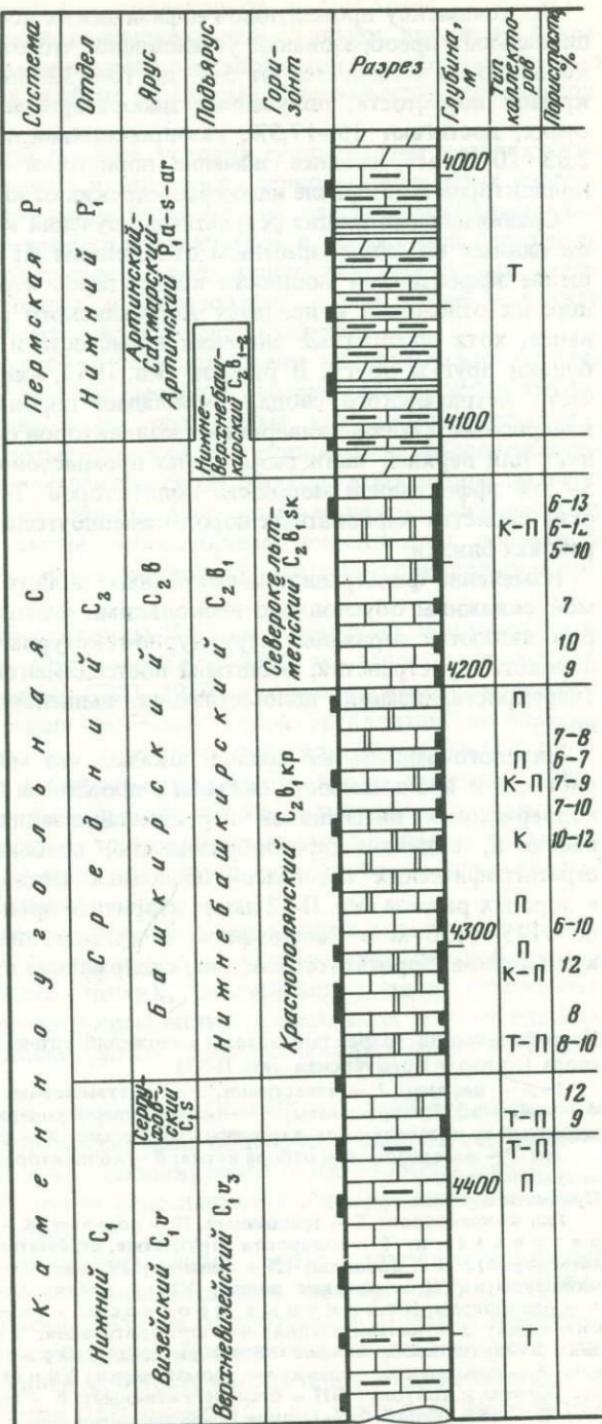
Литолого-фациальный анализ показал, что максимальные значения пористости и проницаемости связаны с прослойми биогермных известняков, подверженных интенсивной перекристаллизации, частичному выщелачиванию и, видимо, карстообразованию, особенно вблизи поверхностей стратиграфических несогласий. Основная часть пустотного пространства в породах разреза скв. П-52 имеет вторичное происхождение. Так, на глубине 4125–4130 м в биоморфном и органогенно-обломочном известняке криноидно-водорослевого состава, содержащем включения мшанок, остра-

Петрофизический разрез подсолевых отложений юго-восточной части Астраханского свода (площадь Кордуанская, скв. П-52)

1–5 – породы: 1 – известняки, 2 – битуминозные известняки, 3 – доломиты, 4 – мергели, 5 – аргиллиты; 6 – относительное содержание основных породообразователей и интенсивность вторичных процессов: а – повышенное содержание, б – следы; 7 – интервалы: а – отбора керна, б – коллекторов; 8 – газообразные УВ; 9 – битуминозность

Принятые сокращения:

Тип коллекторов: Т – трещинный, П – поровый, К – каверновый. П о р о д о б р а з о в а т е л и: I – водоросли (трубчатые, строматолиты, гирванеллы, онколиты, катаграфии); II – кораллы; III – мшанки; IV – ругозы; V – остракоды; VI – фораминиферы; VII – морские лилии; VIII – брахиоподы; IX–X – спикулы губок; X – радиолярии. Вторичные процессы: 1 – перекристаллизация; 2 – доломитизация; 3 – кальцитизация; 4 – ангидритизация; 5 – окремнение; 6 – грануляция; 7 – трещинообразование; 8 – пиритизация. П р и з н а к и н е ф т е г а з о н о с т и: А – повышенное содержание ароматических УВ и относительно высокое отношение бензола к толуолу; БП – бесперспективные; Ж – жидкие УВ; ГК – газоконденсат; Б – повышенное содержание газов закрытых пор и сравнительно высокое отношение метана к азоту





6

5

a
1

6



8



9

код, крупные раковины брахиопод, отмечены интенсивная перекристаллизация всех компонентов породы, избирательное выщелачивание отдельных органических остатков, заполнение пустотного пространства вторичным яснокристаллическим кальцитом. Центральные каналы трубчатых водорослей обычно полы — поровое пространство их сохранилось еще с седиментационного периода. Наличие узких крустификационных оторочек вокруг многих породообразующих компонентов свидетельствует о том, что в седиментогенезе порода была слабо литифицирована и имела низкое содержание цементирующего шлама. В процессе диагенеза и начальных стадиях катагенеза происходило гравитационное уплотнение пород, появление крустификационного, а затем и порового вторичного межформенного цемента. В результате тектонических подвижек возникла сеть трещин и вдоль последних — гипергенное выщелачивание, растворение отдельных органических остатков и переотложение части растворенного кальцита в порах, мелких кавернах, трещинах.

В пермский период произошло замедление вторичных процессов, связанное, видимо, с заполнением первично пористой породы УВ (или миграцией сквозь нее). В отдельных образцах породы до сих пор в закрытых порах (интервал 4125–4130 м) сохранились остатки тяжелых битумов, образующих тонкие оторочки вокруг органических остатков. В последующем, оказавшись в зоне ниже газоводяного контакта (ГВК), поровое пространство и трещины стали быстро залечиваться минеральными новообразованиями — яснокристаллическим кальцитом.

Сходную картину формирования порового пространства имеют биогермные фораминиферово-водорослевые известняки на глубине 4250–4255 м. Мелкокаверново-поровый тип коллектора обусловлен частичным захоронением внутриформенных поровых каналов водорослей и межфрагментарной пористости. Весьма характерным является довольно плотное прилегание друг к другу стеблей водорослей, связанное с их гравитационным уплотнением в сингенезе и раннем диагенезе, которое существенно уменьшило первичное поровое пространство слабосцементированной биогермной массы породы.

В биогермных мелко- и крупнокристаллических породах трещины менее заметны, чем в тоннокристаллических, плотных глинистых разностях. Это связано с потерей в менее плотных породах прямолинейности, с появлением микросдвигов и густой сети криволинейных трещин, усиливающих общую пористость породы.

Для всего каменоугольного разреза Кордуанской скв. П-52 весьма характерна интенсивная перекристаллизация и грануляция породы. Оба процесса в значительной степени снижают коллекторские свойства пород. Первый приводит к возрастанию размеров минеральных компонентов породы и "исчезновению" контуров многих породообразующих компонентов. Первично-биогермная неоднородная порода переходит в однородную кристаллически-зернистую. Межфрагментарное поровое пространство трансформируется в межзерновое. Перекристаллизация известняков на больших глубинах сопровождается, как правило, частичным заполнением имеющихся пустот крупно- и гигантокристаллическим кальцитом. Следует, однако, иметь в виду, что наиболее сильно процесс перекристаллизации сказывается на породах с низкими первично седиментационными коллек-

торскими свойствами, тогда как первично высокоемкие, биогермные, слабосцементированные породы сохраняют частично свое поровое пространство.

Доломитизация в каменноугольных отложениях развита сильно. О масштабах доломитизации можно судить по данным геофизического исследования скважин (ГИС) и по единичным образцам керна. Источником магнезиальной составляющей доломитов, вероятно, являются отдельные органические остатки, главным образом морские лилии, реже водоросли (строматолиты). Так, на глубине 4300–4302 м среди мелкокомковато-фораминиферово-водорослевых известняков отмечен прослой вторичного крупно-кристаллического доломита. Порода обогащена крупными члениками криноидей. Она, видимо, обладала гранулярной пористостью, о чем свидетельствует наличие контактного битумного или кальцитового цементов более поздних генераций. Доломитизация на ранних стадиях литогенеза протекала, очевидно, сопровождаясь частичным выносом вещества и, следовательно, увеличением пористости породы. Таким образом, доломитизация с частичным выносом вещества по трещинам оказала заметное влияние на формирование вторичного порового пространства – собственно гранулярных коллекторов, о чем свидетельствует прямая связь коллекторов, пористость которых составляет 9–12%, с доломитами и доломитизированными известняками.

Окремнение пород отмечается лишь в отдельных интервалах разреза и связано преимущественно с условно выделенными отложениями верхнебашкирского, нижней части нижнебашкирского и нижнекаменноугольного возраста. Окремнение это внутрислоевое (интервалы 4476–4480, 4100–4102 м, скв. П-52), протекающее за счет частичного растворения кремнистых соединений радиолярий, спикул губок и последующего метасоматического замещения кремнеземом отдельных участков вмещающих пород. В первую очередь оно охватывает органические остатки – створки брахиопод, членики морских лилий (интервал 4325–4328 м). Кроме того, окремнение известняков происходит за счет межпластового перемещения кремнекислоты по системе трещин. В результате органогенно-обломочный известняк замещается в той или иной мере кремнистой породой с реликтовой текстурой (интервал 4425–4430 м).

Окремнение отложений в разрезе данной скважины приводит, как правило, к полному уничтожению порового пространства гранулярного типа и увеличению жесткости пород, что создает предпосылки для развития коллекторов трещинного типа.

Как и в пределах Астраханского ГКМ, в разрезе подсолевых отложений скв. П-52 интенсивно развита трещиноватость. Трещины развиты по всему разрезу каменноугольных отложений. Ориентировка их преимущественно субвертикальная. В сплоистых разностях известняков трещины могут быть ориентированы вдоль неровных поверхностей напластования (интервал 4201–4204 м). В трещиноватых известняках вертикальные трещины обычно параллельны и отстоят друг от друга на 3–15 мм. Трещины пересекающиеся, тонкие, ширина их по размерам в керне не превышает 1–3, большей частью менее 1 мм. В рассматриваемом разрезе трещины прямолинейные, кулисообразные, прерывистые; выщелачивание вдоль стенок развито слабо и отмечается в отдельных интервалах (4250–4255 м), несколько ярче

оно проявилось лишь на пересечении трещин (интервал 4125–4130 м). Различаются трещины сквозные и внутрипластовые. Последние установлены лишь в пачках переслаивающихся светлых и битуминозных слоистых глинистых известняков. В последних вертикальные трещины затухают.

Сплошных полых трещин по керну не отмечается. Заполнение трещин частичное: кальцитовое (мелко- и крупнокристаллический кальцит); опаловое, битуминозное (застывшая нефть, особенно в прослоях битуминозных слоистых известняков, интервал 4399–4404 м). Стенки многих трещин нижнебашкирских отложений покрыты битуминозным веществом, центральная часть трещин выполнена кальцитом, что свидетельствует о более позднем кальцитовом выполнении трещин по сравнению с движением битума по трещинам (интервал 4230–4235, 4250–4254 м).

Вдоль отдельных субгоризонтальных трещин развиваются сутуростилолитовые швы, выполненные битуминозно-pirитовым веществом и пиритом.

Таким образом, трещиноватость во время процессов перекристаллизации, доломитизации, окремнения способствовала выносу части вещества и улучшала фильтрационные свойства пород. Однако в настоящее время большая часть трещин оказалась залеченной различными заполнителями. Густота и раскрытость трещин может возрасти в сводовой части поднятия в районе скв. П-2.

Следует остановиться на процессах битуминизации пород. Битум встречается по всему разрезу. На многих органических остатках видны битумные каёмки, битум в смеси со шламом цементирует органические остатки, выполняет трещины, располагается в виде примазок на трещинах, битуминозное вещество пропитывает породу. Судя по данным битуминологического анализа, битум в породе встречается двух типов: окисленный ранний и легкий, более поздний. Первый тип битума распределен равномерно в породе и свидетельствует, возможно, о доманиковых фациях, условия для накопления которых могли неоднократно возникать на дальнем юго-восточном продолжении Астраханского свода в нижнекаменноугольное время и в отдельные моменты башкирского. Этот битум выполнял роль цемента на протяжении всего этапа литификации породы. Но в отдельных прослоях биогермных пород окисленный битум явно вторичный (интервал 4125–4130, 4230–4235 м), образованный после прихода в породу УВ нефтяного ряда, подвергшихся окислению. Это второй легкий тип битума. Он поступал в породу значительно позже. Подобная последовательность прихода УВ в породу установлена и в других скважинах Астраханского свода. Легкий битум наряду с окисленным развит преимущественно в нижнебашкирских отложениях. Он узнается и по интенсивному выделению углеводородных газов, особенно в слабосцементированных известняках (интервал 4230–4235 м). Таким образом, битум, особенно окисленный, в значительной степени уменьшал первично-седиментационную пористость породы.

Пиритизация развита широко, однако ее влияние на емкостные и фильтрационные свойства пород незначительно.

Проведенный анализ по выявлению особенностей формирования коллекторов продуктивных горизонтов каменноугольного возраста в южной части Прикаспийской впадины показал, что на глубинах 4–4,5 м в карбонатных породах сохраняются удовлетворительные емкостные и фильтра-

ционные свойства пород, сходные с таковыми, развитыми на меньших глубинах. На формирование коллекторов оказывают влияние первичные, седиментационные, и вторичные факторы. Лучшими коллекторскими свойствами обладают породы биогермного и органогенно-обломочного генезиса с низким содержанием цементирующего вещества, характеризующиеся высокими значениями внутриформенной пористости.

Среди вторичных процессов, улучшающих первичные емкостные свойства или формирующих вторичную пористость, следует отметить карстообразование, трещинообразование, стилолитообразование, перекристаллизацию и доломитизацию, ведущие к выносу части вещества.

УДК 552.5 : 551.73

*К.Х.Бакиров, О.И.Валеева, Б.Т.Джумагалиев, Е.В.Емельянов,
Г.Г.Мулдакулов, К.Б.Тунгатаров, Н.М.Шкондина, А.В.Яковлев*

КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА КАРБОНАТНЫХ ПОРОД КЕНКИЯК-БОЗОБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

На Кенкияк-Бозобинской площади восточного борта Прикаспийской впадины буровыми работами выявлено уникальное по стратиграфическому диапазону нефтеносности месторождение. Продуктивные горизонты в надсолевом комплексе приурочены к терригенным отложениям юрской, триасовой и пермской систем, в подсолевом – к терригенным породам артинского и сакмарского ярусов нижней перми и карбонатным отложениям каменноугольного возраста. Последние вскрыты 11 скважинами на глубинах 4297–4441 м, но на полную мощность нигде не пройдены. Установленная их мощность колеблется от 31 до 411 м. В карбонатной толще выделяются отложения верхневизейского подъяруса и серпуховского яруса нижнего карбона и нижнебашкирского подъяруса среднего карбона, включающие краснополянский и северокельтменский горизонты. Более молодые отложения каменноугольной системы в разрезе отсутствуют – выше с крупным стратиграфическим несогласием залегают отложения асельского яруса нижней перми. Следовательно, структурные карты по поверхности карбонатной толщи в большей мере отражают морфологию эрозионной поверхности, чем строение каменноугольных отложений или форму рифовых построек.

Строение карбонатной толщи отражено в условиях залегания поверхности, разделяющей северокельтменский и краснополянский горизонты нижнебашкирского подъяруса, установленной в большинстве скважин. Выясняется, что толща образует здесь очень крупную и пологую брахиантиклинальную складку субмеридионального простирания.

Карбонатные породы Кенкияк-Бозобинской площади представлены преимущественно органогенными известняками, незначительную часть составляют хемогенные известняки и метасоматические доломиты. Известняки по структурно-морфологическим признакам делятся на биоморфно-детритовые (или собственно органогенные), органогенно-комковатые, комковато-сгустковые и зернистые разности.

Формирование пустотного пространства карбонатных пород обусловлено в большинстве случаев эпигенетическими процессами выщелачивания, реже перекристаллизацией. Первичные седиментационные (межзерновые и межфрагментарные) и диагенетические (доломитизация и перекристаллизации) поры составляют незначительную долю емкостного пространства пород-коллекторов. Развитие процессов эпигенетической перекристаллизации с образованием пор и поровых каналов предопределило процессы выщелачивания, создающие основную емкость пород. Поры выщелачивания имеют разнообразные формы и размеры (0,05–10 мм и более). Распределение их неравномерно. Сообщение осуществляется микротрецинами шириной от единиц до 20–30 мкм, иногда рукавообразными каналами меняющейся ширины (0,01–0,1 мм), образованными процессами выщелачивания.

Комплексный анализ всех накопленных первичных материалов позволяет расчленить карбонатную толщу Кенкияк-Бозобинского месторождения на три части, различающиеся по своим коллекторским свойствам.

В верхней части карбонатной толщи выделяется зона (мощностью 15–39 м) повышенных коллекторских свойств пород. Она лежит непосредственно под поверхностью предассельского размыва и стратиграфически приурочена к различным интервалам разреза нижнебашкирского подъяруса (краснополянскому и северокельтменскому горизонтам). Пласти-коллекторы в пределах этой зоны достаточно надежно выделяются по комплексу методов акустического, бокового, микробокового и радиоактивного каротажа. В некоторых скважинах (106, 107 и др.) на кавернограмме им соответствуют участки с уменьшением диаметра ствола скважины относительно номинального и приращения на кривых микрозондирования. Мощность коллекторов изменяется от 0,6 до 12 м. В основном преобладают пласти мощностью 3–4 м. Время пробега продольной волны в коллекторах изменяется от 188 до 240 мкс/м, а кажущееся сопротивление (КС) – от 9 до 80, в основном в пределах 40 Омм. На кривой нейтронного гамма-каротажа (НГК) им соответствуют четкие минимумы. По данным лабораторного исследования керна, открытая пористость пород-коллекторов рассматриваемой зоны составляет 5–16%. Проницаемость матрицы имеет значения не выше $5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Трещиноватость пород установлена при макроописании керна, при подготовке керна к анализам, когда в процессе механической обработки несколько образцов раскололись по трещинам, а также при изучении пород в шлифах. Трещинная проницаемость достигает $10,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, густота трещин 125 1/м. Плотные породы в этой зоне занимают подчиненное положение, их мощность изменяется от 0,2 до 3,2 м, преобладает 1–2 м. Пористость пород меняется от 3 до 5%. Открытая пористость, по лабораторным данным, равна 1,7–4,5%, проницаемость матрицы ничтожна.

Зона выщелачивания пород испытана в нескольких скважинах Кенкияк-Бозобинского поднятия. В скв. 106 при опробовании открытым стволов интервала 4313–4398 м получен фонтанный приток нефти с газом. Дебит нефти при 10-миллиметровом штуцере достиг $126 \text{ м}^3/\text{сут}$, газа – 40,8 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Как показывают данные промысловой геофизики, приток нефти и газа мог быть получен только из интервала глубин 4313–4351 м, где породы подверглись выщелачиванию вблизи поверхности размыва.

Ниже, до самого забоя скважины, разрез представлен преимущественно плотными известняками (рис. 1). В период пробной эксплуатации скважина работала на 6-миллиметровом штуцере с дебитом нефти $82 \text{ м}^3/\text{сут}$, газа — $16,8 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$. В скв. 102 при испытании в колонне зоны выщелачивания в интервале 4392–4414 м получен приток нефти дебитом $4,6\text{--}5,8 \text{ м}^3/\text{сут}$. В скв. 107 при испытании интервала 4344–4363 м, расположенного ниже зоны выщелачивания, получили приток нефти через 7-миллиметровый штуцер, равный $25\text{--}31 \text{ м}^3/\text{сут}$ с газом, при достреле интервала 4322–4336 м, находящегося в зоне выщелачивания, дебит нефти увеличился и при 10-миллиметровом штуцере достиг $48,5 \text{ м}^3$, а газа — $7 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$. Влияние предассельского перерыва в осадконакоплении на интенсивность процессов эпигенетического выщелачивания нижележащих пород и улучшение их фильтрационно-емкостных свойств отмечено также на хорошо изученном Жанажольском месторождении. Здесь продуктивный горизонт верхнего карбона, лежащий непосредственно под поверхностью предассельского размыва, обладает по сравнению с нижележащими горизонтами более высокими коллекторскими свойствами.

Другой зоной повышенных коллекторских свойств карбонатных пород в разрезе Кенкияк-Бозобинского поднятия является верхняя часть верхневизейского подъяруса, где выделен реперный горизонт, прослеживающийся и в разрезе площади Жанажол, и в ряде других структур. По каротажу он выделяется четкими минимумами на диаграммах НГК, бокового каротажа (БК) и максимумом — на диаграмме акустического каротажа (АК). В разрезе скв. 110 он водоносен и находится в интервале глубин 4467,2–4483,2 м (рис. 2, см. вкл.).

Наиболее значительной по мощности является та часть разреза карбонатной толщи, которая заключена между зоной преимущественного развития коллекторов под поверхностью предассельского размыва и реперным горизонтом верхневизейского подъяруса. Мощность ее в скв. П-89 достигает 248 м и уменьшается до 132 м в скв. 110. В остальных скважинах подошва зоны не вскрыта. Зона представляет собой чередование пластов-коллекторов с пластами плотных пород. По промысловогеофизическим данным, мощность коллекторов зоны изменяется от 0,6 до 4,6 м, преобладает 0,6–1,6 м. Мощность плотных пластов изменяется от 0,6 до 4,2 м, преобладает 2–3 м. Открытая пористость пород-коллекторов составляет 5,15–12,7%, пористость, замеренная в шлифе 6–7%, проницаемость — до $6,8 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Породы пластов-неколлекторов имеют открытую пористость 1,06–4,21% и непроницаемую матрицу. Отмечены трещины открытые и с минеральным заполнением. Подсчитанная в шлифах трещинная проницаемость равна 2,3 и $4,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Испытание этой зоны произведено в шести скважинах. Из них в скв. 107 из интервала 4363–4344 м, как отмечалось выше, получен приток нефти дебитом $25\text{--}31 \text{ м}^3/\text{сут}$ через 7-миллиметровый штуцер с газом. В скв. 110 из интервала 4432–4440 м получена нефть дебитом $3,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ и из интервала 4413–4430 м — нефть с технической водой дебитом $1,5\text{--}2,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ и газа — $0,15\text{--}0,20 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$. В этой же скважине из интервала 4456–4464 м получили приток воды переливом через устье дебитом $4,36 \text{ м}^3/\text{сут}$. В скв. 106 интервал 4351–4398 м (забой) представлен плотными породами и притока не дал. Из скв. 4, 89 получены незначительные притоки нефти.

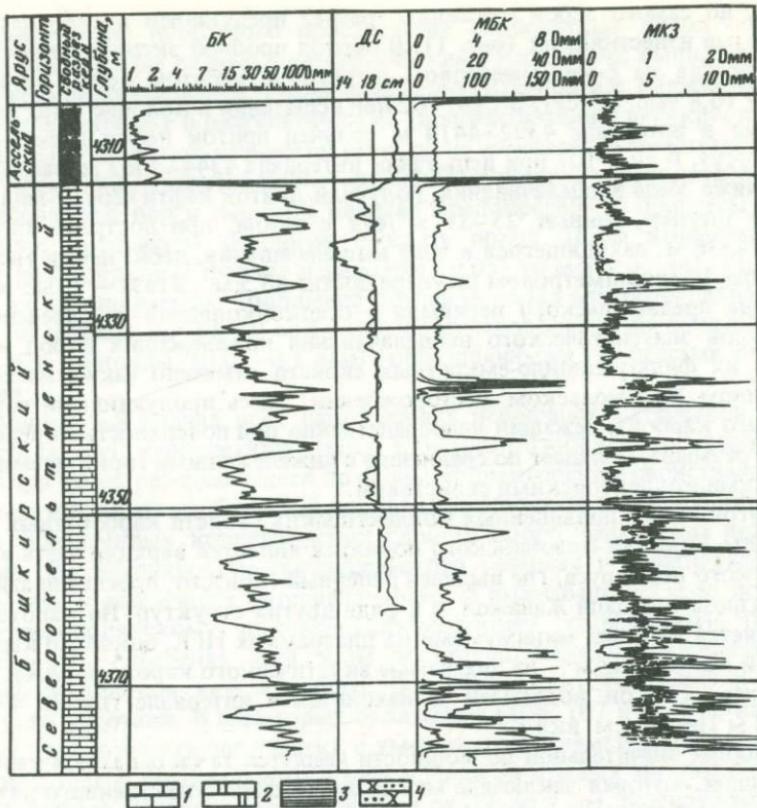
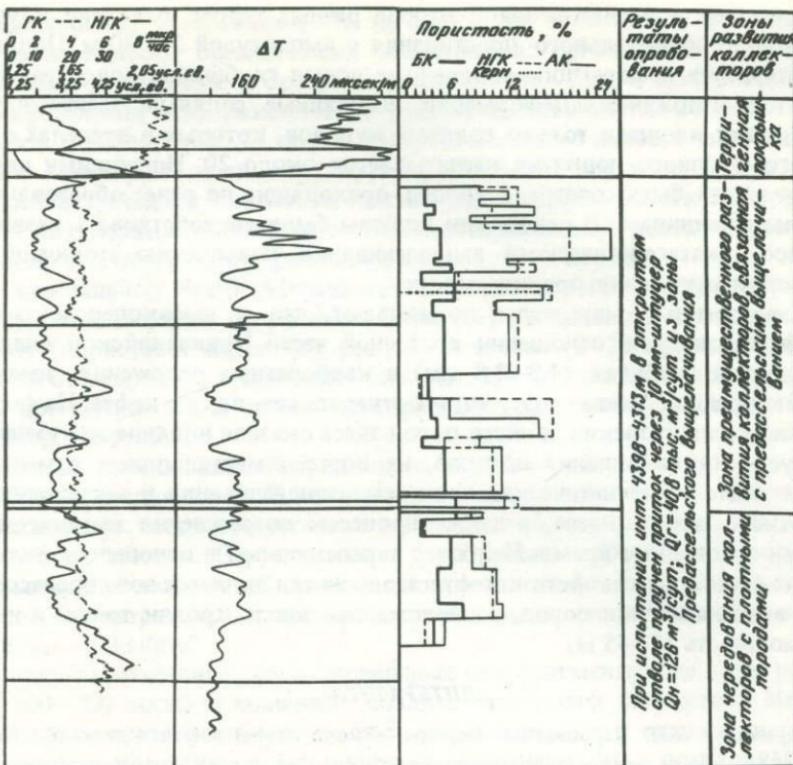


Рис. 1. Распределение коллекторов в разрезе продуктивной карбонатной подсолевой толщи башкирского яруса на Кинкияк-Бозбинском месторождении (скв. 106)

1 – известняк; 2 – доломит; 3 – глина; 4 – песчаник; дебиты: Q_v – воды, Q_n – нефти, Q_g – газа

Приведенные выше фактические данные позволяют считать, что в целом коллекторы карбонатной толщи Кенкияк-Бозбинского месторождения, по оценочно-генетической классификации карбонатных коллекторов К.И.Багринцевой [1977], относятся в основном к группе В. Они обладают открытой пористостью до 16% (по промыслового-геофизическим данным, до 16–18%). Проницаемость матрицы – в пределах $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Содержание в разрезе карбонатной толщи пород-коллекторов с пористостью выше 6% меняется по разрезам скважин: в средней зоне они составляют треть, а в зоне предассельского размыка – половину мощности толщи.

Необходимо отметить, что, по данным гамма-каротажа (ГК), во вскрытом карбонатном разрезе отсутствуют пласти чистых глин и аргиллитов. В целом разрез не глинистый. В некоторых скважинах (№ 110) есть лишь отдельные пласти небольшой мощности (0,4–0,8 м) с повышенным содержанием пелита. По данным лабораторных исследований 31 образца, содержание нерастворимого остатка меняется от 0,6 до 7,35 и в среднем составляет 3%. Низкая глинистость является благоприятным фактором для формирования и сохранения коллекторских свойств породы.



ской третьей и плейстоценовой второй речных террас выявлено крупное поднятие меридионального профиля с амплитудой 20–30 м. Поднятие характеризует деформацию в новейшее время глубинных подсолевых горизонтов отложений. Деформации, вызванные соляным тектоненезом, охватывают площади только соляных куполов, которых в пределах отмеченного крупного поднятия насчитывается около 20. Новейшими движениями могли быть созданы трещины, проходящие по ранее образованным и новым трещинам. В целом они должны были способствовать развитию процессов катагенетического выщелачивания, повышению вторичной пористости и улучшению проницаемости.

Рассмотренные материалы показывают, что в высокоперспективной в нефтегазономном отношении восточной части Прикаспийской впадины на больших глубинах (4,3–4,8 км) в карбонатных отложениях имеются коллекторы, способные содержать и отдавать газ, воду и нефть. На формирование коллекторских свойств пород здесь оказали влияние литофаильные условия накопления осадков, их постседиментационные изменения, в том числе катагенетические процессы выщелачивания и закупоривания пустотного пространства, а также процессы возрождения тектонических трещин в новейшее время. Наиболее перспективной в отношении фильтрационно-емкостных свойств и нефтегазоносности является зона предассельского выщелачивания пород, расположенная вдоль кровли толщи и имеющая мощность 15–45 м.

ЛИТЕРАТУРА

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

УДК 553.98.061.4:552.54

Я.Н. Перькова

ТИПЫ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ И ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ИХ ФОРМИРОВАНИЕ И СОХРАНЕНИЕ

Для достоверного направления поисково-разведочных работ и оценки запасов глубокопогруженных горизонтов необходимо выявление факторов, определяющих формирование и сохранение фильтрационно-емкостных свойств пород и определение основных типов коллекторов.

Изучение пустотного пространства и коллекторских свойств пород проводилось на примере Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ).

Карбонатные породы среднего и нижнего карбона АГКМ, залегающие на глубинах 4–5 км, характеризуются достаточно высокой открытой пористостью в известняках (16–18%) и доломитах (28%) и низкой проницаемостью (менее $1-3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$). В продуктивном разрезе широко распространены органогенные известняки массивные, плотные, нередко крепкие, трещиноватые, без терригенных примесей. Микроскопическими

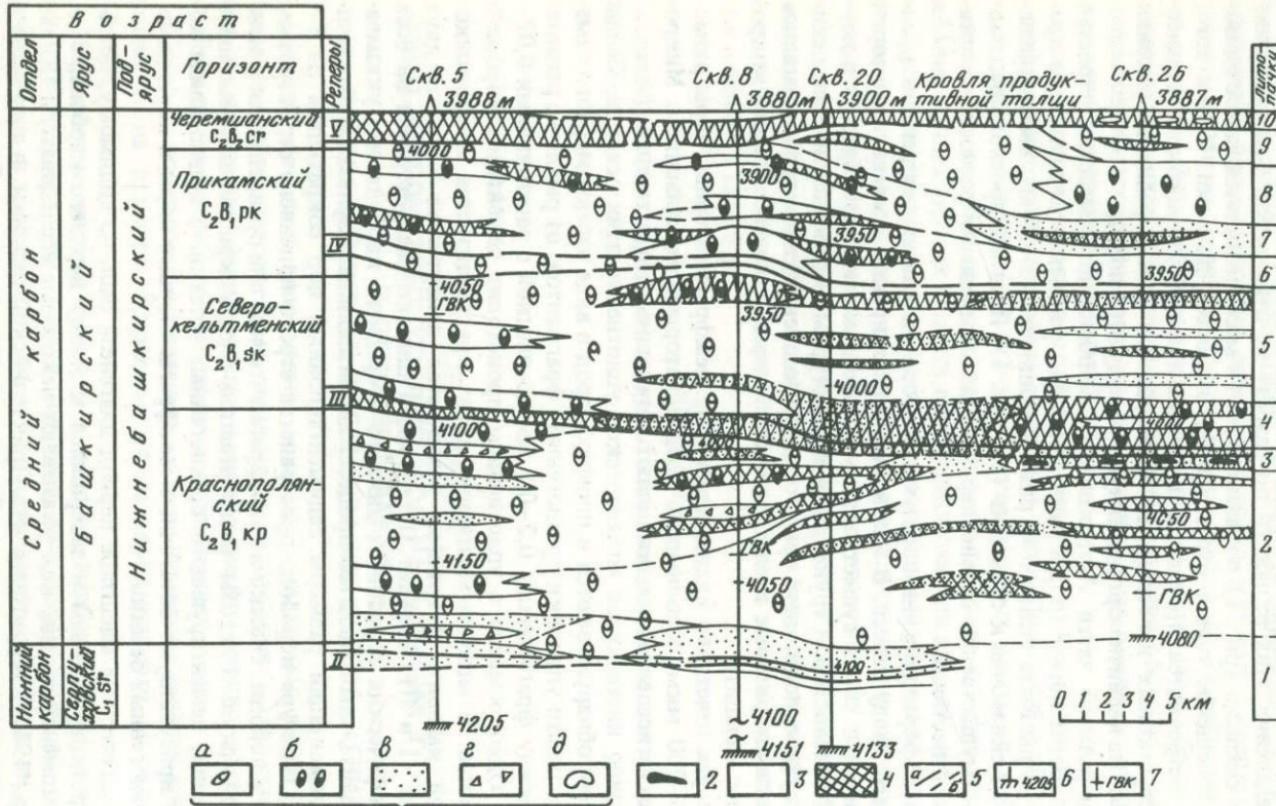
исследованиями установлено, что по структуре выделяются в основном три разновидности органогенных известняков: органогенно-детритовые, биоморфно-детритовые и органогенно-шламовые. Четкой закономерности в распределении этих разностей по разрезу не отмечается. Сопоставление разрезов скважин (рис. 1) показывает, что в массиве имеется частое линзово-видное замещение одних структурных разностей другими. Кроме того, нередко встречаются прослои, и линзы пелитоморфно-тонкокристаллических и сгустковых известняков. Наблюдаемые в них реликты раковин указывают на первично-органогенную природу этих пород.

В центральной части Астраханского карбонатного массива пористая в целом толща пород (пористость более 6%) расчленяется плотными прослойми (пористость менее 6%) разной мощности (2–20 м), выклинивающими от скважины к скважине (см. рис. 1). Плотные прослои представлены преимущественно сильно перекристаллизованными разностями органогенных известняков.

Условия формирования пород-коллекторов в указанном регионе представляются следующими. В визейский и башкирский века на территории Астраханского свода существовал мелководный морской бассейн с нормальной соленостью. Структурные и текстурные особенности пород свидетельствуют о подвижной среде осадконакопления, в которой отлагались органогенно-детритовые известняки, свободные от сингенетичного микрозернистого кальцита.

В шлифах отчетливо видны первичные межфрагментарные поры размером 100–200 мкм, заполненные позднее вторичным кальцитом. Микроскопические исследования позволяют установить, что в течение диагенеза происходило интенсивное механическое уплотнение этих осадков. Следы уплотнения обнаруживаются в шлифах пород в виде неравномерного изменения плотности упаковки органогенных фрагментов: от рыхлой с расстояниями между фрагментами 0,2–0,5 мм до плотной с расстояниями 0,02–0,1 мм. Одновременно с уплотнением происходит цементация порового пространства: в межфрагментарных порах кристаллизуется микро-тонкозернистый кальцит. В шлифах различается присутствие кальцита двух генераций (I и II). Кальцит II генерации широко распространен во всех стратиграфических горизонтах нижнего и среднего карбона, что указывает на значительный масштаб процесса цементации. В результате диагенетической цементации размеры седиментационных пор сократились до 5–20 мкм. Текстура порового пространства строго подчинена структурным элементам породы. Однако из межфрагментарной она превращается в межкристаллическую. Пустоты располагаются между кристаллами кальцита II генерации, цементирующего органогенные остатки. В подчиненном количестве присутствуют остаточные межфрагментарные поры и поры-камеры в органогенных остатках.

В геологическом масштабе период диагенеза был, по-видимому, достаточно кратковременным и завершился к концу верхнего карбона, т. е. к тому моменту, когда, как указывают некоторые исследователи [Кирюхин и др., 1982], территория юга Прикаспийской впадины, в том числе и Астраханского свода, испытывала значительное воздымание. Тектонические подвижки не могли не сопровождаться растрескиванием и интенсивным выщелачиванием пород, поднятых в зону свободного водообмена или



размыва. В этот период возникали, по-видимому, наблюдаемые в кернах и шлифах тектонические трещины и поры выщелачивания.

Начиная с артинского времени и вплоть до палеогена территория Астраханского свода испытывала устойчивое прогибание [Воронин, 1980]. Породы нижнего и среднего карбона, опустившиеся в триасе и юре до глубины 5 км, вступили в зону катагенеза. Карбонатные отложения повсеместно подверглись дальнейшему механическому уплотнению, перекристаллизации и цементации. На некоторых участках в вертикальном разрезе и по профилю карбонатного массива обнаруживается доломитизация, окремнение и сульфатизация. Эти процессы ведут к дальнейшему уменьшению объемов и размеров пустотного пространства. Все открытые постдиагенетические пустоты (поры выщелачивания и тектонические трещины) в этап катагенеза заполняются кальцитом III генерации.

По данным геохимических и палеотектонических исследований [Кондратьев и др., 1982], нефтяная залежь в центральной части Астраханского свода была сформирована к началу юрского времени. К моменту заполнения пор нефтью карбонатная толща среднего карбона являлась уже коллектором, емкость которого была представлена преимущественно межкристаллическими порами диаметром до 20–30 мкм. В шлифах видно, что нефть заполняет межкристаллическое пространство в поле развития кальцита II и III генераций, т. е. заполнение коллектора нефтью произошло, по-видимому, на последних стадиях катагенеза, после цементации пустот кальцитом III генерации. Характер распределения темно-коричневого (нефтяного) битума в шлифах фиксирует генетические особенности порового пространства палеоколлектора. Несмотря на значительные геостатические нагрузки, обусловленные долговременным унаследованным прогибанием, скелет карбонатных пород достаточно хорошо их выдерживает и поровое пространство остается высокоемким. Следы высоких напряжений хорошо видны в шлифах из пород нижнего карбона с глубины 4753–4760 м (скв. 1): кристаллы доломитов и ангидритов сильно растресканы, трещинки не выходят за пределы кристаллов, контакты вогнутые, иногда сутурные, края кристаллов расплющенные, как бы растворенные.

Сохранение порового пространства, по-видимому, связано с аномально высоким пластовым давлением (АВПД), возникшим вследствие устойчивого прогибания территории и накопления толщи солей, создавшей непроницаемый экран.

Исследования показывают, что формирование современного коллектора в значительной мере обусловлено неотектоническими движениями. По данным Н.И. Воронина [1980], в палеогене произошло мощное поднятие южной части Прикаспийской впадины, в результате которого амплитуда

Рис. 1. Профильный разрез среднекаменноугольных отложений через центральную часть АГКМ

1 – структурные типы известняков: а – органогенно-детритовые, б – биоморфно-детритовые, в – сгустковые и сгустково-органогенные, 2 – микро-мелкокристаллические, д – известняковые конгломераты; 2 – окремнение; 3 – коллекторы трещинно-порового типа ($K_{\text{пп}} > 6\%$); 4 – коллекторы трещинного и порово-трещинного типов ($K_{\text{пп}} < 6\%$); 5 – границы реперов: а – фактическая, б – предполагаемая; 6 – забой скважины; 7 – положение газоводяного контакта (ГВК)

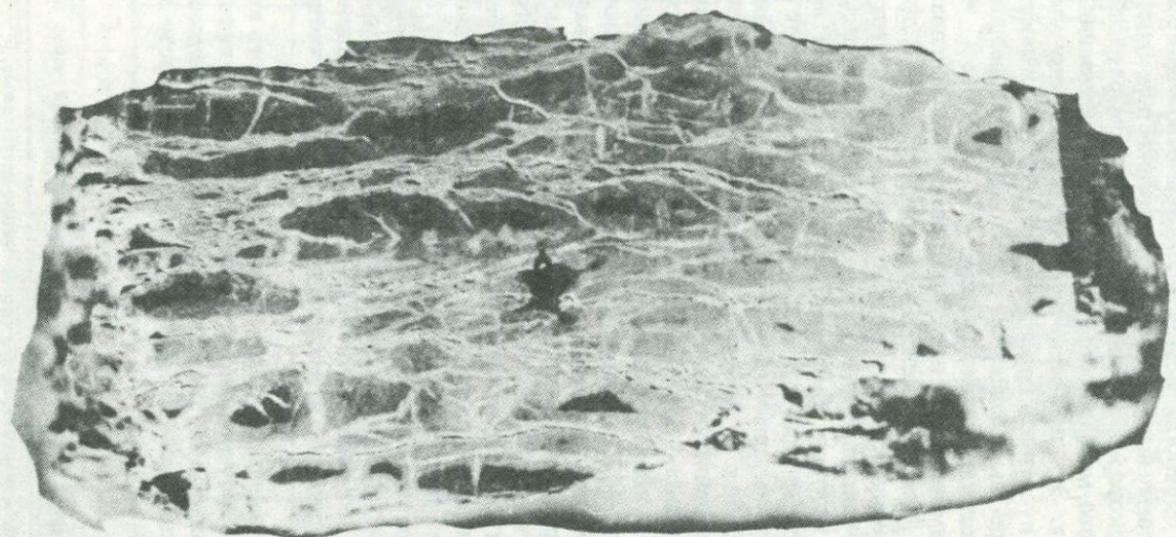


Рис. 2. Ступенчатые трещины в органогенном известняке
Астраханское месторождение, скв. 8, интервал глубин 3935–3940 м (обр. 142)

Астраханского свода возросла на 500 м. Воздымание свода продолжалось и в неоген-четвертичное время. Неотектонические подвижки привели к растрескиванию каменноугольных пород и, вероятно, к значительному разуплотнению их матрицы. При изучении кернов и шлифов обнаруживаются многочисленные открытые трещины, формирующие в отдельных участках карбонатного массива зоны повышенной трещиноватости. Последние характеризуются значительной раздробленностью кернов — образованием щебенки, пластинок, отдельных кусочков. Высокая степень тектонической напряженности изучаемого массива подтверждается широким распространением трещин ступенчатого типа (рис. 2), которые, как было доказано работами А.Н. Ставрогина [1968], возникают в условиях неравномерного сжатия, когда в породе перед ее разрушением накопилось много упругой энергии. При этом чем больше упругость породы, тем более мощным (при прочих равных условиях) будет горный удар, т. е. тем сильнее растрескивание.

Поднятие Астраханского свода, сопровождавшееся тектоническими нарушениями и развитием трещиноватости, должно было вызвать инфильтрацию вод по трещинам и выщелачивание легко растворимой матрицы карбонатных пород. Однако изучение кернов и шлифов показывает, что продуктивная толща АГКМ практически лишена пустот выщелачивания. Выщелоченные пористо-кавернозные прослои маломощны (1–2 м) и встречаются ограниченно в локальных участках массива на разных стратиграфических уровнях: в скв. 5 — это известняки среднего карбона, в скв. 1 — доломиты нижнего карбона; в скв. 1, Воложковская — доломиты среднего карбона. Емкостное пространство современного коллектора АГКМ состоит в основном из очень тонких (менее 2 мкм) межкристаллических пор, унаследованных от диагенетического и катагенетического этапов преобразования отложений. Часть межкристаллических пор является пустотами разуплотнения. Можно полагать, что заполненность ловушки нефтяными углеводородами (УВ) ограничивала процесс выщелачивания. Высокая степень трещиноватости пород могла обеспечивать тот интенсивный подток газов, который, по данным специалистов ВНИГНИ [Кирюхин и др., 1982], происходил в предакчагыльское время и формировал АГКМ.

Анализ коллекторских свойств по скв. 1 показывает, что фильтрационно-емкостные характеристики пород контролируются глубиной погружения. Если в отложениях среднего карбона, залегающих на глубинах 4,1–4,2 км, образцы с пористостью меньше 6% составляют 58% проанализированных кернов, медиана пористости равна 4,2%, а проницаемость $6,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, то для пород нижнего карбона в интервале глубин 4,3–4,8 км образцы с пористостью менее 6% характеризуют 90% исследованных кернов, медиана пористости снижается до 1,8%, проницаемость преимущественно менее $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, хотя отдельные пропластки доломитов отличаются высокими фильтрационно-емкостными свойствами (пористость 24%, проницаемость $78 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$).

Высокая пористость пород, низкая проницаемость их матрицы и широкое развитие открытых трещин позволяют относить коллектор Астраханского месторождения к трещинно-поровому типу, в отдельных участках разреза присутствуют коллекторы порового и кавернозно-порового типов. Можно полагать, что на южном борту Прикаспийской впадины, в зоне

распространения карбонатных фаций мелководного бассейна, будет распространен тип коллектора, характерный для Астраханского месторождения.

Главным фактором сохранения высокоеемких пород-коллекторов в изучаемом глубокопогруженном карбонатном массиве является, видимо, наличие АВПД, существовавшее в пределах Астраханского свода длительное время и сохранившееся до настоящего времени.

На больших глубинах выделяются те же типы коллекторов, что и на малых, но значимость их в разрезе иная. На малых глубинах основные запасы сосредоточиваются в поровых коллекторах, на больших – в трещинно-поровых и трещинных.

Прогноз развития высокоеемких коллекторов на больших глубинах требует выявления благоприятных литофаций, направленности вторичных процессов минералообразования, распространения региональных и локальных зон интенсивной трещиноватости и зон АВПД.

ЛИТЕРАТУРА

Воронин Н.И. Особенности развития Астраханского свода. – Геология нефти и газа, 1980, № 5, с. 33–38.

Кирюхин Л.Г., Пайразян В.В., Размышляев А.А., Танаев Ю.Г. Условия формирования зон нефтегазонакопления в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины. – Геология нефти и газа, 1982, № 3, с. 31–35.

Кондратьев А.Н., Молодых Г.Н., Размышляев А.А. Особенности формирования Астраханского газоконденсатного месторождения. – Геология нефти и газа, 1982, № 9, с. 43–45.

Ставрогин А.Н. Анализ экспериментальных результатов по деформации и разрушению горных пород. – В кн.: Горное давление, сдвижение горных пород и методика маркшейдерских работ. Л.: Недра, 1968, т. 70, с. 82–111.

УДК 553.98.061.4 (574.12)

К.М. Таскинбаев

НОВЫЕ ДАННЫЕ ОБ ОСОБЕННОСТИХ СТРОЕНИЯ, КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВАХ И ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОКА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Перспективы нефтегазоносности юго-востока Прикаспийской впадины связываются с подсолевыми отложениями, из которых получены притоки нефти на площадях Тортай, Улькентюбе Юго-Западный, Шолькара, и отмечены нефтегазопроявления в процессе бурения скважин Г-3 и СГ-2 на площади Бикижал, Г-1 на площади Равнинная и П-6 на площади Кумшеты. Поиски нефти и газа ведутся в терригенных и терригенно-карбонатных отложениях нижней перми и карбона во внутренней части впадины, а также в карбонатных породах северного склона Южно-Эмбенского поднятия.

Сложное геологическое строение подсолевых отложений юго-восточной части Прикаспийской впадины описано в ряде последних работ [Арабаджи

и др., 1979; Кунин и др., 1982; и др.]. В настоящее время большинство исследователей пришли к выводу, что Прикаспийская впадина в докунгурское время развивалась в условиях некомпенсированного прогибания [Кирюхин и др., 1980]. Это, несомненно, наложило отпечаток на особенности распределения коллекторских толщ и повысило роль последних в формировании залежей углеводородов (УВ). Полученные в последнее время новые данные о коллекторах в подсолевых отложениях в совокупности с анализом особенностей развития региона позволяют несколько по-иному вести поиски залежей нефти и газа.

В последние годы в результате бурения на подсолевые отложения установлено, что переход от бортовых к внутренним частям впадины является резким. Он обусловлен фациальным замещением мощных мелководных карбонатных толщ каменноугольного, а местами верхнедевонского и нижнепермского возраста на относительно глубоководные и маломощные [Кирюхин и др., 1981; Кунин, Будатов и др., 1983]. Разделяющие или перекрывающие их терригенные отложения образуют, как правило, клиноформные тела. Мощность терригенных толщ резко возрастает за карбонатным уступом, а затем сокращается в направлении внутренней части Прикаспийской впадины. Это установлено для нижне-средневизейских отложений нижнего карбона и верхнебашкирско-верейских отложений среднего карбона на северо-западе Прикаспийской впадины. Аналогичная картина наблюдается и на юго-востоке впадины. Таким образом, в течение всего палеозоя вплоть до кунгурского яруса нижней перми Прикаспийская впадина представляла собой глубоководный бассейн с некомпенсированным прогибанием и резкими перепадами глубин по периферии. Глубины бассейна в бортовых частях достигали 1000 м и более. На фоне расчлененного палеорельефа происходили процессы дифференцированного осадконакопления.

Открытые в последние годы месторождения во внутренней и внешней частях впадины связаны со структурами седиментационного и конседиментационного генезиса (Западно-Ровенская, Северо-Лиманская, Карпенская, Западно-Тепловская, Карабаганак, Жанажол, Астраханская, Тенгиз и др.). Это, как правило, рифы или органогенные постройки в карбонатных отложениях или антиклинальные поднятия, располагающиеся в районе развития русловых, дельтовых и авандельтовых образований. Таким образом, в Прикаспийской нефтегазоносной провинции одним из основных факторов, контролирующих распределение залежей нефти и газа, является палеогеоморфологический.

На территории юго-востока Прикаспийской впадины поисково-разведочные работы в настоящее время ведутся в двух основных направлениях. Одно из них связано с карбонатными коллекторами, в которых обнаружены залежи УВ на площадях Жанажол, Карабаганак, Тенгиз, Астраханская, второе – с терригенными коллекторами.

Данные сейсморазведки и бурения на юго-востоке Прикаспийской впадины позволили условно выделить три тектонически различные зоны: Южно-Эмбенского поднятия, северо-западного бортового склона этого поднятия (переходная) и внутреннюю прибрежную.

Карбонатные отложения в пределах Южно-Эмбенского поднятия вскрыты скв. 3 на площади Турсай, скв. 1, 9, 10, 13 – на площади Южно-Эмбен-

ская, скв. 2 – на площади Сарыкум. Строение разреза данного района следующее: на предъюрскую поверхность размыва выходят известняки нижнепермского и каменноугольного возраста. В верхней части карбонатного разреза местами присутствуют прослои терригенных пород: глин, аргиллитов и гравелитов мощностью от 5–10 до 30 и даже 60 м и более (площади Тортколь Восточный, Южно-Эмбенская). Сами же карбонаты представлены известняками серыми и светло-серыми, массивными, местами доломитизированными и, как правило, сильно перекристаллизованными.

Несмотря на то что, согласно результатам исследования, большинство образцов керна представлено плотными и непроницаемыми известняками (пористость 1–2%), в ряде скважин Южно-Эмбенской площади (скв. 1, 9, 10) наблюдались катастрофические поглощения глинистого раствора. По-видимому, это связано с участками развития высокопористых и кавернозных разностей известняков. В аналогичных условиях одновозрастные известняки на востоке Прикаспийской впадины имеют пористость до 20% при проницаемости в несколько сот миллидарси. Однако небольшие размеры ловушек, отсутствие достаточно надежных покрышек в разрезе и, наконец, отрицательные результаты бурения ряда скважин (13, Южно-Эмбенская, 3, Туресай) снижают перспективы нефтегазоносности карбонатных отложений Южно-Эмбенского поднятия.

Помимо мелководных в основном светлоокрашенных карбонатных фаций бортового уступа, определенный интерес представляют депрессионные известняки, развитые в подсолевых отложениях внутренней прибортовой зоны впадины, которые выделены в подошве артинского яруса на площади Биикжал и с различной долей четкости – на соседних структурах Юго-Западное Улькентюбе, Кумшеты и др. На площади Тортай скв. 14 вскрыла обломочные известняки предположительно среднекаменноугольного возраста, из которых получен фонтан нефти дебитом $25 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Касаясь коллекторских свойств глубоководных известняков, следует отметить, что в них четко выраженной закономерности в изменении пористости по разрезу не установлено. В скв. СГ-2 на площади Биикжал пористость меняется от ничтожно малой (0,18%) до средней (14,5%). Она составляет (по единичным определениям), %: на площадях Юго-Западная Шолькара, скв. П-1 – 2,92, Шолькара, скв. Г-10 – 16,6, Г-3 – 1,52, Южно-Молодежная, скв. П-1 – 1,54–2,33 и др.

Второе направление поисково-разведочных работ на юго-востоке Прикаспийской впадины связано с подсолевыми терригенными отложениями. Коллекторы этого комплекса в настоящее время изучаются практически только на востоке и юго-востоке впадины. Первые промышленные притоки из них были получены именно на востоке (площади Кенкияк и Карапюбе) и приурочены к отложениям нижней перми. На юго-востоке впадины притоки получены из нижнекаменноугольных отложений на площадях Биикжал и Юго-Западный Улькентюбе и из нижнепермских – на площади Шолькара.

Наиболее полно коллекторские свойства терригенных подсолевых отложений изучены в разрезе скв. СГ-2 на площади Биикжал. Отложения представлены песчаниками, алевролитами, конгломератами, гравелитами и аргиллитами. Открытая пористость песчаников изменяется от 2,4 до

14,1% (без видимой закономерности). Пласт с наибольшей пористостью (12–14%) вскрыт в скв. СГ-2 в интервале глубин 5740–5745 м (нижний карбон). Выше по разрезу толщи пористость песчаников не превышает 10%, проницаемость — $0,024 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Низкие значения проницаемости отдельных образцов, открытая пористость которых достигает 10–15%, свидетельствует о небольших размерах поровых каналов в песчаниках и характеризуют их как коллекторы с весьма низкими свойствами.

Алевролиты (по керну) имеют достаточно большую открытую пористость — от 6,2 до 15,4%, что хотя и свидетельствует о посредственных емкостных свойствах, но для газа в условиях высоких давлений может рассматриваться удовлетворительной. Однако рассчитывать на высокие притоки газа не приходится, так как проницаемость нетрециноватых алевролитов очень мала — $13 \cdot 18 \cdot 10^{-18} \text{ м}^2$.

Конгломераты и гравелиты, вскрытые в верхней части разреза артинского яруса, обладают в образцах керна весьма низкими емкостными и фильтрационными свойствами (открытая пористость 3,5–6,6%, проницаемость $1 \cdot 10^{-18}$ – $3 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$), что, видимо, связано с их гранулометрическим составом, уплотнением и высокой цементацией.

При исследовании аргиллитов было отмечено, что в интервале глубин 5100–5500 м пористость их возрастает от 8–10 до 16–17%, на глубине 5000–5100 м снижается до 6–8% и вновь возрастает до 13–14% на глубине 4800 м, т. е. намечаются две зоны повышенной пористости. Наиболее уверенно выделяется зона в интервале глубин 5100–5500 м. При этом в глинах, само сохранение которых на столь больших глубинах является необычным, было установлено широкое развитие смешанослойных минералов, которые в подобных условиях неустойчивы и преобразуются, как правило, в минералы группы гидрослюд. Аналогичная картина наблюдается на востоке Прикаспийской впадины (разрезы площадей Кенкияк и Карапюбе). Приведенные данные говорят о наличии в указанном интервале зоны недоуплотненных глинистых пород, пористость которых примерно на 4,5–5% выше той, которую можно было бы ожидать. Интересно, что к этому интервалу приурочена зона аномально высокого пластового давления (АВПД). Проницаемость нетрециноватых аргиллитов по единичным определениям не превышает $1 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$, в трещиноватых разностях одно определение показало $13 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

В процессе бурения скважины СГ-2 при забое 5253 м отмечалось разгазирование глинистого раствора, а при углублении до 5257,5 м — и пленка нефти. Интенсивные газопроявления, сопровождавшиеся повышенными газопоказаниями (до 5%), наблюдались до глубины 5391 м, удельный вес промывочной жидкости периодически снижался от 1,68 до 1,23, иногда до 1,07 г/см³. Этот горизонт был прострелян в интервале 5259–5242 м, после чего был получен кратковременный выброс нефти.

На площади Юго-Западный Улькентюбе из скв. 2-П при забое 5140 м также из нижнекаменноугольных отложений (предположительно аналог продуктивного горизонта в скв. СГ-2 на площади Биикжал) был получен пульсирующий фонтан зеленовато-черной нефти дебитом $65 \cdot 70 \text{ м}^3/\text{сут}$. Как и на площади Биикжал, эта зона характеризовалась АВПД. Вместе с нефтью выносилась глина, песок и барит. Со временем фонтан ослабел и прекратился, видимо, вследствие обрушения стенок скважины на забое.

Из интервала проявления керн не был отобран, однако факт выноса породы с такой глубины говорит о наличии здесь пластов со слабым уплотнением. На упомянутой площади в бурении находится скважина Г-4, в которой из продуктивного горизонта было отмечено нефтегазопроявление в виде разгазирования раствора и пленок нефти.

Таким образом, в результате работ на площадях Юго-Западный Улькентюбе и, по-видимому, Бинкжалие, установлено распространение в глубь Прикаспийской впадины рыхлых песчанистых образований, очевидно, авандельтового генезиса. Это предположение из-за недостатка данных еще нуждается в проверке, но его необходимо учитывать при поисково-разведочных работах.

Особенностью каменноугольной продуктивной толщи месторождения Тортай является ее резкая литологическая невыдержанность, что делает затрудительным прослеживание отдельных пластов-коллекторов от скважины к скважине. Коллекторами нефти и газа являются мелко- и крупнозернистые, плохо отсортированные песчаники, содержащие прослои аргиллитов. По данным немногочисленных анализов керна, открытая пористость песчаников колеблется от 5–6 до 14%, проницаемость $2,2 - 21,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Нефесодержащие терригенные пласти-коллекторы имеют небольшую мощность. Характер их насыщения, по данным промысловой геофизики, с трудом поддается определению. Часть выявленных залежей нефти, по-видимому, литологически ограничена. Все это явилось причиной низкой эффективности поисково-разведочных работ на данном месторождении.

Терригенный нижнепермский комплекс представлен мощной грубообломочной молассой. На площадях Тортай и Молодежная молassa сложена конгломератами и гравелитами с редкими прослойками аргиллитов. Обломочная часть состоит из угловатых, практически неокатанных галек песчаников, аргиллитов, реже известняков, как правило крепко сцепленных глинистым цементом. Пористость прослоев гравелитов на площади Шолькара составила 9,15% при проницаемости до $8,7 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$, в скв. 1 Молодежная – 9,1, П-1 Южно-Молодежная – 6,21%. Продуктивность терригенных молассовых отложений установлена лишь на поднятии Шолькара в скв. 3. Она связана с прослойком конгломерата в кровле подсолевых отложений. Этот пласт имеет ограниченное распространение и не был установлен в разрезах других скважин. В аналогичных условиях залегания на поднятии Каратюбе был получен приток нефти (скв. II-25).

Опыт поисковых работ на терригенные нижнепермские отложения указывает на сложное распространение коллекторских толщ как по разрезу, так и по площади.

Таким образом, новые данные о характере распределения коллекторов в разрезе подсолевых отложений палеозоя юго-востока Прикаспийской впадины указывают на доминирующую роль осадконакопления, которое обусловило сложную зональность в распространении карбонатных и терригенных коллекторов. Практика поисковых работ требует учета этих особенностей на всех этапах изыскания.

В настоящее время основные перспективы открытия залежей УВ на юго-востоке Прикаспийской впадины связываются с песчано-алевритовыми коллекторами в каменноугольных отложениях, в первую очередь на площадях Юго-Западный Улькентюбе, Ушмола, Равнинная.

ЛИТЕРАТУРА

Арабаджи М.С., Бухаров А.В., Варламов В.Г. и др. Особенности строения подсолевых отложений на юго-востоке Прикаспийской впадины. – Геология нефти и газа, 1979, № 4, с. 32–36.

Кирюхин Л.Г., Сапожников Р.Б., Шлезингер А.Е. и др. Прикаспийский палеозойский глубоководный бассейн. – Бюл. МОИП. Отд. геол., 1980, т. 55, № 6, с. 40–53.

Кирюхин Л.Г., Капустин И.Н., Сметанина В.П. и др. Особенности формирования зон региональных поднятий в подсолевом комплексе Прикаспийской впадины. – Геология нефти и газа, 1981, № 4, с. 1–8.

Кунин Н.Я., Будагов А.Г., Лях Л.И. Строение пермских подсолевых отложений на площади Тортай. – Геология нефти и газа, 1982, № 10, с. 35–38.

Кунин Н.Я., Будагов А.Г., Лях Л.И. Строение верхнепалеозойских карбонатных отложений в зоне сочленения Прикаспийской впадины и Южно-Эмбинского поднятия. – Геология нефти и газа, 1983, № 7, с. 56–62.

УДК 553.98.061.43:550.822.3

В.И. Петерсилье

К ВОПРОСУ ОБ ОЦЕНКЕ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПО ДАННЫМ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА

При прогнозировании поисков залежей нефти и газа на больших глубинах основные перспективы связывают с коллекторами трещинного типа. При этом практически единственную информацию о развитии трещиноватости получают в результате исследования кернового материала в шлифах или пришлифовках [Смехов, 1974]. Широкое распространение в последние годы получил и другой метод качественной оценки трещиноватости, основанный на просмотре и фотографировании в ультрафиолетовом свете кубических образцов керна, предварительно насыщенных люминесцирующей жидкостью [Багринцева, 1977].

В результате для карбонатных пород с низкой открытой пористостью до 2–4% доля трещинной составляющей оценивается в пределах от 0,02–0,1 [Смехов, 1974] до 2–3% [Багринцева, 1977]. Интересно, что оценка емкости трещин одного и того же объекта (Вуктыльское месторождение) изменяется и составляет, по данным изучения шлифов, от 0,009 до 1%, а по методу насыщения люминесцирующей жидкостью – от 0,5 до 3% [Багринцева, 1977].

Важно отметить, что изучение трещиноватости перечисленными методами позволило разным исследователям сделать выводы о развитии в изучаемых разрезах коллекторов трещинного типа, причем единственным критерием отнесения пород к коллекторам являлось наличие трещин. Очевидно, что такой подход не отвечает самому определению коллектора как породы, способной содержать и отдавать пластовые флюиды. По нашему мнению, само наличие трещин не является еще достаточным признаком коллектора. По-видимому, для отнесения породы к коллектору трещинного типа необходима информация о количественных параметрах трещиноватости (количество, раскрытие трещин и т. п.), подтвержденная результатами геофизических исследований скважин (ГИС) и испытаний. Отсутствие такой информации часто приводит к получению результатов, не

подтверждающихся промысловыми исследованиями. Например, в разрезах Караганского месторождения различные исследователи на основании данных изучения керна выделяют интервалы развития коллекторов трещинного типа. В то же время результаты значительного количества поинтервальных опробований свидетельствуют о прямой связи между пористостью пластов-коллекторов и дебитами скважин, что исключает в данном случае возможность выделения коллекторов трещинного типа.

Рассмотрим более подробно результаты изучения трещиноватости по данным изучения керна перечисленными выше способами. Представляется, что получаемая в результате этих исследований информация связана исключительно с микротрещиноватостью, влияние которой на фильтрационные свойства ничтожно. Действительно, величины проницаемости образцов с значительной емкостью трещин при низкой открытой пористости (до 2–4%) составляют обычно тысячные доли 10^{-15} м^2 . Очевидно, что такая проницаемость не может отражать фильтрационную способность трещинного коллектора, для которого характерны большие притоки пластового флюида.

Известны доводы исследователей, считающих, что проницаемость, измеренная физическим способом на образцах керна, отражает только свойства матрицы породы. И в то же время параметры трещиноватости в шлифах, изготовленных из тех же образцов, рассматривают как свойства породы, а не только матрицы.

С нашей точки зрения, к трещинным коллекторам на основании данных изучения керна объективно могут быть отнесены образцы, характеризующиеся при низкой пористости существенно повышенными значениями проницаемости, определенной на крупных кернах, т. е. принадлежащие трещинному коллектору образцы керна легко распознаются при анализе сопоставлений пористости и проницаемости.

Методически правильный подход к выделению трещинных коллекторов изложен в работе В.Л. Коцюбинского и других, где сопоставляются результаты измерения проницаемости по керну и по данным гидродинамических исследований скважин. Авторы приходят к выводу, что "по керну исследуется матрица пород или межтрещинные блоки. Для оценки трещиноватости по керну необходимо переходить к исследованию больших образцов, существенно превышающих по размерам межтрещинные блоки породы" [Коцюбинский и др., 1982, с. 61].

Следует также отметить, что при выделении чисто трещинного коллектора предполагается наличие двух элементов пустотного пространства – водонасыщенной низкопоровой матрицы и трещин, практически нацело (по данным К.И. Багрицевой [1977]), на 90–100% заполненных нефтью или газом. В таком случае естественно предположить наличие перегиба на кривых капиллярного давления, как это показано гипотетическими кривыми капиллярного давления (рис. 1, пунктир). Кривые построены по данным оценки емкости трещин K_{tr} согласно методике, изложенной в работе К.И. Багринцевой [1977] для Оренбургского газоконденсатного месторождения. Доля емкости трещин в общем объеме пустот в интервалах пористости 0–2, 2–4 и 4–6% составила соответственно 0,8, 0,33 и 0,22.

В то же время выполненные капиллярметрические исследования более чем 300 образцов керна Оренбургского и Астраханского месторождений,

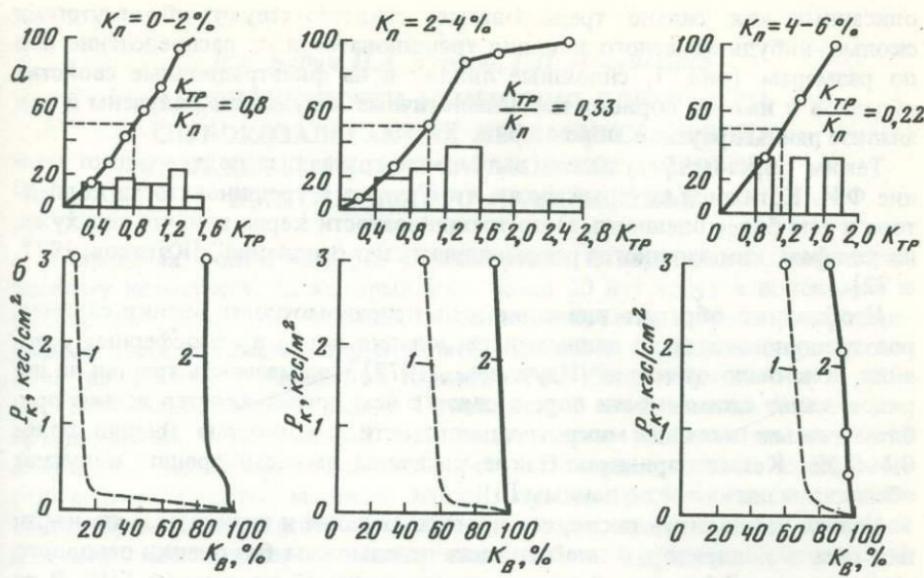


Рис. 1. Результаты капиллярометрических исследований микротрещиноватых образцов керна Оренбургского газоконденсатного месторождения

а — распределение емкости трещин для образцов с открытой пористостью 0–2, 2–4 и 4–6%; коэффициенты: K_n — пористости, K_{tp} — емкости трещин, K_B — водонасыщенности.

б — капиллярометрические кривые образцов с открытой пористостью 0–2, 2–4 и 4–6%. 1 — гипотетические кривые емкости трещин, 2 — реальные капиллярометрические кривые

Глуби- но, м	Наличие трещинных зон КЕРН		
	ГИС	Макроопти- ческое исследова- ние	Насыщение глинисто- формом
1780			
1790			
1800			
1810			
1820			
1830			
1840			
1850			
1860			
1870			
1880			
1890			

Рис. 2. Результаты выделения трещинных зон по данным геофизических исследований скважин и исследования керна. Оренбургское газоконденсатное месторождение, скв. 352

описанных как сильно трещиноватые, свидетельствуют об отсутствии сколько-нибудь заметного влияния трещиноватости на распределение пор по размерам (рис. 1, сплошные линии) и на фильтрационные свойства образцов с низкой пористостью. Аналогичные результаты получены и при анализе данных ртутной порометрии.

Таким образом, результаты выполненного анализа подтверждают мнение Ф.И. Котякова, который писал, что "судить о трещиноватости коллектиора и тем более оценивать ее по трещиноватости керна или, что еще хуже, по шлифам, как это иногда рекомендуют... нет оснований" [Котяков, 1977, с. 72].

Необходимо обратить внимание и на неправомочность оценки параметров трещиноватости по данным исследования керна в атмосферных условиях. Как было отмечено [Изучение..., 1977], сжимаемость трещин на порядок выше сжимаемости пор, в связи с чем представляется весьма проблематичным наличие микротрещиноватости с емкостью трещин более 0,1–0,2%. Кстати, примерно такие величины емкости трещин получаются обычно при оценке ее по данным ГИС.

Нельзя не отметить также, что прогнозирование и оценка запасов нефти или газа в коллекторах любого типа невозможны без оценки основного параметра – эффективной мощности, выделяемой по данным ГИС. В то же время сопоставление вариантов выделения трещинных зон в одной из скважин Оренбургского месторождения тремя способами – по данным макроописания, методом насыщения люминесцирующей жидкостью и по ГИС – показывает полное отсутствие корреляции (рис. 2). Последнее, очевидно, свидетельствует о случайном характере информации о трещиноватости, полученной в результате описанных выше способов ее оценки.

Очевидно, что наличие чисто трещинных коллекторов с развитой системой макротрещин является объективной реальностью, однако выделение их в разрезе возможно лишь по данным гидродинамических или промыслового-геофизических исследований скважин.

ЛИТЕРАТУРА

- Багринцева К.И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1977. 231 с.
- Золоева Г.М., Фарманова Н.В., Царева Н.В. и др. Изучение карбонатных коллекторов методами промысловой геофизики. М.: Недра, 1977. 176.
- Котяков Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М.: Недра, 1977. 287 с.
- Коцюбинский В.Л., Карпова Л.Г., Горюнова С.М. Трещиноватость известняков турнейского яруса нефтяных месторождений Татарии. – Геология нефти и газа, 1982, № 7, с. 59–61.
- Смехов Е.М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа. Л.: Недра, 1974. 199 с.

Д.А. Бабич, П.А. Карпов, Г.П. Меняйленко

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ПОРИСТОСТИ
ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ПЕСЧАНИКОВ ДЕВОНА
В ПРЕДЕЛАХ РЯЗАНО-САРАТОВСКОГО ПРОГИБА
ВОЛГОГРАДСКОГО ПРАВОБЕРЕЖЬЯ

В пределах Волгоградского Правобережья к потенциально нефтегазоносному комплексу, на который уже около 20 лет ведутся поисковые и разведочные работы на больших глубинах, относятся широко распространенные здесь отложения терригенного девона, включающие старооскольский, пашийский и кыновский горизонты. Наиболее изучены они в районах Доно-Медведицкого вала и Приволжской моноклинали. Районы эти объединяются потенциальной перспективностью на больших глубинах кварцевых мелкозернистых песчаников. Последние имеют следующие отличительные черты: мощные, хорошо прослеживаемые пласты на площадях Доно-Медведицкого вала и более тонкие, часто выклинивающиеся и замещающиеся глинами и известняками пласты в разрезах Приволжской моноклинали; нормальные пластовые давления в первом районе и аномально высокие — во втором; высокоамплитудные инверсионные структуры в первом районе и отсутствие таковых — во втором; высокие геотермические градиенты на площадях Доно-Медведицкого вала и более низкие — на Приволжской моноклинали.

Отмеченные выше возрастные единицы девона имеют близкий литолого-фациальный состав. Песчаники до инверсии, сформировавшей Доно-Медведицкий вал, в некоторых местах находились на глубинах, превышавших современное их погружение на 600–800 м, т.е. залегали примерно в интервале глубин 4,5–5 км. Ныне месторождения нефти и газа обнаружены на глубинах 3,2–3,8 км, а до инверсии продуктивные пласты находились на глубинах 4–4,6 км. На указанной территории пробурено и опробовано множество скважин, изучен большой керновый материал. На основе этих данных можно судить об изменениях коллекторских свойств песчано-алевритовых пород с глубиной в зависимости от некоторых физических и литологических факторов и в первую очередь от геотермических условий. Наибольшие градиенты изменения пористости песчаников с увеличением глубины их залегания прослеживаются в районах, где фиксируются высокие температурные градиенты. Так, на Коробковской площади геотермический градиент равен $3,5-4,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, а темп снижения максимальной пористости с глубиной равен $7\% /100\text{ м}$. В районе Тарасовских скважин эти параметры изменяются соответственно — $2,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ и $4\% /100\text{ м}$. Обе площади расположены на Доно-Медведицком валу.

Для песчаников данного района отмечена также связь между максимальной пористостью неглинистых песчаников и палеотемпературой (фиксированной в отражательной способности витринита). Таким образом, для сохранения пористости на больших глубинах наиболее благоприятными являются районы с низкой геотермической характеристикой как в настоящее время, так и в прошлом.

Многочисленные наблюдения показали, что коллекторские свойства

в крупнозернистых песчаниках сохраняются лучше, чем в мелкозернистых. Окварцевание песчаников в процессе катагенеза происходит легче в мелкозернистых разностях. Это объясняется, по-видимому, тем, что вторичный кварц отлагается не только при растворении под давлением, но и в результате осаждения из фильтрующейся через песчаники обогащенной кремнеземом воды.

Глинистый цемент, выполняющий поры песчаников, часто способствует сохранению пористости на больших глубинах, и глинистые песчаники нередко имеют более высокую пористость, чем неглинистые. Например, в разрезе Коробковской площади пористость глинистых песчаников достигает 12% (глинистость 20%), а пористость таких же по составу неглинистых песчаников — всего 2–6%. Последние сильно окварцованны, в глинистых же разностях вторичный кварц отсутствует. Таким образом, высокое содержание глинистого материала благоприятствует сохранению пористости, но не коллекционских свойств пород. Глинистые песчаники практически непроницаемы. В разрезах Доно-Медведицкого вала мощные слои песчаников (свыше 5 м) отличаются более крупной зернистостью обломочной части, чем маломощные. Кроме того, исходя из генезиса отложений, в мелкозернистых песчаниках больше глинистого материала, чем в средне- и крупнозернистых. Это обстоятельство ведет к тому, что на больших глубинах коллекторы порового типа встречаются в песчаниках мощностью более 5 м¹.

Район Приволжской моноклинали отличается от предыдущего фациальными условиями накопления девонских отложений: пласти песчаников воробьевского и пашийского горизонтов замещаются более глинистыми породами с редкими прослоями карбонатов. Кроме того, моноклиналь не испытывала интенсивных инверсионных движений, и современные глубины залегания пластов остались максимальными.

Геотермический градиент здесь составляет 1,5–2,0°C/100 м, тогда как на Доно-Медведицком валу — 2,5–4,5°C/100 м. В отличие от последнего района на Приволжской моноклинали существуют аномально высокие пластовые давления (АВПД) при коэффициенте аномальности 1,4–1,75. В пределах моноклинали глубокозалегающие залежи выявлены на площадях Петроввольской, Камышинской, Восточно-Уметской, Перешепновской, Николаевской.

Весьма характерным представителем коллекторов порового типа является песчаник, слагающий пласт старооскольского горизонта в разрезе Петроввольской площади на глубине 4,8 км. Мощность его 5 м, пористость 18%, проницаемость, по данным опробования, $140 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. В разрезе Камышинской площади этот песчаник залегает на глубине 5–5,1 км. Его мощность 6 м, пористость по керну 7,5%. Песчаники в обоих случаях кварцевые, мелкозернистые, алевритистые, слабоглинистые, с пятнами яснозернистого кальцита, с межзерновой пористостью.

В скв. 4 Николаевской площади коллекторы порового типа встречены

¹ По-видимому, здесь проявляются и процессы катагенеза, которые, как известно, интенсивнее протекают в маломощных пластах, охватывая их от кровли до подошвы. В мощных же пластах обычно интенсивному изменению подвергаются только прикровельные и приподошвенные части пластов. — Прим. ред.

на наибольшей глубине – 5136–5144 м. Из этой скважины получен приток нефти дебитом 180 т/сут. Продуктивный пласт пашийского возраста имеет мощность 2 м, максимальную пористость 20%, проницаемость $74 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Вмешает его литологически неоднородная пачка пород, представленная часто переслаивающимися аргиллитами и алевролитами, содержащими морскую фауну и тонкодисперсную органику. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, алевритистые, кварцевые с глинистым, местами карбонатным (3–5%) цементом, неравномерно сгусткового типа. Порода содержит сидерит, хлорит. Несмотря на то что порода подверглась вторичным изменениям (окварцевание, хлоритизация, кальцитизация, сидеритизация), она сохранила межзерновую пористость (до 12–20%). Все изученные по керну коллекторы являются первично-поровыми, но с несколько уменьшенной емкостью пор в результате более плотной укладки зерен и выделения аутогенных минералов.

Пористость глубокозалегающих кварцевых песчаников терригенного девона на Приволжской моноклинали выше, чем на тех же глубинах в разрезах Доно-Медведицкого вала, а геотермический градиент почти в 2 раза ниже ($2,5^\circ\text{C}/100 \text{ м}$ против $4,5^\circ\text{C}/100 \text{ м}$). Различия в пористости мы объясняем тремя причинами: низким геотермическим градиентом, наличием АВПД и отсутствием на Приволжской моноклинали восходящих тектонических движений (вследствие этого современные глубины залегания пород здесь одновременно являются и максимальными). На Доно-Медведицком валу эти показатели в зонах развития девонских песчаников имеют противоположное значение. В частности, до инверсии породы находились на глубинах, превышающих современные, и это отразилось на степени их уплотнения.

Наряду с Приволжской моноклиналью к таким районам в пределах Волгоградской области может быть отнесена и Прикаспийская впадина. Есть основания считать, что песчаники подсолевых отложений Волгоградской части Прикаспийской впадины при наличии благоприятных фаций могут быть коллекторами порового типа на глубинах свыше 5 км.

УДК 552.5 (479.22)

Ш.К. Китовани, А.О. Такаишвили, С.В. Гудушаури

ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ВУЛКАНОГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИБИЛИССКОГО РАЙОНА

Изучение фильтрационно-емкостных свойств трещинных коллекторов вулканогенных пород среднего эоценаПритбилисского района необходимо для оценки промышленной значимости этих пород для поисков в них нефти и газа. Однако решение этой задачи весьма сложно, поскольку исследование поступающего из скважин кернового материала дает представление лишь о коллекторских свойствах матрицы, но не о трещинных пустотах и проницаемости пород-коллекторов в целом.

С другой стороны, судя по обильным поглощениям промывочной жидкости в процессе бурения, а также по высоким дебитам флюидов в процессе эксплуатации скважин, можно полагать, что трещиноватые вулкано-

генные породы Притбилисского района обладают хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. То обстоятельство, что модальные значения пористости матрицы нефтенасыщенных пород среднего эоцена нефтяного месторождения Самгори-Патардзеули колеблются от 3 до 6%, а проницаемости — от нуля до первых единиц 10^{-15} м^2 , говорит о развитии в рассматриваемых породах системы раскрытых трещин, обеспечивающих высокие коллекторские качества.

Данные о характере среднезоценовых коллекторов получены в результате полевого изучения их трещиноватости, что стало возможным благодаря хорошей обнаженности этих отложений в окрестностях г. Тбилиси. Фактический материал обрабатывался методами математической статистики. Кроме того, были широко использованы результаты промыслового-геофизических и промыслово-геологических исследований скважин. Обобщение материала показало прямую корреляционную связь между частотой трещин и мощностью пласта, что согласуется с выводами других авторов [Дорофеева, Татаринова, 1965; Рац, 1962; Смехов, 1961]: пласты определенной мощности имеют и установленную трещинную пустотность, величина которой лишь в незначительной степени зависит от литологического состава пород.

Раскрытость трещин (по керну) колеблется от долей миллиметра до 2 см и более. Но сильно раскрытые, зияющие трещины встречаются редко; гораздо чаще — трещины, раскрытость которых не превышает 1–1,5 мм. Они, видимо, и обеспечивают хорошие фильтрационно-емкостные свойства среднезоценовых коллекторов. Полевые наблюдения показывают, что широко раскрытые трещины (от 5 мм и более) наблюдаются в пластах мощностью более 0,15 м. С увеличением мощности пласта раскрытость трещин резко возрастает, достигая порой 20 см и более, а в пластах мощностью менее 0,15 м, наоборот, резко уменьшается (менее 1 мм), что указывает на прямую корреляционную связь между мощностью пласта и раскрытостью трещин.

По промысловым геолого-геофизическим данным, коллекторские свойства рассматриваемых отложений в разрезе месторождения Самгори-Патардзеули меняются в широких пределах: трещинная пустотность — от 0,1 до 6% (средневзвешенное значение 1,25%), проницаемость — от единиц до $3 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ (среднее значение около $0,2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$).

Как известно, пористость, или трещинная пустотность, характеризует только емкостные свойства коллекторов, и судить по ее величине о фильтрационной способности коллектора можно лишь ориентировочно. Для установления емкостно-фильтрационной характеристики трещинных вулканогенных коллекторов среднего эоцена Притбилисского района, а также определения нижнего предела трещинной пустотности промышленного значения была составлена статистическая зависимость между трещинной пустотностью и проницаемостью. Величины проницаемости были определены на основе промыслово-геологических данных — по интервалам притоков нефти в скважинах и значениям трещинной пустотности для этих интервалов. В результате сопоставления величин трещинной пустотности и проницаемости по одним и тем же продуктивным интервалам методом корреляционного анализа была найдена зависимость между этими параметрами (рис. 1) $m_{tp} = 0,281 + 0,82 \lg k_{np}$. Коэффициент корреляции $r = 0,817$.

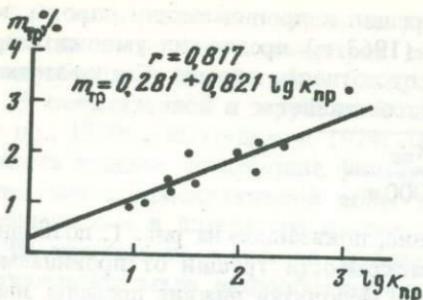


Рис. 1. Зависимость проницаемости ($\lg k_{\text{пр}}$) от трещинной пустотности ($m_{\text{тр}}$)

Рис. 2. Зависимость проницаемости ($\lg k_{\text{пр}}$) от продуктивности (k) скважин

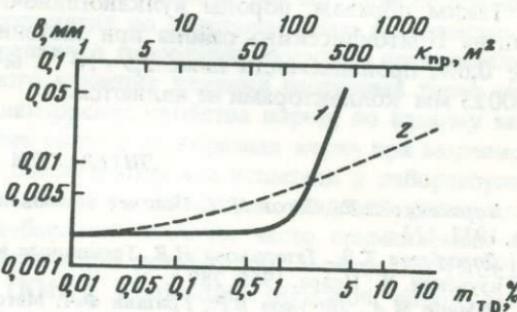


Рис. 3. Зависимость раскрытия трещин (b) от: 1 — трещинной пустотности ($m_{\text{тр}}$), 2 — проницаемости ($k_{\text{пр}}$)

Как отмечалось [Борисенко, Сосон, 1973], обычно нижним пределом проницаемости является величина $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Находим соответствующую этому значению предельную величину трещинной пустотности. Из рис. 1 видно, что проницаемость $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ соответствует значению трещинной пустотности, равной 0,28%, что в соответствии с принятой методикой, видимо, и следует рассматривать в качестве предельно низкого значения. Однако изложенная методика определения нижнего промышленного предела трещинной пустотности является в известной степени условной.

Согласно данным М.А. Жданова и других [1967], нижний предел промышленной проницаемости следует определять сопоставлением величин проницаемости коллектора с производительностью скважин. С использованием такого подхода была построена зависимость между проницаемостью и производительностью трещинных коллекторов среднего зоэна на месторождении Самгори-Патардзеули (рис. 2). Видно, что предельное значение проницаемости, при котором пластины остаются промышленно продуктивными, составляет $2,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Принимая во внимание эту величину и сопоставляя ее со значением проницаемости на рис. 1, можно заключить, что нижний предел трещинной пустотности в данном случае составляет 0,6%. Возникает вопрос: каким должен быть нижний предел раскрытия трещин пород коллектора, чтобы она была промышленно продуктивной?

По А.А. Ханину [1976], $k_{\text{пр}} = 85000 b^2$, где $k_{\text{пр}}$ — проницаемость трещины (в м^2), b — раскрытие трещины (в мм).

Для перехода от проницаемости трещин к проницаемости породы, которую эта трещина сечет, Е.С. Ромм (1963 г.) предложил умножить правую часть равенства на трещинную пустотность породы. Следовательно, проницаемость породы, по Е.С. Ромму, составляет

$$k_{\text{пр}} = 85 \ 000 b^2 m_{\text{тр}}, \text{ где } b = \sqrt{\frac{k_{\text{пр}}}{85 \ 000 m_{\text{тр}}}}.$$

Эти формулы, а также соотношение, показанное на рис. 1, позволили построить зависимость изменения раскрытия трещин от проницаемости и трещинной пустотности (рис. 3). Используя нижние пределы значения трещинной пустотности и проницаемости, получаем, что при раскрытии трещин ниже значения 0,0023 мм коллектор является непродуктивным.

Таким образом, породы вулканогенно-осадочных отложений среднего зоена Притоболисского района при значении трещинной пустотности ниже 0,6%, проницаемости ниже $2,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и раскрытии трещин ниже 0,0023 мм коллекторами не являются.

ЛИТЕРАТУРА

- Борисенко З.Г., Сосон М.Н. Подсчет запасов нефти объемным методом. М.: Недра, 1973. 173 с.
- Дорофеева Т.В., Татаринова И.В. Трещинные коллекторы нефти и газа и методы их изучения. Л.: Недра, 1965. 289 с.
- Жданов М.А., Лисунов В.Р., Гришин Ф.А. Методика и практика подсчета запасов нефти и газа. М.: Недра, 1967. 403 с.
- Рац М.В. К вопросу о зависимости густоты трещин от мощности слоя. Махачкала: Даг. кн. изд-во, 1962. 107 с.
- Смехов Е.М. Закономерности развития трещиноватости горных пород и трещинные коллекторы. Л.: Гостоптехиздат, 1961. 146 с.
- Хайн А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. М.: Недра, 1976. 293 с.

УДК 550.832.5

В.И. Грицишин, А.А. Гаранин

ВЛИЯНИЕ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ГРАНУЛЯРНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

При разбуривании продуктивных нефтегазоносных отложений промывочная жидкость или ее фильтрат, обработанные химическими реагентами, могут проникать в пласты-коллекторы на значительное расстояние. Для проницаемых пластов нижневизейских отложений Перекоповского и Коржевского нефтегазовых месторождений Днепровско-Донецкой впадины диаметр зоны проникновения, по данным бокового каротажного зондирования, достигает 8–16 диаметров скважины. При этом отмечается более глубокое проникновение промывочной жидкости в породы с низкими значениями пористости и проницаемости, в породах же с хорошими коллекторскими свойствами, в которых коэффициент пористости

(K_n), по данным акустического каротажа, больше 15%, оно невелико и едва достигает двух диаметров скважины. Объяснение этому явлению подробно дано в работе В.А. Сидоровского [1978].

В отечественной и зарубежной литературе [Сидоровский, 1978; Амиян и др., 1980; Гиматудинов, 1974; Пирсон, 1961] неоднократно подчеркивалось вредное воздействие фильтратов промывочных жидкостей на проницаемость прискважинной зоны пластов-коллекторов (ПЗП). Однако приведенные в литературе данные о влиянии на коллекторские свойства ПЗП химических реагентов, добавляемых в промывочные жидкости, не охватывают всего разнообразия физико-химических условий, существующих на отдельных конкретных нефтегазовых месторождениях. Задача оценки изменения фильтрационно-емкостных свойств ПЗП остается актуальной, поскольку ее решение позволяет качественно опробовать и испытать находящиеся в разведке газонефтяные залежи, а также правильно выбрать и применить мероприятия по восстановлению проницаемости в ПЗП. Эта задача частично решается гидродинамическими исследованиями скважин. Но для детального изучения влияния различных типов промывочных жидкостей на коллекторские свойства пород, по нашему мнению, необходимы лабораторные работы на образцах керна при моделировании глубинных условий. В связи с этим мы испытали в лабораторных условиях действие на образцы пород-коллекторов моделей фильтратов промывочных жидкостей с добавками наиболее часто применяемых химических реагентов: конденсированной сульфитспиртовой барды (КССБ) и карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ). Коллекция образцов пород была отобрана из продуктивных нижневизейских отложений указанных выше нефтегазовых месторождений и охарактеризована основными необходимыми для подобных исследований петрофизическими данными (см. таблицу). Минерализация моделей фильтратов C_f и процент добавки в них химических реагентов $C_{x,p}$ соответствовали реальным величинам таких в промывочных жидкостях, применяемых при разбуривании продуктивных отложений Перекоповского и Коржевского месторождений ($C_f = 35 \text{ г/л}$; $C_{x,p} \text{ КССБ} = 2\%$; $C_{x,p} \text{ КМЦ} = 0,2\%$).

Обоснование методики исследований приведено в работе В.И. Грицишина и А.А. Гаранина [1983]. Укажем лишь основные условия проведения эксперимента. В нашей работе использовалось специальное оборудование, позволяющее измерять в условиях, близких к пластовым, различные петрофизические характеристики цилиндрических образцов горных пород (электрическое сопротивление, скорость продольных ультразвуковых волн, проницаемость и остаточную водонасыщенность методом вытеснения), а также фильтровать через исследуемый образец промывочную жидкость или ее фильтрат. Образцы строгой одинаковой цилиндрической формы (диаметр $29,5 \pm 0,1 \text{ мм}$ и высота $30 \pm 0,5 \text{ мм}$) экстрагировались, отмывались от солей и насыщались моделью пластовой воды под вакуумом. Такой образец помещался в кернодержатель, где подвергался эффективному давлению и температуре, соответствующим глубине его отбора, и при стабилизации электрического сопротивления образца породы моделировались остаточная (неснижающаяся) водонасыщенность методом вытеснения гексаном, а также измерялась эффективная проницаемость по гексану. Гексан в условиях эксперимента представлял собой

Характеристика образцов песчаников до и после взаимодействия их с моделью фильтратов промывочных жидкостей

Интервалы отбора образцов пород, м	Физические свойства песчаников, насыщенных моделью пластовой воды			
	$K_{\text{п}}^{\text{эф}}, \%$	$K_{\text{пр}}, \text{м}^2$	$K_{\text{пр}}^{\text{эф}}, \text{м}^2$	Эффективный радиус поровых каналов* $R_{\text{эф}}, \text{мкм}$
<i>Перекоповское месторождение, скв. 1</i>				
4410–4414	15,9	0,295	0,09	—
4417–4420	17,7	0,531	0,14	9,5
4417–4420	16,1	0,280	0,094	—
4417–4420	16,4	0,261	0,103	6,6
4428–4429	17,2	0,280	0,114	7,7
4435–4439	12,0	0,044	0,0095	2,8
4435–4439	12,1	0,041	0,016	3,6
4439–4446	12,9	0,190	0,08	6,3
4439–4446	12,1	0,108	0,039	5,9
4439–4446	9,3	0,040	0,014	6,3
4439–4446	8,9	0,011	0,005	2,8
4439–4446	11,7	0,1169	0,061	7,3
4439–4446	6,1	0,0036	0,0015	—
4452–4460	10,8	0,0548	0,028	4,8
<i>Коржевское месторождение, скв. 1</i>				
4183–4191	15,1	0,072	0,164	14,2
4183–4191	7,1	0,0096	0,0074	5,6
4183–4191	8,3	0,0129	0,0074	6,3
4191–4195	—	0,014	0,0205	7,7
4195–4204	13,8	0,0158	0,111	12,2
4195–4204	—	0,0095	0,005	5,1
<i>Скв. 2</i>				
4174–4177	10,4	0,0128	0,014	0,68
4187–4192	—	0,0116	0,0074	5,7
4187–4192	5,5	0,0078	0,0007	—

* Под эффективным радиусом поровых каналов понимаем средний радиус цилиндрических каналов воображаемого образца, эквивалентного по своим размерам, форме и газопроницаемости исследуемому.

легко испаряющую, бесцветную жидкость, не взаимодействующую с породой [Овнатанов, Карапетов, 1970]. Это позволило повторять эксперимент на одном и том же образце породы без предварительной его очистки. Через образец прокачивали модель фильтрата промывочной жидкости в объеме, равном тройному объему образца породы. Под вакуумом образец донасыщали фильтратом до полного заполнения им порового пространства и выдерживали в фильтрате промывочной жидкости при пластовой температуре одни сутки. Затем повторяли процесс моделирования остаточной водонасыщенности образца породы и изменение эффективной проницаемости.

Изменение коллекторских свойств образцов песчаников под влиянием моделей фильтратов

без химических реагентов K_3 , %	с добавкой 2% КССБ		с добавкой 0,2% КМЦ-600	
	K_3 , %	σ	K_3 , %	σ
<i>Перекоповское месторождение, скв. 1</i>				
25	—	—	37	0,91
0	32	1,0	—	—
31	47	1,0	—	—
39	68	0,76	—	—
17	56	0,97	—	—
11	—	—	56	1,0
6	38	0,83	—	—
40	—	—	67	0,85
15	64	0,93	—	—
10	—	—	56	0,10
29	71	0,90	—	—
34	54	0,97	—	—
0	80	0,93	—	—
0	—	—	46	0,97
<i>Коржевское месторождение, скв. 1</i>				
24	—	—	62	1,0
35	—	—	77	0,86
0	32	1,0	—	—
21	54	—	—	—
15	—	—	82	1,0
10	—	—	52	—
<i>Скв. 2</i>				
27	—	—	65	0,67
41	59	—	—	—
14	57	0,53	—	—

По результатам измерений проводилось вычисление коэффициента закупорки K_3 и относительного изменения коэффициента эффективной проницаемости σ :

$$K_3 = \left(1 - \frac{K_{\text{пп}}^{\text{ЭФ+}}}{K_{\text{пп}}^{\text{ЭФ}}} \right) \cdot 100%; \quad (1)$$

$$\sigma = \frac{K_{\text{пп}}^{\text{ЭФ+}}}{K_{\text{пп}}^{\text{ЭФ}}}, \quad (2)$$

где $K_{\text{пп}}^{\text{ЭФ+}}$ и $K_{\text{пп}}^{\text{ЭФ}}$ – соответственно коэффициенты эффективной проница-

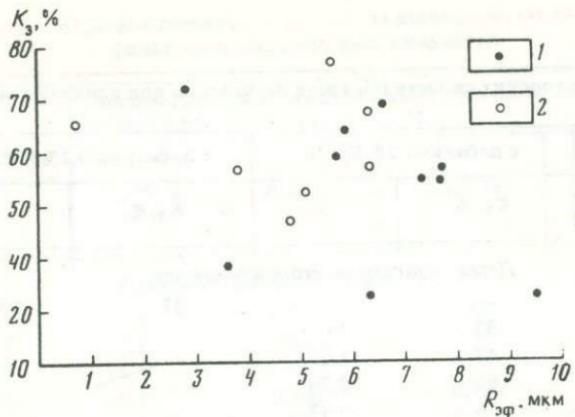


Рис. 1. Связь коэффициента закупорки с эффективным радиусом пор
1 – добавка к фильтрату 2% КССБ; 2 – добавка к фильтрату 0,2% КМЦ

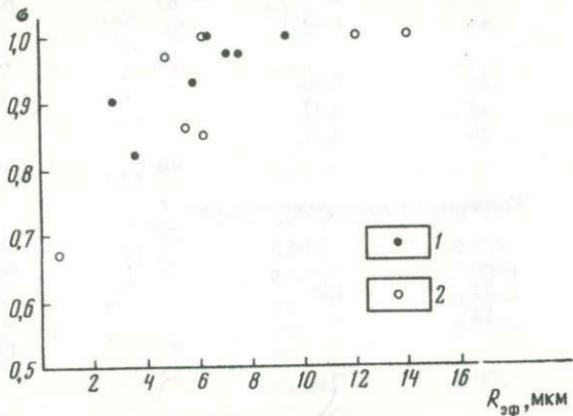


Рис. 2. Связь относительного изменения эффективной пористости с эффективным радиусом пор

1 – добавка к фильтрату 2% КССБ; 2 – добавка к фильтрату 0,2% КМЦ

ности образца породы по гексану после насыщения его моделью фильтрата и пластовой воды; $K_{\text{п}}^{\text{эф}+}$ и $K_{\text{п}}^{\text{эф}}$ – соответственно коэффициенты эффективной пористости образца породы при насыщении его моделями фильтрата и пластовой воды.

Петрофизические характеристики образцов пород и результаты экспериментальных исследований приведены в таблице.

Анализ полученных данных позволяет сделать следующие выводы:

1. Коллекторы продуктивных отложений нижнего карбона изучаемых месторождений при проникновении в них моделей фильтратов промывочных жидкостей могут значительно уменьшить свою эффективную проницаемость (на 30–80%). При этом коэффициент эффективной пористости наиболее существенно изменяется у пород с эффективным радиусом пор $R_{\text{эф}} = 1 \div 10 \text{ мкм}$. Для коллекторов с $R_{\text{эф}} > 10 \text{ мкм}$ изменение $K_{\text{п}}^{\text{эф}}$ незначительно.

2. Коэффициенты закупорки K_3 и относительного изменения эффективной пористости σ зависят от эффективного радиуса пор (рис. 1, 2). Поэтому данные порометрии могут существенно дополнить исследования по изучению изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в прискважинной зоне.

3. Между величиной K_3 и логарифмом коэффициента газопроницаемости наблюдается обратная корреляционная связь.

4. Модели фильтратов с добавкой 0,2% КМЦ-600 и с 2% КССБ для исследуемых образцов пород в равной степени изменяют их фильтрационно-емкостные свойства.

ЛИТЕРАТУРА

Амиян В.А., Амиян А.В., Васильева Н.П. Вскрытие и освоение нефтегазовых скважин. М.: Недра, 1980. 384 с.

Гиматудинов Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. М.: Недра, 1974. 703 с.

Грицишин В.И., Гаранин А.А. К методике оценки изменения коллекторских свойств прискважинной зоны пластов на образцах горных пород. – В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах: Тез. докл. на III Всесоюз. конф. М.: МИНХ и ГП, 1983, с. 183–184.

Овнатанов С.Т., Карапетов К.А. Нефтеотдача при разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1970. 336 с.

Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте: Пер. с англ. М.: Гостоптехиздат, 1961. 570 с.

Сидаровский В.А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. М.: Недра, 1978. 256 с.

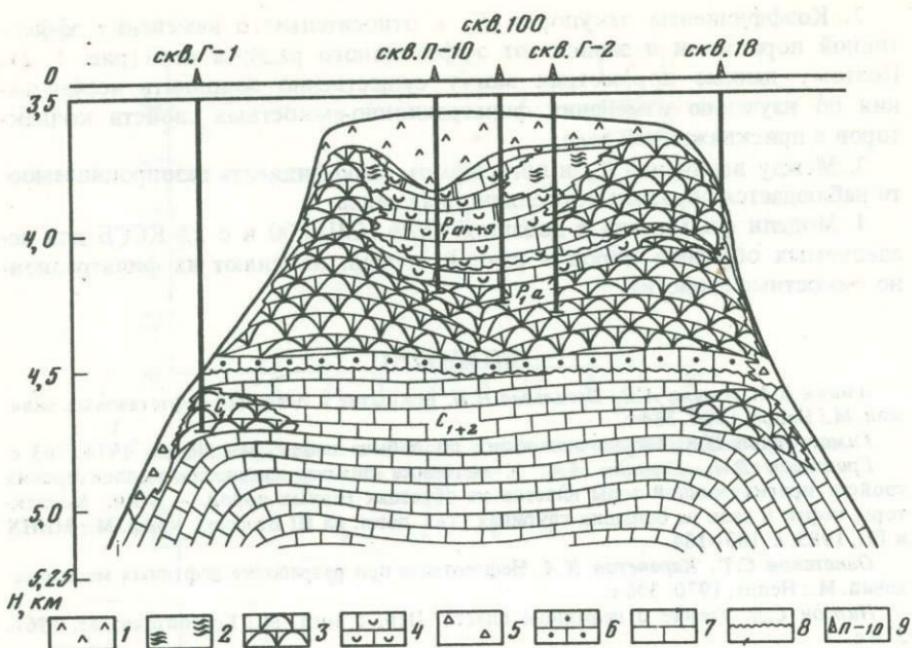
УДК 553.98:061.4:552.54

В.Б. Щеглов, Т.А. Югай, В.И. Клюев

КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ КАРАЧАГАНАКСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Карачаганакское месторождение находится во внутренней части северной бортовой зоны Прикаспийской впадины. Оно приурочено к крупному поднятию, которое по подсолевым карбонатным отложениям нижней перми, среднего и нижнего карбона имеет амплитуду более 1,5 км. В нижнепермских отложениях развит комплекс пород, образующий крупную рифогенную постройку со сложной морфоструктурой и внутренним строением. Постройка эта несогласно залегает на каменноугольном "цоколе" (см. рисунок) и находится на глубине 3,7–4,6 км. По нижне-среднекаменноугольным отложениям поднятие имеет менее сложное строение. Оно находится на глубине 4,6–5,3 км (и, вероятно, более), представляя собой карбонатную банку с пологими уклонами поверхности от центра к периферии и крутыми склонами. По всей мощности вскрытых отложений (3,7–5,3 км) встречаются интервалы продуктивных коллекторов промышленного значения. Их размещение в карбонатном массиве определилось условиями осадконакопления, диагенетическими и постдиагенетическими преобразованиями.

В составе продуктивной толщи выделены четыре основных седиментат-



Литолого-фациональный профиль продуктивной толщи Караганакского газоконденсатного месторождения

1 – сульфатно-карбонатные отложения; 2 – водорослевые биогермы; 3–7 – фации: 3 – рифового ядра, 4 – внутреннего склона рифа, 5 – внешнего склона рифа, 6 – открытого шельфа, 7 – мелководные волноприбойные; 8 – поверхность перерыва; 9 – скважины

ционных типа отложений, объединяющих породы, близкие по структурно-генетическим признакам: 1) биогермные; 2) органогенно-детритовые; 3) органогенно-обломочные; 4) биохемогенные. Распространение этих типов в карбонатном массиве показано в табл. 1.

Биогермные породы в процессе седиментации формировали жесткий каркас с кавернами, межформенными и внутриформенными порами. Они сложены тубифитами, строматолитами, мшанками, реже кораллами, встречающимися в различных количественных соотношениях. Биогермные породы образуют "ядро" нижнепермской рифогенной постройки, а также краевое обрамление каменноугольного поднятия (см. рис. 1). Исходные коллекторские свойства рифогенных пород были высокими. Пористость их современных аналогов достигает 25–50% [Кузнецов, 1978].

Органогенно-детритовые отложения, накапливавшиеся в волноприбойной зоне как рыхлые осадки, состоят из раковин и обломков фораминифер, криноидей, водорослей, мшанок и т.д., а также цементирующего их шлама и ила. Малоцементные разности (до 10%) обладают высокими значениями пористости – около 45% [Чилингар и др., 1971]. По мере увеличения шламового и илового материала первичная пористость уменьшается.

В нижней перми органогенно-детритовые отложения наиболее распространены в фациях внутреннего склона рифа, а в карбоне – в центральной части поднятия, где образуют мощную толщу (более 200 м).

Таблица 1
**Распространенность седиментационных типов пород,
их доломитизированных разностей (числитель)
и промышленных коллекторов (знаменатель), %**

Типы и разновидности пород	И	ИД	ДИ	Д	Итого
Биогермные и водорослевые	14,6	4,1	5,9	6,4	31,0
биоморфные	8,6	3,1	4,6	6,4	22,7
Органогенно-детритовые	19,5	10,9	10,0	9,5	49,9
	29,3	11,9	11,5	12,2	64,9
Органогенно-обломочные	1,5	0,8	0,7	1,9	4,9
	0,5	0,7	0,8	1,7	3,7
Биохемогенные	4,1	2,0	4,0	4,1	14,2
	1,0	1,3	2,5	3,9	8,7
Итого	39,7	17,8	20,6	21,9	100
	39,4	17,0	19,4	24,2	100

П р и м е ч а н и е. Содержание CaMgCO_3 , %: И (известняк) – 0–10, ИД (известняк доломитовый) – 10–50, ДИ (доломит известковый) – 50–90, Д (доломит) – 90–100. Таблица составлена по результатам петрографического, рентгено-минералогического и петрофизического изучения 1260 образцов.

Органогенно-обломочные отложения состоят из обломков ранее литифицированных пород, скематированных органогенно-детритовым, шламовым материалом. Они образуют гравитационные шлейфы на внешних склонах пермской и, вероятно, каменноугольной построек. Плохая гранулометрическая сортировка предопределила невысокую первичную пористость этих пород.

Биохемогенные отложения формировались в условиях застойной среды. Они сложены микролитом с примесью (5–30%) органогенного шлама и детрита (фрагменты криноидей, раковины фораминифер, кораллов). Биохемогенные отложения установлены в основании нижнепермской рифогенной постройки. Пористость и влагосодержание известковых илов, близких к глинистым, вероятно, составляли 80–90%. Сильное их уплотнение происходило при погружении уже на глубину нескольких десятков сантиметров [Чилингар и др., 1971].

Постседиментационные изменения (доломитизация, кальцитизация, ангидритизация, окварцевание, перекристаллизация, грануляция, цементация, выщелачивание, гравитационное уплотнение и трещиноватость) существенно изменяли вещественный состав, структурные особенности и как следствие – коллекторские свойства карбонатных пород. В проявлении постседиментационных изменений установлены некоторые особенности. Весьма слабо доломитизированы органогенно-детритовые отложения внутренней части каменноугольного поднятия (скв. 4, 9, 11, 12). В них также слабо проявлены сульфатная минерализация. В заметной степени эти породы претерпели цементацию вторичным кальцитом, грануляцию, выщелачивание и перекристаллизацию (скв. 4, 9, 11, 12).

Породы рифогенного обрамления каменноугольного поднятия (скв. 1,

Таблица 2

Средние значения пористости (> 6%) и проницаемости пород-коллекторов различного состава и возраста

Возраст, глубина за- легания, км	Порода	Средние значения	
		открытой по- ристости, %	проницаемости*, $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$
Сакмаро-артинский, 3,7–4,2	Известняк	8,8	0,12 (205)
	Доломитовый извест- няк	11,6	0,88 (216)
	Доломит	12,1	2,15 (142)
Ассельский, 4–4,6	Известняк	10,0	0,41 (93)
	Доломитовый извест- няк	11,2	0,87 (170)
	Доломит	12,5	1,8 (105)
Каменноугольный, 4,6–5,3	Известняк	10,1	0,75 (152)
	Доломитовый извест- няк	9,4	0,15 (55)
	Доломит	9,1	0,22 (99)

*Среднелогарифмические значения проницаемости. В скобках – количество образцов.

5, 13) испытали сильную перекристаллизацию, участками – доломитизацию, цементацию порового пространства вторичными карбонатами и ангидритом. Умеренное выщелачивание с образованием вторичных пор и каверн проявлялось неравномерно.

В нижнепермском рифогенном комплексе доломитизация, ангидритизация, выщелачивание и цементация, по-видимому, контролировались зонами трещиноватости. Вследствие этого в близко расположенных скважинах однотипные породы имеют контрастно отличающиеся постседиментационные изменения.

Коллекторы Караганакского месторождения связаны с различными типами и разновидностями пород (см. табл. 1). По классификации К.И. Багринцевой [1977], по емкостным и фильтрационным свойствам (табл. 2) они относятся главным образом к IV–VII классам. Пустотное пространство коллекторов представлено порами, кавернами и трещинами.

Основное значение имеет поровая емкость. Выделены первичные и вторичные поры. Первичные поры подразделяются на внутриформенные и межформенные. Межформенные поры изометричны, полигональны, со сложной конфигурацией, размером до 0,3 мм. Морфология внутриформенных пор (камеры, септы) проще, а размеры меньше (до 0,1 мм). Вторичные поры образованы путем полного или частичного выщелачивания органических остатков, растворения микрозернистой матрицы, особенно вдоль трещин, а также при перекристаллизации. Конфигурация таких пор разнообразная: округло-изометричная, неправильная, трубчатая, щелевидная. Порометрические характеристики получены для 20 фотографий пришлифовок, обработанных на ЭВМ. Количество пор, %: тонких (0,01–0,05 мм) – от 14,3 до 21,8, мелких (0,05–0,25 мм) – от

41,9 до 52,0, средних (0,25–0,5 мм) – от 14,9 до 23,6, крупных (0,5–1,0 мм) – от 6,6 до 13,0%. Распределение пор в коллекторе может быть равномерным и весьма неравномерным. Значения открытой пористости от 6 до 25%, в единичных случаях достигают 30–32%.

Кавернозные породы составляют около 22% мощности коллекторов. Первичные каверны относительно редки и встречаются в биогермных породах, большая их часть залечена карбонатами и ангидритом. Вторичные каверны образованы путем выщелачивания органических остатков и матрицы по трещинам и на их пересечении. Каверны простой, сложной, изометричной, удлиненной формы размером 10–15 мм распределены неравномерно, иногда зонально. Емкость внешних каверн, определенная путем измерения объема образцов и их гидростатического веса, варьирует от 0,2 до 6,5%.

Трещиноватые породы в среднем составляют около 25% разрезов скважин. Встречаются единичные и сгруппированные, субпараллельные вертикальные (частота встречаемости 36,8%), наклонные (31,2%), горизонтальные (32%) трещины. Система трещиноватости, развитая в продуктивном комплексе, не препятствовала вертикальной, диагональной и латеральной миграции флюида. Л.П. Григорьева (ВНИГРИ) изучала трещиноватость в больших шлифах. Установлено, что наиболее часто трещиноватость обнаруживается в ангидритизированных доломитах (50%), реже в доломитах (30%), известковых доломитах (15%), известняках (5%). При этом трещинная проницаемость изменяется от 1,7 до $8,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, составляя в среднем $4,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Таким образом, на Караганакском месторождении имеются коллекторы порового, каверново-порового, трещинно-порового, трещинно-кавернового-порового типов.

В отложениях нижней перми наиболее мощные пласти коллекторов приходятся на рифогенные накопления (скв. 2). В межрифовых (скв. П-10) и склоновых (скв. 4) фациях мощность пластов-коллекторов уменьшается, они расслаиваются, некоторые из них выклиниваются, а емкостные свойства пород ухудшаются. Изменчивость мощности и качества коллекторов по простиранию, обусловленные литологической неоднородностью пород, не позволяют однозначно прокоррелировать отдельные коллекторские пласти. Сами коллекторы имеют переменный вещественный состав (известковый, известково-доломитовый, доломитовый с примесью ангидрита) и часто характеризуются сложным трещинно-каверново-поровым емкостным пространством.

В каменноугольных органогенно-детритовых отложениях внутренней части поднятия породы-коллекторы имеют большую мощность (скв. 11) и хорошую выдержанность по простиранию (скв. 4, 9, 11, 12). Они имеют преимущественно известковый состав с незначительной примесью доломита и ангидрита и представлены главным образом поровыми, реже трещинно-поровыми типами коллекторов с относительно устойчивыми фильтрационно-емкостными показателями. Эти породы характеризуются пониженными прочностными свойствами. Есть основания считать, что при катагенезе известняки были подвержены разуплотнению. Одним из возможных процессов разуплотнения является грануляция. Гранулированные органические остатки и участки цемента обладают тонкой пористостью,

что выявлено при пропитке их окрашенными смолами. В рифогенном обрамлении каменноугольного поднятия большая эффективная мощность промышленных коллекторов установлена в скв. 13 на глубине более 5 км. Породы-коллекторы имеют здесь известковый, известково-доломитовый и доломитовый состав, более сложное каверново-поровое пространство и пониженные значения фильтрационно-емкостных свойств.

Анализ причинно-следственной зависимости коллекторских свойств от процессов литогенеза позволяет отметить следующее. Улучшенные коллекторские свойства каменноугольных органогенно-детритовых известняков (по сравнению с нижнепермскими), несмотря на большую глубину их залегания, очевидно, объясняются благоприятными условиями накопления и захоронения отложений на своде и в присводовой части структуры. Коллекторы каменноугольной рифогенной постройки (по сравнению с нижнепермской) имеют пониженную пористость и проницаемость. Это может быть связано с большей глубиной залегания и с неблагоприятной структурной позицией (краевое обрамление поднятия). Граница между основной отмелю и средней зоной шельфа является тектоно-седиментационной. Унаследованные блоковые движения могли активизировать явление прогрессивного катагенеза в рифогенном обрамлении каменноугольного поднятия. В этом аспекте возможна аналогия с барьерными рифами бортового уступа Прикаспийской впадины, для которых установлено ухудшение коллекторских свойств [Камалов и др., 1982].

Карачаганакское месторождение показывает возможность обнаружения месторождений на больших глубинах. С целью определения запасов углеводородов и оптимальной технологии их извлечения необходимо дальнейшее выяснение особенностей коллекторских свойств, слагающих месторождение пород.

ЛИТЕРАТУРА

- Багринцева К.И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1977. 219 с.
- Камалов С.М., Бахтияров Р.Б., Матлошинский Н.Г. Коллекторы нефти и газа в палеозийских карбонатных отложениях северной бортовой зоны Прикаспийской впадины. — В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах: Тез. докл. III Всесоюз. конф. М.: МИНХиГП, 1982, с. 76–77.
- Кузнецов В.Г. Геология рифов и их нефтегазоносность. М.: Недра, 1978. 303 с.
- Чилингар Дж.В., Биссел Х.Дж., Волф К.Х. Диагенез (катагенез) карбонатных пород. — В кн.: Диагенез и катагенез осадочных образований. М.: Мир, 1971, с. 165–291.

И.М. Горбанец

ВЛИЯНИЕ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ
НА СОХРАНЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ
В ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ КУМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ
ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО ПРОГИБА

В последние годы в Краснодарском крае поиски залежей углеводородов (УВ), приуроченных к отложениям кумской свиты эоцена, в пределах Западно-Кубанского прогиба ведутся на глубинах выше 4 км. В настоящее время открыты месторождения Левкинское, Северское, Западно-Афипское. Они приурочены к различным антиклинальным зонам; первое – к Левкинской, два других – к Северской.

Левкинская антиклинальная зона расположена к северу от Ахтырской системы взбросо-надвигов, и породы ее испытали интенсивные тектонические деформации в условиях преобладающего длительного сжатия в термодинамической обстановке, благоприятной для генерации УВ, их перераспределения и накопления в дальнейшем в зонах трещиноватости.

При детальном изучении кернового материала из кумской свиты Левкинского, Северного и Западно-Афипского месторождений необходимо было проследить, как изменяются коллекторские свойства с глубиной, какие типы коллекторов можно ожидать на глубинах выше 4 км в пределах Западно-Кубанского прогиба, а также попытаться определить время формирования залежей и условия их сохранения.

Литологическая характеристика отложений кумской свиты по разрезам площадей разных тектонических зон неодинакова. На Левкинской площади – это типичное флишоидное переслаивание тонкозернистых алевролитов, глин, аргиллитов, реже карбонатных пород, аналогичное тому, которое имеет место в разрезах площадей южного борта Западно-Кубанского прогиба (Новодмитриевская, Восточно-Северская, Глубокоярская). Мощность прослоев алевролитов от 5–15 см до 1–1,5 м и редко больше. На Северской площади разрез мало похож на флиш: преобладают монолитные, однородные пачки алевролитов мощностью до 7–10 м. Состав пордообразующих компонентов на всех площадях одинаков, окатанность обломков слабая. В разрезах площадей Северской и Западно-Афипской обломочный материал отсортирован лучше и обломки крупнее. В разрезе Левкинской площади преобладают тонкозернистые, плохо отсортированные алевролиты. Цементирующий глинистый материал также различен. В разрезе последней площади он по составу монтмориллонит-гидрослюдистый с значительной примесью смешанослойных, а на Северской и Западно-Афипской площадях – в основном гидрослюдистый, с примесью хлорита и тонкодисперсного каолинита.

Формирование коллекторских свойств, как известно, зависит от условий седиментогенеза и постседиментационных катагенетических преобразований пород. Первые на территории южного борта Западно-Кубанского прогиба в кумское время были благоприятны для формирования гранулярных коллекторов, развитых на площадях Новодмитриевской, Калужской, Глубокоярской, Абино-Украинской. В разрезах Левкинской

и Северской антиклиналей постседиментационные преобразования привели к заметному ухудшению коллекторских свойств пород. Произошло это в результате механического уплотнения пород под воздействием лежащей выше толщи, а также вследствие химического уплотнения, проявившегося в заполнении порового пространства аутигенными минералами. С глубиной нарастает интенсивность процессов аутигенного минералообразования, особенно окварцевания и окремнения, развиваются структуры уплотнения, вторичные межзерновые контакты. Все это приводит к образованию сливных кварцитоподобных структур. Породы становятся хрупкими.

Левкинская антиклинальная зона расположена в зоне активной неотектоники, которая вызывает региональное сжатие и растрескивание пород по всему разрезу кумских отложений с образованием системы открытых микротрещин. При просвечивании образцов пород под люминесцентной лампой при воздействии хлороформом наблюдается интенсивное голубое свечение в трещинах и менее интенсивное — в матрице. Изучение пород в шлифах также указывает на достаточно развитую систему микротрещин. Таким образом, можно говорить, что трещины в алеврито-глинистых породах Левкинского месторождения становятся основной емкостью для УВ и имеют определяющее значение при фильтрации флюидов в толще.

Северская антиклинальная зона находится во внутренней зоне Западно-Кубанского прогиба в относительно спокойных тектонических условиях. Мощные пачки (7–10 м) алевролитов в сочетании с большей крупностью и лучшей отсортированностью обломочного материала и выделение аутигенного кварца в количестве 4–7% создали условия для образования прочных сливных контактов между зернами, способных противостоять воздействию геостатического давления. Это привело к сохранению на больших глубинах (более 5 км) гранулярной пористости (10–18%). Фильтрационные же свойства алевролитов невысокие ($1-14 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$), что объясняется незначительным размером основных фильтрующих каналов. Отличие типа коллекторов Левкинского и Северского месторождений объясняется двумя основными причинами — различными первичными генетическими особенностями разреза и разным тектоническим режимом зон, в которых эти месторождения находятся. Как говорилось выше, кумская свита в разрезе Левкинского месторождения представлена флишоидными тонкопереслаивающимися алеврито-глинистыми породами, которые отличаются замедленным водообменом и расположены в зоне активной неотектоники. На месторождениях Северской группы эта свита сложена толстоплитчатыми алевролитами, в которых движение вод осуществляется свободно и которые устойчивы в отношении тектонических напряжений.

Выяснение последовательности кристаллизации аутигенных минералов в нефтенасыщенных породах и их морфологические соотношения с битумом позволяют косвенно судить об истории формирования залежей. На Северской площади газонефтенасыщенность разреза наиболее детально изучалась по керну скв. 5, пробуренной на известково-битумном растворе. Это месторождение классифицируется как газоконденсатное, хотя первоначально предполагалось, что оно нефтяное с газовой шапкой, по-

скольку при изучении шлифов было установлено, что поровое пространство пород до глубины 5290 м не заполнено ничем. Глубже поры в алевролитах оказались выполнены темно-бурым, почти черным, битумом нефтяного ряда. Битум отмечался в форме сгустков, пленок вокруг обломочных зерен, пропитывал глинистое вещество цемента.

Выявление взаимоотношений битума и аутигенных минералов, а также сравнение интенсивности постседиментационных преобразований алевролитов Северского и Западно-Афипского месторождений с аналогичными породами месторождений южного борта Западно-Кубанского прогиба позволяют предположить, что формирование залежей было длительным. Заполнение коллекторов УВ началось, вероятнее всего, на глубинах 2–2,5 км, и при этом образовалась нефтяная залежь с газовой шапкой. Погружение залежи на глубину свыше 4,5 км в зону высоких давлений (60–65 МПа) и температур (150–170°С) привело к образованию двухфазной нефтегазоконденсатной системы. Произошло ретроградное испарение легких фракций нефти и растворение их в газовой шапке. В нефтяной оторочке остались тяжелые фракции УВ, практически не извлекаемые из-за низких фильтрационных свойств алевролитов. Произошло переформирование Северского месторождения. В настоящее время оно может рассматриваться как газоконденсатное с остаточной нефтяной оторочкой.

Иначе обстоит дело на Левкинской площади. Нефтенасыщенность матрицы коллектора низкая (5–30%) – данные по керну (40 определений) из скв. 140, пробуренной на известково-битумном растворе. Только в двух образцах значения достигали 40–56%. Очевидно, на раннем этапе развития структуры, когда коллекторы не были интенсивно изменены и обладали хорошими емкостными и фильтрационными свойствами, формирование залежи происходило в условиях либо недостаточного поступления УВ, либо структура в зоне генерации УВ находилась недолго и ловушка не была полностью заполнена. Залежь образовалась позже, на стадии позднего катагенеза. Нефть пришла по тектоническим трещинам и локализовалась в трещиноватых зонах Левкинской антиклинали. Это подтверждается фактическими данными разработки этого месторождения.

Таким образом, рассматривая вопрос перспективной оценки глубоко-погруженных кумских отложений Западно-Кубанского прогиба на нефть и газ, необходимо отметить важность комплексного подхода к изучению литолого-генетических особенностей пород, региональных тектонических напряжений и времени прихода УВ в породы-коллекторы. Ибо эти факторы в конечном итоге определяют тип коллектора и возможность сохранения УВ в толще. В пределах Западно-Кубанского прогиба в отложениях кумской свиты, залегающей глубже 5 км, перспективы открытия нефтяных залежей низкие. Более вероятны открытия газоконденсатных и газовых залежей.

A.B. Томкина

**ВЛИЯНИЕ БОЛЬШИХ ГЛУБИН И ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАПРЯЖЕНИЙ
НА ИЗМЕНЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ
И ЭКРАНИРУЮЩИХ СВОЙСТВ ПОРОД
(НА ПРИМЕРЕ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ)**

Нижнемеловые отложения в восточном Предкавказье имеют повсеместное распространение. Мощность их колеблется от 500 до 1300 м, причем наибольшая отмечается в районе краевого Терско-Каспийского прогиба. Она сокращается в северном и западном направлениях как за счет некоторого уменьшения мощности отдельных пластов и пачек, так и вследствие выпадения из разреза нижних горизонтов. Таким образом, наиболее широко развиты в регионе отложения верхней части нижнемелового комплекса.

Для сравнения данных по продуктивности нижнемеловых отложений, залегающих на различных глубинах, используются стратиграфически полные разрезы Терско-Каспийского краевого прогиба и Прикумского платформенного района.

Отложения нижнего мела представлены толщами чередующихся песчано-алевритовых, а в низах разреза — карбонатных пластов с маломощными прослоями глин. Литологическая выдержанность нижнемеловых отложений, накапливавшихся в едином седиментационном бассейне, позволяет проследить по всей территории Восточного Предкавказья 13 (I—XIII) пластов-коллекторов, установленных по промысловой номенклатуре. Но возраст этих пластов в рассматриваемых районах неодинаков вследствие миграции фации и смещения литолого-стратиграфических границ, разделяющих толщи (свиты) по отношению к хроностратиграфическим границам ярусной шкалы. Так, в Терско-Сунженском районе к готеривскому ярусу относятся отложения с XII по X пласт, к барремскому — с IX по VI, к аптскому — с V по II, а альбский ярус представлен глинами (аналог I пласта). В Прикумском районе к готеривскому ярусу отнесен XII пласт, к барремскому — XI—IX и низы VIII, к аптскому — XIII—V, альбскому — IV—I. XIII пласт в прогибе датируется как валанжин, а на платформенной территории отнесен к верхнеюрско-берриас-валанжинским отложениям¹.

Неокомские отложения представлены преимущественно карбонатными породами (доломиты, известняки и известковистые песчаники). Мощности всех пластов значительно увеличиваются в сторону прогиба, где в основании (ниже XIII пласта) нарашивается 500-метровая, известковистая толща (берриас-валанжинского возраста).

Апт-альбские отложения повсеместно представлены исключительно терригенными породами. При сравнении разрезов двух рассматриваемых районов можно отметить, что в Прикумском наиболее опесчаненными являются верхи нижнемелового разреза, в кровле которого находится массивный песчано-алевритовый пласт (I), в то время как в прогибе альб-

¹ Стратификация промысловых пластов проводится по данным местных геологов.
Прим. ред.

ские отложения представлены 140–180-метровой глинистой толщой. Нижележащие VII и VI песчано-алевритовые пласти, наоборот, наиболее глинистые на платформе, особенно в восточной ее части. В значительном по мощности V пласте глинисто-алевритового состава повсеместно выделяются два сильно опесчаненных пропластка: V₁ и V₂.

Отмеченные особенности состава нижнемеловых отложений и различия в геологическом развитии рассматриваемых районов обусловили особенности размещения коллекторов и экранов как в разрезе, так и по площади. Это отразилось на нефтенасыщении отложений нижнего мела.

На платформенной территории, характеризующейся относительно спокойным тектоническим режимом, нижнемеловые отложения залегают на глубинах 2,5–4 км и осложнены многочисленными локальными поднятиями. Структуры имеют небольшие размеры (до 10 × 5 км), в плане изометричны и состоят обычно из двух-трех куполов. Амплитуды поднятий от 20–30 до 50–80 м. Большинство из них продуктивны.

В Прикумском районе присутствие глин в средней части разреза (VI и VII пласти) обуславливает основную нефтенасыщенность неокомских отложений. Наибольшее число залежей здесь связано с VIII и IX пластами. Ловушки в этих пластах характеризуются наибольшим заполнением. В X–XII пластах на ограниченном количестве площадей обнаружены недозаполненные залежи или отмечались нефтепроявления. Регионально продуктивным является и базальный XIII пласт, залегающий на отложениях средней юры.

В альт-альбских отложениях скопления УВ встречаются спорадически. Так, на Колодезненском месторождении обнаружены сводовые водоплашающие залежи в пластах IV, V₁ и V₂. На ряде площадей отмечается незначительное заполнение нефтью I массивного альбского пласта.

На платформенной территории в нефесодержащих терригенных пластиах развиты коллекторы порового типа с открытой пористостью до 20–30% и с высокой проницаемостью. Карбонатные коллекторы отмечаются в кавернозных известняках, которые также характеризуются значительной вторичной пористостью (до 27%). Маломощные прослои глин разделяют и удерживают отдельные, в основном пластовые сводовые, залежи. В сложно построенных пластах VIII и XIII последние имеют и латеральные литологические ограничения.

В Терско-Каспийском краевом прогибе в пределах Передовых хребтов верхи нижнего мела залегают на глубине 2–5 км. Однако до инверсионного подъема в предлиоценовое время нижнемеловые отложения в осевой части прогиба были погружены на глубину до 4–8 км (по аналогии с окружающими депрессиями). В Терской и Сунженской антиклинальных зонах мезозойские структуры представлены крупными брахиантклиналями (от 10 × 3 до 43 × 3 км) с крутыми углами падения слоев на крыльях, осложненных разрывными нарушениями.

Нижнемеловые песчано-алевритовые породы, испытавшие большое погружение, уплотнены, и максимальные значения их открытой пористости составляют 10–12%. Однако инверсионное развитие района, разрывная тектоника и высокая амплитуда (до 1,5 км) пликативных дислокаций способствовали сильному дроблению пород. Отсюда емкостные свойства как карбонатных, так и терригенных коллекторов связаны в первую

очередь с трещинами и развитыми вдоль них различными полостями расширения. Уплотненные маломощные глинистые прослои также пронизаны системой трещин и не являются флюидоупорами. В связи с этим в нижнемеловом разрезе многочисленные залежи связаны с верхней, песчанистой частью аптских отложений, находящейся под мощной глинистой пачкой альбского возраста (от двух до пяти нефтенасыщенных пластов). Так, на структуре Ахлово продуктивны II и III пласти, на площади Старо-Грозненская к ним добавляется нефтенасыщение IV пласта, на площадях Малгобек-Вознесенская и Хаян-Корт – V₁, а Карабулак-Ачалукская – V₂ пластов. Характерно, что продуктивные пласти апта и разделяющие их глинистые прослои пронизаны системой многочисленных трещин, благодаря чему все пласти составляют единый резервуар. Эти многопластовые залежи массивного типа имеют единый водонефтяной контакт и характеризуются большим этажом нефтенасыщенности. Так, залежь на Карабулак-Ачалукской площади, состоящей из пяти продуктивных пластов, имеет этаж нефтеносности около 500 м.

В неокомских отложениях залежи встречены на единичных площадях. В массивной известняковой толще берриас-валанжина обнаружены небольшие залежи на площадях Малгобек-Вознесенская и Заманкульская. На последней продуктивны также два барремских пласта (VII, IX). Но выше в разрезе аптских отложений нефтяные залежи не встречены. Отличительной чертой этой площади является отсутствие дизъюнктивных нарушений в пределах контура нефтеносности.

В заключение отметим, что в Прикумском и Терско-Сунженском районах однотипные породы нижнего мела, испытавшие различное погружение и тектоническое напряжение, имеют разные коллекторские и экранирующие свойства. На спокойной в тектоническом отношении платформенной территории развиты в основном коллекторы порового типа, причем образованию кавернозности в карбонатных разностях способствовали поверхности размывов. Нефтенасыщению неокомских отложений Прикумского района содействовало трангрессивное налегание различных пластов мела на размытую поверхность юрских отложений, присутствие в отложениях неокома внутриформационных перерывов и наибольшая глинизация средней части разреза (VI–VII пласти). Последний фактор обуславливает региональную нефтегазоносность VIII и IX барремских пластов.

В тектонически напряженных антиклинальных зонах краевого профиля основную роль в образовании в породах емкостей сыграла их трещиноватость. К тому же уплотненные породы монолитнее, а маломощные, пронизанные трещинами глинистые прослои уже не играют роли экранов. В этой связи весь нижнемеловой разрез становится флюидопроводящим, и накопление нефти происходит в основном под мощной глинистой покрышкой альбского возраста в виде единой многопластовой залежи в отложениях аптского яруса.

O.B. Бескровная

**ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ
ГРАНУЛЯРНОГО ТИПА НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ
(ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ ПРОВИНЦИЯ)**

Изучение коллектиров гранулярного типа было проведено для терригенных отложений среднего девона северной части Тимано-Печорской провинции (Колвинский мегавал, Денисовская впадина, Шапкинско-Юрьяхинский вал) (рис. 1). Эти отложения залегают здесь на разных глубинах: на Усино-Возейской площади — 3440—3980 м, на Харьгинской площади — 3600—4150 м, на Ярейюской и Хыльчиюской площадях (Колвинский мегавал) — 4000—4500 м, на Лая-Вожской площади (Лайский вал) — 4480—4539 и 4557—4700 м, на площадях Пашишор, Юрьяха, Шапкино (Шапкинско-Юрьяхинский вал) — 3944—4550 м. Представлены они в основном песчаниками, имеющими кварцевый и существенно кварцевый состав (72—100%). Количество полевых шпатов в породах изменяется от единичных включений до 13%, обломки разных пород (кремнистых, глинисто-кремнистых) составляют 4—20%. Исследование фракций размером 0,1—0,05 и 0,25—0,01 мм показало, что содержание пирита достигает 89%, сидерита — 37, барита — 21% (по скв. 1 Хыльчиюской площади). Содержание циркона изменяется от единичных зерен до 55%, турмалина — до 10, анатаза — до 42 (скв. 7 Хыльчиюской площади), а брукита — до 11% (скв. 1 Ярейюской площади). Таким образом, в тяжелой фракции обломочной части пород отмечается количественно неравномерное распределение указанных минералов, создающих на отдельных участках крупные скопления.

Для определения условий формирования пород-коллектиров мы применили 19-фракционный анализ с обработкой его на ЭВМ по специально разработанной методике Г.Ф. Рожкова [Рожков, Куликов, 1975].

Гранулометрическая зрелость осадков определяется тремя параметрами рафинированных распределений гранулометрического состава осадков: значениями асимметрии, эксцесса и критерия "хи-квадрат". Наибольшая зрелость отложений отмечается в южной части Колвинского мегавала, средняя — в средней его части (Харьгинская площадь) и наименьшая — в северной (площади Хыльчию и Ярейю). Ареал наибольшей гранулометрической зрелости имеет место в средней части Шапкинско-Юрьяхинского вала (площадь Пашишор), наименьшей — в южной его части (Юрьяхинская площадь). Аналогичная картина отмечается в районе Лайского вала Денисовской впадины: на площади Лая-Вожской в скв. 1 — наименьшая гранулометрическая зрелость, а в скв. 3, расположенной южнее, — наибольшая. Ареалы повышенной гранулометрической зрелости мы рассматриваем как области развития лучших первичных коллекторов [Бескровная, 1982].

Для выделения более или менее гидродинамически активных зон мы используем динамо-генетическую диаграмму парной корреляции асимметрия-эксцесс [Рожков, 1975]. На диаграмме ясно выделяются три зоны (фигуративные точки анализов легли в основном в три поля): I —

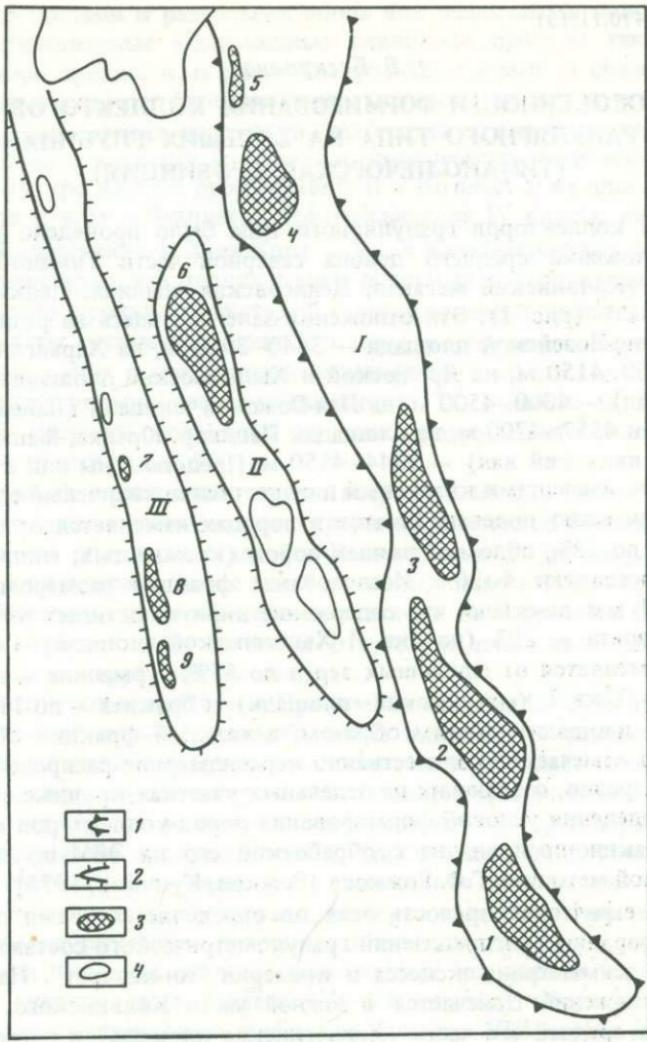


Рис. 1. Схема тектонического районирования Тимано-Печорской провинции

1,2 — структуры; 1 — первого порядка, I — Колвинский мегавал, 2 — второго порядка, валы; II — Лайский, III — Шапкинско-Юрьяхинский; 3, 4 — площади: 3 — изученные: 1 — Усинская, 2 — Усино-Возейская, 3 — Харьгинская, 4 — Ярейюсская, 5 — Хыльчицкая, 6 — Лая-Вошская, 7 — Шапкинская, 8 — Пашиорская, 9 — Юрьяхинская, 4 — предполагаемые

медленных донных течений, II — быстрых донных течений и III — весьма быстрых донных течений (рис. 2). Таким образом, существовали как повышенные, так и пониженные динамические уровни седиментации, которые и наложили известный отпечаток на емкостные и фильтрационные свойства пород, на характер распределения обломочного материала, на вещественный состав первичного цемента, что в конечном итоге и повлияло на природу первичного коллектора. Так, в спокойной гидродинамической обстановке отлагались мелко- и тонкозернистые осадки (Лай-

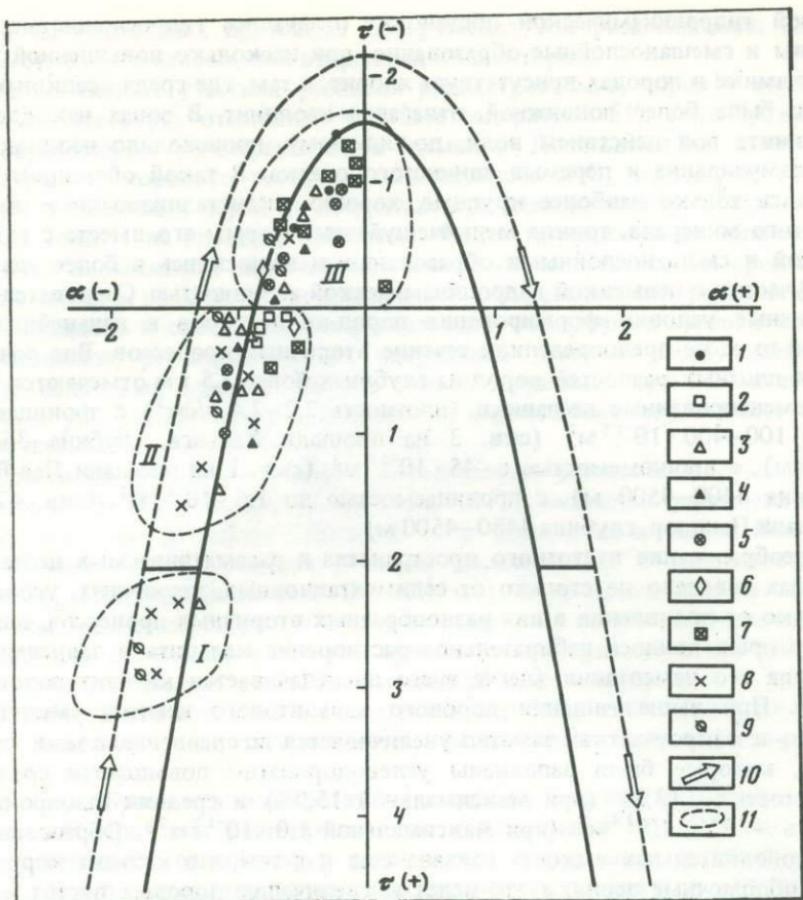


Рис. 2. Характер распределения донных течений на динамо-генетической диаграмме асимметрия-экспесс

Пробы по скважинам (1-9): 1 - 1-Ярейю, 2 - 7-Ярейю, 3 - 1-Хыльчию, 4 - 7-Хыльчию, 5 - 47-Пашшор, 6 - 1-Юрьяха, 7 - 3-Харьяга, 8 - 1-Лая-Вож, 9 - 3-Лая-Вож; 10 - увеличение механической дифференциации обломочного материала в указанном направлении, 11 - зоны донных течений: I - медленных, II - быстрых, III - весьма быстрых

ский вал, северная часть Колвинского мегавала), которые сменялись более крупнозернистыми разностями, накапливавшимися в более активной среде (южная часть Колвинского мегавала - Усино-Возейское месторождение и южная часть Шапкинско-Юрьихинского вала - месторождение Пашшор). В целом же в районе Усино-Возейского поднятия в цементе коллекторов преобладают каолинит и кальцит, реже гидрослюдя. Аналогичная картина отмечается на площади Пашшор. На Харьгинской площади в цементе коллектора доминирует гидрослюдисто-хлоритовый и хлоритовый цемент, в виде примесей присутствуют смешанослойные образования. В районе северной части Колвинского мегавала в коллекторе преимущественно развит хлоритовый цемент, каолинит же встречается в виде редких включений. Таким образом, можно говорить, что в спо-

койной гидродинамической обстановке отлагались гидрослюдистые минералы и смешанослойные образования, при несколько повышенной гидродинамике в породах присутствует хлорит, а там, где среда осадконакопления была более подвижной, отлагался каолинит. В зонах накопления каолинита под действием волн, по-видимому, происходило неоднократное взмучивание и перемыв глинистого осадка. В такой обстановке отлагались только наиболее крупные, хорошо окристаллизованные частицы этого минерала, тонкие мелкочешуйчатые формы его вместе с гидрослюдой и смешанослойными образованиями выносились в более удаленные участки с невысокой гидродинамической активностью. Следовательно, первичные условия формирования пород-коллекторов в дальнейшем в какой-то мере предопределили течение вторичных процессов. Вот почему среди плотных разностей пород на глубинах более 3,5 км отмечаются слабосцементированные песчаники (плотность $2,2$ – $2,4 \text{ г}/\text{см}^3$) с проницаемостью 100 – $400 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (скв. 3 на площади Харьяга, глубина 3640–3860 м), с проницаемостью 6 – $45 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (скв. 1 на площади Лая-Вож, глубина 4400–4500 м), с проницаемостью до $1,6 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ (скв. 47 на площади Пашиор, глубина 4480–4500 м).

Преобразование пустотного пространства в рассматриваемых песчаных породах зависело не столько от седиментационных, первичных, условий, сколько от проявления в них разнообразных вторичных процессов, одним из которых явилось избирательное растворение кальцита в зависимости от типа его цементации (легче всего выщелачивается кальцит порового типа). При выщелачивании порового кальцитового цемента емкость в микро- и макроучастках заметно увеличивается по сравнению с теми участками, которые были заполнены углеводородами: повышается средняя пористость – 13,3% (при максимальной 15,9%) и средняя газопроницаемость – $230 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (при максимальной $1,0 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$). Образовавшаяся дополнительная емкость связана еще и с тем, что кальцит корродирует обломочные зерна, а это ведет к увеличению поровых пустот и каналов. Выявление высокопористых песчаных пород с корродированными зернами позволяет установить тенденции изменения коллекторских свойств пород и оценить роль наложенных процессов в их формировании. Такие высокопористые песчаные коллекторы отмечаются в южной части Колвинского мегавала и Шапкинско-Юрьяхинского вала. Мы разделяем мнение Д.С. Соколова (1965 г.), согласно которому образование вторичной емкости есть результат главным образом взаимодействия пород с углекислотой. Действие агрессивных вод, насыщенных углекислотой, оказало влияние не только на преобразование структуры порового пространства, но и на образование каолинитового цемента. На участках со значительным содержанием гидрокарбонатного иона и незначительной степенью метаморфизации подземных вод более интенсивно развиваются процессы каолинитизации, приводящие к значительным поступлениям в подземные воды ионов Na^+ и HCO_3^- . Под действием углекислоты создаются условия для массовой каолинитизации гидрослюды и смешанослойных образований, перекристаллизации тонкодисперсного каолинита с образованием крупнопакетных его агрегатов. Каолинит, являясь цементом и обладая капиллярной емкостью, как бы выполняет функцию сита. Именно повышенное содержание углекислоты мы рассматриваем как

один из поисковых признаков обнаружения зон расцементации пород, а вместе с тем и нахождения вторичных коллекторов.

На отдельных участках развития рассматриваемых пород в циркулирующих растворах отмечалось большое содержание SiO_2 , что приводило к образованию регенерационного цемента. Дополнительно кремнезем поступал из порового раствора, обогащенного SiO_2 вследствие растворения обломочных зерен на контактах при сдавливании на больших глубинах (скв. 1 на площади Хыльчию). Вынос кремнезема из обломочных пород с повышенной щелочностью и перенос его растворами происходили до тех пор, пока окружающая среда не оказывалась нейтральной. Здесь он осаждался и способствовал регенерации обломочных зерен и реже – образованию регенерационного кварцевого цемента. Более щелочная среда пелитовых осадков способствовала удержанию кремнезема в растворе, а уплотнение пород приводило к перемещению его в более пористые пласты.

Одной из причин увеличения растворимости кремнезема, согласно исследованиям Краускопфа [Krauskopf, 1977], является увеличение температуры. Так, в районе Лайского вала (скв. 1 на площади Лая-Вож) на глубине 4,5 км температура пород достигает 113°C (пористость песчаников 12%, проницаемость $25 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$), в то время как на глубине 3,8 км их температура 86°C . Здесь песчаники более кварцитовидные, пористость сокращается до 5%, проницаемость нулевая. Надо отметить, что рассматриваемые явления отмечаются довольно редко, как правило, песчаники в значительной степени регенерированы на больших глубинах, что, в свою очередь, приводит к уменьшению емкостных и фильтрационных параметров.

Таким образом, в породах-коллекторах на больших глубинах отмечаются как процессы растворения, так и цементации пород. Повышенная трещиноватость способствует интенсивной циркуляции подземных вод. Она создает более активную гидродинамическую среду и стимулирует выщелачивание цемента. В породах рассматриваемых месторождений отмечается сеть открытых микротрещин, образующих систему каналов (южная часть Колвинского мегавала – глубина 3,4–4 км). Раскрытость трещин доходит до 25 мкм, а трещинная проницаемость до 150, редко $200 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. В отдельных разностях пород отмечаются и макротрещины, раскрытость которых составляет 100–200 мкм (как правило, трещины параллельны слоистости).

Знание выявленных закономерностей позволяет целенаправленнее проводить поиски коллекторов на больших глубинах.

ЛИТЕРАТУРА

Бескровная О.В. Гранулярные коллекторы в зонах стратиграфического выклинивания (на примере Тимано-Печорской провинции). – Нефтегаз. геология и геофизика, 1982, № 3, с. 31–34.

Рожков Г.Ф., Куликов В.Д. Методика автоматической обработки дробного ситового анализа. – В кн.: Литолого-палеогеографические исследования при поисках неструктурных залежей углеводородов. – Тр. ВНИГРИ, 1975, вып. 372, с. 94–118.
Krauskopf K. Introduction to geochemistry. 2d ed. New York: McGraw Hill Co., 1977, p. 132–135, 165–190.

Ш.Н. Дусмухамедов, Ю.Р. Хаитов, Д.Т. Хамирова

ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПАЛЕОГЕНА ФЕРГАНСКОЙ ВПАДИНЫ С ГЛУБИНОЙ

Ферганская впадина является одним из старейших нефтегазодобывающих районов страны. Месторождения нефти и газа здесь связаны в основном с отложениями палеогена, но известны они и в отложениях юры, мела и неогена. Перспективы открытия новых скоплений нефти и газа на данной территории далеко еще не исчерпаны. Большой интерес представляют районы глубокого погружения палеогеновых отложений (юго-западные, центральные и северные районы впадины). Глубины залегания последних в пределах впадины меняются от 0,7–0,8 до 5,5 км и более. Накопленный фактический материал позволяет проследить изменения коллекторских свойств этих отложений с глубиной и прогнозировать развитие в них коллекторов на новых площадях.

В палеогеновых отложениях терригенные породы-коллекторы представлены песчаниками и алевролитами полевошпат-кварцевыми, коричневыми, буровато-коричневыми, серыми, зеленовато- и светло-серыми с различной степенью отсортированности ($S_0 = 1,5\text{--}8,1$) обломочного материала. Цемент в них преимущественно полиминеральный (карбонатный, глинистый, железисто-глинистый, глинисто-карбонатный), реже мономинеральный (кальцитовый, доломитовый, ангидритовый). Тип цементации поровый, базальный, неполно-поровый, местами пленочный и регенерационный. Количество цемента в породах колеблется от 10–12 до 40–30%. Открытая пористость пород-коллекторов 8,1–26%, проницаемость $1\text{--}1150 \cdot 10^{-15} \text{ см}^2$.

Для определения характера и степени влияния различных факторов на изменение фильтрационно-емкостных свойств пород мы изучали корреляционные связи между коэффициентами проницаемости и открытой пористости песчаников и алевролитов палеогена и глубиной их залегания, учитывая при этом содержание цемента, коэффициенты отсортированности и уплотнения, медианные диаметры зерен. Анализ взаимосвязи отмеченных показателей выявил, что для развития пористости и проницаемости доминирующее значение имеют глубина залегания пород и вторичные процессы, тогда как другие факторы не оказывают существенного влияния на изменение физических свойств.

По степени уплотнения исследуемые породы относятся к слабоуплотненным, уплотненным, сильно и очень сильно уплотненным [Антонишин, Шеремета, 1980; Прошляков, 1974]. Наблюдается закономерное уплотнение пород-коллекторов с глубиной. В интервале глубин 1,2–5,6 км коэффициент уплотнения изменяется от 0,70 до 0,98, причем в интервале глубин 1,2–2 км он составляет 0,70–0,85; в интервале 2–3 км – 0,78–0,92; в интервале 3–4 км – 0,82–0,98. На глубине более 4 км эта зависимость почти исчезает и коэффициент уплотнения меняется от 0,82 до 0,97 (рис. 1). Подобная картина наблюдается и в изменении коэффициента открытой пористости пород по мере увеличения глубины их залегания (рис. 2). До глубины 4 км значения этого коэффициента постепенно уменьшаются: на глубине 1–1,4 км открытая пористость песчаников и алевролитов состав-

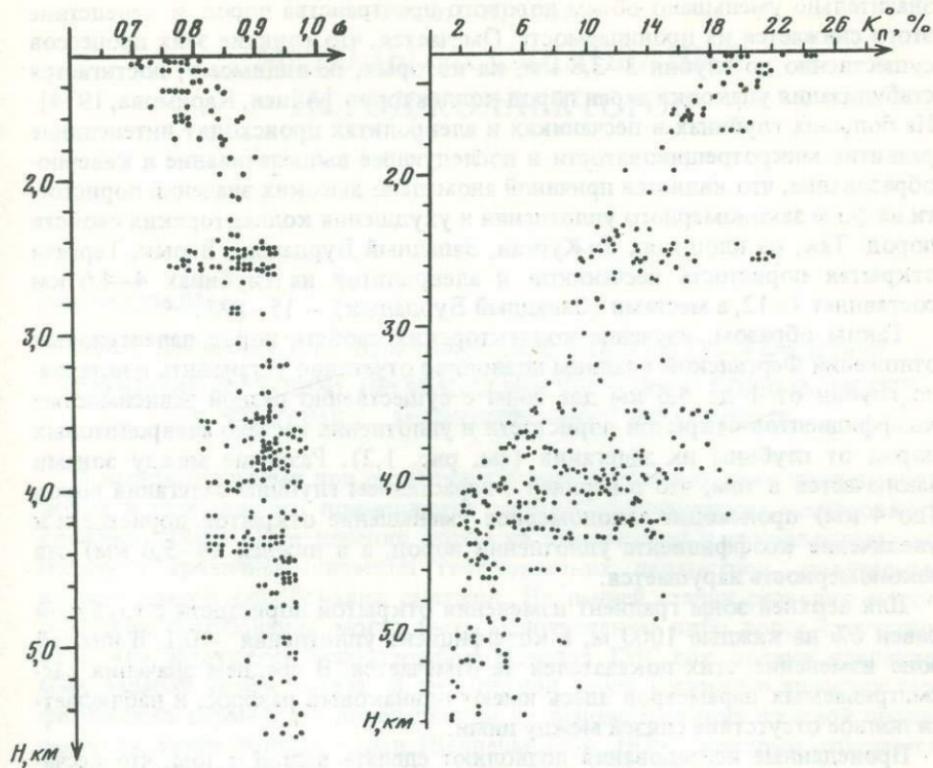


Рис. 1. Изменение коэффициента уплотнения (K) терригенных пород-коллекторов палеогена с глубиной (H)

Рис. 2. Изменение коэффициента открытой пористости ($K_{\text{пп}}^0$) терригенных пород-коллекторов палеогена с глубиной (H)

ляет 18–25, на глубине 3–4 км – 5–18%, на глубине 5–5,6 км – 2–16%, но нижний предел (2%) на глубинах от 4 до 5,6 км и глубже не меняется; между рассматриваемыми параметрами корреляционная связь нарушается (наблюдается сильный разброс значений пористости).

Таким образом, уплотнение пород с глубиной происходит, по-видимому, как за счет напряжений, вызываемых весом лежащих выше отложений, так и в результате образования вторичных минералов в пустотном пространстве. В числе последних отмечаются новообразования мелкокристаллического пирита, доломита, кальцита, слюды и гидроокислов железа.

В породах-коллекторах, залегающих на глубинах до 2,5 км, развиты поровый, базально-поровый и неполно-поровый типы цементации, обломочные зерна соприкасаются друг с другом в одной или нескольких точках, очень редко по граням. На глубинах 2–4 км, кроме перечисленных типов цемента отмечаются: пленочный, регенерационный, комформный, микростилолитовый, а также внедрение одних зерен в другие. Последнее чаще всего встречается в породах полиминерального состава и на площадях, близко расположенных к тектонически активным зонам (Чуст-Пап, Хартум, Тузлук, Охи, Ачи-Су и др.). Все эти структурные преобразования

значительно уменьшают объем порового пространства пород, и вследствие этого снижается их проницаемость. Отмечается, что влияние этих процессов существенно до глубин 3–3,8 км, на которых, по-видимому, достигается стабилизация упаковки зерен пород-коллекторов [Алиев, Каримова, 1974]. На больших глубинах в песчаниках и алевролитах происходит интенсивное развитие микротрещиноватости и последующее выщелачивание и кавернообразование, что является причиной аномально высоких значений пористости на фоне закономерного уплотнения и ухудшения коллекторских свойств пород. Так, на площадях Уч-Курган, Западный Бурдалык, Варык, Тергачи открытая пористость песчаников и алевролитов на глубинах 4–4,6 км составляет 7–12, а местами (Западный Бурдалык) – 15–19%.

Таким образом, изучение коллекторских свойств пород палеогеновых отложений Ферганской впадины позволило отчетливо установить в интервале глубин от 1 до 5,6 км две зоны с существенно разной зависимостью коэффициентов открытой пористости и уплотнения песчано-алевролитовых пород от глубины их залегания (см. рис. 1,2). Различие между зонами заключается в том, что в верхней с нарастанием глубины залегания пород (до 4 км) происходит закономерное уменьшение открытой пористости и увеличение коэффициента уплотнения пород, а в нижней (4–5,6 км) эта закономерность нарушается.

Для верхней зоны градиент изменения открытой пористости с глубиной равен 6% на каждые 1000 м, а коэффициент уплотнения – 0,1. В нижней зоне изменение этих показателей не отмечается. В среднем значения рассматриваемых параметров здесь имеют одинаковый разброс, и наблюдается полное отсутствие связей между ними.

Проведенные исследования позволяют сделать вывод о том, что песчаники и алевролиты палеогеновых отложений Ферганской впадины претерпели не только уплотнение и подверглись процессу вторичного минералообразования, но также испытали влияние процессов трещинообразования и выщелачивания. Формирование в них вторичной емкости связано с литофациальными условиями и физико-химической обстановкой развития пород-коллекторов, предопределенных тектонической историей района. В интервале до 4 км развит в основном поровый, а ниже – до 5,6 км – порово-трещинный и трещинно-поровый типы коллекторов.

ЛИТЕРАТУРА

Алиев А.И., Каримова А. Характеристика коллекторов глубоких горизонтов красноцветной толщи Западной Туркмении. – Геология нефти и газа, 1974, № 1, с. 9–12.

Антонишин Г.И., Шеремета О.В. Влияние уплотнения терригенных пород коллекторов Днепровско-Донецкой впадины на структуру их порового пространства и фильтрационные свойства. – В кн.: Материалы II Всесоюз. конф. М.: МИНХиГП, 1980, с. 228–232.

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

Часть третья

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

УДК 622.276.031

В.М. Добрынин, В.Н. Черноглазов, Б.Н. Куликов, С.С. Каменецкий
**ИЗУЧЕНИЕ ФАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ КЕРНА ГОРНЫХ ПОРОД
В УСЛОВИЯХ, МОДЕЛИРУЮЩИХ ПЛАСТОВЫЕ**

В настоящее время при разведке и промышленной оценке коллекторов нефти и газа широко применяются методы геофизических исследований скважин (ГИС). При делении пород на коллекторы и неколлекторы используют граничные значения геофизических параметров, получаемые из результатов опробования скважин. На ранней стадии разведки месторождения опробования могут быть малочисленны либо вовсе отсутствовать, что затрудняет использование методов ГИС для оценки извлекаемых запасов нефти и газа. В этот период работ граничные значения геофизических параметров определяются на основе изучения фазовой проницаемости керна горных пород [Вендельштейн, 1979], который отбирается уже в первых разведочных скважинах. Знание фазовой проницаемости на этом этапе может быть полезным также для прогнозной оценки основных параметров, необходимых при проектировании разработки месторождения.

Вопрос о возможности использования малых образцов керна для определения фазовой проницаемости в стационарном течении рассматривался в ряде работ [Ковалев и др., 1979; Эфрос, 1963].

В МИНХиГП им. И.М. Губкина была разработана установка для изучения двухфазной фильтрации в условиях, моделирующих пластовые, на образцах керна [Добрынин и др., 1980]. В опытах использовались колонки керна общей длиной около 200 мм, составленные из образцов близкой проницаемости диаметром 30 мм и длиной около 30–40 мм. Измерения характеристик течения осуществлялись на среднем участке длиной 30 мм, что исключало влияние концевых эффектов. Водонасыщенность этого участка контролировалась электрическим сопротивлением, измеряемым по четырехэлектродной схеме. В опытах использовались модели воды и разбавленной керосином пластовой нефти с натурным значением вязкости.

В эксперименте моделировался элементарный объем породы, находящийся под воздействием горного и пластового давлений и температуры, характерных для глубины его залегания в естественных условиях. При такой постановке исследований возникает вопрос о возможности распространения результатов, полученных при изучении малых объемов породы на весь пласт в целом. Ниже будет показана такая возможность для литоло-

гически однотипного коллектора, обладающего схожей структурой порового пространства.

Как показывает опыт, относительные фазовые проницаемости являются в общем случае функциями водонасыщенности и безразмерного комплекса:

$$\pi_2 = \frac{\sigma}{K |grad p|}, \text{ где } \sigma - \text{поверхностное натяжение, } K - \text{абсолютная}$$

проницаемость, $grad p$ — градиент давления [Эфрос, 1963]. В настоящее время еще недостаточно данных, чтобы установить область автомодельности по указанному критерию для сцепментированных коллекторов. В этой связи условия опыта должны обусловливать близкие значения отмеченного комплекса при изучении разных образцов. Это достигалось с помощью специальных дозаторов [Добринин и др., 1980], которые сохранили постоянство расхода жидкостей на каждой точке измерения перепада давления, что обеспечивало условие постоянства произведения $K \cdot grad p$ при исследовании различных образцов. Расчеты показывают, что значение безразмерного комплекса π_2 , составляющее в опытах в среднем $0,6 \cdot 10^6$, соответствует околоскважинной зоне диаметром около 2 м, т.е. той зоне, которая влияет в основном на показания геофизических методов. При использовании результатов изучения фазовой проницаемости для оценки процесса разработки пластов следует использовать другое значение безразмерного комплекса, π_2 , например соответствующее средневзвешенному его значению в зоне дренирования скважины. Расчеты по методике, предложенной в работе Д.А. Эфроса [1963], показывают, что в таком случае значение π_2 составляет $14 \cdot 10^6$ для данных условий. Поэтому вопрос о применении рассматриваемых здесь данных для характеристики заводнения требует дополнительных исследований влияния указанного комплекса на относительные фазовые проницаемости.

Многие исследователи отмечают влияние на относительную фазовую проницаемость кинетического гистерезиса смачивания, проявляющегося в несовпадении значений проницаемости при увеличении (пропитка) и снижении (дренаж) содержания в породе смачивающей фазы. Для изученных пород влияние гистерезиса незначительно, не более 7% (рис. 1). В первом приближении, по-видимому, можно пользоваться осредненными кривыми, особенно для воды, где различие менее 5%. Для более точного решения направление процесса (дренаж или пропитка) следует выбирать в соответствии с постановкой задачи. Например, опыты в режиме дренирования могут представлять интерес при изучении расформирования зоны проникновения фильтрата бурового раствора.

Исследования [Крейг, 1974] показывают, что на величину фазовой проницаемости может оказывать существенное влияние способ моделирования остаточной воды в породе. На рис. 2 изображены результаты изучения одних и тех же образцов в одинаковых условиях при различных способах получения неснижаемого значения коэффициента водонасыщения. Кривые, которые даны сплошной линией (1), получены при моделировании в пластовых условиях начальной водонасыщенности путем вытеснения воды из полностью водонасыщенного образца моделью нефти до получения неснижаемого в данных условиях вытеснения значения водонасыщенности K_b . После этого осуществлялся опыт при повышении в породе смачивающей

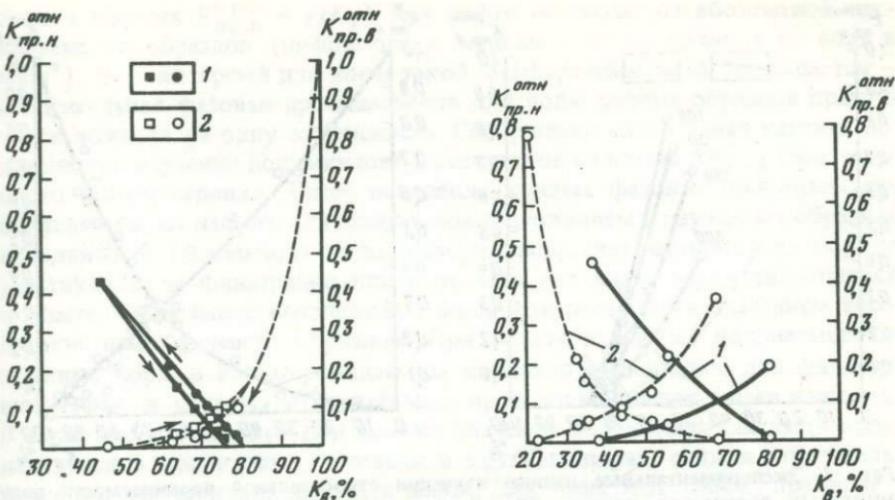


Рис. 1. Влияние кинетического гистерезиса смачивания на относительную фазовую проницаемость для нефти и воды

1 – нефть; 2 – вода. Стрелкой указано направление изменения водосодержания в опыте; $K_{\text{пр}} = 311,3 \text{ мкм}^2$, $K_{\Pi} = 22,3\%$; $K_{\text{пр.н}}^{\text{отн}}$ – коэффициент относительной проницаемости по нефти (н), по воде (в)

Рис. 2. Влияние способа создания начального в опыте водонасыщения на кривые фазовой проницаемости

1 – способ вытеснения воды моделью нефти; 2 – способ капиллярной вытяжки в мелу $K_{\text{пр}} = 4,9 \text{ мкм}^2$, $K_{\Pi} = 17,0\%$

фазы, т.е. в режиме "пропитка". Кривые, изображенные пунктиром (2), получены на том же образце, начальная водонасыщенность в котором создавалась перед опытом вытяжкой в мелу. После этого образец помещался в установку и заполнялся при пластовых условиях моделью нефти, и далее проводился опыт по фильтрации нефти и воды тем же способом. Значение K_v , получаемое этим способом, зависит от времени выдержки в мелу и может быть меньше содержания в породе связанный воды $K_{v_{\text{св}}}$. В данных опытах оно было меньше на 10%. Водонасыщенность, моделируемая первым способом, превышала значение $K_{v_{\text{св}}}$ на 5%. Получились резко отличающиеся результаты (см. рис. 2). Объяснение такого явления, на наш взгляд, лежит в частичной гидрофобизации образца, и особенно его периферийной части, где капиллярная вытяжка в мелу проявлялась особенно сильно, что привело к частичному срыву с поверхности твердой фазы пленок связанный воды. Это говорит о том, что при экспериментальном изучении фазовой проницаемости начальную водонасыщенность пород следует контролировать значением $K_{v_{\text{св}}}$, полученным одним из общепринятых для этой цели методов – прямым определением на керне, отобранным с раствором на нефтяной основе, либо одним из косвенных методов, например центрифугированием с соблюдением соответствующих для данных районов режимов.

Особое внимание при этом следует обращать на то, чтобы водонасыщение не снижалось по сравнению с содержанием в породе связанный

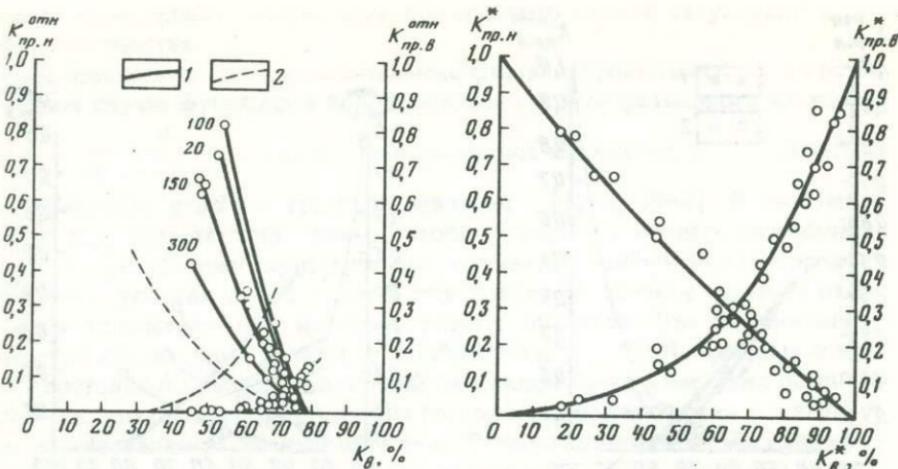


Рис. 3. Экспериментальные данные изучения относительной проницаемости полимиктовых песчаников пласта BB_8 Самотлорского месторождения и кварцевого песчаника

1 — полимиктовые песчаники пласта BB_8 . Цифры около кривых — проницаемость по воде, $\mu\text{мм}^2$; 2 — кварцевый песчаник

Рис. 4. Нормированные кривые относительной проницаемости полимиктовых песчаников пласта BB_8 с помощью параметра K_B^*

воды. По-видимому, наиболее оптимальным способом моделирования начальной водонасыщенности является вытеснение воды моделью нефти до неснижаемого значения с использованием полупроницаемых мембран в установках для изучения кривых капиллярное давление—водонасыщенность. При этом значение поверхностного натяжения на границе вода—нефть должно соответствовать натурному значению.

Рассмотрим результаты изучения относительной фазовой проницаемости по методике, основные положения которой изложены выше. Были изучены образцы: чистых кварцевых, хорошо проницаемых песчаников из Туймазинского месторождения; полимиктовых песчаников из основных продуктивных пластов BB_8 и AB_{2-5} Самотлорского месторождения, характеризующихся повышенным содержанием связанной воды и более низкими значениями проницаемости — от 10 до $500 \mu\text{мм}^2$.

На рис. 3 изображены экспериментальные кривые относительной фазовой проницаемости кварцевых (кривая 2) и полимиктовых (кривая 1) песчаников (из упомянутого пласта BB_8). Кривые для чистых от глинистых примесей хорошо проницаемых песчаников, обладающих простой структурой пор, схожи с широко известными из литературы [Амикс и др., 1962] кривыми для несцементированных песков. Поровое пространство полимиктовых песчаников обладает более сложной структурой, более широким спектром распределения пор по размерам, в них содержится значительное количество пор, заполненных неподвижной водой. Это отразилось в поведении кривых относительной фазовой проницаемости для нефти и воды: кривые смещены вправо, т.е. в область повышенной водонасыщенности. Обращает на себя внимание четко выраженная дифферен-

циация кривых $K_{\text{пр.н}}^{\text{отн}} = f(K_{\text{в}})$ для нефти по значению абсолютной проницаемости образцов (цифры около кривых — проницаемость по воде в $\mu\text{мкм}^2$). В то же время для воды такой дифференциации не наблюдается — относительная фазовая проницаемость для воды разных образцов практически ложится на одну зависимость. Совершенно аналогичная картина получена при изучении полимиктовых песчаников из пласта АВ₂₋₅ Самотлорского месторождения. Такое поведение кривых фазовой проницаемости объясняется, на наш взгляд, различным содержанием в изученных образцах неподвижной (связанной) воды, которая заполняет часть мелких пор, не участвующих в фильтрации при перепадах давления, осуществляющихся в опыте. Содержание неподвижной воды контролируется значением абсолютной проницаемости образцов. При одном и том же водонасыщении крупные поры в низкопроницаемом коллекторе свободны для фильтрации нефти, и поэтому относительная проницаемость для нефти высокая. В хорошем коллекторе при том же значении водонасыщения часть воды находится в подвижном состоянии в крупных порах, снижая относительную фазовую проницаемость для нефти. Для воды этот эффект проявляется слабо в силу того, что она смачивает твердую поверхность (в случае гидрофильтрального коллектора), занимая при этом более устойчивое положение. Поэтому структура водного потока более стабильна при изменении условий фильтрации, и фазовая проницаемость для воды различных, но в данном случае литологически однотипных образцов достаточно хорошо описывается единой кривой.

В пользу такого предположения говорит тот факт, что при нормировании данных относительной проницаемости с помощью соотношений $K_{\text{в}}^*, K_{\text{пр.н}}^*$, $K_{\text{пр.в}}^*$, предложенных в работе Р. Коллинза [1964], различные по абсолютной проницаемости образцы хорошо аппроксимируются едиными зависимостями.

$$\text{Кривые в новых координатах } K_{\text{в}}^* = \frac{K_{\text{в}} - K_{\text{в.св}}}{1 - K_{\text{в.св}} - K_{\text{но}}} ; K_{\text{пр.н}}^* = \frac{K_{\text{пр.н}} - K_{\text{в.св}}}{1 - K_{\text{в.св}} - K_{\text{но}}} ; K_{\text{пр.в}}^* = \frac{K_{\text{пр.в}} - K_{\text{в.св}}}{1 - K_{\text{в.св}} - K_{\text{но}}} \text{ изображены на рис. 4.}$$

Таким образом, результаты изучения фазовой проницаемости литологически однотипных пород, обладающих сходной структурой порового пространства, можно представить едиными зависимостями, которые можно использовать для характеристики всего пласта в целом с учетом средних значений неподвижной воды и остаточной нефти в пласте, полученных каким-либо принятым способом, например определенных в естественных условиях по данным ГИС.

Несколько слов о характерных точках, получаемых при пересечении кривых относительных проницаемостей с осью водонасыщенности. Это точки, начиная с которых вода приобретает подвижность, а нефть становится неподвижной, если рассматривать процесс, направленный в сторону увеличения содержания в породе смачивающей фазы. Здесь следует иметь в виду, что эти точки, полученные в данном конкретном опыте, могут не совпадать с известными и широко используемыми значениями $K_{\text{в.св}}$ и $K_{\text{но}}$ из-за отличия условий вытеснения в лабораторных установках от естественных условий. Кроме того, существует чисто аппаратурный фак-

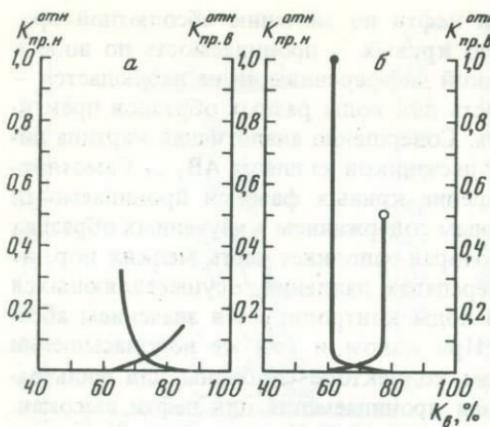


Рис. 5. Экспериментальные данные изучения относительной проницаемости пород тюменской свиты Талинской площади

Коэффициенты проницаемости и пористости: а – 6,7 мкм², 15,6%; б – 0,12 мкм², 16,6%

тор, не позволяющий провести достаточно точные измерения в области малых значений относительных проницаемостей. Экстраполяция же кривых в точку нулевой относительной проницаемости также не обеспечивает достаточно достоверных значе-

ний в силу незначительной крутизны кривых в этой области. Поэтому указанные точки, полученные в опытах по двухфазной фильтрации на коротких образцах по методике, подобной описанной выше, следует контролировать независимыми методами.

Кроме указанных пород, были изучены образцы песчаника подимиктового состава из продуктивных интервалов тюменской свиты Талинской площади Западной Сибири. По керну эти отложения характеризуются низкой проницаемостью – от практически непроницаемых до единиц $\cdot 10^{-15}$ м², хотя по ряду признаков твердо установлена их нефтеносность, а в ряде скважин из этих интервалов получены устойчивые притоки нефти. Литологическая характеристика изученных образцов различна: встречаются разности алевролитов, песчаников и гравелитов, но все они характеризуются очень низкими значениями проницаемости. Эти значения не позволяют уверенно отнести их к классу коллекторов. Но в то же время образцы могут характеризовать активную, нефтенасыщенную матрицу, содержащую запасы извлекаемой нефти. Поэтому изучение ее фильтрационных характеристик может представлять практический интерес. Всего было изучено около десяти образцов. Пористость изменялась в пределах от 11 до 18%; проницаемость по воде – от 0,1 до 7 мкм².

Примеры результатов исследований показаны на рис. 5. Как видно из этих наиболее типичных примеров, породы обладают весьма низкими фильтрационными свойствами по отношению к двухфазному потоку, который вызывает резкое повышение градиентов давлений по сравнению с однофазным течением. Область существования двухфазного потока очень небольшая. Для образца с проницаемостью 0,13 мкм² двухфазный поток вызвал столь резкое снижение относительной проницаемости для нефти и воды, что достоверно определить их в области промежуточных насыщенностей не удалось – кривые проведены предположительно. По-видимому, рассматривая эти результаты как предварительные, можно сказать, что изученные породы имеют фильтрационные характеристики, соответствующие переходному значению коллектор–неколлектор. И хотя они не обеспечивают промышленных дебитов в силу низкой проницаемости, но могут являться активной матрицей, способной отдавать нефть через трещины или пропластки более высокопроницаемых пород.

При эксплуатации этих отложений возможны трудности с заводнением в связи с низкой подвижностью двухфазного флюида.

В заключение следует сформулировать выводы.

1. Установлено, что на вид зависимости относительной проницаемости от водонасыщенности существенное влияние оказывает способ создания начальной водонасыщенности.

2. Для литологически однотипных пород со сходной структурой порового пространства можно пользоваться едиными зависимостями $K_{\text{пр.и}}^* = f(K_{\text{в}}^*)$, $K_{\text{пр.в}}^* = f(K_{\text{в}}^*)$, характеризующими пласт в целом.

3. Результаты проведенных экспериментов соответствуют условиям фильтрации в прискважинной зоне пласта.

ЛИТЕРАТУРА

Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. М.: Гостоптехиздат, 1962. 572 с.

Вендельштейн Б.Ю. Геофизические критерии нефтеносного коллектора, основанные на законах фазовой проницаемости. – В кн.: Вопросы петрофизики и интерпретации результатов геофизических исследований скважин в нефтегазоносных коллекторах. – Тр. МИНХиГП, 1979, вып. 144, с. 20–30.

Добрынин В.М., Куликов Б.Н., Черноглазов В.Н. Обоснование промышленных кондиций нефтеносных коллекторов с помощью кривых относительных проницаемостей. – Геология нефти и газа, 1980, № 12, с. 45–48.

Ковалев А.Г., Покровский В.В., Алхазов Б.Л. Прямой метод определения фазовых проницаемостей в условиях, близких к пластовым (на образцах естественного песчаника). – Тр. ВНИИ, 1979, вып. 44, с. 53–61.

Коллинз Р. Течение жидкостей через пористые материалы. М.: Мир, 1964. 350 с.

Крейг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. М.: Недра, 1974. 192 с.

Эфрос Д.А. Исследования фильтрации неоднородных систем. Л.: Гостоптехиздат, 1963. 350 с.

УДК 553.98 : 622.276.031 : 53

Л.А. Буряковский, Р.Д. Джеваниши, Р.Ю. Алияров

ЭВОЛЮЦИЯ ГЛИНИСТЫХ ПЛАСТОВ-ЭКРАНОВ

НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

В ГЕОЛОГИЧЕСКОМ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ВРЕМЕНИ

Покрышками нефтяных и газовых залежей в большинстве случаев являются глинистые отложения, способные играть роль экранов на пути вертикального движения углеводородов (УВ). Считают, что экранирующие свойства глинистых пород-покрышек обусловлены их малой проницаемостью и зависят от минерального состава глин, мощности и сплошности образованных ими пластов и толщ. Вместе с тем на больших глубинах, где развиты аномально высокие поровые давления, глинистые породы-покрышки обладают рядом особенностей, которые оказывают существенное влияние на их экранирующие свойства.

Природа аномальных давлений весьма многообразна, зависит от конкретных геологических условий и объясняется по-разному. В региональном масштабе, в особенности для молодых элизионных водонапорных систем,

на наш взгляд, наиболее обоснованной гипотезой формирования в глинистых толщах аномальных давлений является гравитационно-фильтрационная, согласно которой аномальные давления развиваются вследствие превалирования фактора гравитационного уплотнения над фильтрационной компонентой. В этих условиях аномальные давления в коллекторах являются производными от таковых в глинах. Отсюда следует, что в коллекторах они должны соответствовать поровым давлениям в глинах, что, однако, наблюдается лишь в линзовидных коллекторах. Для регионально развитых коллекторских горизонтов вследствие повышенной способности песчано-алевритовых пород к фильтрации наблюдается превышение поровых давлений в глинах над пластовыми в коллекторах.

Можно предположить, что скорость изменения геофлюидального давления остается постоянной в течение некоторого отрезка геологического времени, а величины геофлюидальных давлений не превышают значения геостатической нагрузки. С учетом этих условий можно получить аналитическое выражение для описания процесса формирования и развития геофлюидальных давлений во времени. За основу принятая известная модель пропорциональных эффектов, которая приводит к следующему выражению:

$$P_{\text{гф}} = P_{\text{гф}}^0 P_{\text{гс}} e^{\epsilon P_{\text{гс}}(t - t_0)} / P_{\text{гс}} - P_{\text{гф}}^0 [1 - e^{\epsilon P_{\text{гс}}(t - t_0)}],$$

где $P_{\text{гф}}^0$, $P_{\text{гф}}$ – геофлюидальные давления в момент времени t_0 и t ; $P_{\text{гс}}$ – геостатическое давление на фиксированной глубине; ϵ – коэффициент пропорциональности.

Изменение поровых давлений в глинах по месторождениям Бакинского архипелага описывается указанным выражением при значении коэффициента пропорциональности $6,8 \cdot 10^{-5}$ (МПа · млн. лет) $^{-1}$.

На рис. 1 представлен график изменения с глубиной поровых (в глинах) и пластовых (в коллекторах) давлений, полученный для группы месторождений Бакинского архипелага. В интервале глубин 4–5,6 км средние значения градиентов поровых давлений в глинах составляют 0,019 МПа/м, а среднее значение градиентов пластовых давлений в коллекторах – 0,0125 МПа/м, т.е. имеет место различие примерно в 1,5 раза. Аналогичная картина наблюдается и по другим районам северо-западного борта Южно-Каспийской впадины.

В течение геологического времени консолидация осадков сопровождается продолжающимся оттоком вод из глинистых пород в пласти-коллекторы с одновременным выравниванием давлений при отсутствии заметного дренирования коллекторов. На контакте между глинистой покрышкой и пластом-коллектором появляется слой более уплотненных глинистых пород (зона дренирования), препятствующий установлению энергетического равновесия между глинами и коллекторами.

Наличие литологического экрана между глинистыми толщами с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) и регионально развитыми коллекторскими горизонтами выявлено в разрезе месторождений Бакинского архипелага как по данным экспериментальных исследований образцов пород¹, отобранных из глубоких скважин, так и по материалам про-

¹ Исследования выполнены совместно с ВНИИЯГГ, ЮжВНИИгеофизикой и АЗНИПИ-нефть.

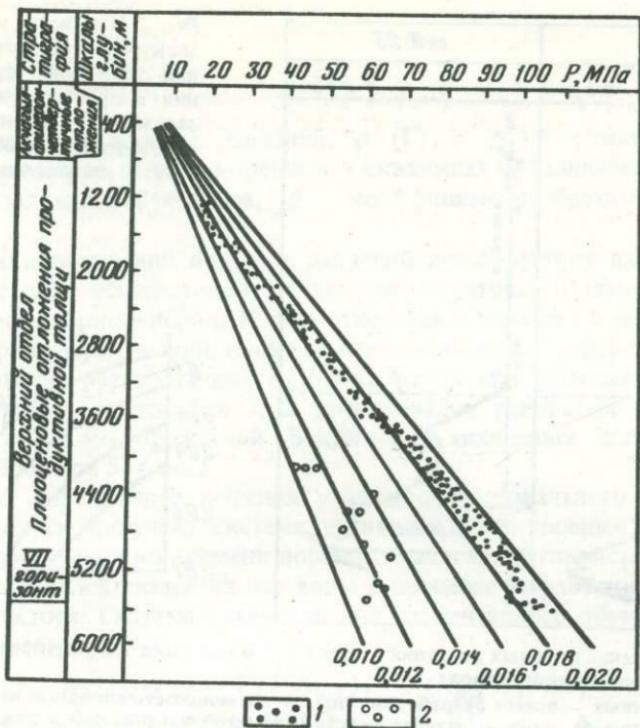


Рис. 1. Изменение поровых и пластовых давлений с глубиной по площадям Бакинского архипелага (шифр кривых — градиент давления, МПа/м)

1, 2 — давления: 1 — поровые, 2 — пластовые

мысловой геофизики. В результате изучения по шламу пористости глин методом импульсного ядерно-магнитного резонанса установлено, что пористость глин в зоне, удаленной от контакта с коллекторами на 100–300 м, составляет 10–12%, а в зоне формирования литологического экрана (зона дренирования) она уменьшается до 6–8. Вместе с тем необходимо отметить, что пористость глин в зоне дренирования еще достаточно высока и превышает таковую для условий нормального уплотнения (при отсутствии АВПД) в 3,5–3,7 раза. При этом гранулометрическим анализом и рентгено-структурными исследованиями выявлено, что литологический и минералогический составы глин зоны дренирования практически не отличаются от таковых по всему разрезу глинистой покрышки и характеризуются следующими параметрами (%): содержание пелитовой фракции – 69,2, алевритовой – 19,4, песчаной – 0,1, карбонатность – 11,3%; содержание монтмориллонита – 40, гидрослюды – 37, каолинита – 15–20, хлорита – 5–10, смешанослойных минералов – от следов до 5%. Достаточно четко зона дренирования фиксируется на диаграммах электрометрии скважин (рис. 2). Удельное электрическое сопротивление (УЭС) глин в зоне экрана увеличивается в 1,4–1,9 раза.

В осадочных разрезах молодых водонапорных элизионных систем пласти-коллекторы могут быть нефтегазоносными и являются объектами раз-

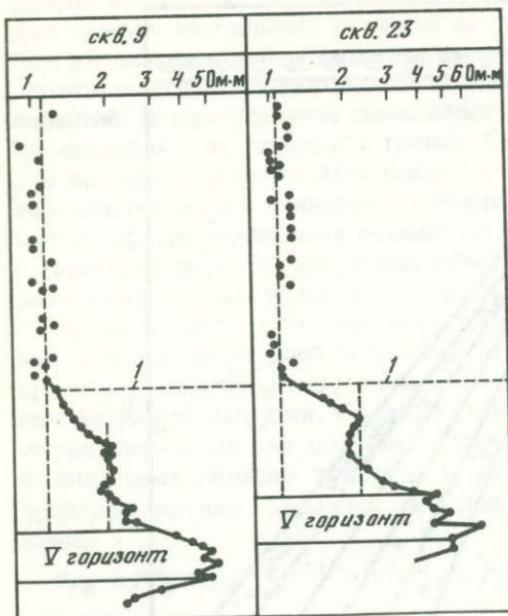


Рис. 2. Изменение удельного электрического сопротивления глин зоны дренирования в процессе разработки залежи V горизонта месторождения Булла-море

1 – кровля зоны дренирования

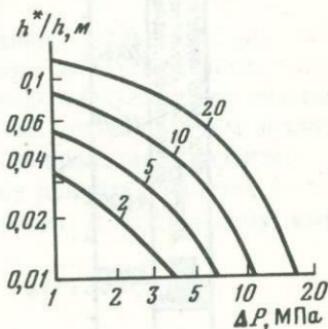


Рис. 3. Изменение поровых давлений в глинистой покрышке (ΔP) при разработке подстилающего пласта-коллектора

Шифр кривых – время разработки, годы; h – мощность глинистой покрышки, м; h^* – расстояние от границы раздела между глинистой покрышкой и пластом-коллектором

работки. На больших глубинах (порядка 5–6 км) дренирование залежей обычно осуществляется на естественном режиме, без искусственного поддержания пластового давления. Особенно это характерно для газовых и газоконденсатных месторождений, вероятность нахождения которых на больших глубинах особенно велика.

Разработка залежи на естественном режиме увеличивает перепад давлений между покрышкой и коллектором и способствует ускорению оттока поровой жидкости из глин, частичному восполнению пластовой энергии в коллекторах и ускоренному формированию литологического экрана.

Подтверждением сказанного являются факты обводнения скважин, удаленных от контура залежи, на месторождениях Западной Туркмении, Бакинского архипелага и в других районах. Подобное явление связывается с перетоками поровых вод из глин в коллекторы. Имеются также данные об изменениях геофизических параметров глинистых пластов с аномально высоким поровым давлением, находящихся поблизости от разрабатываемых объектов. Они получены нами по Бакинскому архипелагу. При этом выявлено увеличение УЭС в среднем более чем на 35% за несколько лет. На этом основании предложена методика оценки изменений поровых давлений в глинах при разработке залежей нефти и газа, заключающаяся в сравнении геофизических параметров глин зоны дренирования в скважинах, пробуренных в различные периоды разработки залежей. Вычисление

производят по формуле

$$\Delta P = \frac{1}{\beta} \ln \frac{\varphi''(\Gamma)}{\varphi'(\Gamma)},$$

где ΔP – изменение поровых давлений, $\varphi'(\Gamma)$, $\varphi''(\Gamma)$ – функции геофизических параметров глин, измеренных в скважинах на различные периоды разработки залежей нефти и газа, β – коэффициент необратимого уплотнения.

Для оценки изменений поровых давлений используют те виды геофизических методов исследований, на показания которых оказывает влияние пористость горных пород. К ним относятся в первую очередь методы электрометрии, акустический, гамма-гамма и импульсный нейтронный.

Использование разработанной методики позволило установить, что изменение поровых давлений в зоне дренирования глинистых покрышек газоконденсатных месторождений Бакинского архипелага составляет в среднем 5–6 МПа за 5–6 лет.

На основе совместного решения уравнений материального баланса и уравнения Дарси получена система уравнений, позволяющая построить модель распределения во времени порового давления в глинистой толще и рассчитать объем вытекшей из нее воды в процессе разработки соседнего пласта-коллектора. Система уравнений для элементарного объема глинистой толщи имеет вид

$$\begin{aligned} A_1(P_2 - P_1) - A_2(P_3 - P_2) &= V_2 [(K_{n,2})_{t_0} - (K_{n,2})_t] / \Delta t, \\ A_2(P_3 - P_2) - A_3(P_4 - P_3) &= V_3 [(K_{n,3})_{t_0} - (K_{n,3})_t] / \Delta t, \\ \dots &\dots \\ A_{n-1}(P_n - P_{n-1}) - A_n(P_{n+1} - P_n) &= V_n [(K_{n,n})_{t_0} - (K_{n,n})_t] / \Delta t. \end{aligned}$$

В данной системе уравнений

$$A_i = \frac{K_{\text{пр}} \cdot F}{l_{i-1,i}} \cdot \frac{1}{\mu_i},$$

где $K_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости глинистой покрышки; F – поверхность фильтрации (площадь поперечного сечения); l – длина пути фильтрации из блока i в блок $i-1$; μ_i – вязкость поровой воды; P_i ($i = 1, 2, \dots, n$) – поровые давления в блоках элементарного объема глинистой покрышки; V_i ($i = 1, 2, \dots, n$) – объемы блоков; $(K_{n,i})_{t_0}$, $(K_{n,i})_t$ – пористость глин блока i в моменты времени t_0 и t ; Δt – время фильтрации, равное $(t - t_0)$.

Расчетная схема предусматривает также учет зависимости коэффициентов пористости и проницаемости от давления.

В результате выполненных на ЭВМ гидродинамических расчетов для трех районов северо-западного борта Южно-Каспийской впадины установлено, что в течение 20 лет разработки залежи снижение порового давления на контакте с пластом-коллектором может достигать 20–40 МПа, при этом мощность зоны дренирования составляет 6–20% от общей мощности глинистой толщи (рис. 3). Чем больше мощность глинистой покрышки, тем меньше по относительной и больше по абсолютной величине мощность ли-

тологического экрана (зоны дренирования). Имеет место определенное затухание во времени интенсивности перетоков поровых вод из глин в разрабатываемые пласты-коллекторы. Подобный факт объясняется быстрым формированием в глинистой покрышке относительно слабопроницаемой зоны, располагающейся в непосредственной близости от границы раздела с пластом-коллектором.

Таким образом, в процессе эволюции глинистых экранирующих толщ, сопровождающейся их гравитационно-фильтрационной консолидацией, происходит формирование сверхнормальных давлений поровой жидкости с превышением поровых давлений в глинах над пластовыми в регионально выдержаных коллекторах и выравнивание этого различия в течение геологического времени. В глинистой покрышке на границе с пластом-коллектором появляется слой более уплотненных глинистых пород (литологический экран), препятствующий процессу консолидации глинистой толщи и в то же время улучшающий экранирующие свойства покрышек.

Разработка залежи на естественном режиме интенсифицирует процесс оттока поровой жидкости из глин в коллекторы пропорционально отношению интервала геологического времени к интервалу технологического времени (время разработки залежи УВ), что, в свою очередь, ускоряет и процесс формирования литологического экрана. Эффект передачи пластовой энергии из глин в коллекторы следует учитывать в технологических расчетах разработки глубокопогруженных залежей УВ, эксплуатируемых на естественном режиме.

УДК 550.832 : 5192 + 622.276

В.А. Серебряков, Т. Илманов, А.Д. Сребродольский

ИЗУЧЕНИЕ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА КОМПРЕССИОННОЙ КРИВОЙ

Определение аномально высоких пластовых давлений (АВПД) методом компрессионной кривой основано на закономерности уплотнения глинистых пород в зависимости от эффективного напряжения, т.е. разности между давлением массы вышележащих осадочных пород σ и давлением насыщающих флюидов P .

Основное расчетное уравнение, используемое в методе компрессионной кривой, а также обозначения параметров уравнения этой кривой $K(x)$ и $B(x)$, необходимых для оценки аномальных поровых давлений в изучаемом районе, подробно рассмотрены в работе В.М. Добринина и других [1982].

Для определения параметров компрессионной кривой $K(x)$ и $B(x)$ достаточно знать ограниченную информацию об изменении физических свойств глинистых пород (не менее чем в двух точках) в зависимости от эффективного напряжения.

Однако для увеличения точности оценки порового давления рекомен-

дуется применять статистический подход, используя все имеющиеся фактические данные для конкретной скважины, площади, региона.

Изучаемые параметры компрессионной кривой $K(x)$ и $B(x)$ являются угловыми коэффициентами прямой, проходящей через две точки с известными координатами, т.е. значениями физических свойств и эффективного напряжения, причем каждый из рассматриваемых параметров определяется различными природными факторами. Так, $K(x)$ в основном связан с интенсивностью уплотнения осадочных горных пород, их минералогическим составом, влиянием температурных факторов и характеризует угол наклона компрессионной кривой в полулогарифмическом масштабе. Параметр $B(x)$ определяется положением начальной точки компрессионной кривой, или, другими словами, значением логарифма физического свойства пород в момент, когда эффективное напряжение $\sigma - P = 0$, т.е. вблизи поверхности Земли. Поэтому $B(x)$ в большой степени зависит от полноты геологического разреза, перерывов в осадконакоплении, размывов, возраста пород и, конечно, степени уплотнения пород, связанной с этими факторами.

При известных параметрах компрессионной кривой для оценки аномальных давлений в разрезе какой-либо скважины необходимо определить всего лишь одно значение геофизического параметра в глинистых породах при приближении к зоне аномально высоких пластовых давлений (АВПД).

Сказанное позволяет использовать этот метод для прогнозирования АВПД в районах со сложным геологическим строением, где пласты чистых глин встречаются редко и неравномерно и имеются трудности при построении "кривой нормального уплотнения" [Добрынин, Серебряков, 1978]. Подобные условия довольно часто имеют место в районах распространения отложений соли, и в частности на территории Амударьинской синеклизы, где мощность осадочных образований меняется от 2–4 до 10–15 км, причем во внутренних, наиболее погруженных частях наблюдается наибольшая мощность и полнота разреза, а в окраинно-приподнятых происходит сокращение мощностей и выпадение из разреза отдельных стратиграфических подразделений. От центральной к окраинным частям синеклизы уменьшаются и мощности глинистых отложений. В подсолевой карбонатной толще глинистые пласты очень редки. Так, на площади Сундукли в 200-метровом карбонатном разрезе, вскрытом скв. 3, удалось выделить только один пласт глин мощностью 4 м. На площади Гирсан в разрезе скв. 2 в 250-метровой толще карбонатов выделяются два пласта глин мощностью соответственно 3 и 4 м.

Для оценки возможностей прогнозирования АВПД в этом районе с использованием метода компрессионной кривой были изучены геологогеофизические материалы по 18 площадям, расположенным в различных частях Амударьинской синеклизы. Чтобы оценить применение метода компрессионной кривой в этом районе, были использованы для сравнения известная методика прогнозирования АВПД по "кривым нормально уплотненных глин" [Добрынин, Серебряков, 1978] и данные прямых замеров пластового давления в коллекторах. Расхождение результатов не превысило 5–8% (см. таблицу). Это свидетельствует о надежности получаемых с помощью новой методики значений порового давления на исследуемой территории Амударьинской синеклизы.

Параметры компрессионной кривой района Амударыинской синеклизы

Площадь	Точка 1, м	Точка 2, м	$K(x)$ ср	$B(x)$ ср	Тектонические зоны
Нишан	1500	2700	0,0034	-0,36	
Гирсан	1500	2200	0,0034	-0,36	
Ходжамбас	1500	2500	0,0034	-0,36	
Астанабада	1500	2400	0,0034	-0,36	
Алан	1500	2200	0,0034	-0,32	Юго-восточная
Сундукли	1300	2300	0,0028	-0,16	часть Чарджауской
Тангикудук	1200	2100	0,0029	-0,16	ступени
Самантепе	1000	1800	0,0036	-0,12	Чарджауская
Гугуртли	1000	1900	0,0032	-0,064	ступень
Багаджа	1000	2200	0,0035	-0,14	Багаджинский вал
Шархи	1600	3000	0,0033	-0,36	Илимский прогиб
Учаджи	1600	2800	0,0033	-0,36	Учаджи-Кулачский вал
Яшлар	1500	3000	0,0025	-0,33	Захметская
Шатлык	1800	2800	0,0025	-0,33	моноклиналь
Сандыкачи	2000	2500	0,0023	-0,34	Сандыкачинская
Каракель	2000	2500	0,0023	-0,34	зона прогиба
Даулетабад	1200	1800	0,0030	-0,15	Бадхыз-Карабильская ступень
Карабиль	1000	1500	0,0031	-0,13	

В процессе исследования для каждой из изучаемых скважин по надсолевой части разреза были построены "кривые нормально уплотненных глин". Все эти значения в дальнейшем были обобщены для конкретных площадей. Анализ этих зависимостей позволил заключить, что для сходных тектонических зон кривые "нормально уплотненных глин" очень близки между собой, в то время как для областей с разной историей геологического развития они значительно различаются. Это показывает, что в пределах даже одной синеклизы каждому стратиграфическому интервалу разреза в зависимости от литофацциальной характеристики, мощности и истории геологического развития свойственны специфические условия уплотнения осадочных пород. Количественно это удалось подтвердить сравнением значений коэффициентов $K(x)$ и $B(x)$, полученных для различных площадей Амударыинской синеклизы (см. таблицу).

В результате по данным изучения меловых отложений в надсолевой толще построена схема изменения параметров $K(x)$ и $B(x)$ для рассматриваемой территории (рис. 1). Эта схема, во-первых, может быть использована для прогнозирования аномальных пластовых давлений в толщах как надсолевых, так и подсолевых отложений, вскрытых на новых разбуриваемых площадях Амударыинской синеклизы. Кроме того, толкование

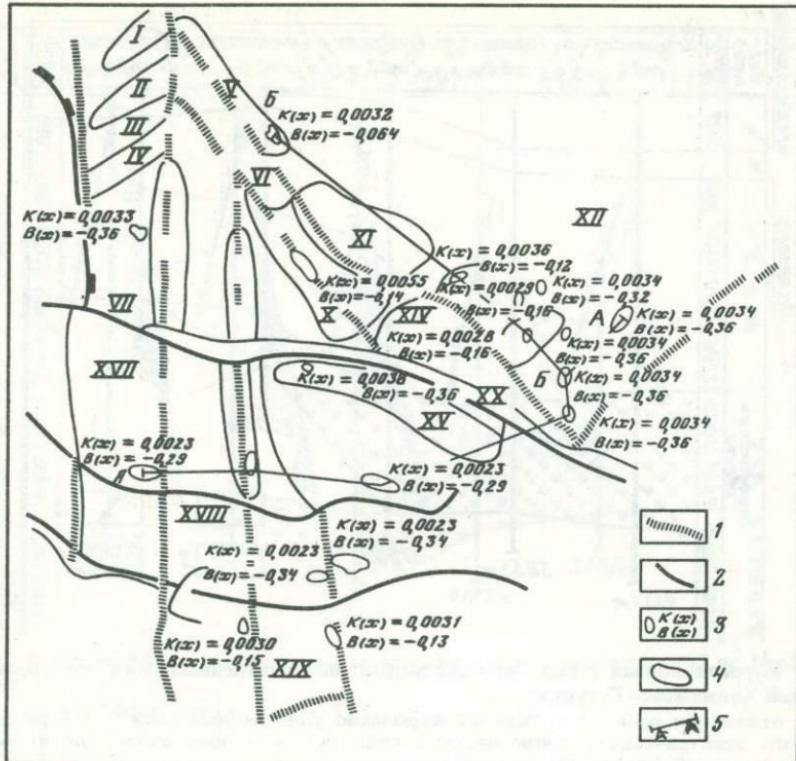


Рис. 1. Распределение параметров компрессионной кривой $K(x)$ и $B(x)$ по территории Амударынской синеклизы (тектоническая основа по Л.Н. Смирнову [Геология ..., 1972, с. 496, рис. 54])

I – Ачакский вал; II – Измаильский вал; III – Балкуинский прогиб; IV – Кирпичинский вал; V – Султансанджар-Гугуртинский вал; VI – Измаильский прогиб; VII – Восточно-Унгузский вал; VIII – Илимский прогиб; IX – Кусешорский вал; X – Багаджинский вал; XI – Чардюкское поднятие; XII – Бешкентский прогиб; XIII – Предьюзюногисарской внешнеорогенный прогиб; XIV – Карабекаульский прогиб; XV – Учаджи-Кулачий вал; XVI, XVII – Захметская моноклиналь; XVIII – Сандыкачинская зона прогибов; XIX – Бадхыз-Карабильская ступень; XX – Репетек-Келифская зона дислокаций

1 – глубинные тектонические разломы; 2 – границы структурных элементов; 3 – значения удельного электрического сопротивления глин ρ_k ; 4 – контуры отдельных структур; 5 – линия профилей А–А на рис. 2, Б–Б на рис. 3

значений параметров $K(x)$ и $B(x)$ позволяет проследить и объяснить геологические условия изменения этих коэффициентов по исследуемому району. Например, такие наиболее погруженные тектонические зоны, как Захметская моноклиналь и Сандыкачинская зона прогибов, характеризуются значениями $K(x) = 0,0023 \div 0,0025$; $B(x) = -0,33 \div -0,36$ (рис. 1). В то же время на приподнятых участках, где полнота разреза мезозойских отложений резко сокращена, имеются значительные размывы и перерывы в осадконакоплении, происходит существенное уменьшение значений коэффициента $B(x)$. Так, для площадей Чардюкской и Бадхыз-Карабильской ступеней, Багаджинского выступа $B(x)$ составляет $-0,12 \div -0,15$ (рис. 1).

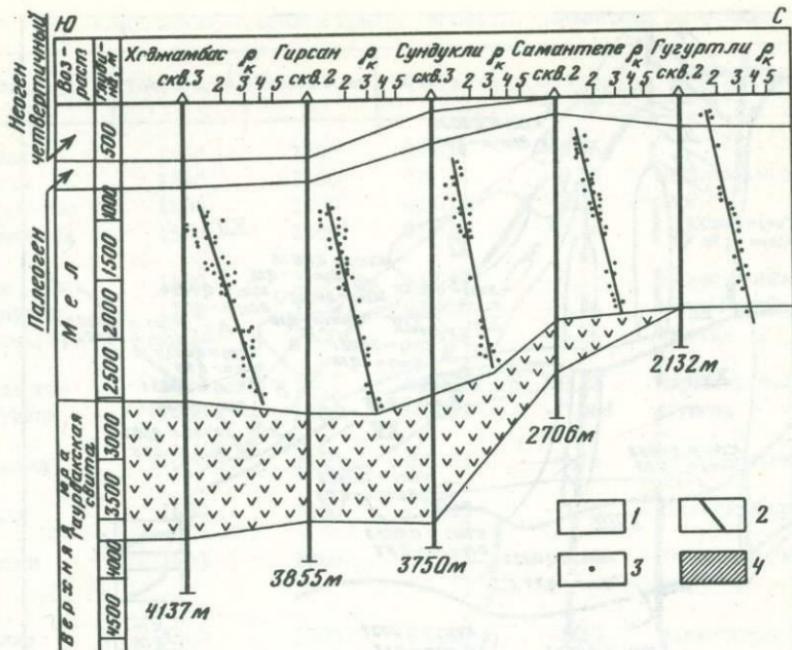


Рис. 2. Корреляционная схема "кривых нормально уплотненных глин" по профилю площадей Ходжамбас–Гугуртли

1 – отложения соли; 2 – "кривая нормально уплотненных глин"; 3 – значения удельного электрического сопротивления глин ρ_k ; 4 – зона аномально высоких поровых давлений (на рис. 3)

Отмеченные закономерности с еще большей уверенностью прослеживаются на геологическом профиле, проходящем от юго-западной части Бешкентского прогиба через Сундуклинское поднятие и Денгизкульский вал до Гугуртинского вала (рис. 2). На профиле отчетливо видно, что наиболее погруженной частью пересекаемой им территории является Бешкентский прогиб. Последний испытывал длительное и устойчивое прогибание на протяжении всего мезозойско-кайнозойского времени, в результате чего отложения всех стратиграфических комплексов имеют здесь большую мощность. Севернее по линии профиля происходит сокращение мощностей отложений, и в первую очередь неоген-четвертичных. Так, в районе площадей Ходжамбас и Гирсан мощность последних составляет 500, а на структурах Гугуртинского вала – всего 20 м.

Анализ значений коэффициентов компрессионной кривой, рассчитанных для площадей этого профиля, указывает на четкую закономерность изменения коэффициентов $B(x)$ в зависимости от мощности мезозойско-кайнозойских, в первую очередь неоген-четвертичных отложений. Значение коэффициента $B(x)$ меняется от $-0,36$ в наиболее погруженных частях Бешкентского прогиба до $-0,064$ – в наиболее приподнятых частях Гугуртинского вала. Одновременно с этим отмечено, что значения коэффициентов $K(x)$ меняются меньше, оставаясь в пределах $0,0028 \div -0,0036$.

Изучение подобных закономерностей вместе с другими факторами, в пер-

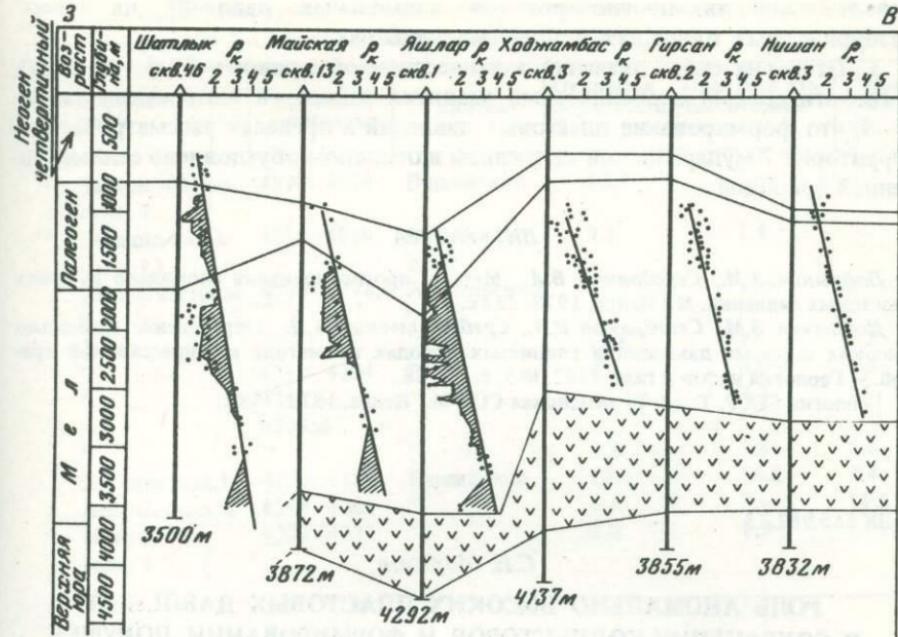


Рис. 3. Корреляционная схема "кривых нормально уплотненных глин" по профилю Шатлык–Нишан

Условные обозначения см. на рис. 2

вую очередь данными о породах покрышек, позволяет сделать выводы о том, как происходило формирование пластовых давлений в этом районе. Так, АВПД в пределах Бешкентского прогиба (площади Ходжамбас, скв. 3 и Гирсан, скв. 2) с коэффициентом аномальности $K_a = 1,68$, вероятно, связано с интенсивным прогибанием территории в мезозойско-кайнозойское время и накоплением мощных толщ осадочных образований, а также наличием 1000-метровой толщи соленосных отложений, являющейся совершенной покрышкой (рис. 3). В то же время в пределах Чарджоуской ступени (площади Самантепе, скв. 2 и Гугуртли, скв. 7), где наблюдается сокращение мощности мезозойско-кайнозойских отложений и выпадение из разреза отложений некоторых стратиграфических подразделений (соленосная толща в пределах Гугуртлинского вала выклинивается), в залежах наблюдаются нормальные гидростатические давления (рис. 2). Следовательно, формирование пластовых давлений в пределах рассматриваемой территории обусловлено в основном седиментогенной природой. Изложенное выше позволяет сделать следующие выводы:

1. Результаты применения метода компрессионной кривой свидетельствуют о возможности успешно оценивать аномальные давления в сложных геологических условиях Амударыинской синеклизы. Расхождения расчетных значений давлений с данными прямых замеров составляют 5–8 %.

2. Схема разделения изучаемой территории на зоны с различными значениями параметров компрессионной кривой $K(x)$ и $B(x)$ может быть

использована для прогнозирования аномальных давлений на новых разбуриваемых площадях и больших глубинах.

3. Отмечена связь значений компрессионной кривой $K(x)$ и $B(x)$ с геологическими особенностями развития района; в частности, установлено, что формирование пластовых давлений в пределах рассматриваемой территории Амударинской синеклизы в основном обусловлено седиментной природой.

ЛИТЕРАТУРА

Добрынин В.М., Серебряков В.А. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений. М.: Недра, 1978. 232 с.

Добрынин В.М., Серебряков В.А., Сребродольский А.Д. Определение аномально высоких поровых давлений в глинистых породах по методу компрессионной кривой. – Геология нефти и газа, 1982, № 5, с. 25–28.

Геология СССР. Т. 22. Туркменская ССР. М.: Недра, 1972. 768 с.

УДК 553.982.23

С.Н. Морозов

РОЛЬ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В СОХРАНЕНИИ КОЛЛЕКТОРОВ И ФОРМИРОВАНИИ ЛОВУШЕК В ТЕРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ДЕВОНА СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО БОРТА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

В последние годы распространилось представление о невысоких перспективах нефтегазоносности областей с аномально высоким пластовым давлением (АВПД), и в частности терригенных отложений девона северо-западного борта Прикаспийской впадины. Объясняется это трудностями бурения в указанных областях и на отмеченных отложениях, которые залегают на глубинах 4–5 км и изменены до стадии MK_3 – MK_4 , когда большинство песчано-алевритовых пород утрачивает свойства гранулярных коллекторов.

Имеющиеся данные свидетельствуют о том, что наряду с сильно уплотненными окварцованными песчаниками на глубинах выше 4 км практически во всех основных продуктивных горизонтах терригенного девона имеются разности неглинистых и слабоглинистых песчаников, емкостные и фильтрационные свойства которых соответствуют коллекторам порового типа (см. таблицу). Ориентировочные подсчеты показали, что в пределах Ровенско-Ершовского сегмента бортовой зоны Прикаспийской впадины такие породы составляют не более 15% от общего объема развитых здесь неглинистых и слабоглинистых песчаников пашайского, ардатовского и воробьевского горизонтов. Повышенная пористость этих пород связывается с наличием АВПД.

Общие закономерности распространения и природа АВПД в отложениях терригенного девона северо-западной и западной бортовой зон Прикаспийской впадины, а также некоторые литолого-петрофизические особенности терригенных пород (в том числе аномально высокая пористость песчаников) в зонах сверхдавлений уже рассматривались раньше [Кучерук, Морозов, 1981].

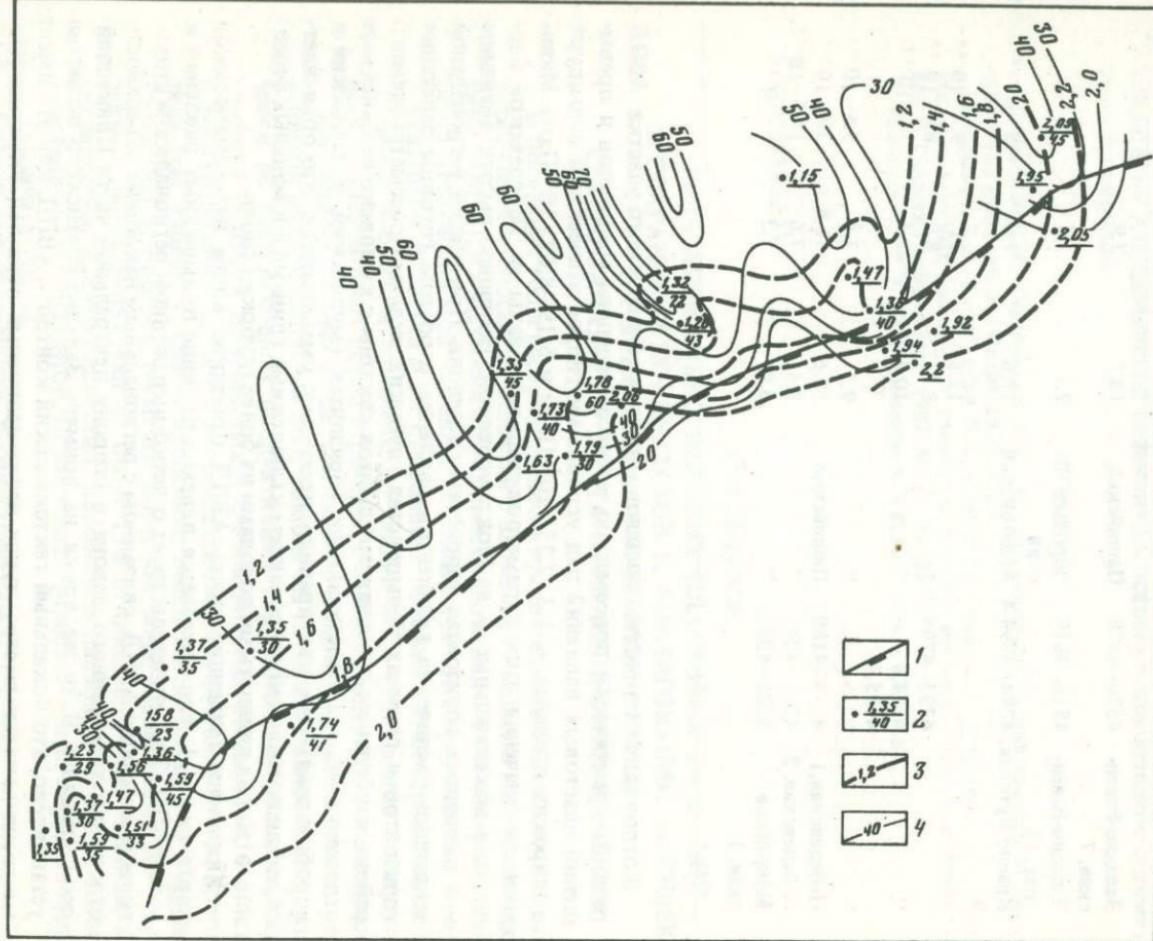
Характеристика коллекторских свойств песчано-алевритовых пород
терригенного девона Ровенско-Мокроусовского сегмента бортовой зоны
Прикаспийской впадины

Площадь, скважина	Интервал глубин, м	Горизонт	Открытая пористость, %	Полезная статистическая емкость, %	Газопроницаемость, 10^{-15} м^2
Западно-Ровенская, 7	4570–4578	Пашийский	13,7	7,9	—
Западно-Ровенская, 13	4816–4819	Воробьевский	9,1	1,4	—
Красно-Кутская, 9	4794–4794,4	Ардатовский	12,6	11,8	$8 \cdot 10^{-14}$
То же	"	"	12,6	11,7	$9,2 \cdot 10^{-14}$
"	4793–4794	"	8,9	8,0	$8,8 \cdot 10^{-15}$
"	4794,4–4795,4	"	10,8	9,4	$14 \cdot 10^{-15}$
"	"	"	9,2	7,8	$5,6 \cdot 10^{-15}$
Лебедевская, 1	4174–4180	Пашийский	19,6	16,8	$3,4 \cdot 10^{-15}$
Лебедевская, 2	4297–4305	"	9,4	7,6	$11,5 \cdot 10^{-15}$
Мокроусовская, 1	4325–4328	"	8,0	1,3	$1 \cdot 10^{-17}$

В отложениях терригенного девона Ровенско-Ершовского участка АВПД развито практически повсеместно, однако величины градиентов и превышений пластовых давлений над условными гидростатическими варьируют в широких пределах – $1,3\text{--}2,25 \cdot 10^3 \text{ Па}/\text{м}$ и $5,19\text{--}8,62 \cdot 10^3 \text{ Па}/\text{м}$. Минимальные значения этих параметров зафиксированы на Лебедевской площади, а максимальные – на Мокроусовской. Неодинаковы эти величины и в различных горизонтах терригенного девона. При общей региональной тенденции увеличения градиентов давления с ростом глубины залегания горизонтов в разрезах большинства глубоких скважин рассматриваемого района наибольшие значения градиентов связаны с кыновско-пашийскими отложениями, а в подстилающих горизонтах (мулинский, ардатовский и воробьевский) они, как правило, несколько уменьшаются. Это объясняется, по-видимому, экранированием кыновскими глинами аномальных флюидов, отжатых глинистыми породами из более глубоких слоев.

Указанная тенденция роста АВПД отчетливо видна на схематической карте (рис. 1), где отмечается переход от зоны повышенных давлений к зоне АВПД. Это свидетельствует о четко выраженным региональном структурном контроле АВПД, связанном с региональным наклоном поверхности отложений терригенного девона в сторону центральной части Прикаспийской впадины. В то же время на примере Западно-Ровенского поднятия установлено, что локальный тектонический контроль АВПД, как это имеет место на локальных структурах нефтегазоносных областей Украины [Орлов, 1980], отсутствует. Следовательно, на этом участке АВПД возникли позднее структуроформирующие движения.

Однако на более кругой южной периклинали указанной структуры, обращенной к внутренней части Прикаспийской впадины, значения гра-



дентов выше, чем на пологой северной. Разница в углах наклона и величинах пластовых давлений объясняется прогибанием центральных районов впадины, под влиянием которого осуществлялось перераспределение пластовой энергии в Западно-Ровенской авандельтовой структурно-литологической ловушке — северные пласти, раскрываясь на север, испытывали частичную разгрузку аномальных флюидов, а южные, наоборот, могли принимать дополнительные их порции. Таким образом, во внутренней бортовой зоне на расстоянии 10–20 км от бортового уступа градиенты давлений в кыновско-пашийских отложениях должны быть равными или большими $2 \cdot 10^3$, а в подстилающих горизонтах — $1,4\text{--}1,7 \cdot 10^3$ Па/м.

График (рис. 2) иллюстрирует рост пористости песчаников с ростом градиента давлений. Нетрудно видеть, что оптимальными условиями для сохранения поровых коллекторов на глубинах свыше 4 км являются градиенты $1,3\text{--}2,2 \cdot 10^3$ Па/м. Тогда открытая пористость мелкозернистых кварцевых песчаников может сохраняться в пределах 8–12%, а иногда и выше. Такие значения пористости соответствуют коллекторам порового типа. При этом лучшими коллекторскими свойствами, вероятно, будут обладать пашийские песчаники.

Вместе с тем необходимо иметь в виду, что в глубокозалегающих горизонтах, характеризующихся АВПД, этот тип коллектора не окажется широко распространенным. Пористость песчаников не может расти бесконечно с ростом АВПД. Это следует из графика зависимости между открытой пористостью и градиентом давления, на котором кривая в верхней своей части стремится к асимптоте (рис. 2). Видимо, при определенных граничных значениях порового давления жидкой фазы, соответствующего градиенту пластового давления около $2,3\text{--}2,5 \cdot 10^3$ Па/м, достигается предел упругости (прочности) скелета породы. При этом происходит естественный гидроразрыв пласта, формирование микротрециноватости и коллектора порово-трещинного типа. Следовательно, можно предположить, что верхний предел открытой пористости кварцевого песчаного коллектора в отложениях терригенного девона бортовой зоны не будет превышать 15% (при указанных максимальных значениях градиентов давлений).

Это в какой-то мере подтверждается тем, что максимальные значения гранулярной пористости нижнепермских подсолевых песчаников на юго-востоке Прикаспийской впадины в зонах АВПД не превышают 16% (скв. П-25 на площади Каратюбе, интервал глубин 4350–4352 м). Более упругий скелет глинистых пород, видимо, допускает большее приращение пористости при росте градиента давления (рис. 3).

Необходимо остановиться еще на одной важной особенности распределения сверхдавлений в отложениях терригенного девона Ровенско-Мокроу-

Рис. 1. Схематическая карта распределения градиентов давления в кыновско-пашийских отложениях Ровенско-Ершовского сегмента бортовой зоны Прикаспийской впадины

1 — бортовой уступ Прикаспийской впадины, 2 — глубокие скважины: в числите — градиент давления (Δp), в знаменателе — суммарная мощность песчано-алевритовых пород; 3, 4 — линии равных значений: 3 — градиентов давления (Δp), 4 — суммарных мощностей песчано-алевритовых пород

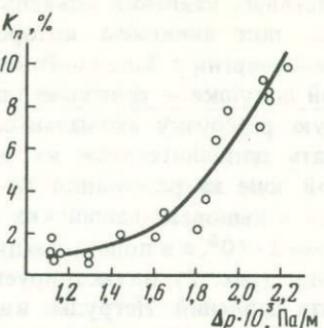
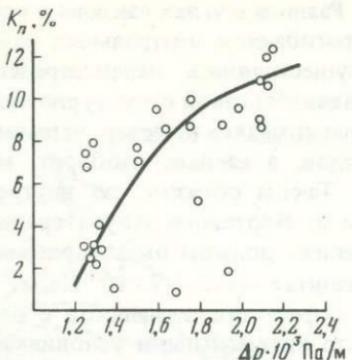


Рис. 2. График зависимости открытой пористости (K_p) песчано-алевритовых пород терригенного девона Ровенско-Мокроусовского участка (глубины более 4 км) от величины градиента давления (Δp)

Рис. 3. График зависимости открытой пористости (K_p) глинистых пород терригенного девона Ровенско-Мокроусовского участка (глубины более 4 км) от величины градиента давления (Δp)

совского участка. Известно, что зонам развития мощных регионально выдержаных проницаемых песчаных пластов должны соответствовать наименьшие давления (вплоть до условных гидростатических), обязаные разгрузке отжатых высоконапорных флюидов в эти пласти [Dickinson, 1953]. Однако сравнение карты распределения градиентов давлений с картой суммарных мощностей песчано-алевритовых пород не показало такого соответствия (см. рис. 1).

Более того, скв. 5 Западно-Ровенской площади вскрыла отдельные пласти песчаников мощностью до 23 м, из которых получены фонтаны газа с конденсатом и зафиксированы максимальные для пашинских отложений этой площади градиенты давлений ($1,77 \cdot 10^3 \text{ Па/м}$). В то же время в соседней скв. 13, где максимальная мощность отдельных песчаных прослоев в указанных отложениях не превышает 15–16 м, градиенты давлений значительно ниже ($1,46 \cdot 10^3 \text{ Па/м}$).

Характерной особенностью отложений терригенного девона являются присутствие скоплений углеводородов (УВ) и нефтегазопроявления в большинстве пробуренных в бортовой зоне скважин. При этом оказалось, что продуктивность последних не всегда связана с локальными поднятиями. Таковыми чаще всего оказывались скважины, находящиеся за пределами структур либо в их периферических частях. Связано это, по-видимому, с тем, что в рассматриваемой авандельтовой фациальной зоне [Яцкевич, 1975] выдержаные монофациальные пласти распадаются на серию более мелких линзовидных песчаных пропластков, изолированных друг от друга по латерали глинистыми разделами. Возможно, по этой же причине на Западно-Ровенской площади притоки газа и конденсата, полученные из пашинских песчаников в расположенных на крыльях структуры скв. 5 и 8, не были зафиксированы в сводовой скв. 13. Видимо, эти песчаники не являются единым резервуаром, а перечисленные скважины вскрыли либо литологические, либо структурно-литологические ловушки.

Заметим кстати, что рост градиентов давлений в кыновско-пашинских

отложениях происходит без существенного увеличения их общей мощности, варьирующей в пределах рассматриваемого сегмента бортовой зоны от 241 (скв. 6, Западно-Ровенская площадь) до 331 м (скв. СГ-1, Саратовская площадь).

Изучение промыслового-геофизических материалов по скважинам Западно-Ровенской площади показывает, что мощность пашийского продуктивного песчаного пласта, хотя и уменьшается в сводовой части поднятия, полное его выклинивание и замещение глинистыми породами на небольшом расстоянии вряд ли возможно. Поэтому допустимо альтернативное объяснение изоляции песчаных резервуаров: в сильно измененных катагенетическими процессами песчаных пластах сформировались флюидонепроницаемые барьеры, способные удерживать скопления УВ не только на периклинальных локальных структурах, но, по-видимому, и в синклинальных перегибах, разделяющих эти структуры. В результате образовались эпигенетически экранированные залежи, одним из важнейших диагностических признаков которых является наличие АВПД [Кучерук, Морозов, 1981].

Таким образом, АВПД в терригенных отложениях девона северо-западного борта Прикаспийской впадины способствует сохранению промышленной емкости гранулярных коллекторов и формированию литологических, структурно-литологических и эпигенетически экранированных залежей нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

Кучерук Е.В., Морозов С.Н. Распространение и природа АВПД в подсолевых терригенных отложениях северо-западной бортовой зоны Прикаспийской впадины. – В кн.: Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. М.: ВИЭМС, 1981, вып. 9, с. 1–6.

Кучерук Е.В., Морозов С.Н. Учет данных геофлюидодинамики при оценке перспектив нефтегазоносности. Нефтегаз. геология и геофизика, 1981, вып. 23, с. 4–7.

Орлов А.А. О возможности использования аномально-высоких пластовых давлений в качестве поискового критерия залежей нефти и газа. – Нефт. и газовая пром-сть, 1980, № 2, с. 16–18.

Яцкевич С.В. Аллювиально-дельтовые отложения среднего и верхнего девона Нижнего Поволжья в связи с их нефтегазоносностью: Автoref. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Саратов, НВ НИИГГ, 1975. 20 с.

Dickinson G. Geologic aspects of abnormal reservoir pressures in Gulf Coast. – Bul. AAPG, 1953, vol. 37, N 2, p. 410–432.

В.В. Тимофеев, М.У. Усуалиев

К ВОПРОСУ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ЛОВУШЕК НЕФТИ И ГАЗА

Прогнозирование неантеклинальных ловушек нефти и газа представляет собой в настоящее время весьма актуальную задачу как по причине сокращения фонда антиклинальных структур, так и вследствие предполагаемого равенства запасов углеводородов (УВ) в ловушках неантеклинального и антиклинального типов, что подтверждается многими работами [Неантеклинальные..., 1978; Гейман, Султанов, 1977; Калинко, 1981; Оруджева, Морозов, 1983; и др.].

Среди известных способов решения сложной задачи обнаружения неантеклинальных залежей особое место занимает метод гидродинамического картирования нефтегазопродуктивных толщ, так как именно гидродинамические условия определяют в конечном счете возможность скопления и сохранения УВ в ловушках как антиклинального, так и неантеклинального типа [Гаттенбергер, 1973]. Существо указанного метода заключается в построении карты потенциалов нефти (газа) по исследуемому пласту на основе структурной карты по кровле пласта и карты приведенных напоров пластовых флюидов. При этом области минимумов на карте потенциалов определяют площади, благоприятные в гидродинамическом отношении для скопления УВ. И, напротив, зоны максимумов потенциала указывают на участки, где скопления УВ невозможны ни при каких структурно-геологических условиях. Методика составления таких карт достаточно полно и ясно освещена в работе Н.А. Еременко и др. [1975].

Авторами настоящей статьи предпринята попытка использовать гидродинамическое картирование для построения локальной карты потенциалов нефти по V пласту палеогена Северо-Восточной Ферганы.

Поскольку на данной территории этот метод ранее никем не использовался, первым шагом исследований явилась проверка эффективности метода в структурно-геологических и гидрогеологических условиях северного борта Ферганской впадины. Для этого был выполнен весь комплекс работ по картированию хорошо изученной площади Майли-Су IV—Шамалды-сай—Восточный Избаскент. Были составлены структурная карта, карты начальных пластовых давлений и приведенных напоров; оценены плотности пластовых вод и нефти и рассмотрено их изменение по глубине и в плане. На основе этих работ создана карта потенциалов нефти для данного участка в указанном выше масштабе.

Ее сопоставление с реальной гидродинамической обстановкой по рассматриваемому горизонту показало совпадение выявленных зон минимумов потенциала нефти с контурами водонефтяных контактов, определенных по промысловым данным. На участках же максимумов потенциала скважины, как и предполагалось, оказались непродуктивными [Тимофеев, Усуалиев, 1983].

Успех предварительной работы позволил перейти к гидродинамическим построениям по всей избранной территории, от структур Майли-Су и Джельтмесс (на западе) до Кара-Булак и Джай-Терек (на востоке). Исход-

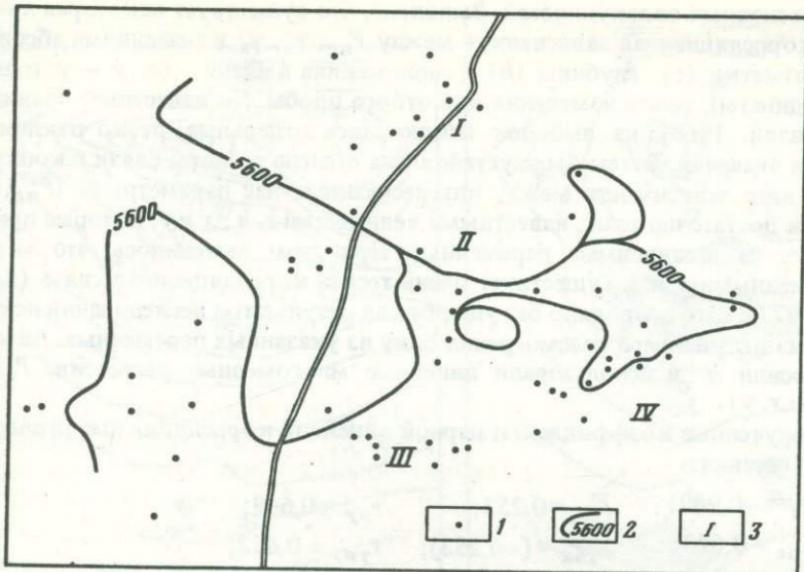


Рис. 1. Фрагмент карты приведенных пластовых напоров (в метрах столба пресной воды), построенный по данным фактических замеров пластовых давлений и плотности пластовых вод

1 — скважины, по которым имелись материалы наблюдений и приведенный напор в данной точке (в м' вод. ст.); 2 — одна из изолиний приведенного напора, плоскость сравнения имеет отметку 4000 м; 3 — площади: I — Майли-су III, II — Майли-су IV, III — Избаскент, IV — Восточный Избаскент

ными (первичными) материалами для этого послужили результаты поисково-разведочного бурения за 32-летний период (1950–1981 гг.). Были использованы данные о глубине залегания и абсолютных отметках кровли V пласта по 250 скважинам, определения пластового давления в 71 скважине и измерения удельного веса пластовых вод в 107 скважинах и нефти — в 61.

Однако этот обширный фактический материал, как выяснилось, мог быть применен лишь для построения структурной карты по кровле V пласта, поскольку только данные о гипсометрии оказались вполне достоверными. Сведения же об остальных параметрах (пластовом давлении, плотности воды и нефти) во многих случаях отличались необъяснимыми изменениями значений даже в близко расположенных скважинах, не согласовывались с реально наблюдаемой обстановкой (рис. 1).

Вероятно, некачественность давних материалов объясняется недостатками техники и методики прежних измерений, отбора и хранения образцов, а также тем, что многие определения производились при интенсивной эксплуатации месторождений, т.е. в условиях нарушенного гидродинамического режима. Так или иначе, но для построения карты приведенных напоров, а соответственно и для построения карты потенциалов нефти оказались необходимыми статистический анализ и статистическая обработка материалов наблюдений. То и другое выполнялось исходя из предположения, что данные о пластовом давлении ($P_{\text{пл}}$), плотности воды (γ_w) и нефти (γ_n) являются результатами случайных выборок из соответствую-

ших основных совокупностей. Выявлено, что существует некоторая линейная корреляционная зависимость между $P_{\text{пл}}$, γ_n , γ_b и значениями абсолютной отметки (z), глубины (h) и положениях в плане (x , y – условные координаты) точки измерения или отбора пробы. По известным правилам [Айвазян, 1968] из выборок исключались отдельные, резко отклоняющиеся значения. Затем была установлена степень тесноты связи и конкретного вида зависимости между интересующими нас параметрами ($P_{\text{пл}}$, γ_b , γ_n) и достаточно точно известными величинами z , h , x и y , которые принимались за независимые переменные. При этом выяснилось, что между переменными z и h существует очень тесная корреляционная связь ($r_{zh} = -0,977$). Это позволяло без ущерба для результатов исследований исключить из дальнейшего рассмотрения одну из указанных переменных. Авторы отбросили h и использовали линейные многомерные регрессии: $P_{\text{пл}} = P(z, x, y)$.

Полученные коэффициенты парной линейной корреляции имели следующие значения:

$$\begin{aligned} r_{pz} &= -0,969; & r_{px} &= 0,253; & r_{py} &= 0,649; \\ r_{\gamma_b z} &= 0,673; & r_{\gamma_b x} &= (-0,253); & r_{\gamma_b y} &= 0,652; \\ r_{\gamma_n z} &= (-0,180); & r_{\gamma_n x} &= 0,427; & r_{\gamma_n y} &= (-0,297). \end{aligned}$$

Проверка гипотезы о значимости выборочных коэффициентов корреляции ($H_0 : r_\gamma = 0$) привела к выводу, что некоторые из этих коэффициентов малы (выше эти коэффициенты даны в скобках), и, следовательно, соответствующие связи при построении многомерной регрессии (многомерного тренда) не должны учитываться.

После этого по известной методике вычислялись совокупные и частные коэффициенты множественной корреляции, анализ которых позволил упростить выражение зависимости для пластового давления, поскольку оказалось, что $R_{pxyz} = 0,970$, в то время как $r_{pz} = -0,969$. По этой причине необходимость в построении многомерной регрессии $P = P(x, y, z)$ отпадала. Оказалось достаточным остановиться на простейшей зависимости $P = P(z)$. Остальные же две корреляционные зависимости (в соответствии со сказанным выше) сохранили свой вид:

$$\gamma_b = \gamma(yz); \gamma_n = \gamma(x).$$

Вычисление коэффициентов регрессии привело к следующим уравнениям: $P_{\text{пл}} = 124,3 - 1,095 \cdot 10^{-1} z$ (1); $\gamma_b = 1,044 - 1,048 \cdot 10^{-4} \cdot y - 8,110 \cdot 10^{-6} z$ (2); $\gamma_n = 0,862 + 2,255 \cdot 10^{-5} x$ (3), которые и использовались в дальнейших расчетах и построениях. При этом теснота корреляционной связи характеризовалась следующими значениями коэффициентов:

$$r_{pz} = -0,969; R_{\gamma_b yz} = 0,745; r_{\gamma_n x} = 0,427.$$

Проверка гипотезы о значимости указанных коэффициентов корреляции привела к отклонению гипотезы $H_0 : 2 = 0$ для всех трех случаев.

Изложенные выше статистические исследования и расчеты проводились по известным методикам и формулам [Гумран, 1977; Лукомский, 1961]. Вычисления выполнялись с точностью до седьмого знака с округлением результатов до четырех значащих цифр.

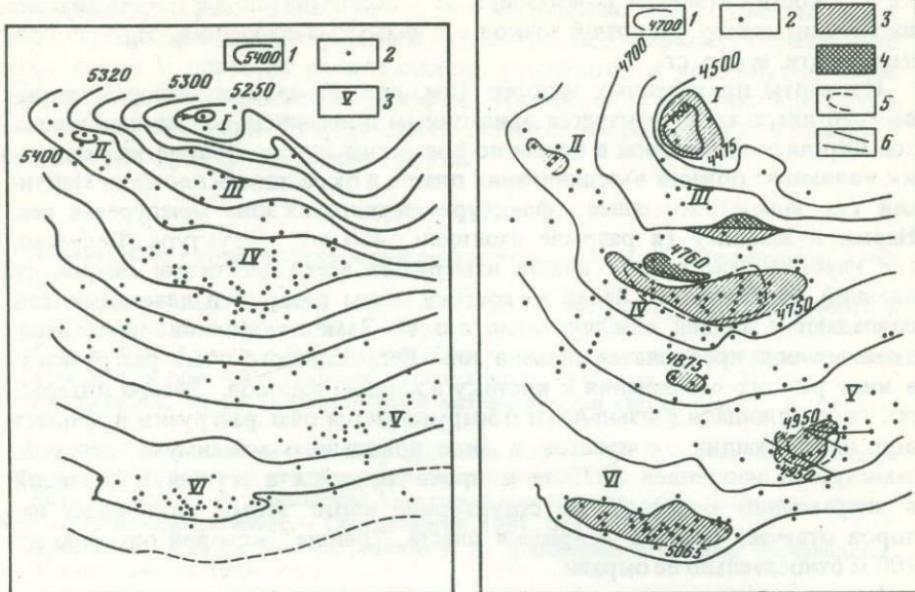


Рис. 2. Карта приведенных напоров (в м вод. ст.) по V пласту Северо-Восточной Ферганы. Масштаб 1:100 000. Сечение изолиний 25 м. Абсолютная отметка плоскости сравнения 4000 м

1 – изолинии приведенных напоров; 2 – поисково-разведочные скважины; 3 – площади: I – Бедрессай; II – Кызыл-Алма. III – Майли-су III, IV – Майли-су IV, V – Восточный Избаскент, VI – Избаскент

Рис. 3. Карта потенциалов нефти по V пласту палеогена Северо-Восточной Ферганы. Масштаб 1:100 000. Отметка плоскости сравнения 4000 м. Сечение основных изолиний 100 м вод. ст.

1 – изолинии потенциала нефти; 2 – поисково-разведочные скважины; 3 – площади минимумов потенциала нефти; 4 – площади максимумов потенциала нефти; 5 – контур водонефтяного контакта по промысловым данным; 6 – разломы. Площади: I – Бедре-сай, II – Кызыл-Алма, III – Майли-су III, IV – Майли-су IV, V – Восточный Избаскент, VI – Избаскент

Карты приведенных напоров H_{np} и потенциалов нефти H_n по V пласту палеогена (рис. 2, 3) построены на основе полученных уравнений (1)–(3), известной формулы Силина-Бекчурина и формулы $H_n = H_{np} - \int [\gamma_b(z) - \gamma_i(z)] dz$, предложенной в работе [Еременко и др., 1975], которые в соответствии с равенствами (1)–(3) и с целью получения приведенных напоров и потенциалов нефти приводились к виду $H_{np} = 10P_{pl} + \frac{\gamma_{bz} + \gamma_{bo}}{2} \Delta z$:

$$H_n = H_{np} - \left(\frac{\gamma_b + \gamma_{bo}}{2} - \gamma_n \right) \Delta z = 10P_{pl} + \gamma_n \cdot \Delta z, \text{ где } H_{np} \text{ – приведенный напор, м вод. ст.: } \gamma_n \text{ – плотность нефти в расчетной точке; } \gamma_b \text{ – плотность воды в расчетной точке; } \gamma_{bo} \text{ – плотность воды в расчетной точке на отмет-}$$

ке плоскости сравнения (-4000 м); Δz – расстояние по вертикали (разница глубин) между расчетной точкой и плоскостью сравнения; H_n – потенциал нефти, м вод. ст.

Из карты приведенных напоров (см. рис. 2) следует, что рассматриваемый пласт характеризуется элизионным движением вод из глубинных зон Ферганской впадины в целом по восстанию пласта. Зонами их разгрузки являются: область выклинивания пласта в окрестности площади Майлисай (на западе), восточнее – флексурно-надвиговая зона междуречья рек Нарын и Майлису (в разрыве изолинии 5450 м); структура Бедресай, где глубина залегания V пласта измеряется всего десятками метров от дневной поверхности. Далее к востоку зоны разгрузки пластовых вод совпадают с линией выклинивания пласта. Заметное влияние инфильтрационных вод проявляется лишь в зоне Бедресайского очага разгрузки и в виде резкого отклонения к востоку изолиний напоров. Весьма интересно, что на площади Кызыл-Алма обнаруживается очаг разгрузки в V пласт вод нижележащих горизонтов в виде локального максимума напоров, замкнутого изолинией 5375 м и проявляющийся в сгущении изолиний в направлении Бедресай. На структурной карте этому максимуму напоров отвечает местная депрессия пласта, "днище" которой опущено до 200 м относительно ее окраин.

На карте потенциалов нефти (см. рис. 3) выявленные зоны минимумов потенциала вполне удовлетворительно совпадают с площадями промышленных нефтяных залежей или площадями интенсивного нефтепроявления. В подтверждение этого на карту нанесены линии водонефтяного контакта на месторождениях Майли-су IV и Восточный Избаскент по промысловым данным¹. Исключением из сказанного является лишь зона минимума на площади Алаш и зона минимума потенциала между структурами Майлису IV–Избаскент–Восточный Избаскент, для которых вопрос о нефтесносности неясен.

Скв. I на площади Алаш, находящаяся в зоне минимума, давала при испытании нефть самоизливом, в остальных же скважинах, три из которых находятся на границе выявленной аномалии, наблюдались лишь слабые нефтепроявления. По скважинам же, попавшим во вторую из указанных аномалий потенциала нефти, сведений об испытании V пласта не имеется. Изложенный материал дает основание сделать следующие выводы.

1. Исходные данные за многолетний период могут оказаться непригодными для непосредственных гидродинамических построений. Однако эффективное использование такого фактического материала становится возможным после его обработки методами математической статистики.

2. Построенные на основе статистической обработки материалов карты поверхностей линейного многомерного тренда приведенных напоров и потенциалов нефти по V пласту палеогена Северо-Восточной Ферганы достаточно удовлетворительно отражают геологические и гидродинамические условия исследуемой территории и площади ловушек нефти.

3. Несмотря на то что карты тренд-поверхностей освещают геогидродинамическую обстановку, очевидно, в сглаженном виде и отдельные локальные аномалии в поведении изучаемых величин могут на них не отразиться

¹ По другим залежам авторы не имели сведений о водонефтяном контакте.

или предстать в искаженных размерах и очертаниях. Они все же выявляют зоны, требующие дополнительного рассмотрения (например, область притока вод в V пласт из нижележащих горизонтов и упомянутые выше две зоны минимума потенциала нефти). Карты эти несомненно чрезвычайно полезны как для изучения гидрогеологического режима, так и для обнаружения неструктурных залежей нефти.

ЛИТЕРАТУРА

- Айвазян С.А.* Статистическое исследование зависимостей. М.: Металлургия, 1968. 227 с.
- Гаттенбергер Ю.П.* Влияние гидродинамической обстановки на залежи нефти и газа. – Геология нефти и газа, 1973, № 6, с. 81–84.
- Гейман Б.М., Султанов Д.С.* Неструктурные залежи – крупный резерв увеличения добычи нефти и газа. – Тр. Ташкент. политехн. ин-та, 1977, вып. 172, с. 10–28.
- Гумурман В.Е.* Теория вероятностей и математическая статистика. М.: Высш. шк. 1977. 479 с.
- Еременко Н.А., Михайлова И.М., Яковлев Б.М.* и др. Методика картирования гидравлических ловушек нефти и газа. – Сов. геология, 1975, № 9, с. 3–10.
- Калинко М.К.* Пути повышения эффективности поисков углеводородов в старых нефтедобывающих регионах. – Сов. геология, 1981, № 1, с. 21–29.
- Лукомский Я.И.* Теория корреляции и ее применение к анализу производства. М.: Гостоптехиздат, 1961. 375 с.
- Неантиклинальные ловушки и залежи нефти и газа. перспективы и направление их поисков. – Тр. ВНИГНИ, 1978, вып. 206. 223 с.
- Оруджева Д.С., Морозов Л.И.* Перспективы поисков нефти и газа неантиклинального типа в отложениях палеогена Ферганской владины. – Геология нефти и газа, 1983, № 1, с. 45–49.
- Тимофеев В.В., Усуалиев М.У.* К вопросу эффективности геогидродинамических построений с целью прогноза залежей нефти: На примере Северо-Восточной Ферганы. – Изв. АН КиргССР, 1983, № 5, с. 24–29.

УДК 550.832 : 552.5-К

М.А. Беляков, Н.В. Царева

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН (ГИС) ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Анализ накопленного к настоящему времени опыта изучения пород-коллекторов нефти и газа, залегающих на больших глубинах, позволяет выявить целый ряд факторов, приводящих к снижению эффективности работ, направленных на решение задач выделения коллекторов в разрезах скважин и их промышленной оценки.

В первую очередь это касается прямых поисковых методов – оценки коллекторских свойств по данным керна и результатов испытаний, информативность которых резко снижается в условиях больших глубин. Ограниченные объемы отбора керна не позволяют получить детальное представление о вскрываемом разрезе, а малые скорости бурения и применение утяжеленных буровых растворов приводят, как правило, к формированию глубокой зоны проникновения фильтрата бурового раствора и образова-

нию зоны кольматации, нарушающей гидродинамическую связь пласта со скважиной. В результате этого при испытаниях из пластов-коллекторов часто вообще не получают притоков. Восполнить утерянную информацию позволяют более рациональное использование возможностей современного комплекса методов геофизических исследований скважин (ГИС), а также проведение исследований, выполняемых непосредственно в процессе бурения скважин (методы продолжительности проходки, фильтрационный и др.). Положительный опыт применения последних накоплен в настоящее время по целому ряду нефтегазодобывающих районов страны.

Имеется целый ряд факторов, ограничивающих возможности промысло-во-геофизических исследований, например высокие температуры и давления, на которые не была рассчитана выпускавшаяся ранее серийная скважинная аппаратура. Не всегда приемлемы и разработанные к настоящему времени образцы термобаростойкой аппаратуры.

Еще одним фактором является значительное уплотнение пород с глубиной, способствующее снижению их эффективной пористости, за исключением зон аномально высоких пластовых давлений. Результатом этого является преимущественное распространение на больших глубинах коллекторов трещинного типа, эффективная емкость которых часто оказывается соизмеримой с погрешностью ее оценки существующими способами. В этих условиях, как показывает практика, эффективными при решении задач выделения коллекторов и оценки характера их насыщения, так же как и на средних глубинах, оказываются такие методы, как временные замеры, в том числе в модификации "двух растворов", градиента сопротивления (метод совместного использования экранированного и микроэкранированного зондов) и нормирования диаграмм по пористости с обязательным учетом соотношения минерализаций бурового раствора и пластовых вод.

Опыт применения этих способов в карбонатных коллекторах верхнего мела Чечено-Ингушской АССР, залегающих на глубинах более 4,5 км, показал возможность решения перечисленных задач при условии учета времени между вскрытием пород бурением и их исследованием, наличия процессов диффузии между буровым раствором и пластовой водой, насыщающей матрицу породы, и скорости протекания процессов формирования и расформирования зоны проникновения фильтрата бурового раствора. Существование процесса расформирования зоны проникновения в необсаженных скважинах значительно расширяет возможности метода временных замеров сопротивления при решении указанных задач, поскольку отпадает необходимость проводить первый замер непосредственно сразу после вскрытия пластов бурением. Необходимо только опытным путем установить время начала процесса расформирования зоны проникновения в коллекторах разного типа. На рис. 1 показан характер изменения сопротивления во времени в нефтенасыщенных (а) и водонасыщенных (б) пластах трещинно-кавернозных коллекторов, залегающих на глубинах более 4,5 км.

Для выделения пород-коллекторов нефти и газа в разрезах скважин может служить и метод использования фильтрационной составляющей потенциалов собственной поляризации E_{sf} , идея которого известна достаточно давно. Этот способ заключается в сопоставлении диаграмм U_{sp} .

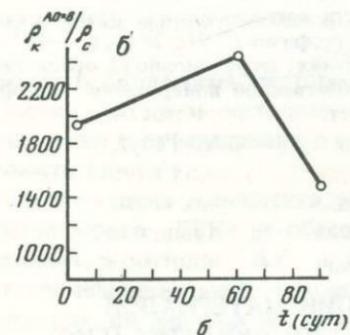
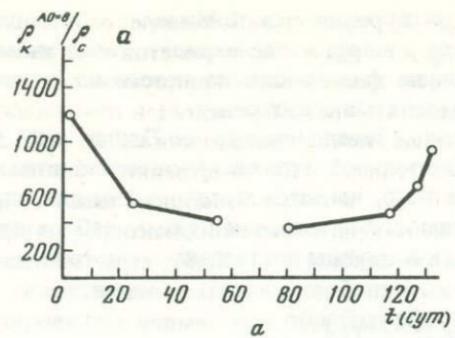


Рис. 1. Характер изменения сопротивления во времени в нефтенасыщенных (а) и водонасыщенных (б) коллекторах

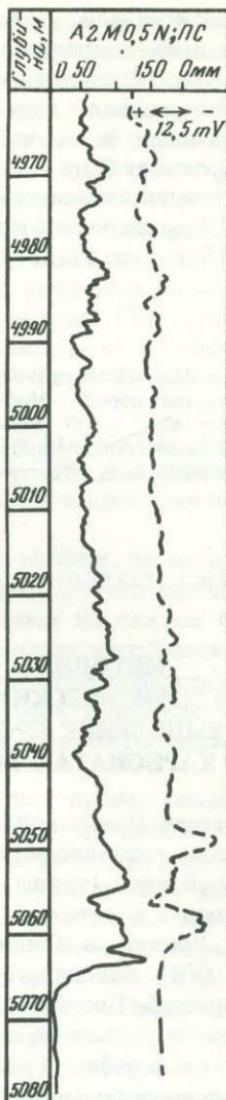


Рис. 2. Пример регистрации на кривой ПС фильтрационных потенциалов в скв. 1 Минеральная при равенстве минерализаций фильтрата бурового раствора и пластовой воды

полученных при различных репрессиях на пласт, что позволяет выделить в чистом виде величину E_{sf} , имеющую заметные значения лишь против пластовых-коллекторов.

Более простым является случай, когда бурение ведется на растворе, удельное электрическое сопротивление фильтрата которого ρ_f равно удельному электрическому сопротивлению пластовых вод ρ_v . В этом случае отпадает надобность в повторных замерах, так как тогда все аномалии кривой U_{sp} будут обусловлены лишь ее фильтрационной составляющей (при условии отсутствия в разрезе скважины углей или минералов с электронной проводимостью). Пример такой кривой

$U_{\text{сп}}$ показан на рис. 2. Здесь при бурении скв. 1 Минеральной соблюдалось указанное выше условие $\rho_{\phi} = \rho_{\text{в}}$, и все отрицательные аномалии кривой $U_{\text{сп}}$ обусловлены наличием фильтрации жидкости из скважины в пласт, что позволяет надежно выделять эти интервалы.

Проведенные нами лабораторные исследования показали, что величина $E_{s\phi}$ может быть весьма значительной и достигать значений в несколько десятков милливольт; кроме того, имеются предпосылки для определения по $E_{s\phi}$ величины проницаемости пласта, так как, по лабораторным данным [Беляков, 1976, 1979], эти величины достаточно тесно связаны.

ЛИТЕРАТУРА

Беляков М.А. Опыт определения зависимости потенциалов фильтрации от проницаемости горных пород. – Нефтегаз. геология и геофизика, 1976, № 11, с. 7–10.

Беляков М.А. О возможности разделения диффузионно-адсорбционной и фильтрационной составляющих потенциалов собственной поляризации. – Нефтегаз. геология и геофизика, 1979, № 9, с. 42–45.

УДК 551.736.1 : 553.98.041 (574.13)

Р.И. Савина

МЕТОДИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН (ГИС) И ВЫДЕЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ В КАРБОНАТАХ ВОСТОКА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

На востоке Прикаспийской впадины широко распространены карбонатные породы гжельско-верхнемосковского (толща КТ-I)¹ и башкирско-верхневизейского (толща КТ-II) возраста, представленные известняками и доломитами с прослоями аргиллитов. На площадях Жанажол, Синельниковская, Урихтау и Кенкияк эти отложения содержат скопления углеводородов (УВ). Различные признаки нефти и газа в них отмечаются на площадях Арансай, Бозоба, Алибекмода, Кожасай, Восточный Тортколь и др. В этой связи указанные отложения являются основным объектом нефтегазоисковых работ на рассматриваемой территории.

Литологическая и структурная неоднородность карбонатов, их избирательная продуктивность и наличие зон глубокого проникновения бурового раствора в пласты-коллекторы, а также технические возможности применяемой геофизической аппаратуры обусловили выбор методов геофизических исследований скважин (ГИС), методики выделения продуктивных пластов-коллекторов и количественной оценки геофизических параметров для достоверного литологического расчленения карбонатных разрезов, надежного выделения пластов-коллекторов и определения типа насыщающего их флюида. Интерпретация материалов ГИС проводилась двумя способами: по пластам, сравнением различных геофизических качественных

¹ КТ – карбонатная толща.

и количественных констант; непрерывно по разрезу по методике функциональных преобразований и интеграции геофизических параметров. Литологическое расчленение карбонатных пород этим способом проводилось с использованием различного влияния скелета пород на показания методов НГК-60 и ΔT . Логарифмированная в линейный масштаб пористости по одной литологической разности (в наших условиях — по известняку) кривая НГК-60 сопоставляется с кривой ΔT . Расхождения кривых при этом наложении обусловлены наличием других литологических разностей, которые определяются по эффекту расхождения кривых. Достоверность определения вещественного состава карбонатных пород указанным способом контролировалась совместной обработкой данных методов ГГК и НГК по методике, изложенной в руководствах [Временное..., 1978; Палетки..., 1980] и по методике функциональных преобразований [Комплексная..., 1981].

По пяти скважинам месторождения Жанажол сходимость определений литологии по двум методикам составила 77–93%, в среднем — 85%. Расхождения в определениях в основном относятся к прослойям небольшой мощности (1–2 м).

Наличие одного комплекса аппаратуры для проведения метода гамма-гамма-каротажа (ГГК) не обеспечивает выполнение этого метода на всех скважинах, а методы ΔT и НГК-60 проводятся на каждой скважине. Поэтому использование методики функциональных преобразований геофизических параметров по методам нейтронного гамма-каротажа (НГК) и акустического каротажа (АК) при определении литологии, учитывая достаточную ее достоверность и сравнительно невысокую трудоемкость, является вполне оправданным и достаточным.

Выделение пластов-коллекторов проводится путем сопоставления коэффициентов общей и связанный пористости в едином масштабе. Превышение значения коэффициента общей пористости над значением связанный пористости составляет величину эффективной пористости. По наличию последней выделяются пластины-коллекторы. Коэффициент общей пористости определяется по полусумме значений, определенных по методам НГК-60 и АК (или ГГК и НГК) с учетом литологии. Коэффициент связанный пористости определяется по нормированной кривой гамма-каротажа (ГК) при предположении, что кривая ГК является функцией глинистости. Поскольку по диаграммам ГИС и результатам испытания установлено, что интервалы аномально высоких значений кривой ГК приурочены к плотным непроницаемым пластам, не давшим притока флюида, кривую ГК против пластов-коллекторов вполне можно рассматривать как функцию глинистости.

В общем случае выделенные пластины-коллекторы обладают определенной емкостью. Для выяснения их проницаемости привлекаются диаграммы микробокового каротажа (МБК) и иногда микрозондирования (МКЗ). Диаграммы МКЗ не всегда несут достоверную информацию, так как их запись проводится при сильно минерализованных буровых растворах (0,05–0,07 Омм). По соотношению кривых бокового каротажа (БК) и МБК выделяются проницаемые пластины-коллекторы с возможным нефтегазо-водонасыщением и в зависимости от решаемых задач предлагаются к испытанию.

По испытанным пластам толщи КТ-І на месторождении Жанажол для установления границы коллектор–неколлектор были построены полигоны распределения для двух групп пластов: первая, из пластов которой при испытании не получено притока флюида; вторая, пласти которых дали притоки пластового флюида.

Проведенная статистическая обработка позволила установить для границы коллектор–неколлектор некоторые геофизические константы: коэффициент общей пористости, коэффициент эффективной пористости, интенсивность нейтронной гамма-активности.

Определение типа флюида, насыщающего пласти, производится традиционно электрометодами в условиях высокоминерализованных буровых растворов (площади Жанажол, Кожасай, Тортколь, Кенкияк и др.) методом БК. Количественным критерием возможной нефтегазонасыщенности является коэффициент увеличения сопротивления, или параметр насыщения, равный отношению удельного сопротивления продуктивного пласта к удельному сопротивлению водоносного пласта.

Удельное сопротивление продуктивного пласта определяется непосредственно по диаграмме БК. Удельное сопротивление водоносного пласта определяется через коэффициент пористости данного пласта, удельное сопротивление пластовой воды и петрофизическую зависимость параметра пористости от коэффициента пористости. Эта операция требует большого количества расчетов и определений. Удобнее определять параметр насыщения по методике функциональных преобразований геофизических параметров путем нормирования логарифмированных кривых сопротивления и общей пористости по водоносным пластам. Кривая сопротивления БК записывается в логарифмическом масштабе. Она используется как кривая сопротивления продуктивного пласта.

Логарифмированная кривая общей пористости используется в качестве кривой сопротивления водоносного пласта [Комплексная . . . , 1981]. Для определения модуля логарифмирования кривой общей пористости разведочных и поисковых скважин нами используется уравнение Арчи $P_n = 1/K_p^2$. На более позднем этапе лучше использовать петрофизические зависимости для данного месторождения.

По превышению кривой сопротивления над кривой пористости против пластов-коллекторов выделяются нефтенасыщенные интервалы, а используя для этих кривых масштаб сопротивления, определяется параметр насыщения, а затем коэффициент нефтенасыщения.

Применение электрометодов для определения нефтегазонасыщения в условиях сильноминерализованных буровых растворов осложнено наличием зоны проникновения и снижением сопротивлений против проникаемых продуктивных интервалов. В таких случаях неоднозначности вопроса о нефтегазонасыщенности пластов может быть решен только качественным испытанием.

Геологическая эффективность геофизических заключений с применением указанных методов и методик интерпретации достаточно высокая и составляет по КТ-І месторождения Жанажол 84%, по КТ-ІІ месторождения Кенкияк – 90, по площади Восточный Тортколь – 73%. Коэффициент подтверждаемости заключений на поисковом этапе по КТ-ІІ на площади Жанажол снижен до 60%. Это обусловлено тем, что к испытанию на нефте-

газоносность рекомендуются пласты не только заведомо нефтеносные, но и пласты-коллекторы с невысокими коллекторскими свойствами для определения нижнего предела коллектора. Испытания данной толщи сейчас продолжаются, и коэффициент геологической эффективности должен увеличиться, так как испытания входят в зону залегания очевидных нефтенасыщенных пластов.

Таким образом, для карбонатных разрезов востока Прикаспийской впадины показано успешное применение методики функциональных преобразований и интеграции геофизических параметров для определения литологии, выделения пластов-коллекторов, определения типа насыщающего флюида. По испытанным пластам установлены критерии некоторых геофизических параметров для выделения пластов-коллекторов.

ЛИТЕРАТУРА

Временное методическое руководство по проведению гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой РГП-2 и интерпретации результатов измерений. Калинин: ВНИГИК, 1978. 26 с.

Комплексная интерпретация геофизических параметров функциональными преобразованиями с помощью ЭВМ. Минск: БелНИГРИ, 1981. 127 с.

Палетки для комплексной интерпретации данных ГГК, НК и ГК, полученных серийной аппаратурой РК (ДРСТ, СП-62, РГП-2). Калинин, ВНИГИК, 1980. 70 с.

УДК 552.578.2

М.С. Багов, Д.Н. Кузмичев

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОРОД НЕФТИНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В УСЛОВИЯХ, БЛИЗКИХ К ПЛАСТОВЫМ

Известно, что все горные породы в зависимости от скорости приложения нагрузки могут вести себя как упругие или неупругие тела, подчиняясь законам длительного деформирования. Однако в условиях залегания горных пород скорость и характер приложения нагрузки неизвестны не только в зоне складчатости, но и в полого лежащих пластах. Следовательно, расчеты нормальных и эффективных напряжений в нефтяном пласте, например по формулам теории упругости и пластичности, весьма условны. Этим, в частности, объясняются методические трудности определения в пластовых условиях параметров пород-коллекторов (коэффициентов объемной упругости, пористости, проницаемости), необходимых для подсчета запасов нефти и гидродинамических расчетов. Тем не менее определение напряжений в породе в пластовых условиях по формулам теории упругости и пластичности полезны, так как, кроме ориентировочных данных о пластовых нагрузках на исследуемый образец породы, появляется возможность сопоставлять и обобщать результаты лабораторных определений, выполненных различными исследователями.

В СевКавНИПИнефть были изучены образцы горных пород, слагающих продуктивные толщи нефтяных залежей Чечено-Ингушской АССР.

Сжимаемость горных пород. Определение коэффициента объемной

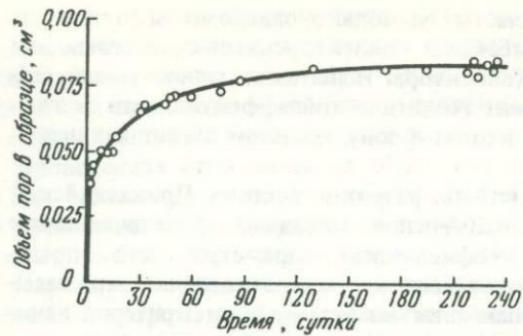


Рис. 1. Динамика уменьшения объема пор в образце алевролита с пористостью 7,2% при изменении напряжения сжатия в нем от 51 до 61 МПа

упругости глубокозалегающих пород меловых отложений выполнялось на установке при внешнем давлении на образец до 100 МПа и поровом давлении 10 МПа. Динамику изменения объема пор при всесторонней внешней нагрузке на образец породы, изготовленный из керна, иллюстрирует рис. 1. Из его анализа можно заключить, что процесс сжатия (уплотнения) образцов горных пород при постоянной внешней нагрузке длится около года с затуханием примерно по экспоненте. Составляющая

Таблица 1

Коэффициент объемной упругости образцов горных пород и среднее напряжение сжатия в пласте в точке отбора керна

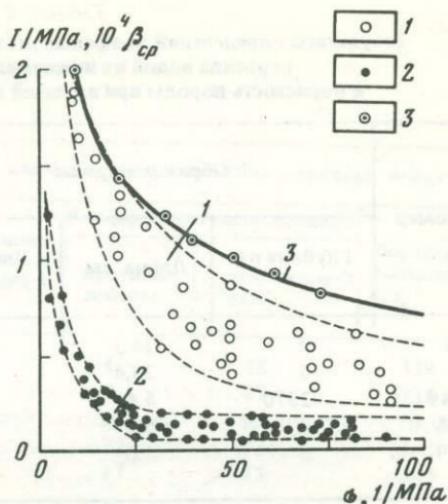
Месторождение	Скважина	Характеристика породы		
		Порода	Глубина отбора керна, м	Пористость, насыщения, %
Хаян-Корт	20	Известняк	3520	2,9
Карабулак	43	"	2150	3,7
"	45	"	2520	4,9
"	140	Песчаник	2435	5,2
"	140	"	2460	12,6
"	39	"	2550	13,0

Таблица 1 (окончание)

Месторождение	Среднее напряжение в пласте σ , МПа		Коэффициент объемной упругости, $\cdot 10^4 \beta_{cp} / \text{МПа}$	Длительность определения, сут
	рассчитанное по формуле теории упругости	найденное по графику β_{cp}		
Хаян-Корт	22,7	20,0	0,08	16–20
Карабулак	13,3	15,0	0,10	10–37
"	16,4	17,5	0,14	3–15
"	15,8	12,5	1,40	4–36
"	15,5	12,5	0,70	6–36
"	14,7	27,0	0,80	2–44

Рис. 2. График зависимости коэффициента объемной упругости ($10^4 \beta_{cp}$) от напряжения сжатия (σ) образцов пород ряда нефтяных месторождений Чечено-Ингушской АССР

1 — песчаники, пористость 12–15%; 2 — известняки, пористость 3–5%; 3 — туф (месторождение Самгори, ГССР), пористость 6%



неупругого длительного изменения объема пор превышает упругую составляющую. Отсюда найденная величина коэффициента объемной упругости породы может быть вдвое меньше истинного, полного значения, если длительность наблюдения за изменением объема пор в образце породы при постоянной нагрузке ограничить двумя-тремя сутками. На рис. 2 и в табл. 1 приведены результаты определений коэффициента объемной упругости нижнемеловых песчаников и верхнемеловых известняков — типовых пород глубокозалегающих нефтяных месторождений Чечено-Ингушской АССР. Коэффициент объемной упругости песчаников нижнего мела почти на порядок выше, чем для известняков верхнего мела.

По всем исследованным глубинным образцам горных пород наблюдались высокие значения коэффициента объемной упругости при небольшой нагрузке, что объясняется наличием микро- и межзерновых трещин, которые при нагрузках 60–80 МПа практически полностью смыкаются, и величина коэффициента объемной упругости может быть рассчитана по теоретическим формулам, учитывающим только содержание и скимаемость порообразующих минералов.

Объем смыкающихся трещин в образце породы может быть определен путем графического интегрирования кривой, выражающей зависимость коэффициента объемной упругости от внешней нагрузки на образец. По точке сопряжения начального криволинейного участка кривой зависимости коэффициента объемной упругости от нагрузки с внешним почти прямолинейным участком кривой, представляется возможным ориентировочно определить величину среднего напряжения сжатия в пласте в точке отбора керна.

Капиллярное вытеснение. Опыты проводились на образцах нижнемеловых песчаников с начальной пористостью 10–14% и проницаемостью $0,02 \cdot 10^{-15} m^2$. Образцы предварительно сушились при $105^\circ C$ до постоянного веса, насыщались керосином и нагружались статической внешней нагрузкой, равной 24 МПа, в специальном устройстве. При этом в течение нескольких месяцев наблюдалось уменьшение объема пор в образце. После

Таблица 2

Результаты определений коэффициентов капиллярного вытеснения
керосина водой из нижнемеловых песчаников
и пористость породы при внешней нагрузке, равной 24 МПа

Номер	Образец породы			Процесс уплотнения образца породы	
	Глубина отбора, м	Длина, см	Диаметр, см	Пористость, %	
				ненагруженного	нагруженного
1 б	0	24,5	4,9	13,7	0
2 б	0	23,4	5,0	13,4	11,4
6849 (2)	2370	5,4	5,0	11,8	9,1
1-5	0	5,0	4,5	14,0	0
6-9	0	5,0	4,5	14,0	0

стабилизации объема пор начинали прокачку воды вдоль торца образца. Это позволило исследовать одновременно как прямоточное, так и противоточное капиллярное вытеснение керосина водой из элемента трещиновато-пористого пласта. Результаты определений приведены в табл. 2, где для сравнения даны также результаты определений при отсутствии внешней нагрузки на образец.

Анализируя результаты экспериментов, можно заключить, что эффективность процесса капиллярного вытеснения керосина водой из нижнемеловых песчаников практически мало зависит от напряжений сжатия в образце породы, что позволяет при ориентировочных расчетах пользоваться результатами исследований процесса капиллярного вытеснения из ненагруженных образцов.

Скорость капиллярного вытеснения из нагруженного образца породы подчиняется известному закону капиллярной пропитки ненагруженных образцов (корню квадратному из времени вытеснения) практически с тем же коэффициентом пропорциональности.

Пористость насыщения образцов песчаников при напряжении сжатия, равном 24 МПа, снижается на 2–3% (по абсолютной величине).

Проницаемость горных пород. Этот параметр определялся на установке, позволяющей создавать различными способами осевую и боковую нагрузки на цилиндрический образец породы в пределах до 60 МПа. Диаметр образца 50, длина 50 см. С целью исключения гистерезиса проницаемости предварительно осуществлялось многоцикловое нагружение (уплотнение) образца породы. Анализ результатов определений газопроницаемости песчаников показывает, что с ростом нагрузки до 40 МПа газопроницаемость снижается в 3–4 раза.

При среднем напряжении сжатия в образце породы, равном 24 МПа (расчетное значение среднего напряжения в породе пласта нижнего мела), водопроницаемость образцов ниже газопроницаемости при той же нагрузке и ниже водопроницаемости ненагруженного образца. Водопрони-

Процесс уплотнения образца породы		Капиллярное вытеснение керосина водой			
Внешнее давление, МПа	Длительность уплотнения, сут	Керосинонасыщенность начальная, %	Коэффициент вытеснения, %		Длительность вытеснения, сут
			противоточного	суммарный	
24	30	100	4	38	339
24	240	37	8	47	150
24	560	Не опр.	Не опр.	Не опр.	Не опр.
0	0	48	22	32	3-5
0	0	74	17	43	3-5

заемость определялась при перепадах давления, равном 0,4—2,0 МПа, на длине образца. Одной из причин столь большого расхождения водо- и газопроницаемости, по-видимому, является наличие структурных свойств у воды, заметно проявляющихся в каналах малого диаметра, какими являются поровые каналы в песчаниках и алевролитах (менее 0,1 мкм). Влияние свойств флюида на проницаемость наблюдается и при отсутствии внешней нагрузки на образец породы. Так, для нижнемелового песчаника, отобранного из обнажений пород по р. Чанты-Аргун, проницаемость составляла по азоту $0,212 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, по керосину — $0,046 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и по воде — $0,016 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Текущесть каменной соли. При бурении в отложениях каменной соли на территории Чечено-Ингушской АССР на глубине более 4 км наблюдается сужение стволов скважин. В связи с этим были проведены опыты по оценке скорости истечения каменной соли через отверстие при внешнем давлении

Таблица 3
Результаты определения скорости истечения каменной соли
через отверстие диаметром 6 мм

Условия опыта		Скорость истечения соли, нм/с	Условия опыта		Скорость истечения соли, нм/с
Температура, °C	Давление, МПа		Температура, °C	Давление, МПа	
25	100	0,22	100	100	14,00
50	100	1,27	130	100	59,60
85	100	4,69	130	74	11,60
85	80	2,78	130	50	1,20
85	60	0,81	130	20	0,60
85	50	0,13			

5–100 МПа и температуре 20–130° С. Опыты проводились на установке, пред назначенной для исследования сжимаемости горных пород. Исследуемый образец соли был представлен относительно крупными (до 5 мм) одноморфными кристаллами галита с галопелитовой примесью и кристаллами ангидрита. Длину вытекающего столбика соли, поступавшего в отверстие в шпинделе устройства (диаметром 6 мм) в течение опытов, измеряли с помощью катетометра.

Анализ результатов исследований, приведенных в табл. 3, показывает, что с ростом температуры и внешнего давления на образец скорость истечения соли резко возрастает. Соль в отверстие в шпинделе устройства поступала в виде тонкого порошка с размерами зерен 10–50 мкм. При внешней нагрузке на образец, равной 50 МПа, и температуре 50° С проницаемость образца каменной соли по воде была равна нулю.

Проведенные исследования образцов горных пород в условиях, близких к пластовым, показали, что деформация горных пород существенно зависит от величины и длительности действия нагрузки и температуры, которые необходимо воспроизводить в лабораторных экспериментах с учетом требований технических задач.

УДК 553.98.061.43/44

Л.А. Коцеруба, Н.П. Кузнецова, В.А. Гальченко

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ПРОПИТКИ ПОРОД
ОКРАШЕННЫМИ СМОЛАМИ
ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ НЕОДНОРОДНОСТИ СТРУКТУРЫ
ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА
И УТОЧНЕНИЯ ТИПОВ КОЛЛЕКТОРОВ,
ЗАЛЕГАЮЩИХ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ**

Газонасыщенные коллекторы, представленные в Яблуновско-Яровской зоне Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) и залегающие на глубинах 4,6–5 км, изучены авторами при помощи физических и петрографических методов. Применение метода насыщения пород формальдегидо-зорциновой смолой с отвердителем формалином и красителем родамином 6Ж позволило получить в изготовленных затем "цветных" шлифах количественную информацию о емкости указанных коллекторов и произвести обработку результатов петрографических подсчетов в виде кривых распределения пор по размерам.

Методика исследования пород заключалась в макро- и микроскопическом изучении их состава, насыщении пород смолой с отвердителем и красителем в вакууме с донасыщением их под давлением 10 МПа [Коцеруба, 1977], изготовлении шлифов из пород, пропитанных окрашенной смолой, исследовании особенностей структуры пустотного пространства в "цветных" шлифах под микроскопом МИН-8 с количественными подсчетами пористости и статистической обработкой результатов в виде кривых распределения пор по размерам. Кроме того, для этих пород определялись основ-

ные коллекторские параметры — пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность, гранулометрический состав.

Неоднородность структуры пустотного пространства кварцевых песчаников и резкие различия показателей их фильтрационных свойств, обусловленные главным образом наличием различного количества каолинитового цемента, явились основой выделения трех групп пород.

Продуктивные породы I группы представлены кварцевыми песчаниками, крупно-среднезернистыми (размеры зерен более 1 мм). Цемент пород регенерационно-кварцевый и каолинитовый (до 1–3%). Пористость песчаников межзерновая и внутрizerновая, причем последняя имеет особое значение, так как образовалась за счет трещин зерен кварца, которые хорошо сообщаются с порами породы. Средние величины пористости кварцевых песчаников 12,7% (по методу насыщения) и 11,9% — по подсчетам в "цветных" шлифах; проницаемость изменяется от $500 \cdot 10^{-15}$ до $1630 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ при среднем значении $880 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, остаточная водонасыщенность 5,7 и 6,3%.

Наличие крупных пор (размером более 500 мкм), широкое развитие внутрizerновых пустот, представленных трещинами в кварцевых зернах, сообщающихся с порами, а также незначительное количество (до 1–3%) каолинитового цемента создают высокие фильтрационные свойства этих пород. На графике кривые распределения пор по размерам в кварцевых песчаниках I группы (рис. 1) имеют пологий вид, которым объясняется равномерное содержание пор от 8 до 568 мкм. Трещины в кварцевых зернах — особый вид емкости, характерный только для пород, залегающих на больших глубинах. По подсчетам в "цветных" шлифах раскрытость таких сообщающихся с порами трещин составляет не более 16 мкм.

Таким образом, детальное изучение структуры пустотного пространства кварцевых песчаников I группы показало, что такие породы являются коллекторами порового типа с широким развитием внутрizerновой микротрещиноватости.

Кварцевые песчаники II группы крупно- и среднезернистые, с регенерационно-кварцевым и каолинитовым цементом. Содержание каолинитового цемента до 5%. Межзерновая и внутрizerновая пористость характерна и для этой группы пород, но по сравнению с песчаниками I группы в зернах кварца значительно уменьшается количество микротрещин. Средние величины пористости пород II группы 11,0% (по методу насыщения) и 11,1% — по "цветному" шлифу, проницаемость изменяется от $104 \cdot 10^{-15}$ до $194 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ при среднем значении $146 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, а величина остаточной водонасыщенности 6,8–8,1%.

При изучении особенностей структуры пустотного пространства в "цветных" шлифах установлено, что средний максимальный диаметр пор составляет 482 мкм, в то время как для пород I группы значение этой величины 540 мкм.

Статистическая обработка информации, полученной при подсчетах в "цветных" шлифах, показала, что кривые распределения пор по размерам (рис. 2) имеют тот же характер, что и кривые для пород I группы (см. рис. 1). Однако количество пор с размерами 8–100 мкм увеличивается до 35%. Только для двух образцов песчаников II группы максимальные диаметры пустот составили более 500 мкм.

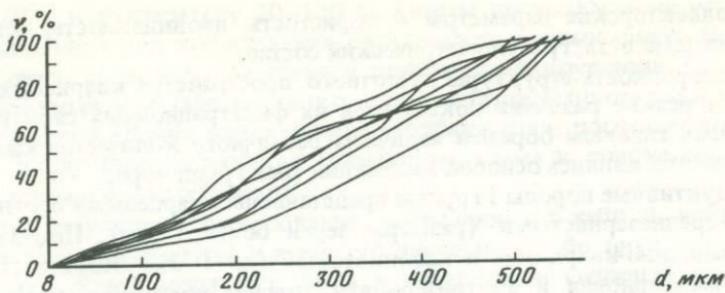


Рис. 1. Кривые распределения пор по размерам для пород I группы

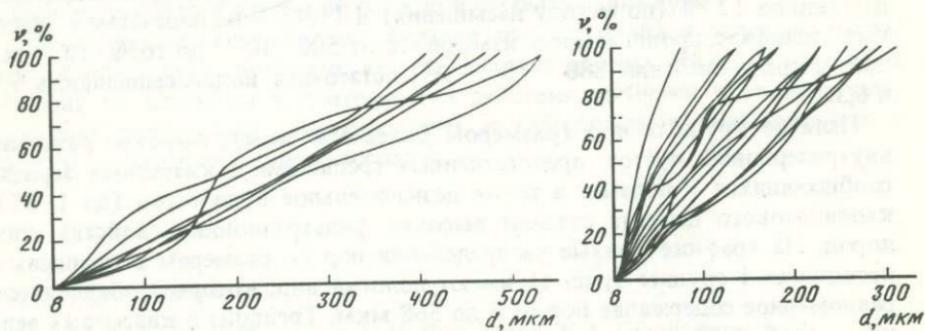


Рис. 2. Кривые распределения пор по размерам для пород II группы

Рис. 3. Кривые распределения пор по размерам для пород III группы

Кварцевые песчаники II группы – типичный поровый терригенный коллектор, широко распространенный и на других месторождениях ДДВ.

Породы III группы представлены кварцевыми песчаниками крупно-, средне- и мелкозернистыми с каолинитовым цементом (до 17%), средней пористостью 11% (от 9,3 до 13%), средней проницаемостью $25 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (от $1,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $69 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$), остаточной водонасыщенностью до 20%. Для пород этой группы, как и для двух предыдущих, характерна межзерновая и внутризерновая пористость. Однако неравномерное распространение в кварцевых песчаниках III группы каолинитового цемента и его большое количество (17%) создают неоднородность структуры пустотного пространства и ухудшают их фильтрационные свойства. Максимальный диаметр пустот в породах III группы составляет 212 мкм, кривые распределения пор по размерам (рис. 3) резко отличаются от таковых для ранее рассмотренных групп пород и указывают на отсутствие крупных и большое количество мелких пор (30–85%) размерами – 100–8 мкм.

Таким образом, породы III группы являются коллекторами порового типа. По составу, свойствам и особенностям структуры пустотного пространства они сопоставимы с кварцевыми песчаниками, залегающими на глубинах 5 км, других месторождений ДДВ.

Изучение терригенных пород нижнего карбона глубокозалегающих горизонтов Яблуновско-Яровской зоны ДДВ при помощи метода насы-

щения окрашенными смолами показало, что при одинаковых значениях пористости пород всех выделенных групп ($11,9; 11,1; 11,0\%$) между ними отмечается резкое различие в проницаемости ($880 \cdot 10^{-15}$, $146 \cdot 10^{-15}$, $25 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$), что объясняется составом пород и особенностями структуры пустотного пространства. Неоднородность гранулометрического состава и неравномерное развитие каолинитового цемента в кварцевых песчаниках на глубинах 4,6–5 км создают различные морфологические типы пустотного пространства. Различия в фильтрационных свойствах пород выделенных групп обусловлены неоднородным развитием микротрешин в разных по размеру, кварцевых зернах, составляющих матрицу породы, и наличием различного количества каолинитового цемента. Широкое развитие в обломках кварца микротрешин, хорошо сообщающихся с порами, и незначительное количество каолинитового цемента свойственно кварцевым гравистым песчаникам, имеющим проницаемость от $500 \cdot 10^{-15}$ до $1630 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. А кварцевые, преимущественно среднезернистые, песчаники характеризуются значительно меньшим развитием микротрешин в зернах и большим содержанием каолинитового цемента, в связи с чем их проницаемость изменяется от $104 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $194 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Кварцевые песчаники третьей группы отличаются мелкозернистостью, повышенным содержанием каолинитового цемента. Значения проницаемости составляют $1,6 \cdot 10^{-15}$ – $69 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. С увеличением количества каолинитового цемента в кварцевых песчаниках значение проницаемости породы снижается, так как тонкие поры (до 24 мкм) каолинита содержат остаточную воду.

Количественная информация о структуре пустотного пространства, полученная на основе петрографических подсчетов в "цветных" шлифах, позволяет выявить неоднородность поровых коллекторов, залегающих на больших глубинах.

Кварцевые песчаники I группы – самый лучший поровый коллектор с широким развитием внутризерновой микротрешиноватости, породы II группы – типичные терригенные коллекторы порового типа, а песчаники III группы, отличающиеся повышенным содержанием каолинитового цемента, являются поровым коллектором с пониженными фильтрационными свойствами по сравнению с породами I и II групп.

Выполненные исследования дополняют характеристику пород-коллекторов, развитых в нижнекарбоновых отложениях ДДВ и дают новую информацию об особенностях связи состава и структуры порового пространства пород с их фильтрационно-емкостными свойствами.

ЛИТЕРАТУРА

Коцеруба Л.А. Методы насыщения пород-коллекторов окрашенными смолами. М.: Недра, 1977. 95 с.

С.И. Шишигин

**ФИЗИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
ПРЕИМУЩЕСТВЕННОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА
В КОЛЛЕКТОРАХ ПОРОВОГО ТИПА НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ**

Коллекторские свойства осадочных пород с глубиной ухудшаются вследствие их уплотнения. На глубинах 3–4 км песчано-алевритовые породы представляют собой коллекторы преимущественно IV–V класса (с проницаемостью $100 - 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и меньше). И если в хороших коллекторах легко объясняется возможность фильтрации любой фазы пластового флюида даже при насыщении, большем равновесного (критического), то в плохих коллекторах соотношение фаз во флюиде не связано с насыщенностью порового пространства. Например, при нефтенасыщенности 30% и газонасыщенности 20%¹ вместо превышения добычи нефти над газом часто получают обратное соотношение. Таким образом, вопрос о возможностях преимущественной фильтрации газа имеет большой практический и теоретический интерес.

В данной работе рассматривается физическая сущность фильтрации отдельных фаз пластовых флюидов в зависимости от насыщения ими пор.

Насыщенность пор одной фазой. Поскольку в залежах нефти и газа, связанных с гидрофильтральными породами, всегда имеется вода, то одноФазная насыщенность – это насыщенность пород водой. Рассмотрим удельную эффективную водопроницаемость при полном насыщении ею пор (наиболее распространенный в природе случай). Водопроницаемость насыщенной водой породы не достигает абсолютной проницаемости. Это объясняется тем, что стенки поровых каналов гидрофильтральной пористой среды покрываются пленкой связанной воды, вследствие чего площадь сечения фильтруемых поровых каналов снижается. Это снижение в поровых каналах различного диаметра разное: в крупных – оно несущественное, в тонких – может быть очень большим. И, наконец, если поровые каналы по размерам соизмеримы с толщиной пленки связанной воды (а это характерно для глин или сильноглинистых алевролитов), то водопроницаемость будет даже равна нулю, поскольку проточное поровое пространство тоже будет равно нулю.

Рассмотрим, как влияет пленка связанной воды на относительную водопроницаемость на двух примерах с идеальной пористой средой: один имеет каналы диаметром 9,5 мкм и пористость 22,5%, другой соответственно – 1,9 мкм и 18%. В первом случае абсолютная проницаемость равна $630 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и содержание связанной воды 15%, во втором – $20 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и 40%.

В первом примере из-за связанной воды просветность канала с 70,69 снизилась до 60,1 мкм², а проницаемость (удельная эффективная) по воде составила 70% (рис. 1, А, сплошная линия). Сопоставим это с реальным песчаником с аналогичными свойствами, водопроницаемостью $710 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. В породе при содержании связанной воды 18% проницаемость по воде

¹ На долю остальных 50% порового пространства приходится связанная вода.

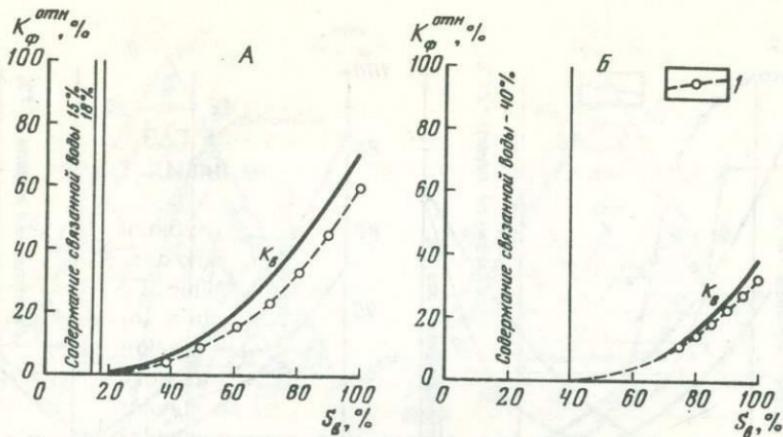


Рис. 1. Теоретические кривые относительной проницаемости по водной фазе (K_{ϕ}) в идеальной пористой среде с различной абсолютной проницаемостью $A - 630 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $B - 20 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$

1 — кривая теоретическая, 2 — кривая образцов с проницаемостью, близкой к теоретической. А — Таганрогское месторождение, скв. 56, интервал 2297–2301 м, песчаник, пласт BB₅, $K_{\text{пр}} = 710 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, Б — Холмогорское месторождение, скв. 4, интервал 2598–2609 м, алевролит, пласт BC₁₁, $K_{\text{пр}} = 15 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; $K_{\phi}^{\text{отн}}$ — относительная фазовая проницаемость, %; S_{ϕ} — просветность поровых каналов, %

составила 58% (рис. 1, А, прерывистая линия). Это немного меньше, но близко к теоретической величине.

Теперь рассмотрим, каково будет снижение проницаемости в плохом коллекторе. При содержании связанной воды 40% диаметр проточного порового канала снижается с 1,9 до 1,47 мкм, а площадь его сечения — с 2,8 до 1,7 мкм². Водопроницаемость составила всего лишь 36,3% от абсолютной (рис. 1, Б, сплошная линия). На том же рисунке прерывистой линией показана проницаемость алевролита с аналогичными свойствами ($K_{\text{пр}} = 15 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; $m_0 = 18,2\%$ и $W = 40\%$). Эффективная водопроницаемость в этом случае составила $4,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (32% от абсолютной), что близко к теоретической расчетной величине.

Насыщенность пор двумя фазами — вода—нефть. В залежах нефти или газа всегда присутствуют две фазы. Вторая фаза, вода, находится если не в свободном, то в связанном состоянии. В случае получения только нефти имеется связанная вода и газ в растворенном состоянии. Фильтруется лишь нефть. Значит, проточное пространство уменьшается теперь уже не только на содержание связанной воды, но и связанной нефти.

Для расчета относительной фазовой проницаемости двух фаз вода—нефть необходимо знать содержание связанной нефти, что получается через коэффициент нефтеотдачи. Эти расчеты проводятся для тех же двух образцов коллекторов с абсолютной проницаемостью 630 и $20 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Для первого образца, по статистическим данным опытов, принимаем следующие параметры: содержание связанной воды 15%, коэффициент нефтеотдачи 70%, содержание связанной нефти 24%, диаметр идеального проточного для воды порового канала 8,95, а для нефти — 7,3 мкм. Эти факторы повлияли на форму кривых относительной фазовой проницаемости (рис. 2, А). По срав-

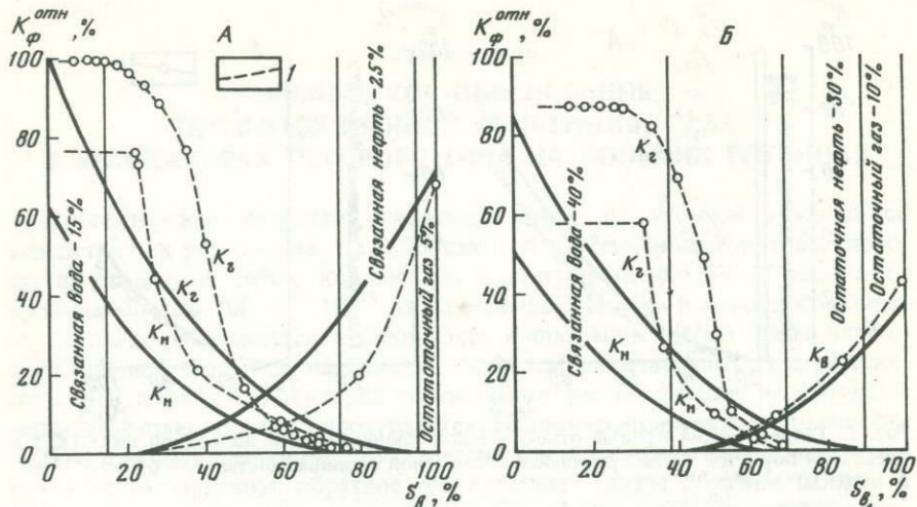


Рис. 2. Теоретические кривые двухфазной фильтрации газ–вода и нефть–вода в идеальной среде с той же проницаемостью, что и на рис. 1

1 – реальные кривые образцов, указанных на рис. 1. Индексы: н – нефть, г – газ, в – вода

нению с предыдущим случаем (см. рис. 1, А), касающимся только воды, при полном нефтенасыщении пор, оставшихся от связанной воды, относительная нефтепроницаемость понизилась с 70 до 36% (см. рис. 2, А). Это вызвано образованием пленки нефти, из-за чего просветность проточных поровых каналов стала еще меньше.

Для второго образца с абсолютной проницаемостью $20 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ содержание связанной воды составило 40%, коэффициент нефтеотдачи 50%, отсюда и связанной нефти – 30%. Диаметр идеального проточного для воды порового канала 1,47 мкм, для нефти – 1,04. Если площадь просветности такого канала первоначально была $2,792 \text{ мкм}^2$, то при наличии пленки связанной воды площадь просветности проточного для воды канала составит $1,692 \text{ мкм}^2$. Если же половина ее уйдет на связанную нефть, то просветность проточной нефти окажется равной всего лишь $0,846 \text{ мкм}^2$. Выше (см. рис. 1, Б) мы видели, что первоначальное снижение просветности (для воды) понизило проницаемость с 20 до $7,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (36,5%). Второе же снижение просветности за счет пленки нефти уменьшило проницаемость до $1,84 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (9,2%) (рис. 2, Б).

Вода–газ. Разберем два варианта. В первом случае в пласте фильтруется только один чистый газ. Тем не менее связанная вода сократила площадь сечения поровых каналов. Как и в предыдущем случае, надо знать содержание газа в связанном состоянии, что определяется через коэффициент газоотдачи. Для образца проницаемостью $630 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ принимаем коэффициент газоотдачи 95%, а для образца проницаемостью $20 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ это значение равно 83%. Тогда для первого образца остаточная газонасыщенность составит 5%, что вызовет дальнейшее снижение проницаемости с 70% по воде до 61% по газу.

Для образца же с абсолютной проницаемостью $20 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ из-за

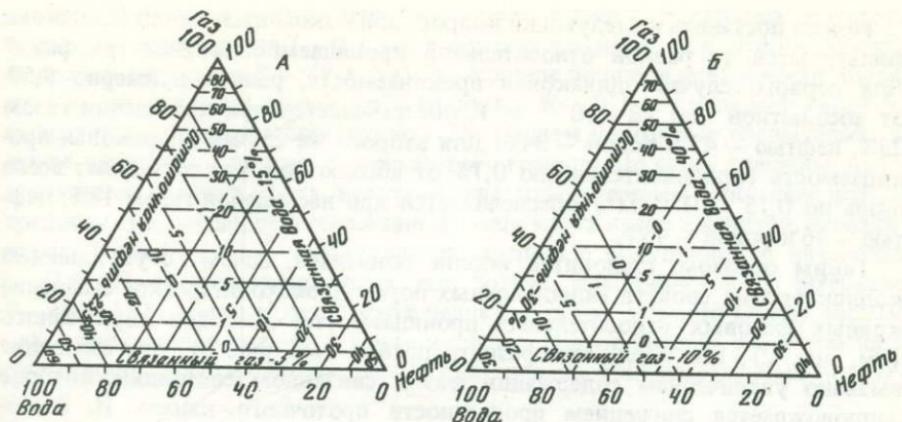


Рис. 3. Теоретические диаграммы фильтрации флюидов при насыщении тремя фазами той же идеальной пористой среды, что и на рис. 1

Шифр прямых внутри треугольников обозначает относительную фазовую проницаемость (%) при содержании флюидов в связанном состоянии

10%-ного содержания связанного газа относительная газовая проницаемость упадет на 17% (с 36,3 до 25%) (см. рис. 2, Б).

Насыщенность пор тремя фазами (наиболее частые случаи). При насыщении пор тремя фазами (газонефтяные, нефтегазовые залежи) в пределах зоны водонефтяного контакта или при заводнении залежей фильтрующимися могут быть все три или же две — при наличии воды — только в связанном состоянии.

На рис. 3 приведены рассчитанные нами теоретические диаграммы относительных проницаемостей трехфазного потока для тех же образцов идеальной породы с абсолютное проницаемостью $630 \cdot 10^{-15}$ и $20 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Для первого образца, как это видно выше, содержание связанных: воды — 15%, нефти — 25, газа — 5, в сумме — 45%. На проточную часть для всех фаз остается всего лишь 55% порового пространства. Из диаграммы (рис. 3, А) видно, что область трехфазного потока ограничивается точками с координатами относительных фазовых проницаемостей 27% от абсолютной ($170 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$).

Для второго образца абсолютной проницаемостью $20 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ содержание связанных: воды — 40%, нефти — 30, газа — 10%, что в сумме составляет 80%. Таким образом, на проточную часть осталось всего 20%. Поэтому здесь относительное снижение фазовой проницаемости больше. Область трехфазного потока умещается в меньший треугольник (рис. 3, Б), его координаты относительной фазовой проницаемости равны 4% от абсолютной (т.е. $0,8 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$).

Если примем одинаковую насыщенность всеми тремя фазами (~ 33%), то в первом случае относительная фазовая проницаемость окажется равной: по газу — 8%, нефти — 1, воде — 3%. В этом случае наблюдается фильтрация всех трех фаз, причем для газа она опережающая. Во втором случае они будут равны соответственно 5, 0,3 и 0%, т.е. фильтроваться будут только две фазы — газ и нефть, при этом газ фильтруется гораздо предпочтительнее нефти.

Можно поставить и следующий вопрос: при каком насыщении одинаково фильтруются (с равной относительной проницаемостью) все три фазы? Для первого случая одинаковая проницаемость, равная примерно 3,5% от абсолютной (по $22 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$), обеспечивается при насыщении газом 23%, нефтью – 43 и водой – 34%. Для второго же случая одинаковая проницаемость (приблизительно по 0,7% от абсолютной, что составляет всего лишь по $0,15 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$) обеспечивается при насыщении газом 18%, нефтью – 36 и водой – 46%.

Таким образом, становится вполне понятным, почему с ухудшением коллекторских свойств гидрофильных пород происходит резкое смещение кривых фазовых относительных проницаемостей как для двухфазного (см. рис. 2), так и для трехфазного потока (см. рис. 3). Это смещение вызвано увеличением содержания фаз в связанном состоянии, которое сопровождается снижением просветности проточного канала. И, следовательно, в плохих коллекторах (IV класс) при прочих равных условиях предпочтительнее фильтруется газ, нежели нефть, даже несмотря на меньшую насыщенность газом, чем нефтью. А для коллекторов V класса этот вывод справедлив еще в большей степени.

УДК 552.5

Э.К. Костюченко, В.И. Селяков, И.В. Шершуков

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ФУНКЦИИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТРЕЩИН ПО ИХ СЛЕДАМ НА ПОВЕРХНОСТИ КЕРНА

Важным параметром, характеризующим свойства трещиноватой среды, является функция распределения трещин по длине. Знание функции распределения необходимо для расчета фильтрационных параметров среды и описания разрушения пород под действием импульсных нагрузок [Кадет и др., 1981]. Определенную информацию о распределении трещин в породе несет поверхность керна, на которой имеются следы трещин. В связи с этим возникает задача о восстановлении функции распределения длины трещин по результатам исследования трещиноватости в керне. Подобная проблема изучалась ранее применительно к задачам металлографии [Seaman et al., 1978]. Требовалось восстановить функцию распределения микротрещин в металле по их следам на поверхности образца, размеры которого были много больше максимальной длины микротрещин. Однако задача восстановления функции распределения трещин по их следам на поверхности керна сложнее, поскольку в этом случае размеры трещин могут быть соизмеримы и даже больше размера керна.

В данной работе предлагается методика обработки результатов исследования следов трещин карбонатных пород на керне, позволяющая получать информацию о распределении длины трещин в рамках модели среды, содержащей дисковые трещины.

Рассмотрим среду с дисковыми трещинами, центры которых хаотично распределены в пространстве. Предполагается, что трещины ориентированы изотропно. На произвольной секущей плоскости трещины оставляют следы – отрезки длиной $2l$, распределение которых определяется функцией $n(l, \theta)$,

где $n(l, \theta) \Delta l \Delta \theta$ – число центров следов трещин, полудлина которых находится в интервале $l - (l + \Delta l)$, ориентированных под углом, заключенным в интервале $\theta - (\theta + \Delta \theta)$, на единице площади поверхности. Выделим на поверхности керна круг радиусом R_1 . В круг попадает какое-то количество следов трещин длиной $2l$. Причем некоторые следы лежат в круге целиком, а другие пересекают его границу. По следу трещины, пересекающему границу круга, нельзя определить ее длину и положение центра трещины, т.е. следы, пересекающие границу круга извне и изнутри, неразличимы. Тогда $N(l, \theta)$ – число следов трещин с полудлиной в интервале $l - (l + \Delta l)$ и ориентированных под углом, находящимся в интервале $\theta - (\theta + \Delta \theta)$, попадающих в круг целиком, равно разности между числом всех таких следов трещин в круге и числом следов трещин, пересекающих окружность. Как видно из рис. 1, для трещин, ориентированных под углом θ

$$N(l, \theta) = n(l, \theta) S, \quad (1)$$

где S – незаштрихованная часть круга на рис. 1.

Проинтегрировав (1) по углу θ , можно получить выражение для $N(l)$ – числа следов трещин с полудлиной в интервале $l - (l + \Delta l)$, попадающих в керн целиком:

$$N(l) = \int_0^{\pi} n(l, \theta) S d\theta. \quad (2)$$

Площадь S равна удвоенной площади сегмента:

$$S = 2 [R_1^2 \arccos \frac{l}{R_1} - l \sqrt{R_1^2 - l^2}]. \quad (3)$$

Подставляя (3) в (2) и учитывая, что

$$\int_0^{\pi} n(l, \theta) d\theta = n(l), \quad (4)$$

где $n(l)$ – поверхностная плотность центров следов трещин с полудлиной в интервале $l - (l + \Delta l)$, получим для $N(l)$ выражение

$$N(l) = n(l) [2R_1^2 \arccos \frac{l}{R_1} - 2l \sqrt{R_1^2 - l^2}]. \quad (5)$$

Подсчитав число следов трещин длиной $2l$, целиком попадающих в керн радиуса R_1 , можно определить плотность распределения следов трещин по длине:

$$n(l) = \frac{\pi}{2} \frac{N(l)/\pi R_1^2}{\arccos \frac{l}{R_1} - \frac{l}{R_1} \sqrt{1 - \left(\frac{l}{R_1}\right)^2}}. \quad (6)$$

Величину $N(l) \Delta l$, где l лежит в интервале $l - (l + \Delta l)$, необходимо определять из эксперимента, набирая данные для статистики. Как видно из (6),

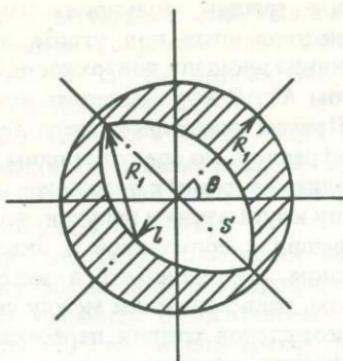


Рис. 1. Геометрическое место центров трещин, попадающих в керн целиком

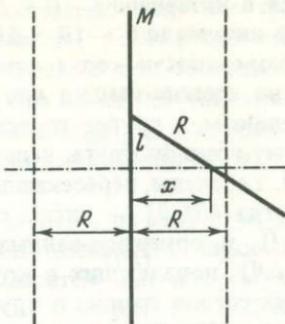


Рис. 2. Геометрия пересечения дисковой трещины с плоскостью M

при $l \rightarrow R_1$ ошибка в определении $n(l)$ резко возрастает. Поэтому надежное определение функции $n(l)$ возможно лишь для следов трещин, полуудлины которых не слишком велики по сравнению с радиусом керна R_1 ($l < R_1$).

Для дальнейших вычислений удобно ввести нормированную функцию распределения $f(l)$:

$$f(l) = n(l)/\bar{n}, \quad (7)$$

где $\bar{n} = \int_0^{\infty} n(l) dl$ — полная концентрация центров следов трещин на поверхности.

Рассмотрим дисковую трещину радиусом R , раскрытие которой пренебрежимо мало. Как видно из рис. 2, плотность вероятности того, что эта трещина на секущей плоскости оставит след длиной $2l$, равна

$$P(l) = l/R \sqrt{R^2 - l^2}. \quad (8)$$

Пусть $F(R)$ — функция распределения дисковых трещин по радиусу. Тогда вероятность того, что длина следа на поверхности произвольной секущей плоскости равна $2l$, определяется выражением

$$f(l) = \int_l^{\infty} (F(R) l/R \sqrt{R^2 - l^2}) dR. \quad (9)$$

При записи (9) учтено, что трещина, радиус которой меньше l , не может оставить след длиной $2l$ на плоскости.

Интегральное уравнение (9) связывает экспериментально измеряемую функцию $f(l)$ и $F(R)$ — функцию, которую необходимо восстановить. Уравнение (9) можно решать различными способами. Например, учитывая, что при $R \rightarrow \infty$, $F(R) \rightarrow 0$ функцию $F(R)$ можно представить в виде ряда

$$F(R) = \sum_{k=1}^{\infty} a_k / R^k,$$

подставляя который в (9), можно найти коэффициенты a_k . В этом случае после интегрирования по R в (9) при фиксированном l получается бесконечная система линейных уравнений. Однако, как показала практика, решение такой системы неустойчиво и требуется проводить его регуляризацию. Поэтому предлагается другой, более надежный способ восстановления $F(R)$. Произведя в (9) замену $y = \frac{1}{R}$, преобразуем интегральное уравнение к виду.

$$\frac{1}{l} f(l) = \int_0^{1/l} (F(y^{-1})/\sqrt{1 - y^2 l^2}) dy. \quad (10)$$

Пусть из эксперимента известно значение функции $f(l)$ в точках l_1, l_2, \dots, l_n . Вычислим, используя теорему о среднем, интеграл в выражении (10) для соответствующих значений l_i , начиная с l_n . В результате для $l = l_n$ получаем

$$\frac{1}{l_n} f(l_n) = F(R_n) \int_0^{1/l_n} (1 - y^2 l^2)^{-\frac{1}{2}} dy, \quad (11)$$

где $l_n \leq R_n < \infty$.

Из (11) находим величину

$$F(R_n) = \frac{2}{\pi} f(l_n). \quad (12)$$

Далее производим аналогичные вычисления для $l = l_{n-1}$, в результате чего получаем

$$F(R_{n-1}) = \left[f(l_{n-1}) - F(R_n) \left(\frac{\pi}{2} - \arccos \frac{l_{n-1}}{l_n} \right) \right] \frac{1}{\arccos \left(\frac{l_{n-1}}{l_n} \right)}, \quad (13)$$

где $l_{n-1} \leq R_n < l_n$.

Подставляя $F(R_n)$ из (12) в (13), определяем значение функции распределения $F(R)$ в следующей точке при $R = R_{n-1}$. Продолжая последовательно эту процедуру, определяем функцию распределения $F(R)$ по рекуррентной формуле

$$F(R_{n-m}) = \frac{f(l_{n-m}) - \sum_{j=1}^m F(R_{n-m+j}) \left(\arccos \frac{l_{n-m}}{l_{n-m+j+1}} - \arccos \frac{l_{n-m}}{l_{n-m+j}} \right)}{\arccos \frac{l_{n-m}}{l_{n-m+1}}}, \quad (14)$$

где $l_{n-m} \leq R_{n-m} < l_{n-m+1}$, $m = 1, 2, \dots, n-1$.

Необходимо отметить, что из-за некоторой неопределенности выбора зна-

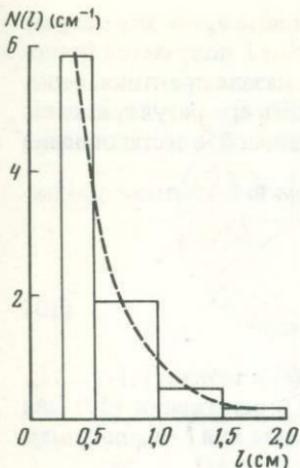


Рис. 3. Гистограмма распределения следов трещин по длинам $N(l)$

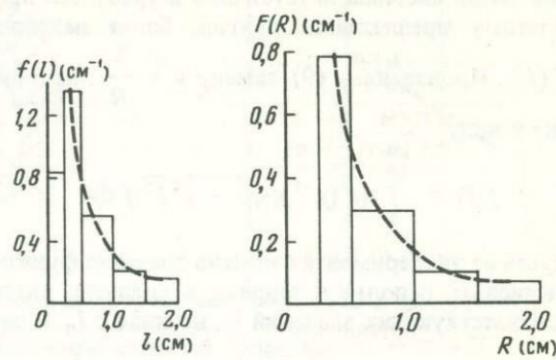


Рис. 4. Функция распределения следов трещин по длинам

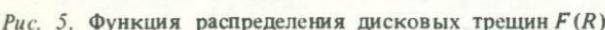


Рис. 5. Функция распределения дисковых трещин $F(R)$

чения R_n в процедуру восстановления функции $F(R)$ с самого начала вносится некоторая погрешность. Однако, если функция $F(R)$ быстро убывает с ростом R , то неточность выбора начального значения R_n , как показали контрольные тесты, практически не оказывается на конечном результате.

Методика определения функции распределения трещин по длине была реализована при обработке экспериментальных данных, полученных при исследовании образцов керна, отобранных на Оренбургском газоконденсатном месторождении. Образцы представляли собой кубики размером $5 \times 5 \times 5$ см. Для выявления следов трещин на боковых гранях кубика использовался метод, описанный в работе К.И. Багринцевой [1977]. Для нахождения функции распределения трещин по длине определялось число следов трещин в заданном интервале длины на поверхности керна в круге радиусом $R_1 = 5$ см. Усреднение по 72 граням исследуемых образцов дало функцию $N(l)$ (рис. 3). Затем распределение $f(l)$ определялось по формуле (7) с учетом (6). Гистограмма распределения следов трещин по длинам приведена на рис. 4. Пунктирной линией обозначена аппроксимирующая зависимость, которая близка к экспоненциальной. По рекуррентной формуле (14) восстанавливалась функция распределения $F(R)$. Результаты обработки приведены на рис. 5.

Необходимо отметить, что функция $f(l)$ и соответственно $F(R)$ надежно восстанавливаются лишь в некотором интервале $l_1 < l < R_1$ ($l_1 < R < R_1$).

Верхняя граница лимитируется размером керна, при этом погрешность определения $f(l)$ при $l \rightarrow R_1$ резко возрастает. Нижняя граница связана с неточностью определения концентрации центров трещин при $2l < 0,5$ см. Поэтому о поведении $f(l)$ при $l \rightarrow 0$ и соответственно $F(R)$ при $R \rightarrow 0$ нельзя сказать ничего определенного. Некоторое уменьшение $f(l)$, наблю-

давшееся при $2l < 0,5$ см, возможно, связано с неточностью подсчета таких следов трещин.

Таким образом, обработка экспериментальных данных подтверждает возможность практического использования методики восстановления функции распределения трещин по длине по результатам исследования следов трещин на поверхности керна. Полученные в работе функции распределения трещин по длине оказались близки к экспоненциальной зависимости. Отметим, что экспоненциальная зависимость наблюдалась и при исследовании распределения микротрещин в металлах [Seaman et al., 1978].

ЛИТЕРАТУРА

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

Кадет В.В., Ловецкий Е.Е., Селяков В.И., Сироткин В.К. Влияние камуфлетного взрыва на фильтрационные характеристики хрупкой среды. — ПМТФ, 1981, № 1, с. 144—151.

Seaman L., Curran D.R., Grewdson R.C. Transformation of observed crack traces on a section to true crack density for fracture calculations. — J. Appl. Phys., 1978, vol. 49, № 10, p. 5221—5229.

УДК 553.98.061.4.052

В.С.Горбенко, А.В. Иванова

КОДИРОВАНИЕ ПРИЗНАКОВ КАТАГЕНЕЗА ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ КОЛЛЕКТОРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

При решении задач, связанных с прогнозированием пустотного пространства неантклинальных ловушек в хорошо разведенных районах, таких, как Днепровско-Донецкая впадина (ДДВ), следует применять различные методы экстраполяции и интерполяции (с учетом поправок на специфические условия геологического строения изучаемой территории). Этот прогноз базируется, во-первых, на восстановлении обстановки образования аккумулирующих и экранирующих толщ (намечаются местоположения речных долин, дельт, береговых линий, лагунных, озерных, аллювиальных и других отложений, областей сноса, оценивается палеоклимат изучаемого временного материала и т.п.) и, во-вторых, — на установлении закономерностей постдиагенетических изменений пород с учетом их седиментационных особенностей.

Для палеореконструкций необходимо системно использовать весь имеющийся геолого-геофизический материал, весьма обширный в хорошо изученных нефтегазоносных бассейнах. Многочисленные параметры составляют фактографическую основу для реконструкций и прогнозирования (рис. 1). Важно, в каком виде представлен первичный материал. Признаковые параметры целесообразно анкетировать в виде цифрового кода [Балковский, 1964] для группирования данных, полученных родственными методами исследований (ГИС, литологическое изучение керна пород и др.). Что под этим подразумевается, показано на примере (рис. 2). В

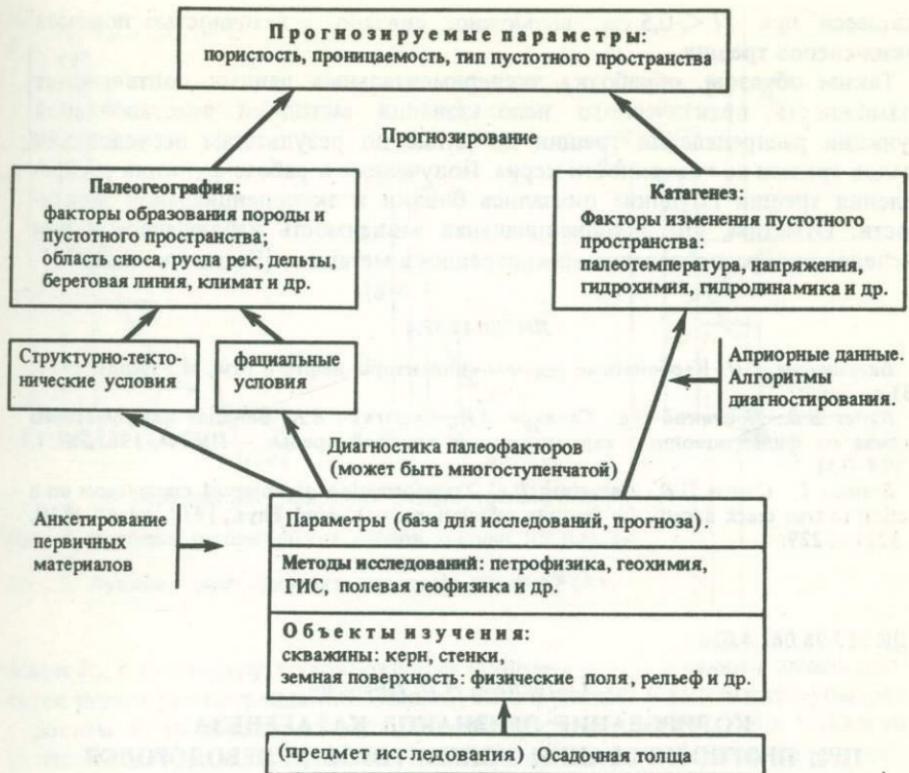


Рис. 1. Схема прогнозирования коллекторских свойств пород методом палеопреконструкций

последнее время появилось несколько работ, в которых применяется цифровое кодирование для классификации некоторых объектов (например, грунтов и экзогенных геологических процессов [Бондарик, 1981] и др.). Мы полагаем, что с помощью цифрового кода удобно классифицировать также покрышки.

Цифровое кодирование геологических объектов представляет интерес не только для анкетирования первичных данных, но и для решения разных геологических задач. Подбирая диагностические признаки и располагая их в порядке убывания степени их значимости, составляют целевой код, по которому можно оценивать искомый параметр. Карттирование полученных параметров при учете структурно-тектонического фактора в благоприятных случаях позволяет оценить палеогеографическую обстановку осадконакопления и катагенетические изменения пород изучаемой осадочной толщи, что является наглядной и удобной основой для прогнозирования разных характеристик породного массива, в том числе параметров флюидопространства (пустотного пространства). В простых случаях или при хорошей изученности проблемы, особенно при использовании ЭВМ, можно установить прямую связь группы диагностических признаков с прогнозируемыми параметрами.

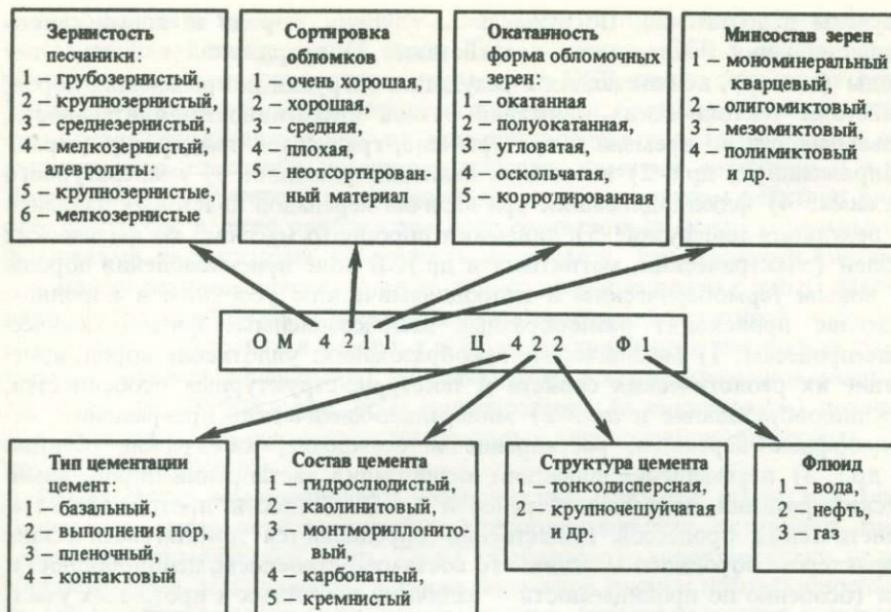


Рис. 2. Пример цифрового кодирования литологических особенностей песчаника из скв. 5 Ярошевской площади ДДВ, отобранного в интервале глубин 3926–3927 м из визейского продуктивного горизонта В-15

ОМ 42111 Ц422 Ф1 – литологический код песчаника (ОМ – характеристика обломочного материала, Ц – цемента, Ф – флюида)

Для прогнозирования коллекторских свойств горных пород на больших глубинах особо важную роль играет изучение особенностей их катагенеза, максимальных температуры и напряжений, пластовых давлений, времени их воздействия, характера протекавших в них процессов (взаимодействия растворов с породой, минерально-геохимических превращений компонентов пород, механических изменений породы – уплотнения, деформации, трещинообразования и др.). С увеличением глубины залегания пород происходит ужесточение термобарических условий. Оно сопровождается изменением минерального состава, структурно-текстурных особенностей пород, флюидопространства, угольной органики и др. Коллекторские свойства гранулярных пород, особенно пористость, имеют тенденцию ухудшаться. Но и на больших глубинах встречаются хорошие коллекторы, которые являются объектом прогноза и поиска. Это обусловлено изменением характера флюидопространства в результате развития трещиноватости, стилолитизации (в центральной части ДДВ встречаются с глубин 3,5–3,7 км), выщелачивания и др. При наличии благоприятных термобарических, гидродинамических, литологических, структурно-тектонических неоднородностей в толще пород могут сохраняться или развиваться участки с хорошими резервуарными свойствами.

Изучение катагенеза плохо поддается формализации, так как это весьма сложный, многоплановый, протекающий в течение длительного времени противоречивый процесс, и многие стороны его еще не изучены или

изучены недостаточно. Погружаясь на глубину, порода за время своего существования подвергается воздействию: 1) напряжений в скелете породы (тензор), возникающих в результате нагрузки покрывающих пород, действия тектонических движений разной интенсивности, длительности, изменчивости во времени и пространстве, градиентов температур (термо-напряжений) и др.; 2) пластовых давлений флюидов; 3) температурного режима; 4) флюидодинамики при наличии перепадов пластовых давлений в результате диффузии; 5) динамики породного массива; 6) физических полей (электрических, магнитных и др.). В ходе приспособления породы к новым термобарическим и гидродинамическим условиям в породном массиве происходят разнообразные взаимозависимые физико-химические процессы: 1) механические преобразования: уплотнение пород, изменение их реологических свойств и текстурно-структурных особенностей, трещинообразование и др.; 2) минерально-химические превращения: полиморфные переходы, растворение и осаждение, химические реакции и др.; 3) перемещение флюидов: активизация растворения пород, химических реакций, тепломассоперенос и др. Особенности протекания катагенетических процессов существенно определяются докатагенетическим характером породного массива: его составом, строением, неоднородностями (особенно по проницаемости — наличием застойных и проточных участков).

В результате катагенетических преобразований в горном массиве остаются следы изменений пород и новообразования, которые и являются объектами наблюдений. Системное их изучение позволяет в какой-то мере распознать процессы катагенеза и основные факторы, приведшие к вторичным изменениям пород. Для палеореконструкций и прогнозов прежде всего представляют интерес диагностические признаки, т.е. признаки-индикаторы определенных процессов и факторов, характеризующиеся необратимостью, чувствительностью к изменениям процессов, регулярностью встречаемости, однозначностью связи с определяемым фактором. Остальные признаки могут использоваться как вспомогательные.

Характерными признаками катагенеза являются:

1. Значение отражательной способности витринита (ОСВ). Оно определяет стадии углефикации и рассматривается как индикатор максимальных палеотемператур, воздействовавших на породу. Этот параметр, по мнению многих авторов, хорошо отражает общую интенсивность катагенеза, вызванную термобарическими условиями.

2. Характер межзерновых контактов — определяется прежде всего горным давлением, а также температурой, химизмом и динамикой флюидов, временем воздействия.

3. Степень упаковки зерен — зависит от горного давления и других факторов.

4. Характер цементации межзернового пространства.

5. Наличие вторичных минералов (диккит и др.), характерных для соответствующих стадий катагенеза.

6. Тип флюидопространства (трещины, стилолиты, каверны и др.).

7. Коллекторские свойства (открытая пористость, проницаемость), особенности их изменения с глубиной для однотипных пород и др.

Для реконструкции факторов катагенеза по их следам в породах сле-

дует обнаружить такие их признаки, величины которых и условия палеофакторов находятся в тесной связи. Так, величинам ОСВ в общем отвечают максимальные палеотемпературы, хотя ОСВ также зависит от особенностей первичного углефицируемого вещества, биохимических условий его превращения, возможно, от времени воздействия температуры, от напряженного состояния породного массива, химизма растворов и т.д. Другие следы катагенеза также возникли при совместном действии разных факторов, и даже приблизительного соответствия между отдельными признаками и факторами обнаружить не удается. Так, характер контактов между зернами определяется не только максимальным горным давлением, но также химизмом и динамикой растворов, температурой, характером флюидопространства пород и т.д. Поэтому для оценки значимости факторов катагенеза существенно не только обнаружение признаков-индикаторов отдельных факторов, но и группирование (и кодирование) признаков катагенеза, по совокупностям которых можно реконструировать основные палеофакторы.

Имеет смысл восстанавливать комплексные факторы, такие, как текtonическая активность территории, гидродинамическая активность бассейна осадконакопления и др. Такие обобщающие характеристики целесообразны для региональной, а также зональной оценки нефтегазоносных бассейнов. Для локальной их характеристики (прогнозирования конкретных месторождений и залежей) желательны значения более дробных и наглядных факторов.

Реконструкция палеопроцессов, возникающих под совместным воздействием факторов, является весьма сложной задачей и требует учета признаков, отражающих как начальное состояние горного массива, так и особенности постдиагенетических его изменений. Теоретической основой реконструкции процессов являются наблюдения современных аналогичных процессов, установленные физико-химические закономерности (соответствие им), сопоставление с другими регионами и областями, результаты моделирования.

На современном уровне исследований для прогнозирования коллекторских свойств глубокозалегающих пород следует учитывать результаты палеогеографических реконструкций (наряду с первичными диагностическими признаками) и существенные признаки катагенеза, принимая во внимание оценки факторов и процессов катагенеза, а также априорные сведения. Данные следует приводить в удобной форме – в виде кодов первичных и вторичных признаков, формул, карт, графиков и т.д.

Для прогноза целесообразно использовать параметры диагностических признаков в зависимости от глубины залегания: граничные глубины катагенеза, т.е. глубины появления или исчезновения типичных минералов-индикаторов, структурно-текстурных особенностей, степени преобразованности органического вещества (значения ОСВ) и др.; интенсивность изменения параметров катагенеза от глубины и их абсолютные значения и др.

Для региональной и зональной оценок степени и особенностей катагенеза пород (определенного возраста, одного продуктивного горизонта) удобно использовать код основных вторичных признаков (значение ОСВ, характер контактов зерен, особенности минерального состава цемента, наличие характерных минералов). Так, для некоторых участков ДДВ интенсивность

катагенеза визейских пород можно представить в виде кодов: ОСВ—глубина появления конформных контактов—глубина появления трещин—глубина появления стилолитов—глубина появления диккитов—глубина исчезновения монтмориллонитов и др.

Имеет смысл одновременно изучать факторы и процессы катагенеза, разрабатывать методы прогнозирования коллекторов и покрышек и заниматься формализацией исследований, в том числе разрабатывать особенности кодирования катагенетических признаков (для разных уровней прогнозирования решаемых задач может быть принят разный набор параметров).

Таким образом, мы затронули вопросы выбора оптимальной методики прогнозирования коллекторов нефти и газа на больших глубинах, формализации изучения катагенетических признаков пород и применения цифрового кодирования геологических признаков для анкетирования первичного геолого-геофизического материала при прогнозировании коллекторских свойств глубокозалегающих горизонтов. Первые два вопроса нуждаются еще в интенсивных разработках, так как они, по сути дела, только поставлены. Вопрос о цифровом кодировании требует не только обсуждения, но и внедрения в практику.

ЛИТЕРАТУРА

- Балковский Б.Е. Цифровой полиграфический ключ для определения растений. Киев: Наук. думка, 1964. 36 с.
Бондарик Г.К. Общая теория инженерной (физической) геологии. М.: Недра, 1981. 256 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
Часть первая	
ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ И ПРОГНОЗ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ	
<i>Б.К. Прошляков, В.М. Добринин, А.К. Уротов.</i> Очередные задачи в области познания коллекторов нефти и газа на больших глубинах	4
<i>В.Н. Холодов, О.Ф. Дементьева, Р.Н. Петрова.</i> Проблема формирования вторичной пористости в песчаных коллекторах элизионных бассейнов	13
<i>Г.Н. Доленко, А.Е. Киселев.</i> Зоны вторичной пористости на больших глубинах – перспективный объект поисков залежей нефти и газа (на примере нефтегазоносных провинций Украины и Восточной Сибири)	26
<i>А.К. Замаренов, М.Г. Шебалдина, Д.Л. Федоров, С.В. Яцкевич.</i> Формационный анализ подсолевых палеозойских отложений Прикаспийской впадины – основа для регионального прогноза коллекторов	31
<i>Б.К. Прошляков, Ю.Г. Пименов, Т.И. Гальянова, С.М. Рахман.</i> Подсолевые отложения Прикаспийской впадины – уникальный комплекс природных резервуаров нефти и газа	39
<i>В.М. Бортницкая, Р.М. Новосибирский, А.Ю. Полутранко, Т.М. Ципенюк.</i> Влияние геотермических условий на формирование залежей углеводородов и фильтрационно-емкостные свойства терригенных коллекторов	48
<i>Р.С. Копыстянский.</i> Влияние геологических факторов на неоднородность пород-коллекторов на больших глубинах	53
<i>Т.Т. Клубова.</i> Литолого-geoхимические факторы формирования и сохранения коллекторских свойств пород на больших глубинах	59
<i>И.Б. Дальян.</i> Коллекторские особенности пород подсолевых нефтегазоносных комплексов Восточного Прикаспия	69
<i>Т.А. Югай.</i> О возможности образования трещинных коллекторов на больших глубинах	77
<i>М.Б. Хеирбекова, Э.А. Даидбекова, Ф.М. Курбанова, С.С. Ибрагимова.</i> Некоторые причины сохранения коллекторских свойств на больших глубинах	81
<i>А.Н. Мазур, З.А. Вовканыч.</i> Некоторые факторы сохранения первичных и возникновения вторичных высоких емкостных свойств пород нижнего карбона Днепровско-Донецкой впадины	89
<i>Ю.А. Иванов.</i> Коллекторы нефти и газа на больших глубинах в подсолевых отложениях перикратонных соленосных бассейнов	95
<i>О.А. Черников, В.А. Ханин, Н.М. Кожанова.</i> Закономерности изменения пористости терригенных пород с глубиной их погружения в Предкавказье	100
<i>Р.Л. Буценко, В.Ш. Брутман, Л.П. Иваньшина, Э.Г. Коблов, А.И. Уткина.</i> Прогнозирование экранирующих свойств пород на основе анализа их эволюции в ходе литогенеза (о-Сахалин)	107
<i>Г.Д. Сараева, Т.Г. Куц.</i> Условия седиментогенеза терригенных пород – фактор, определяющий наличие коллекторов порового типа на больших глубинах	112

Часть вторая

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ, ЗАЛЕГАЮЩИХ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

<i>К.И. Багринцева, Г.Е. Белозерова.</i> Особенности строения пустотного пространства карбонатных коллекторов палеозоя Прикаспийской впадины	117
<i>А.А. Альжанов, Б.А. Искужев, С.К. Умиришин, С.В. Яцкевич.</i> Коллекторские свойства подсолевых карбонатных отложений юга междуречья Урал–Волга	129
<i>К.Х. Бакиров, О.И. Валеева, Б.Т. Джумагалиев, Е.В. Емельянов, Г.Г. Мулдакулов, К.Б. Тунгатаров, Н.М. Шкондина, А.В. Яковлев.</i> Коллекторские свойства карбонатных пород Кенкияк-Бозобинского месторождения нефти на больших глубинах	137
<i>Я.Н. Перськова.</i> Типы карбонатных коллекторов на больших глубинах и основные факторы, определяющие их формирование и сохранение	142
<i>К.М. Таскинбаев.</i> Новые данные об особенностях строения, коллекторских свойствах и перспективах нефтегазоносности подсолевых отложений юго-востока Прикаспийской впадины	148
<i>В.И. Петерсилье.</i> К вопросу об оценке параметров трещиноватости по данным исследования керна	153
<i>Д.А. Бабич, П.А. Карпов, Г.П. Меняйленко.</i> Закономерности изменения пористости глубокозалегающих песчаников девона в пределах Рязано-Саратовского прогиба Волгоградского Правобережья	157
<i>Ш.К. Китовани, А.О. Такаишвили, С.В. Гудушаури.</i> Фильтрационно-емкостные свойства вулканогенных коллекторов Притобилинского района	159
<i>В.И. Грицишин, А.А. Гаранин.</i> Влияние химических реагентов на фильтрационно-емкостные свойства грануляриных коллекторов	162
<i>В.Б. Щеглов, Т.А. Югай, В.И. Клюев.</i> Карбонатные породы-коллекторы Караганакского газоконденсатного месторождения	167
<i>И.М. Горбанец.</i> Влияние термобарических условий на сохранение залежей углеводородов в глубокопогруженных кумских отложениях Западно-Кубанского прогиба	173
<i>А.В. Томкина.</i> Влияние больших глубин и тектонических напряжений на изменение коллекторских и экранирующих свойств пород (на примере нижнекемовых отложений Восточного Предкавказья)	176
<i>О.В. Бескровная.</i> Особенности формирования коллекторов гранулярного типа на больших глубинах (Тимано-Печорская провинция)	179
<i>Ш.Н. Дусмухамедов, Ю.Р. Хаитов, Д.Т. Хамирова.</i> Изменение свойств терригенных коллекторов палеогена Ферганской впадины с глубиной	184

Часть третья

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

<i>В.М. Добрынин, В.Н. Черноглазов, Б.Н. Куликов, С.С. Каменецкий.</i> Изучение фазовой проницаемости керна горных пород в условиях, моделирующих пластовые	187
<i>Л.А. Буряковский, Р.Д. Джеваншир, Р.Ю. Алияров.</i> Эволюция глинистых пластов-экранов на больших глубинах в геологическом и технологическом времени	193
<i>В.А. Серебряков, Т. Илманов, А.Д. Сребродольский.</i> Изучение аномально высоких пластовых давлений в сложных геологических условиях с помощью метода компрессионной кривой	198
<i>С.Н. Морозов.</i> Роль аномально высоких пластовых давлений в сохранении коллекторов и формировании ловушек в терригенных отложениях девона северо-западного борта Прикаспийской впадины	204
<i>В.В. Тимофеев, М.У. Усувалиев.</i> К вопросу прогнозирования гидродинамических ловушек нефти и газа	210
<i>М.А. Беляков, Н.В. Царева.</i> Использование методов геофизических исследований скважин (ГИС) для выделения пород-коллекторов нефти и газа на больших глубинах	215
<i>Р.И. Савина.</i> Методика интерпретации материалов геофизических исследо-	

ваний скважин (ГИС) и выделение продуктивных пластов-коллекторов в карбонатах востока Прикаспийской впадины	218
<i>М.С. Багов, Д.Н. Кузмичев.</i> Экспериментальные исследования пород нефтяных коллекторов в условиях, близких к пластовым	221
<i>Л.А. Коцеруба, Н.П. Кузнецова, В.А. Гальченко.</i> Применение метода пропитки пород окрашенными смолами для выявления неоднородности структуры пустотного пространства и уточнения типов коллекторов, залегающих на больших глубинах	226
<i>С.И. Шишигин.</i> Физическое обоснование преимущественной фильтрации газа в коллекторах порового типа на больших глубинах	230
<i>Э.К. Костюченко, В.И. Селяков, И.В. Шершуков.</i> Восстановление функции распределения трещин по их следам на поверхности керна	234
<i>В.С. Горбенко, А.В. Иванова.</i> Кодирование признаков катагенеза при прогнозировании коллекторов углеводородов на больших глубинах	239

УДК 552.5

Прошляков Б. К., Добрынина В. М., Урупов А. К. Очередные задачи в области познания коллекторов нефти и газа на больших глубинах. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Рассмотрены основные итоги изучения пород-коллекторов, залегающих на больших глубинах. Намечены главные направления дальнейших научных исследований и подчеркнута необходимость комплексного подхода в проведении литологических, геофизических и геохимических работ. Указаны регионы для проведения сверхглубокого бурения.

УДК 552.5

Холодов В. Н., Дементьев О. Ф., Петров Р. Н. Проблема формирования вторичной пористости в песчаных коллекторах элизионных бассейнов. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Процесс формирования газоводных растворов в осадочно-породных бассейнах происходит стадийно: на первой стадии осуществляется разложение ОВ и гидролиз карбонатов, что приводит к выделению CO_2 и H_2 , на второй – происходит процесс нефтеобразования.

Песчаные коллекторы Восточно-Кубанской впадины на больших глубинах подвергаются воздействию углекисло-сероводородных растворов, что улучшает их коллекторские свойства, создает аутогенетическую зональность и благоприятствует формированию залежной нефти.

Табл. 1, ил. 5, библиогр. 31 назв.

УДК 553.984: 551.76+78.(477: 571.56)

Доленко Г. Н., Киселев А. Е. Зоны вторичной пористости на больших глубинах – перспективный объект поисков залежей нефти и газа (на примере нефтегазоносных провинций Украины и Восточной Сибири). – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

В Днепровско-Донецкой, Карпатской, Причерноморско-Крымской и Лено-Вилюйской нефтегазоносных провинциях на больших глубинах (4,1–5,6 и 2,6–3,6 км) установлены региональные зоны катагенетического новообразования вторичной пористости межгранулярных коллекторов при определенных термодинамических и физико-химических условиях дестабилизации равновесия. В этих зонах коллекторы отличаются аномальной открытой (20–30%) и эффективной пористостью (10–20%), высокой проницаемостью до $(120\text{--}5000)\cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и плотностью до 1,80–2,30 г/см³, т.е. коллекторские свойства здесь возрастают в 2–4 раза, а плотность уменьшается на 3–13%.

Ил. 1, библиогр. 9 назв.

УДК 553.98.061.4.082: 551.73 (470.4)

Замаренов А. К., Шебальдина М. Г., Федоров Д. Л., Яцекевич С. В. Формационный анализ подсолевых палеозойских отложений Прикаспийской впадины – основа для регионального прогноза коллекторов. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

На основе формационного анализа выявлены закономерности пространственного размещения пород различных литологических типов и намечены благоприятные зоны для развития терригенных и карбонатных коллекторов. Наиболее перспективы обнаружения высокомощных коллекторов и открытия приуроченных к ним скоплений нефти и газа связываются для терригенных образований с платформенной континентально-морской формацией, для карбонатных – с мелководно-морской и особенно с рифогенной субформацией.

Ил. 3.

УДК 552.5–К. 553.98 (470.40)

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

Приводятся результаты изучения литолого-петрофизических особенностей осадочных образований подсолевого комплекса восточной части Прикаспийской впадины, залегающего в интервале глубин 300–6028 м и охватывающего стратиграфический диапазон от девона до нижней перми. Выявлено, что на сжимостные и фильтрационные свойства пород существенное влияние оказали многочисленные постседиментационные процессы, явившиеся результатом наличия в разрезе осадочного чехла мощной толщи сульфатно-галогенных пород кунгурского яруса, большого количества перерывов в осадконакоплении и АВДП. Анализ геологической истории территории и формирования коллекtorских свойств подсолевых пород позволил составить схематические карты распространения типов природных резервуаров нефти и газа.

Ил. 4, библиогр. 5 назв.

УДК 552. 1: 5 (477. 7)

Бортницкая В. М., Новосибирский Р. М., Полутранко А. Ю., Ципенюк Т. М. Влияние геотермических условий на формирование залежей углеводородов и фильтрационно-емкостные свойства терригенных коллекторов. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Показано, что при катагенетических преобразованиях пород-коллекторов важная роль принадлежит геотермическим условиям, которые в осадочном чехле Днепропетровско-Донецкой впадины заметно меняются по площади и разрезу.

На этапе раннего катагенеза в изменении пористости и проницаемости коллекторов с увеличением глубины их залегания закономерных ухудшений не наблюдается.

Ил. 3.

УДК 552. 1. 53 (477. 8)

Копыстянский Р. С. Влияние геологических факторов на неоднородность пород-коллекторов на больших глубинах. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Рассматриваются генетические причины и типы неоднородности коллекторов, масштабы развития и факторы проявления последней. На материале Карпатской нефтегазоносной провинции отмечена существенная неоднородность коллекторских свойств пород, отражающаяся на распределении скоплений углеводородов в пределах различных структурных этажей. Установлено, что существенное влияние на нее оказывают поля напряжений и расположение участков разуплотнения пород, частота которых возрастает с глубиной. Указаны интервалы наиболее вероятного увеличения неоднородности коллекторов.

Табл. 1, ил. 1, библиогр. 2 назв.

УДК 550. 4: 552. 578. 2. 061. 4

Клубова Т. Т. Литолого-геохимические факторы формирования и сохранения коллекторских свойств пород на больших глубинах. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Дан анализ литолого-геохимических факторов, способствующих формированию и сохранению коллекторских свойств пород на больших глубинах. Показано, что для этого, помимо минерального состава породообразующей и цементирующей частей породы, характера их распределения и преобразования, важную роль играют текстурные особенности пород, глинистые минералы и органическое вещество, влияющие на фильтрационные параметры пород.

Ил. 4, библиогр. 8 назв.

УДК 551. 736: 1: 553. 98. 041 (575. 13)

Дальян И. Б. Коллекторские особенности пород подсолевых нефтегазоносных комплексов Восточного Прикаспия. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Даны результаты изучения подсолевых терригенных и карбонатных отложений востока Прикаспийской впадины. Выделены и описаны три нефтега-

зоносных комплекса и приведена характеристика терригенных и карбонатных пород-коллекторов.

Табл. 1.

УДК 553. 98. 061. 43 (Б/Г)

Ю г а й Т. А. О возможности образования трещинных коллекторов на больших глубинах. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Основываясь на геологическом подобии структур нефтяных залежей и флюидогенных рудных месторождений, можно предположить следующие морфологические типы трещинных коллекторов: штокверковые, жильно-прожилковые, столбообразные. Возможность существования таких залежей обосновывается наличием на больших глубинах в непористых породах трещинно-жильных вод в гидродинамически замкнутых резервуарах. При поисках и разведке продуктивных крутозалегающих зон трещинных коллекторов целесообразно использовать опыт изучения рудных месторождений.

Ил. 1, библиогр. 11 назв.

УДК 553. 98. 061. 4: 53 (479. 24)

Х е и р о в М. Б., Да и д бек о в а Э. А., Кур ба но в а Ф. М., И браги м о в а С. С. Некоторые причины сохранения коллекторских свойств на больших глубинах. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Рассматриваются факторы, способствующие сохранению коллекторских свойств на больших глубинах. Изучение среднеплиоценовых отложений основных нефтегазоносных областей Азербайджана показывает, что здесь имеются условия, благоприятные для сохранения высокой гранулярной пористости и проницаемости на глубинах, превышающих 5–6 км.

Табл. 1, ил. 1, библиогр. 11 назв.

УДК 553. 981. 061. 4: 551. 735. 1 (447. 5)

М а з у р А. И., В о в к а ны ч З. А. Некоторые факторы сохранения первичных и возникновения вторичных высоких емкостных свойств пород нижнего карбона Днепропетровско-Донецкой впадины. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Рассмотрены литологические и петрофизические факторы, способствующие сохранению первичных и возникновению вторичных емкостных свойств пород нижнего карбона Днепропетровско-Донецкой впадине и их влияние на формирование нефтяных и газовых залежей в глубоко-залегающих продуктивных горизонтах.

Ил. 3.

УДК 553. 982. 061. 4: 551. 247. 1

И в а н о в Ю. А. Коллекторы нефти и газа на больших глубинах в подсолевых отложениях перикратонных соленосных бассейнов. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Рассматриваются материалы по коллекторам в отдельных стратиграфических подразделениях двух крупнейших соленосных бассейнов – Прикаспийском и Средне-Европейском. Показано, что характер распространения коллекторов на больших глубинах в подсолевых отложениях перикратонных соленосных бассейнов обусловлен развитием пород определенного формационного и фационального состава, развитием АВПД, интенсивным проявлением дизьюнктивной тектоники, перерывов и разрывов, а также региональной нефтегазоносностью толщ. Приведены данные о площадном развитии коллекторов.

Библиогр. 8 назв.

УДК 552. 1:53

Чер ник о в О. А., Ханин В. А., Ко жан о в а Н. М. Закономерности изменения пористости терригенных пород с глубиной их погружения в Предкавказье. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Обсуждаются задачи, связанные с условиями сохранения на больших глубинах первично-поровых коллекторов и формирования вторичных. Дан анализ изменения коллекторских свойств пород в районах с разной геологической историей.

Ил. 1, библиогр. 3 назв.

УДК 552.5 – К+ 553.98 (551.64)

Буценко Р.Л., Брутман В.Ш., Иваньшина Л.П., Коблов Э.Г., Уткина А.И. Прогнозирование экранирующих свойств пород на основе анализа их эволюции в ходе литогенеза (о-в Сахалин). – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Дается оценка факторов, влияющих на экранирующие свойства флюидоупоров, что позволяет определить направленность изменений условий нефтегазонакопления, обусловленную катагенезом.

Ил. 1, библиогр. 5 назв.

УДК 552.14: 553.98.061.4

Сарасева Г.Д., Куз Т.Г. Условия седиментогенеза терригенных пород – фактор, определяющий наличие коллекторов порового типа на больших глубинах. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Рассматривается влияние условий образования терригенных пород на коллекторские свойства последних. Показаны возникающие с глубиной изменения в строении емкостного пространства пород из различных гидродинамических зон среды седиментации. Сделан вывод, что на больших глубинах коллекторы порового типа могут быть встречены в основном среди отложений береговой зоны с ослабленной динамикой и прибрежной зоны с активной динамикой среды.

Табл. 1, ил. 2, библиогр. 3 назв.

УДК 553.98.061.4:552.54 : 539.217.1 (470.4+574.1)

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.

Рассмотрены литологические особенности и структура порового пространства карбонатных коллекторов продуктивных толщ Астраханского, Тенгизского, Жанажольского и Карабаганакского месторождений. Показаны существенные различия в строении пустотного пространства пород различного генезиса, что связано с условиями их накопления и направленностью постседиментационных процессов.

Табл. 3, ил. 2.

УДК 551.73.552.54:553.98.061.4 (574.12)

Альжанов А.А., Искужиев Б.А., Умиршин С.К., Яцкевич С.В. Коллекторские свойства подсолевых карбонатных отложений юга междуречья Урал–Волга. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Описывается литологический состав и коллекторские свойства подсолевых нижнепермских и каменноугольных пород, вскрытых на площади Кордун скважиной П-52, где на глубинах 4–4,5 км в карбонатных породах сохраняются удовлетворительные емкостные и фильтрационные свойства.

Ил. 1.

УДК 552.5:551.73

Бакиров К.Х., Валеева О.И., Джумагалиев Б.Т., Емельянов Е.В., Мулдауколов Г.Г., Тунгатаров К.Б., Шкондина Н.М., Яковлев А.В. Коллекторские свойства карбонатных пород Кенкияк-Бозобинского месторождения нефти на больших глубинах. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Рассматриваются коллекторские свойства карбонатных пород Кенкияк-Бозобинского месторождения нефти. Показано влияние литофациальных условий накопления осадков и постседиментационных изменений на формирование коллекторов. Наиболее перспективной в разрезе по емкостным свойствам и в отношении нефтегазоносности является зона (15–45 м) преда-селского выщелачивания пород, расположенная в кровле карбонатной толщи.

Ил. 2, библиогр. 1 назв.

УДК 553.98.061.4:552.54

Перьковая Я.Н. Типы карбонатных коллекторов на больших глубинах и основные факторы, определяющие их формирование и сохранение. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Изложены результаты изучения пустотного пространства и коллекторских свойств карбонатных пород Астраханского газоконденсатного месторождения. Эволюция пористости тесно связана с направленностью процессов литогенеза и неотектоническими движениями. На больших глубинах основные запасы сосредоточиваются в трещинно-поровых и трещинных коллекторах.

Ил. 2, библиогр. 4 назв.

УДК 553.98.061.4 (574.12)

Таскинбаев К.М. Новые данные об особенностях строения, коллекторских свойствах и перспективах нефтегазоносности подсолевых отложений юго-востока Прикаспийской впадины. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Рассматриваются данные о коллекторских свойствах каменноугольно-нижнепермских карбонатных и терригенных коллекторов на юго-востоке Прикаспийской впадины. Высказывается предположение о распространении в глубь Прикаспийской впадины раках песчанистых образований авандельтового генезиса. Указывается на доминирующую роль дифференцированных условий осадконакопления, обусловивших сложную зональность в распространении карбонатных и терригенных коллекторов и связанную с этим различную перспективность на нефть и газ.

Библиогр. 5 назв.

УДК 553.98.061.43:550.822.3

Петрсильев В.И. К вопросу об оценке параметров трещиноватости по данным исследования керна. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Рассмотрены вопросы достоверности оценки параметров трещиноватости по данным литолого-петрографических способов исследования кернового материала. В результате анализа фактических данных по Оренбургскому и Астраханскому месторождениям установлены причины возможных ошибок при изучении трещиноватости. Приведены сопоставления результатов оценки параметров трещиноватости по данным литолого-петрографических, капилляриметрических и геофизических исследований.

Ил. 2, библиогр. 5 назв.

УДК 551.31 + 553.98 (470.4)

Бабич Д.А., Карпов П.А., Меняйленко Г.П. Закономерности изменения пористости глубокозалегающих песчаников девона в пределах Рязано-Саратовского прогиба Волгоградского правобережья. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Показаны закономерности изменения песчано-алевритовых пород с глубиной в зависимости от различных факторов, в частности геотермических условий. Доказано, что наиболее благоприятными для сохранения коллекторских свойств в песчаниках являются районы, имеющие низкую геотермическую активность, не испытывавшие интенсивных инверсионных движений и характеризующиеся АВПД.

УДК 552.5 (479.22)

Китовани Ш.К., Такаишвили А.О., Гудушаури С.В. Фильтрационно-емкостные свойства вулканогенных коллекторов Притбилисского района. — В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Рассмотрены фильтрационно-емкостные свойства трещинных вулканогенных коллекторов среднеэоценовых отложений Притбилисского района. На основании статистических данных показаны предельно низкие значения трещинной пустотности, проницаемости и раскрытия трещин, при которых коллекторы среднеэоценовых отложений месторождения Самгори-Патардзеули становятся непродуктивными.

Ил. 3, библиогр. 6 назв.

УДК 550.832.5

Грицишин В.И., Гаранин А.А. Влияние химических реагентов на фильтрационно-емкостные свойства гранулярных коллекторов. — В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Изучались действия на образцы пород-коллекторов моделей фильтратов промывочных жидкостей с добавками химических реагентов (КССБ и КМЦ). В результате исследований установлено положительное влияние на фильтрационно-емкостные свойства исследуемых образцов пород моделей фильтратов с добавками.

Табл. 1, ил. 2, библиогр. 6 назв.

УДК 553.98:061.4:552.54

Щеглов В.Б., Югай Т.А., Клюев В.И. Карбонатные породы-коллекторы Караганакского газоконденсатного месторождения. — В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

В продуктивном карбонатном комплексе, залегающем на глубине 3,7–5,3 км, выделены литогенетические типы и разновидности пород, поровые, трещинно-поровые, каверново-поровые, трещинно-каверново-поровые коллекторы. Установлена зависимость коллекторских свойств от седиментационных и постседиментационных процессов.

Табл. 2., ил. 1, библиогр. 4 назв.

УДК 552.5.18 + 553.98 (470.6/63)

Горбанец И.М. Влияние термобарических условий на сохранение залежей углеводородов в глубокопогруженных кумских отложениях Западно-Кубанского прогиба. — В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Рассматривается литологическая характеристика отложений кумской свиты в разрезах площадей разных тектонических зон и влияние условий седиментогенеза и постседиментационных катагенетических преобразований на коллекторские свойства этих отложений. Отмечается, что погружение залежи на глубину выше 4,5 км в зону высоких давлений и температур привело к образованию двухфазной нефтегазоконденсатной системы. Подчеркивается важность комплексного подхода к изучению литолого-генетических особенностей пород, региональных тектонических напряжений и времени прихода углеводородов в породы-коллекторы.

УДК 552.5.061.4:551.1 (470.6)

Томкина А.В. Влияние больших глубин и тектонических напряжений на изменение коллекторских и экранирующих свойств пород (на примере нижнемеловых отложений восточного Предкавказья). — В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

В Прикумском и Терско-Сунженском районах однотипные породы нижнего мела, испытавшие различное погружение и тектоническое воздействие, характеризуются различными коллекторскими и экранирующими свойствами: на платформенной территории в основном развиты поровые коллекторы, в прогибе — преимущественно трещинные. Маломощные глинистые прослои играют роль экранов для залежей в первом регионе, во втором же по ним происходит гидродинамическая связь.

УДК 553.98 (470.11/13)

Бескровная О.В. Особенности формирования коллекторов гранулярного типа на больших глубинах (Тимано-Печорская провинция). – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Изложены результаты изучения состава и условий формирования терригенных пород-коллекторов. Выделены гидродинамически активные зоны по отложениям среднего девона северной части Тимано-Печорской провинции. Установлены некоторые закономерности, позволяющие целенаправленнее вести поиски коллекторов на больших глубинах.

Ил. 2, библиогр. 3 назв.

УДК 622.276.031.011.43 : 550.882.3 (575.13)

Дусмухamedов Ш.Н., Хатитов Ю.Р., Хамидов А.Т. Изменение свойств терригенных коллекторов палеогена Ферганской впадины с глубиной. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Рассматриваются характер и степень влияния различных факторов на изменение фильтрационных и емкостных свойств терригенных пород и изменение значений коэффициентов уплотнения открытой пористости с глубиной. Установлено, что наряду с уплотнением и вторичным минералообразованием в породах происходят процессы трещинообразования и выщелачивания.

Ил. 2, библиогр. 3 назв.

УДК 622.276.031

Добрынина В.М., Черноглазов В.Н., Куликов Б.Н., Каменецкий С.С. Изучение фазовой проницаемости керна горных пород в условиях, моделирующих пластовые. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Изложены результаты экспериментального изучения относительной фазовой проницаемости для нефти и воды полимиктовых пород из продуктивных отложений Западной Сибири (пласт БВ₈, АВ₂-5, тюменская свита). Показано, что существенное влияние на кривые фазовой проницаемости оказывает структура порового пространства пород, определяемая их литологией.

Ил. 5, библиогр. 7 назв.

УДК 553.98:622.276.031:53

Буряковский Л.А., Джеваншир Р.Д., Алияров Р.Ю. Эволюция глинистых пластов-экранов на больших глубинах в геологическом и технологическом времени. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Показано, что в процессе эволюции глинистых экранирующих толщ появляются сверхнормальные давления поровой жидкости и превышение поровых давлений в глинах над пластовыми в регионально выдержаных коллекторах. В течение геологического времени это различие выравнивается. Обосновывается существование в приграничной зоне глинистой покрышки литологического экрана, формирующегося как в процессе геологической истории, так и в результате разработки подстилающих залежей УВ. Эффект передачи пластовой энергии из глины коллекторы следует учитывать в технологических расчетах разработки глубокопогруженных месторождений нефти и газа, эксплуатируемых на естественном режиме.

Ил. 3

УДК 550.832:5192 + 622.276

Серебряков В.А., Илманов Т., Серебродольский А.Д. Изучение аномально высоких пластовых давлений в сложных геологических условиях с помощью метода компрессионной кривой. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Приводится определение аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в скважинах ряда площадей Амударыинской синеклизы с использованием метода компрессионной кривой. Рассмотрена возможность применения этого

метода для изучения геологических особенностей развития района, а также разделение изучаемой территории на зоны с различными значениями параметров метода с целью эффективного использования последних при прогнозировании АВПД на новых разбуриваемых площадях.

Табл. 1, ил. 3, библиогр. 3 назв.

УДК 553.982.23

М о р о з о в С.Н. Роль аномально высоких пластовых давлений в сохранении коллекторов и формировании ловушек в терригенных отложениях девона северо-западного борта Прикаспийской впадины. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Показано, что АВПД в терригенных отложениях северо-западного борта Прикаспийской впадины способствует сохранению промышленной емкости песчаных пород и формированию литологически, структурно-литологические и эпигенетически экранированных залежей нефти и газа, образовавшихся не только на переклинах структур, но и в синклинальных перегибах.

Табл. 1, ил. 3, библиогр. 5 назв.

УДК 553.961:622.323 (575.2)

Т и м о ф е е в В.В., У с у в а л и е в М.У. К вопросу прогнозирования гидродинамических ловушек нефти и газа. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Излагается опыт использования метода гидродинамического картирования в локальном масштабе с целью построения карты потенциалов нефти по V пласту палеогена Северо-Восточной Ферганы. Впервые для исследуемого района построена карта приведенных напоров пластовых вод и потенциалов нефти на основе статистической обработки материалов промыслового-разведочной геологии.

Ил. 3, библиогр. 9 назв.

УДК 550.832:552.5-К

Б е л я к о в М.А., Ц а р е в а Н.В. Использование методов геофизических исследований скважин (ГИС) для выделения пород-коллекторов нефти и газа на больших глубинах. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Анализируются возможности применяемого в настоящее время комплекса геофизических методов исследования скважин при решении задачи выделения коллекторов на больших глубинах. Рассматриваются факторы, накладывающие ограничения на возможности промыслово-геофизических исследований, а также методы, способствующие решению поставленной задачи.

Ил. 2, библиогр. 2 назв.

УДК 551.736.1:553.98.041 (574.13)

С а в и н а Р.И. Методика интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) и выделение продуктивных пластов-коллекторов в карбонатах востока Прикаспийской впадины. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Для карбонатных разрезов востока Прикаспийской впадины показано успешное применение методики функциональных преобразований и интеграции геофизических параметров для определения литологии, выделения пластов-коллекторов, определения характера насыщающего флюида: нефтеносного и водоносного.

Библиогр. 3 назв.

УДК 552.578.2

Б а г о в М.С., К у з м и ч е в Д.Н. Экспериментальные исследования пород нефтяных коллекторов в условиях, близких к пластовым. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Приведены результаты экспериментальных исследований сжимаемости и пористости глубокозалегающих пород нефтяных месторождений Чечено-Ингушетии, капиллярного вытеснения из них керосина водой и текучести каменной соли при внешнем давлении на образец до 100 МПа. Данные могут быть использованы при прогнозировании физических свойств пород коллекtorов нефти и покрышек, а также при подсчете запасов нефти, проектировании разработки залежей и технологии бурения скважин на позднесоветские отложения.

Табл. 3, ил. 2

УДК 553.98.061.43/44

Коцеруба Л.А., Кузнецова Н.П., Гальченко В.А. Применение метода пропитки пород окрашенными смолами для выявления неоднородности структуры пустотного пространства и уточнения типов коллекторов, залегающих на больших глубинах. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Исследованы состав, свойства и особенности структуры пустотного пространства пород-коллекторов нижнего карбона Яблоновско-Яровской зоны ДДВ, залегающих на глубинах 4,6–5 км. Применение метода насыщения пород окрашенными смолами позволило получить новую дополнительную информацию об особенностях связи состава и структуры пустотного пространства пород с их фильтрационно-емкостными свойствами и уточнить тип коллектора.

Ил. 3, библиогр. 1 назв.

УДК 552.1:53

Шигин С.И. Физическое обоснование преимущественной фильтрации газа в коллекторах порового типа на больших глубинах. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Рассмотрена физическая сущность фильтрации отдельных фаз. Сделан вывод, что в плохих коллекторах (IV класса) при прочих равных условиях лучше фильтруется газ, чем нефть, даже несмотря на меньшую насыщенность первого. Для коллекторов V класса этот вывод справедлив еще в большей степени.

Ил. 3.

УДК 552.5

Костюченко Э.К., Селяков В.И., Шершуков И.В. Восстановление функции распределения трещин по их следам на поверхности керна. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

В статье предложена методика обработки результатов исследования следов трещин на керне, позволяющая получать информацию о распределении в среде трещин по длине. Методика опробована на образцах керна из разреза Оренбургского газоконденсатного месторождения. Полученные в работе функции распределения трещин по длине близки к экспоненциальной зависимости.

Ил. 5, библиогр. 3 назв.

УДК 553.98.061.4.052

Горбенков В.С., Иванова А.В. Кодирование признаков катагенеза при прогнозировании коллекторов углеводородов на больших глубинах. – В кн.: Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985.

Обсуждаются вопросы выбора оптимальной методики прогнозирования коллекторов нефти и газа, формализации изучения признаков катагенеза глубокозалегающих пород и применения цифрового кодирования геологических признаков.

Ил. 2, библиогр. 2 назв.

3 руб.

4405



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»