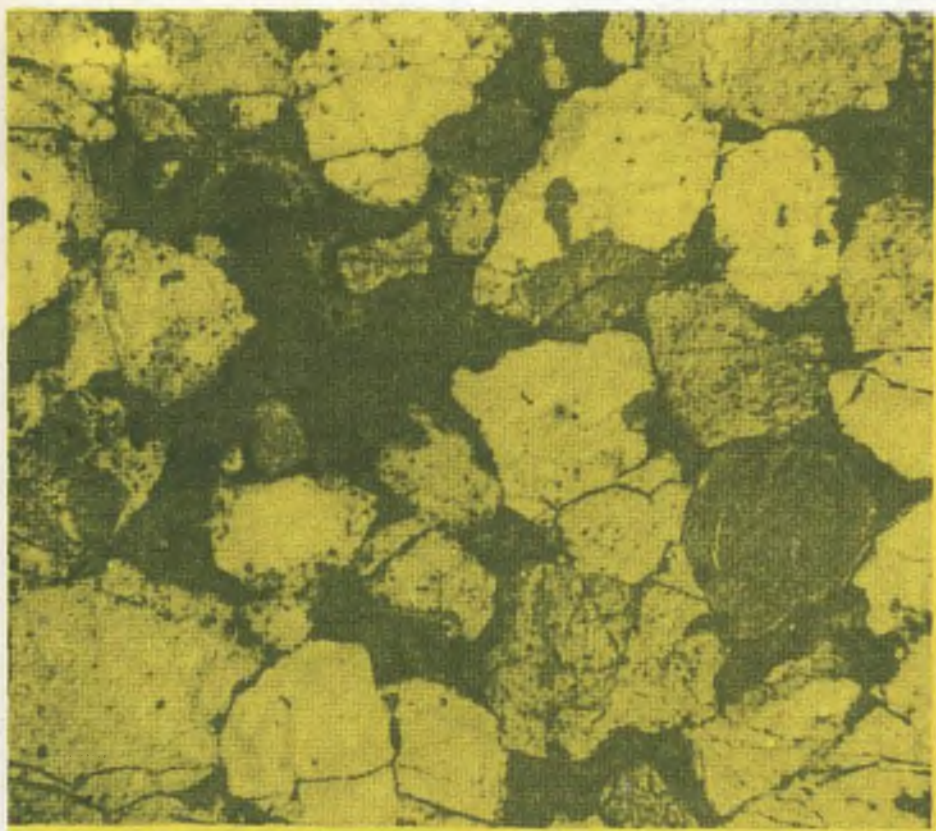


В.А.Ханин

**ТЕРРИГЕННЫЕ
ПОРОДЫ-
КОЛЛЕКТОРЫ
НЕФТИ
И ГАЗА
НА БОЛЬШИХ
ГЛУБИНАХ**



ТЕРРИГЕННЫЕ ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ



МОСКВА НЕДРА 1979

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

Книга посвящена оценке и прогнозированию развития терригенных пород-коллекторов на больших глубинах в нефтегазоносных регионах СССР — Азербайджане, Предкавказье, Прикаспийской впадине и др. Приведены результаты бурения на глубины свыше 4,0—4,5 км. Изложены современные методы изучения емкостных и фильтрационных свойств, а также структуры порового пространства пород; обосновывается рациональный комплекс исследований глубокопогруженных терригенных коллекторов. Подробно рассмотрены постседиментационные изменения и их влияние на емкостные и фильтрационные свойства пород. Приведены корреляционные связи между основными коллекторскими параметрами (на примере мезозойских отложений Предкавказья), а также результаты экспериментального исследования песчаных пород в условиях, близких к пластовым. На основании комплексного изучения терригенных пород с привлечением общегеологических критериев (гидрогеологическая обстановка, история геологического развития и др.) даны особенности развития перспективных на нефть и газ коллекторов на больших глубинах.

Книга рассчитана на широкий круг специалистов, работающих в области нефтегазовой геологии.

Табл. 14, ил. 45, список лит. — 160 назв.

ВВЕДЕНИЕ

Исследование пород-коллекторов является одной из основных и определяющих проблем при поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. К настоящему времени в этой области советскими и зарубежными учеными получен обширный материал, который широко используется в практических целях.

Круг вопросов, затрагивающих условия образования и характеристику пористых тел, а также движение через них пластовых флюидов, весьма велик. Многие из этих проблем нашли отражение в целом ряде работ советских авторов А.А. Ханина, В.М. Добрынина, Ф.И. Котяхова, П.П. Авдусина, Б.К. Прошлякова, В.Н. Кобрановой, Н.С. Гудок, М.К. Калинин, Т.Т. Клубовой, Л.П. Колгиной, С.Г. Саркисяна, С.С. Итенберга, Е.М. Сметхова, К.Р. Чепикова, О.А. Черникова, К.И. Багринцевой, Е.С. Ромма и др. и зарубежных исследователей В. Энгельгардта, А. Шейдеггера, С. Пирсона, Дж. Амикса, Д. Басса и Р. Уайтинга и др.

Залежи нефти и газа встречаются в отложениях практически всех возрастов и приурочены к горным породам как осадочного, так и изверженного (в значительно меньшей степени) происхождения. Следует отметить, что в СССР терригенные породы являются основными коллекторами нефти и газа и к ним приурочено около 80% залежей углеводородов.

В то же время в большинстве перспективных "старых" регионов отложения на глубинах до 3,5–4 км характеризуются высокой степенью разведанности, и дальнейший прирост запасов нефти и газа здесь связывается с глубокозалегающими (в основном терригенными) горизонтами. К таким регионам в первую очередь относятся Средне- и Южно-Каспийские и Азово-Кубанский нефтегазоносные бассейны (Предкавказье, Азербайджан), Северо-Каспийский (Урало-Поволжье, Прикаспий), Днепровско-Донецкий (Восточная Украина) и Северо-Предкарпатский (Западная Украина) бассейны. Необходимо отметить, что в самом ближайшем будущем проблема освоения глубокозалегающих отложений вплотную встанет и перед другими нефтегазодобывающими регионами.

В настоящее время поиски и разведка месторождений нефти и газа на больших глубинах (свыше 4 км) проводятся почти в 60 странах мира. В частности, в СССР на глубинах 4–6 км открыто около 100 нефтяных и газовых залежей, в США на глубинах 4–8 км — свыше 400. Такое различие объясняется прежде всего низкой степенью разведанности возможных продуктивных горизонтов в глубокопогруженных зонах и позволяет считать их определенным потенциальным резервом, особенно в так назы-

ваемых "старых" районах с развитой нефтегазодобывающей промышленностью.

В связи с изложенным выше в данной работе автор ставил перед собой задачу оценить емкостные и фильтрационные свойства пород и по возможности прогнозировать развитие терригенных пород-коллекторов на больших глубинах в наиболее разбуренном районе — Предкавказье, а также сопоставить полученные результаты исследования с опубликованными материалами по Азербайджану, Прикаспийской и Днепроовско-Донецкой впадинам. В качестве объекта исследований были выбраны наиболее распространенные мезозойские терригенные породы, вскрываемые на глубинах до 5,5–6 км в таких глубокопогруженных зонах, как Восточно-Кубанская и Чернолесская впадины, Терско-Каспийский и Восточно-Манычский прогибы.

За последние годы появился целый ряд статей и отдельные монографии по изучению пород-коллекторов на больших глубинах, но большинство авторов останавливалось в своих работах только на отдельных факторах. Практически отсутствуют обобщенные исследования по этому вопросу.

Важное значение имеет изучение постседиментационных преобразований глубокозалегающих пород, которые играют решающую роль в изменении структуры порового пространства и связанных с ней емкостных и фильтрационных свойств пород. Исследования процессов, связанных со вторичными (катагенетическими) изменениями терригенных пород, нашли отражение в известных работах Н.Б. Вассоевича [26–28 и др.], Э. Депплеса [36 и др.], А.Г. Коссовской, В.Д. Шутова [61 и др.], Дж. Максвелла [155], А.В. Копелиовича [67], У.Т. Хуана [135], М. Пауэрса [156], Н.В. Логвиненко [77], О.А. Черникова [141], Н.В. Смирновой, В.П. Якушева [114], Г.Э. Прозоровича, О.Г. Зарипова, З.Л. Валюжевич [101 и др.], М.Е. Долуда, С.В. Литвин и др. [31], Г.Н. Перозио [95], К.Р. Чепикова и др. [139], Б.К. Прошлякова [103] и др., а также во многих публикациях А.З. Бедчера, И.М. Горбанец, Р.Г. Дмитриевой, П.С. Жабревой, П.А. Карпова, С.С. Савкевича и др.

Исследованию собственно структуры порового пространства и ее влияния на коллекторские свойства пород посвящены работы В. Энгельгардта [145], И.А. Конюхова [66], А.А. Ханина, К.А. Абдурахманова, М.И. Колосковой и др. [120], В.А. Иванова, В.Г. Храмовой, Д.О. Диярова [50] и др.

Многие авторы (Е.И. Стетюха [177], В.К. Попов [99], А.И. Алиев и др. [3], Ю.А. Мосякин [83] и др.) рассматривают в основном только изменение физических свойств пород с глубиной их погружения, что несомненно является одним из важных факторов оценки глубокозалегающих пород-коллекторов.

Весьма актуальное значение в настоящее время при все возрастающем объеме бурения глубоких и сверхглубоких скважин имеет исследование воздействия высоких давлений и температур на физические свойства (сжимаемость, пористость, проницаемость, плотность и др.) пород, без которого невозможно достоверно оценивать коллекторы нефти и газа. Изучению этого вопроса были посвящены крупные работы Д.А. Антоно-

ва [7], Б.В. Байдюк [12], В.М. Добрынина [38, 39], М.П. Воляровича (1966 г.), Л.А. Шрейнера и др. (1968 г.), Г.М. Авчяна [1], Н.Н. Павловой [92] и др., а также публикации зарубежных и советских авторов С. Карпентера, Г. Спенсера, И. Фетта, М.С. Багова, И.А. Бурлакова, Н.С. Гудок, Л.М. Мarmorштейна, Я.Р. Морозовича, Л.П. Петрова и др.

В настоящей монографии оценка и прогнозирование развития терригенных пород-коллекторов на больших глубинах проводились комплексом методов, включающих литологический анализ, физические методы исследования пород и методы общегеологического анализа. Автор не затрагивал таких вопросов, как выделение и оценка пород-коллекторов по промыслово-геофизическим и гидродинамическим методам, что является отдельной сложной и важной проблемой.

В работе излагаются современные методы определения и оценки основных физических свойств пород и структуры порового пространства, а также обосновывается рациональный комплекс исследований глубоководных терригенных пород-коллекторов. Значительное внимание уделено изучению вторичных изменений, их влиянию на структуру порового пространства и соответственно на коллекторские свойства пород разнообразного литологического состава; охарактеризованы различные типы глубокопогруженных терригенных пород по проницаемости.

Более детально рассмотрены корреляционные связи между основными физическими параметрами, что находит практическое применение при установлении нижних пределов подсчетных параметров промышленных пород-коллекторов. Приведены результаты экспериментальных исследований песчано-алевритовых пород в условиях, близких к пластовым.

В заключение в работе выделяются перспективные на нефть и газ породы-коллекторы по разрезу и территории (основное внимание уделено Предкавказью) на основании как результатов перечисленных методов исследований, так и данных по нефтегазоносности, особенностям гидрогеологической обстановки и истории геологического развития рассматриваемых глубокопогруженных зон, а также экранирующей способности пород-покрышек.

Следует отметить, что именно указанное комплексное изучение глубокозалегающих отложений позволяет более достоверно оценить терригенные породы-коллекторы и выделить перспективные участки для поисков залежей нефти и газа.

Автор выражает глубокую благодарность Г.Т. Юдину за огромную помощь в постановке и выполнении исследований по данной проблеме, а также искреннюю признательность П.С. Жабревой за постоянное внимание к работе и ценные советы. Кроме того, автор благодарит сотрудников лаборатории физики пласта ВНИИГаз К.А. Абдурахманова, М.И. Колоскову и Я.Р. Морозовича за практическую помощь в работе, а также сотрудников ИГиРГИ О.А. Черникова, С.В. Кузнецова и других, с которыми на протяжении ряда лет решались многие из рассматриваемых в монографии вопросов. Ценные замечания при подготовке рукописи сделаны М.К. Калинин и Б.К. Прошляковым, которым автор глубоко признателен.

Глава 1

ИЗУЧЕННОСТЬ ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РЕГИОНАХ СССР

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА БОЛЬШИЕ ГЛУБИНЫ

В Советском Союзе освоение больших глубин началось недавно — с 60-х годов, но из года в год объем глубокого бурения увеличивается (табл. 1).

Таблица 1

Объем глубокого бурения по числу скважин в СССР
(по В.Л. Соколову и др., 1976 г.; Э.В. Чайковской, 1977 г.)

Объем бурения по годам	1967	1968	1969	1970	1971	1972
Число скважин глубже 4 км	94	112	144	161	185	215
Отношение числа скважин глубже 4 км к общему их числу, %	3,9	5,7	8,5	9,8	10,1	11,9

Продолжение табл. 1

Объем бурения по годам	1973	1974	1975	1976	1977*	
Число скважин глубже 4 км	234	256	266	275	314	
Отношение числа скважин глубже 4 км к общему их числу, %	13,1	13,8	14,4	15,0	16,6	
*Данные автора.						

В СССР на 1.1 1978 г. большинство глубоких скважин имеет забой 5 км, глубины 6–7 км достигли пока единичные скважины, сверхглубоких пробурено в 1977 г. только три скважины — Кольская, Шевченко (Предкарпатье) и Бурунная (Предкавказье). Максимальная глубина, с которой получен приток газоконденсата, — 5660 м (скв. Булла-море 22, продуктивная толща Азербайджана), газа — 5408 м (скв. Темиргоевская 7, Восточно-Кубанская впадина, юра) и нефти — 5397 м (месторождение Северское, Западно-Кубанский прогиб, палеоген), причем во всех случаях залежи углеводородов связаны с терригенными породами.

Как известно, с увеличением глубины возрастают затраты на бурение скважин. Однако опыт глубокого бурения в СССР и США свидетельствует о высоких перспективах нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов и возможности открытия крупных высокодебитных месторождений углеводородов, в частности в терригенных образованиях. Успешность бурения на большие глубины по количеству продуктивных скважин в среднем составляет в СССР 22%, в США 39% [116].

В настоящее время максимальная глубина, на которой открыты залежи углеводородов, составляет 7493 м (месторождение Северо-Восточный Мейфилд, впадина Анадарко, газ из терригенного коллектора). Приток нефти получен с максимальной глубины 6543 м (бассейн Сан-Хоакин, Калифорния). Самой глубокой является скважина Берта-Роджерс 1 (впадина Анадарко, Оклахома), которая достигла глубины 9583 м.

В СССР по объему глубокого бурения первое место занимает Предкавказье, где уже на 1977 г. пробурено свыше 500 скважин глубиной более 4000 м, а залежи нефти и газа обнаружены на глубинах до 5500–6000 м. Причем в Краснодарском крае в настоящее время отмечается свыше 160 таких скважин (из них 133 глубже 4,5 км), а в Ставропольском около 100 (из них 42 скважины глубже 4,5 км). В платформенных частях региона терригенные мезозойские отложения на больших глубинах (свыше 4 км) вскрыты сравнительно небольшим числом скважин: в Восточно-Кубанской и Чернолесской впадинах (включая слабозабуренный платформенный борт Терско-Каспийского передового прогиба) соответственно 46 и 32, а в Восточно-Маньчском прогибе — 10. На складчатом борту и в осевой части Терско-Каспийского прогиба (Чечено-Ингушская АССР) глубокопогруженные отложения (мезозойские) вскрыты более чем 160 скважинами (из них 105 скважин глубже 4,5 км). В Дагестане пробурено свыше 90 таких скважин, в их числе 25 скважин на глубину свыше 4,5 км.

В Предкавказье на глубинах свыше 4,5 км открыт целый ряд залежей углеводородов и получены многочисленные нефте- и газопроявления. Так, в Западном Предкавказье на указанных глубинах открыто четыре месторождения углеводородов: Левкинское, Северское, Юбилейное и Лабинское. На площадях Левкинская и Северская (Западно-Кубанский прогиб) залежи нефти и газа связаны с терригенными палеогеновыми отложениями, причем на рекордных для СССР глубинах — свыше 5000 м.

На Юбилейной площади (Восточно-Кубанская впадина) открыты газовая и газоконденсатная залежи в песчаных юрских отложениях. В осевой

части Восточно-Кубанской впадины в юрских отложениях, залегающих под мощной гипсо-ангидритовой толщей, промышленные скопления углеводородов пока не обнаружены. Это объясняется прежде всего трудностями, возникающими при бурении соленосных образований, и неудовлетворительным состоянием опробования песчаных пород келловоя. Вместе с тем результаты опробования рассматриваемых отложений указывают на их промышленную продуктивность (см. рис. 13). Так, на площадях Темиргоевской (скв. 7 интервалы 5261—5304 и 5308—5408 м) и Кошехабльской (скв. 1 интервал 5120—5122 м) кратковременные притоки газа достигали соответственно порядка 10 тыс. и 1 млн. м³/сут. На площади Лабинской, где получены промышленные притоки нефти из залегающих выше келловей-оксфордских известняков, из скв. 5 (интервал 4898—4914 м) подняты песчаники с нефтенасыщением до 60%.

В Ставропольском крае в глубокопогруженных районах (Чернолесская впадина и платформенный борт Терско-Каспийского прогиба) залежей углеводородов пока не обнаружено, однако в терригенных нижнемеловых отложениях отмечены нефте- и газопроявления (см. рис. 6). Так, из альбских песчаников получены притоки нефти дебитом 7,5 м³/сут (площадь Курская, скв. 1) и 3 м³/сут (площадь Советская, скв. 5, 7). В аптских отложениях при бурении на площадях Советская, Курская и Степновская фиксировались только пленки нефти, а при бурении скв. 8 на площади Отказненская — разгазирование глинистого раствора. В глубокозалегающих неокотских терригенных отложениях наблюдались лишь слабые газопроявления на площадях Отказненская, Сухопадинская, Советская и Курская (см. рис. 43, 44).

Нефтегазоносность Чечено-Ингушской АССР связана с глубокопогруженными горизонтами мела и верхней юры в Терско-Каспийском передовом прогибе, причем пока основная добыча нефти ведется из карбонатных верхнемеловых образований. В указанных отложениях на глубинах свыше 4,5 км открыто 10 нефтяных месторождений: Правобережное, Гудермесское, Октябрьское, Минеральное, Межхребтовое, Брагуны, Ястребиное, Малгобек-Вознесенское (верхняя юра), Северо-Малгобекское и Старогрозненское. Однако дальнейшие перспективы нефтегазоносности в ЧИ АССР связываются с терригенными отложениями нижнего мела и верхней юры. В нижнем мелу на глубинах более 4 км уже доказана промышленная нефтеносность на Малгобек-Вознесенской, Хаян-Кортовской, Али-Юртовской, Эльдаровской и Карабулак-Ачалукской площадях. В верхнеюрских отложениях залежи нефти обнаружены на Заманкульской и Малгобек-Вознесенской площадях. Юрские отложения, представленные карбонатно-терригенными породами, пока еще недостаточно изучены, хотя именно с этими, в основном подсолевыми, образованиями связывается дальнейший прирост запасов нефти и газа в ЧИ АССР.

В Дагестанской АССР на больших глубинах установлено пять залежей углеводородов, в том числе одна газоконденсатная (Южно-Буйнакская) и две нефтяные (Юбилейная и Восточно-Сухокумская), связанные с карбонатными триасовыми отложениями, одна нефтяная (Солончаковская) в нижнеюрских терригенных образованиях и одна газоконденсатная.

ляная) в доломитах мальма. Кроме того, получен приток газа с конденсатом из среднеюрских терригенных отложений на Комсомольской площади с глубины 5078—5089 м, где замеренное давление составляет 70 МПа, а температура 175°С. В процессе бурения скважин на глубине 5000 м и более в юрских и триасовых отложениях (в том числе терригенных) также отмечались нефте- и газопоявления.

Следует отметить, что освоение глубоководных горизонтов в Предкавказье проводится в условиях больших давлений (часто более 80 МПа) и температур (170—200°С и выше). Пластовые давления превышают гидростатические в 1,5—2 раза, применяются глинистые растворы высокой плотности (до 2—2,25 г/см³), что затрудняет бурение, опробование и получение притоков флюидов. Большинство глубоких скважин, пробуренных в перспективных районах, не дало положительных результатов из-за отсутствия современной научно обоснованной технологии опробования. Все это в определенной мере снижает успешность глубокого и сверхглубокого бурения в Предкавказье (21%,) в то же время полученные к настоящему времени положительные результаты бурения свидетельствуют о высоких перспективах обнаружения залежей нефти и газа, связанных в основном с терригенными породами-коллекторами.

Вторым наиболее разбуренным регионом по количеству глубоких (глубже 4,5 км) скважин является Азербайджан. Из общего количества пробуренных на 1977 г. 305 глубоких скважин, 142 расположены на суше и 163 в акватории Каспийского моря, в том числе две из них имеют глубину свыше 6000 м. Следует отметить, что успешность поисково-разведочного глубокого бурения в целом по республике составляет 27%, причем в акватории Южного Каспия она достигает 36%.

На глубинах свыше 4,5 км в рассматриваемом регионе открыто в настоящее время 17 высокопродуктивных залежей углеводородов, шесть из них оказались нефтяными, пять газоконденсатнонефтяными и шесть газоконденсатными. Накопленный фактический материал по глубоким горизонтам, особенно по продуктивной толще Азербайджана (плиоцен), свидетельствует о необходимости более широкого развития здесь глубокого и сверхглубокого бурения.

Геологоразведочные работы, направленные на поиски и разведку залежей углеводородов в глубоководных комплексах отложений, проводятся также в ряде других регионов. В частности, на Украине в Днепровско-Донецкой впадине на глубинах свыше 4,5 км открыто уже восемь залежей, связанных с терригенными породами нижнего и среднего карбона и девона. В их числе Харьковцевская, Сагайдакская, Гоголевская и Гадячская нефтегазовые, Анастасиевская нефтяная и Восточно-Полтавская, Богатойская и Котелевская газовые. Кроме того, положительные результаты бурения получены на Руденковской, Солоховской, Чижовской (газ) и целом ряде других площадей.

На западе Украины, в Карпатском регионе, бурение на глубины более 4,5 км проводилось в последние годы также довольно широко (закончено бурением 49 скважин). Уже получены промышленные притоки нефти на площадях Пасечнянской, Завадовской и Урычской. При испытании

скв. Луги-1 в интервале глубин 6252–6190 м (предположительно нижнемеловые отложения) получен приток газа дебитом 51,2 м³/сут. В сверхглубокой скв. Шевченко-1 при вскрытии нижнемеловых отложений в интервале 7014–7022 м и с забоя (7520 м) наблюдались нефтегазопоявления. Кроме того, в керне, поднятом из этой скважины с глубин 6950–6954 и 6907–7001 м, наблюдались трещины и поры, заполненные нефтью.

В последнее время на территории Средней Азии постоянно увеличивается объем глубокого бурения. В пределах Узбекистана, Киргизии и Таджикистана уже пробурено 30 скважин глубиной более 4,5 км, причем 28 из них находятся в Ферганской впадине. Притоки углеводородов получены пока на единичных площадях, в частности, из терригенных пород юры (площадь Избаскент), палеогена (площадь Чуст-Пап, газ с глубины 5676 м) и неогена (площади Гумхана, Мингбулак, нефтепроявления в процессе бурения). В Западной Туркмении зарегистрированы 40 скважин глубиной более 4,5 км и четыре залежи углеводородов, связанные с нижнекрасноцветной толщей (неоген).

В Прикаспийской впадине и в бортовых ее зонах бурение на глубины свыше 4,5 км началось лишь в конце 60-х — начале 70-х годов. Однако в настоящее время здесь уже имеются 44 глубокие скважины, две из которых — Биикжальская и Аралсорская — с рекордными для рассматриваемого региона глубинами соответственно 6028 и 6806 м. Основные промышленные притоки углеводородов связаны с карбонатными породами верхнего девона (Антиповско-Балыклейское нефтяное месторождение и др.) и с песчаниками среднего девона (Западно-Ровненское газоконденсатное месторождение). Главным объектом дальнейших глубоких поисково-разведочных работ в этом регионе являются подсолевые палеозойские отложения.

Таким образом, возможность открытия залежей и месторождений нефти и газа на больших глубинах несомненна; однако при выборе наиболее перспективных районов для постановки поисково-разведочных работ следует учитывать наличие коллекторов в глубоководных зонах, что является одной из обязательных предпосылок для обнаружения скопленных углеводородов.

ИЗУЧЕННОСТЬ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Известно, что с увеличением глубины залегания обычно возрастает роль эпигенетических (катагенетических) процессов, значительно видоизменяющих поровое пространство коллекторов, особенно терригенных пород, и резко ухудшающих их емкостные и фильтрационные свойства. Вместе с тем в геологоразведочной практике в настоящее время имеется целый ряд примеров обнаружения на больших глубинах (до 5500 м и более) терригенных пород с достаточно высокими коллекторскими свойствами. Поэтому для прогнозирования зон развития пород-коллекторов

и оценки перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих толщ необходимо тщательное комплексное изучение состава, физических свойств, геологической обстановки образования этих пород и других факторов. Исследованию отдельных причин изменения коллекторских свойств пород на больших глубинах в последние годы был посвящен ряд работ.

В результате изучения разреза Аралсорской СГ-1 и других глубоких скважин Прикаспийской впадины Б.К. Прошляков [103] установил, что с увеличением глубины залегания пористость пород различного состава изменяется неодинаково (рис. 1). Пористость глин и аргиллитов до глубины 2000 м сокращается приблизительно на 2/3 по сравнению с приповерхностной, в интервале 2000–3000 м темп снижения этого параметра уменьшается до 4–5%, а еще глубже составляет 1–3% на каждые 1000 м. Пористость песчано-алевритовых пород сокращается на 6–9% на каждые 1000 м до глубины 3500 м. Ниже сокращение указанного параметра составляет 3–5% на каждые 1000 м погружения. Подобную закономерность в своих работах отмечали В.М. Добрынин [38] и Дж. Максвелл [155]. Б.К. Прошляков [103] в результате анализа кернового материала из Прикаспийской впадины и Южного Мангышлака подтвердил мнение А.А. Ханина [129] о том, что с глубиной разность значений полной и открытой пористости увеличивается и составляет в среднем 1,5–2% в интервале 2000–2500 м, а на глубине 4000–4200 м достигает 3,5–4% при общем снижении пористости. По Предкавказью на глубинах более 4000 м, по нашим исследованиям, такая разность составляет 3–5%. Интересные данные получил Б.К. Прошляков при рассмотрении особенностей изменения открытой пористости песчано-алевритовых и глинистых пород, которые он дифференцировал по гранулометрическому составу и количеству цементирующего материала. Особое внимание было уделено влиянию процесса вторичного перераспределения карбонатов в песчано-алевритовых породах. На рис. 2 показано, что объемы порового пространства песчано-алевритовых и глинистых пород на равных глубинах отличаются друг от друга на величину, близкую изменению объема карбонатов в песчано-алевритовых образованиях в процессе катагенеза. Указанное уплотнение терригенных пород может быть выражено также формулой, предложенной В.М. Добрыниным [38].

Емкостные и фильтрационные свойства песчаных пород на глубинах свыше 4000–4500 м по данным, полученным в Прикаспийской впадине, обычно низкие (открытая пористость 5–10%, проницаемость в основном до 1 мД). Однако для песчано-алевритовых пород с карбонатным цементом Б.К. Прошляков [103] установил зону выщелачивания цемента, соответствующую интервалу глубин 1500–2500 м. Ниже 4200 м в порах пород снова наблюдался кальцит, который интенсивно корродирует и замещает зерна кварца; на глубинах же 5940–6070 м (скв. СГ-1 Аралсорская) по результатам исследования шлама предварительно намечается зона вторичного улучшения коллекторских свойств, связанная с растворением карбонатного цемента.

На вторичную пористость выщелачивания в песчано-алевритовых подсоловых образованиях на больших глубинах (4764–6028 м, скв. СГ-2 Биик-

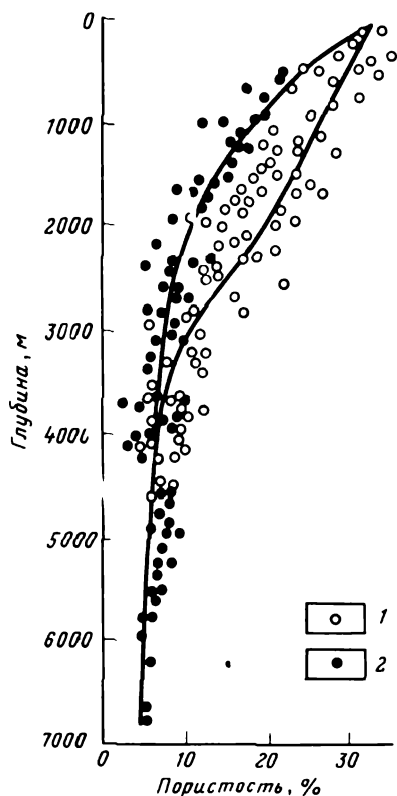


Рис. 1. Зависимость полной пористости терригенных пород от глубины их залегания. По Б.К. Прошлякову, 1974

Породы: 1 — песчано-алевритовые, 2 — глинистые

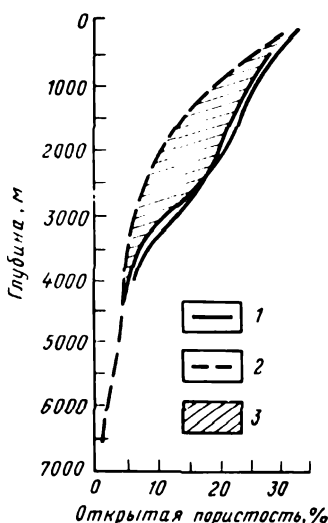


Рис. 2. Изменение открытой (медианной) пористости терригенных пород и объема растворимой части в песчано-алевритовых породах. По Б.К. Прошлякову, 1974

Породы: 1 — песчано-алевритовые, 2 — глинистые; 3 — объем растворимой части (%), вынесенной из песчано-алевритовых пород

жальская) указывают И.А. Пинчук, Л.П. Гмид и др. [41]. Открытая пористость пород здесь достигает 14% при весьма низкой межзерновой проницаемости. Фильтрационные свойства этих пород в основном обеспечиваются трещинной проницаемостью, составляющей 1–22 мД, при ширине трещин от 5 до 20 мкм.

Роль трещиноватости, как отмечали многие авторы по различным регионам, с глубиной увеличивается. На примере рассмотрения песчано-алев-

ритовых пород Предкарпатского прогиба В.М. Бортницкая [18] указывает на широкое развитие на глубинах 4000—5000 м процессов окремнения и кальцитизации, что способствует снижению открытой пористости (до 10%) и образованию трещин. Последний вывод, видимо, недостаточно точен, так как трещиноватость на таких больших глубинах возникает прежде всего под воздействием высоких давлений, сильно уплотняющих породы, и тектонических движений. Эти причины образования трещин отмечают многие исследователи, в частности по тому же району Р.С. Копыстьянский [68], для терригенных пород Терско-Каспийского прогиба К.И. Смольянинова [115].

К.И. Смольянинова [115] указывает, что уже на глубинах 2000—4000 м породы, развитые на складчатом борту краевого Терско-Каспийского прогиба, подвергаются сильному воздействию высоких давлений—30—50 МПа (плотность 2,2—2,5 г/см³), причем открытая пористость снижается до 3—4%. Структуры регенерации в породах образуются на более ранних этапах, чем структуры растворения, формирующиеся уже в сильноуплотненных породах, при этом развивается трещиноватость с раскрытостью микротрещин в аптских песчаных породах в среднем 10 мкм.

Р.С. Копыстьянский [68], кроме того, провел экспериментальные исследования, которые показали, что в песчано-алевритовых породах Предкарпатского прогиба не происходит смыкания трещин при весьма высоких давлениях сжатия (до 400 МПа), что соответствует глубинам до 16 км. Одновременно он указал, что при давлениях порядка 200 МПа межзерновая фильтрация уменьшилась более чем на 60% и полностью прекратилась при 400 МПа. В аргиллитах в отличие от песчано-алевритовых пород трещины начинают смыкаться в условиях глубин 4—6 км и полностью исчезают при 10—12 км. На основании этих данных Р.С. Копыстьянский сделал вывод о сохранении трещиноватости пород-коллекторов до глубин 16 км и уменьшении с глубиной трещиноватости пород-покрышек (аргиллитов). Однако, как отмечали многие авторы, аргиллиты в условиях высоких давлений, температур и значительной потери связанной воды становятся хрупкими и могут быть разбиты системами трещин, вследствие чего их изолирующие свойства значительно ухудшаются (А.А. Ханин и др. [130]; Б.К. Прошляков, [103] и др.). Вместе с тем, как показывают многочисленные примеры, в переслаивании с другими породами, в которых отсутствуют трещины, и при наличии залеченных трещин в самих аргиллитах последние могут надежно экранировать залежи нефти и газа.

В то же время в результате увеличения эффективной трещиноватости аргиллитов на глубине с ними могут быть связаны залежи углеводородов. Так, в США известен целый ряд примеров обнаружения нефти на глубине в аргиллитах (например, в формации спраберри, миоцен, Техас). По Копыстьянскому [69], зияющие трещины с нефтью наблюдались также в аргиллитах стрыйской серии верхнего мела (нефтяная шахта Борислава). Большой интерес представляют битуминозные глины баженовской свиты, являющиеся коллекторами нефти на ряде месторождений Западной Сибири и одновременно хорошо выдержанной крышкой для залежей углево-

дородов в отложениях юры. По данным Т.Т. Клубовой и Л.П. Климушиной [59], в этих глинистых породах уже на глубинах 2750–2780 м по растровым электронным микрофотографиям отчетливо выделяются крупные каналы, образованные в результате разъединения участков различно текстурированных глин. Именно эти участки в наибольшей степени подвергаются дроблению при нахождении пород в тектонически активных зонах и способствуют превращению их в коллекторы.

Следует отметить, что в свою очередь пористость и проницаемость терригенных коллекторов порового типа вследствие процессов уплотнения и окварцевания на большой глубине резко снижаются, а в ряде случаев (при низкой тектонической активности) они могут стать надежными покрывками. Как подчеркивали И.Д. Зхус и И.И. Шмайс [49], в результате указанных процессов возможно перераспределение нефтяных залежей при завершении катагенеза или в метагенезе, которые будут заключены в бывших покрывках и экранированы бывшими коллекторами.

Изучению трещиноватости пород на больших глубинах посвящен целый ряд работ Е.М. Смехова и других ([47] и др.). Авторы считают, что единичные трещины с большой раскрытостью, развитые на большой глубине, существенно не влияют на коллекторские свойства пород. Исследования показали, что в глубинных условиях измеренная величина раскрытости трещин в 85% случаев находится в пределах 10–30 мкм (по нашим данным, это максимальные пределы раскрытости трещин в терригенных породах Предкавказья на глубинах свыше 4000 м), а остальные 15% случаев (в основном “залеченные”) — 30–150 мкм и более. При этом отмечается, что трещинная проницаемость с глубиной убывает менее интенсивно, чем поровая, или остается постоянной.

Интересные результаты получены Н.Н. Павловой, В.Ф. Индутным и др. [37, 92] при экспериментальных исследованиях песчаных пород из Днепровско-Донецкой впадины в пластовых условиях (глубины 3–5 км). Так, для полимиктовых песчаников с открытой пористостью 2–20% и проницаемостью 0,1–100 мД, измеренных в атмосферных условиях, упругое снижение коэффициента пористости (соответствует глубинам 3–5 км) по абсолютной величине составляет 3%, а относительное уменьшение проницаемости 25–100%. Изменение этих же параметров у кварцевых средне-крупнозернистых хорошо проницаемых ($K_{пр} = 300–1000$ мД) песчаников в пластовых условиях значительно меньше, чем у полимиктовых пород, и составляет соответственно 0,5–1,5% и 15–35%. Следует отметить, что изучение коллекторских свойств пород необходимо проводить с учетом их естественного залегания, так как величины указанных физических параметров, измеренные в атмосферных условиях, могут сильно отличаться от пластовых. Необходимо учитывать, что эти изменения емкостных и фильтрационных свойств для каждой разности пород будут различны.

Детальное исследование пород ряда глубоких скважин в пластовых условиях провел В.М. Добрынин [38]. По образцам из Аралсорской скв. СГ-1 он определил величину изменения пористости некоторых разновидностей осадочных пород вследствие их упругой деформации под влиянием все-

стороннего давления. Эти экспериментальные данные хорошо увязываются с теоретическими определениями коэффициента пористости в зависимости от глубины залегания пород, что выражается предложенной В.М. Добрыниным формулой:

$$\frac{K_n}{K_n^{h=0}} = \frac{e^{-0,25\beta_n(t)h}}{1 - K_n^{h=0} [1 - e^{-0,25\beta_n(t)h}]},$$

где $K_n^{h=0}$ — коэффициент пористости породы при залегании ее вблизи поверхности; K_n^h — коэффициент пористости породы на глубине h ; $\beta_n(t)$ — коэффициент необратимого уплотнения породы (для песчаников в среднем — $19 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$). Автор подчеркивает, что в общем виде, согласно приведенному уравнению, зависимости коэффициента пористости от глубины залегания в широком интервале глубин имеют криволинейный характер.

По уравнению В.М. Добрынина В.К. Поповым [99] были проведены расчеты максимальной пористости песчаников нижнего мела и юры Западного Предкавказья до глубины 10 км. Результаты расчетов, имеющие прогнозный характер, показывают, что максимальная пористость песчаных пород на глубинах 5 и 7 км может достигать соответственно 18 и 12%. Эти прогнозные данные находят свое подтверждение на ряде площадей указанного района. Например, на площади Медведовская в скв. 2 на глубине 5460—5670 м песчаники характеризуются пористостью до 12% и проницаемостью до 277 мД. Таким образом, до глубины 7 км здесь можно ожидать встретить породы с достаточно высокими коллекторскими свойствами, допускающими возможность обнаружения в них промышленных скоплений нефти и газа.

На глубинах 9—10 км, по данным В.К. Попова, максимальная расчетная пористость не будет превышать 4—5% при поровой проницаемости 1 мД и ниже. Коллекторами нефти и газа, имеющими промышленное значение, на таких глубинах могут являться только трещиноватые породы.

Для Западного Предкавказья П.С. Жабревой [44] было отмечено, что пористость песчано-алевритовых пород нижнего мела изменяется от 22% на глубине 1300 м до 7% на глубине 4100 м. Резкое снижение этого параметра начинается с глубины 3500 м, на которой в порах песчаников появляется опаловый кремнезем и отмечается слабая регенерация кварца. Кроме того, наблюдался процесс замещения первичного глинистого материала цемента и пор в нем вторичным кальцитом или доломитом.

По указанному выше району в Западно-Кубанском прогибе влияние эпигенетических процессов на коллекторские свойства алевритов кумской свиты рассмотрено И.М. Горбанец ([33] и др.). Она отмечает, что с глубиной эпигенетические процессы, обуславливающие запечатывание пор вторичными минералами, усиливаются. Это весьма четко отражается на величине пористости (рис. 3), которая изменяется от 35% на глубине 700 м до 2% на глубине 5000 м. Усложнение структуры порового пространства

до глубины 3600 м происходит, главным образом, в результате аутигенного минералообразования и развития вторичных межзерновых контактов. Ниже обломочные породы сильно уплотнены и сцементированы регенерационным кварцевым цементом, повышающим их жесткость и тем самым способствующим их растрескиванию и формированию порово-трещинных

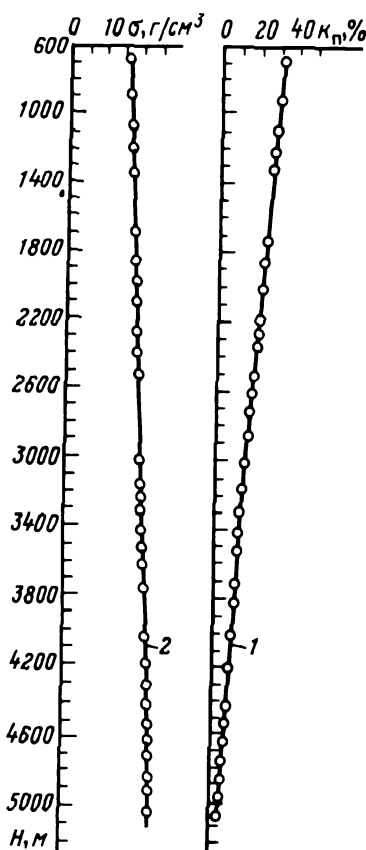


Рис. 3. Изменение пористости и плотности алевритов с глубиной. По И.М. Горбанец, 1977

1 и 2 — эмпирические значения пористости и плотности по площадям Левкинской, Черноморская, Новодмитриевская и др.

коллекторов. Вследствие указанных процессов на Левкинской площади ниже глубины 4200 м проницаемые алевритовые породы порового типа практически отсутствуют. Здесь развиты трещинно-поровые и трещинные

коллекторы с раскрытостью трещин 3–56 мкм. В то же время на соседней Северной площади, расположенной в зоне спокойного тектонического режима, на глубинах более 4500 м промышленные притоки газоконденсата связаны с поровыми коллекторами той же кумской свиты.

На преобладающую роль влияния вторичных преобразований на коллекторские свойства терригенных пород на глубинах свыше 3000 м в Предкавказье указывали также Б.П. Назаревич, И.А. Назаревич и др. [29], К.И. Смольянинова [115], Ю.В. Терновой и др. [124], В.П. Чаицкий [136] и др. Особый интерес представляют исследования А.З. Бедчера [15, 16] по Западному Предкавказью, который на основе комплексной обработки многочисленных промыслово-геофизических материалов и литологических данных прогнозирует наличие и распространение коллекторов на больших глубинах. Он выделяет в геологическом разрезе верхнюю – слабоконсолидованную и нижнюю – глубококонсолидованную геосферы (ГКГ). В последней в локализованных резервуарах формируются аномально высокие пластовые давления (АВПД), которые, уменьшая эффективное давление, тем самым ограничивают процессы уплотнения пород. По А.З. Бедчеру, “ГКГ представляет собой особую гидродинамическую фацию эпигенеза, где АВПД действует как консервирующий фактор на коллекторские свойства пород и обеспечивает наличие значительных объемов поровых и трещинных коллекторов в глубинных зонах земной коры”. Однако в работах этого автора не рассматриваются другие причины сохранения благоприятных коллекторских свойств пород на больших глубинах. Вместе с тем по тому же району, в частности по Восточно-Кубанской впадине, в зонах с нормальными пластовыми давлениями отмечаются достаточно высокие емкостные и фильтрационные свойства песчаников плинсбаха и келловея на глубинах свыше 4000 м. Следовательно, прогнозирование развития пород-коллекторов в глубокопогруженных зонах необходимо проводить комплексом методов, включая и общегеологические (история развития региона, гидрогеологическая обстановка и др.).

Постдиагенетические преобразования терригенных пород на больших глубинах рассмотрены также П.А. Карповым, Н.В. Лопатыным и др. [57] на примере девонских отложений Волгоградского Поволжья. По их данным, в подзоне раннего мезокатагенеза (соответствует этапам длиннопламенных и газовых углей), где происходит уплотнение песчаных пород и возникают процессы растворения и регенерации зерен кварца, поровыми коллекторами могут являться кварцевые песчаники с содержанием глинистого цемента до 15%. В подзоне же позднего мезокатагенеза (этап каменных углей) происходит интенсивное растворение зерен кварца и накопление его в порах, коллекторами порозого типа здесь могут являться кварцевые песчаники с содержанием цемента до 5%. Для указанных девонских отложений П.А. Карповым и А.Г. Габриэляном [55] получена линейная зависимость уменьшения величины максимальной пористости с глубиной погружения. Вместе с этим они отмечают наличие на довольно больших глубинах (4000–4200 м) достаточно высоких значений пористости – до 13–15%. Эти исследователи также подчеркивают, что с увеличением

Степень изменения глубокозалегающих кварцевых песчаников
некоторых месторождений нефти и газа Советского Союза
(по П.А. Карпову и др., 1977 г.)

Месторождение или скважина	Глубина, залега- ния, м	Темпера- тура, °С	Возраст	$R_a \times 10$ (степень изменения углей), марка уг- лей	Тип коллек- тора	Максималь- ная порис- тость *, %
<i>Южно-Каспийский бассейн (Азербайджан)</i>						
Зыря	4864	100	K_2	70, В**	Поровый	26/30
<i>Днепровско-Донецкая впадина</i>						
Гадячское	4820	120	C_1	86, Ж	— " —	14/16
Харьковцевская	4500	110	C_1	87—92 Ж—К	— " —	13/16
<i>Восточный склон Воронежского массива</i>						
Петроввальская	4800	120	D_2	90, Ж—К	Порово- трещин- ный	—/14
Моисеевское	3800	120	D_2	95, К	Трещин- ный	8/13
<i>Бортовая зона Прикаспийской впадины</i>						
Западно-Ровенское	4900	130	D_3	96, К	Порово- трещин- ный	—/13
<i>Тимано-Печорский бассейн</i>						
Печоргородская	3545	—	D_2	91, Ж	То же	10/15
Юряхская	4050	—	D_2	100, К	— " —	9/12
Усинская	3340	—	2	85, Ж	— " —	17/17
<i>Терско-Каспийская и Азово-Кубанская впадины (Предкавказье)</i>						
Озексуатская	3200	138	K_1	84, Ж	Порово- трещин- ный	28/20
Колодезная	3450	132	K_1	83, Ж	То же	20/20
Юбилейная	4250	150	J	83, Ж	— " —	—/16
Северская	5300	—	P	87, Ж	— " —	18/18
*Числитель — максимальная пористость измеренная, знаменатель — максимальная пористость, соответствующая степени изменения углей (рассчитанная исходя из главной последовательности).						
**Зона катагенеза соответствует Kat_1 , в остальных случаях Kat_2 .						

глубины залегания роль геологического времени как фактора, снижающего пористость, возрастает. При сравнении разновозрастных пород указывается что разница в возрасте 30–40 млн. лет в песчаниках слабо отражается на изменении пористости (1–1,5%). Кроме того, отмечается, что значительную роль с глубиной приобретает температурный фактор, под влиянием которого усиливаются химические процессы.

Обширные исследования были проведены Г.А. Карповым и др. (1977 г.) с целью выделения первично- и вторичнопорowych коллекторов по ряду регионов СССР. Была рассмотрена зависимость между максимальной пористостью песчаников и отражательной способностью витринита. Авторы пришли к выводу, что основное значение среди терригенных пород на больших глубинах имеют первичные поровые коллекторы, изменение которых с глубиной хорошо коррелируется с отражательной способностью витринита. Отмечается, что "встречены уникальные случаи песчаников с вторичной пористостью (в частности, в Предкавказье), которая возникла в результате растворения кальцитового цемента водами, богатыми углекислотой. По указанной территории максимальная измеренная пористость либо ниже рассчитанной по главной совокупности, либо совпадает с ней" (табл. 2).

Необходимо отметить, что сделанный авторами вывод, видимо, недостаточно обоснован. Так, в Предкавказье, по нашим исследованиям, на глубинах свыше 4500 м на целом ряде площадей (Лабинская, Юбилейная, Западно-Медведовская и др.) встречаются песчаники со вторичной пористостью, достигающей 18–20%. Такие достаточно высокие емкостные свойства зависят от многих факторов, что рассматривается в главах III и IV настоящей работы. На аналогичную картину (вторичную поровую пористость в песчано-алевритовых образованиях на больших глубинах) по Предкавказью и другим регионам указывает целый ряд исследователей: К.Р. Чепиков и др. [138, 139], П.С. Жабрева [44], Н.Н. Бакун, Л.А. Коцеруба [11], И.А. Пинчук, Л.П. Гмид и др. [41] и др.

Зоны и подзоны стадийных изменений пород на глубинах 4000–6000 м были выделены также М.Е. Долудой и др. [31] и С.В. Литвин, М.Е. Долудой, С.Д. Харченко [76] на основе детального изучения палеозойских отложений Днепровско-Донецкой впадины. В качестве количественного критерия интенсивности постседиментационных процессов использовалась отражательная способность витринита в воздухе. Исследования показали (табл. 3), что гипсометрическое положение указанных зон даже в пределах одного геологического региона может значительно изменяться, поэтому определять их границы для прогнозирования коллекторских свойств на больших глубинах необходимо в каждом конкретном районе.

Авторы указывают, что наиболее благоприятные условия для сохранения в рассматриваемых отложениях первичных поровых пород-коллекторов наблюдаются в прогибах с низкими геотемпературными градиентами (1,5–1,7°C/100 м) и наличием в разрезах мощных толщ каменной соли. Кроме того, большое значение имеют тектонический фактор, первичные условия седиментации и вторичные постседиментационные изменения.

Влиянию постседиментационных преобразований на формирование порового пространства терригенных коллекторов особое внимание уделяют

Приуроченность различных типов терригенных пород-коллекторов палеозоя Днепровско-Донецкой впадины к зонам и подзонам регионального эпигенеза (катагенеза) (по С.В. Литвин и др., 1977 г.)

Показатели первично-поровых терригенных коллекторов	Тип поро-ды*	Зона начального эпигене-за (катагенеза)		Зона глубинного эпигенеза (катагенеза)	
		верхняя подзона Д	нижняя подзона Г	верхняя подзона Ж	нижняя подзона К
Плотность, г/см ³	А	1,9–2,2	2,0–2,3	2,2–2,35	2,35–2,55
	Б	2,0–2,2	2,0–2,3	2,2–2,4	2,45–2,6
	В	2,0–2,4	2,25–2,5	2,4–2,6	2,6
Коэффициент структурных преобразований	А	До 4	4–10	11–40	18–80
	Б	До 3	4–9	10–30	20–100
	В	До 3	3–9	10–16	17–60
Первичная открытая пористость, %	А	20–30	10–18	5–12	5–8
	Б	20–25	10–20	5–12	5–9
	В	10–20	5–15	1–8	1–5
Межзерновая проницаемость, мД	А	До 1000	До 1000	До 10	До 10
	Б	До 500	До 1000	До 5	До 1
	В	До 500	До 100	0,5	0,1
Преобладающий класс коллектора (по А.А. Ханину)	А	I–III	II–IV	V	V–VI
	Б	II–III	III–IV	V–VI	Неколлектор
	В	III–IV	IV–V	Неколлектор	

*А – песчаники руслового аллювия крупно- и среднезернистые, полимиктовые и мезомиктовые, с первичным сгустковым глинисто-карбонатным цементом (до 10–12%); Б – песчаники прибрежно-морские, средне- и мелкозернистые, кварцевые, с первичным поровым глинисто-карбонатным цементом (до 15%); В – алевролиты и песчаники тонкозернистые лагун и заливов, олигомиктовые и мезомиктовые, с первичным глинисто-карбонатным цементом контактно-порового и базально-порового типов (18–30%).

К.Р. Чепиков и др. [139]. Они отмечают большую роль нефти в перераспределении веществ в породах. Авторы показывают также, что в продуктивных пластах девона Волго-Уральской области сохранению порового пространства на больших глубинах способствовало образование прочных контактов между зернами кварца в результате их частичной регенерации на более ранних этапах катагенеза.

К.Р. Чепиков и В.В. Меннер [140] подчеркивают важность анализа истории геологического развития для выяснения особенностей распростране-

ния пород-коллекторов и их постседиментационных преобразований. На примере изучения терригенных толщ Предуральского и Предверхооянского краевых прогибов эти авторы показали, что плохо отсортированные полимиктовые песчаники теряют полностью эффективную пористость уже при палеопогружениях до 3,5—4 км. Песчаники кварцевые, хорошо отсортированные, с небольшим количеством цемента сохраняют достаточно высокие коллекторские свойства и при больших палеопогружениях. Исследователи делают важный вывод, что для сравнительной оценки вторичного уплотнения пород и прогноза изменения их коллекторских свойств необходимо анализировать величины глубин погружений осадочных толщ на доинверсионных этапах развития краевых прогибов. Авторы подчеркивают, что для сохранения поровых коллекторов здесь более благоприятны палеотектонические режимы с умеренной глубиной погружений (до 5—7 км) и меньшим разогревом недр особенно на орогенном этапе (к сожалению, палеотемпературы не указываются).

Ряд исследователей проводил непосредственное изучение структуры порового пространства (форма и размер пор, их распределение и т.д.) пород из различных глубокопогруженных зон. В результате изучения песчаников с глубин 4000—5000 м из районов Днепровско-Донецкой впадины и Западного Предкавказья А.А. Ханин, М.И. Колоскова и др. [120] установили, что наиболее благоприятной структурой порового пространства обладают крупно-среднезернистые разности с содержанием цемента до 5%. Размер основных фильтрующих поровых каналов в этих породах достигает 80 мкм, что определяет их высокую проницаемость (в ряде случаев более 1000 мД). Кроме того, малое содержание остаточной воды обуславливает достаточно высокую эффективную пористость (до 10—20%). Необходимо отметить, что подобные исследования крайне важны, однако для оценки и прогнозирования развития пород-коллекторов необходимо увязывать эти данные с результатами детального литологического изучения пород, а также с общегеологическими материалами.

Таким образом, из изложенного в данной главе следует, что основной причиной различия коллекторских свойств терригенных образований в различных регионах являются процессы эпигенеза (катагенеза), видоизменяющие поровое пространство осадочных горных пород. Однако, как указывалось выше, в ряде случаев отмечается существование на больших глубинах благоприятных условий для образования в терригенных породах вторичной пористости и сохранения первичного порового пространства, вследствие чего эти породы могут представлять интерес с точки зрения их промышленной нефтегазоносности. Кроме того, на больших глубинах вследствие процессов растворения некоторых компонентов, уплотнения песчано-алевритовых пород и растрескивания последних под влиянием тектонических напряжений и литологических факторов одни и те же осадочные образования могут выполнять функции как коллектора, так и экранирующей покрышки. Для надежного прогнозирования нефтегазоносности на больших глубинах необходимо всестороннее, комплексное изучение пород и особенностей их вторичных изменений в процессе погружения.

Однако большинство исследователей при оценке и прогнозировании

коллекторских свойств пород на больших глубинах останавливаются только на отдельных факторах (например, на изменении физических параметров, структуры порового пространства и т.д.). В то же время при решении указанной задачи необходимо комплексное изучение пород-коллекторов, включающее как различные физические методы (порометрию, электронную микроскопию и др.), так и общегеологические методы (анализ историй развития территории, гидрогеологической обстановки и др.). Необходимо отметить, что особенно важное значение при поисках нефти и газа в глубоководных зонах, где вынос керна весьма мал (в частности, в Предкавказье), приобретает выбор наиболее рационального комплексного метода исследования пород-коллекторов.

ВОПРОСЫ МЕТОДИКИ ИЗУЧЕНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Методические вопросы, связанные с определением физических свойств пород-коллекторов и глинистых пород-покрышек, широко освещались в целом ряде работ Ф.И. Котяхова [70], А.А. Ханина [129, 130], М.К. Калинин [54], К.И. Багринцевой [9] (1970 г.), В.И. Горояна [34] и др. Изучению трещиноватости горных пород, закономерностям их развития и методическим вопросам были посвящены обширные исследования группы сотрудников ВНИГРИ под руководством Е.М. Смехова ([112] и др.).

В настоящей работе непосредственное изучение глубокопогруженных терригенных пород проводилось автором на примере наиболее разбуренного региона — Предкавказья комплексом методов, включающих: а) литологический анализ керна; б) физические методы исследования пород; в) методы общегеологического анализа. Применение указанных методов в комплексе позволяет выяснить состав и структурные особенности пород, характер и развитие эпигенетических процессов и их влияние на коллекторские свойства пород, выделить в разрезе коллекторы и покрышки и охарактеризовать их свойства, увязать все отмеченные данные со строением и историей геологического развития района. Такой комплекс исследований особенно важен при изучении пород с больших глубин, где отбор керна по разрезу осуществляется, как правило, неравномерно (в частности, в Предкавказье в среднем 20—30%), а процент образцов из проницаемых пластов обычно очень невелик.

Литолого-минералогические исследования пород проводились в основном с помощью поляризационного микроскопа по шлифам. При этом определялись минеральный состав пород, форма и размер минералов, новообразования, количество контактируемых зерен и характер контактов, тип, количество и вещественный состав цемента. Изучение терригенных пород на больших глубинах велось также на растровом электронном микроскопе (РЭМ) и электронном приборе "Квантимет-720". С помощью РЭМ рассматривались особенности структуры порового пространства пород, наличие и размер пор, присутствие аутигенных минералов, степень их раскристаллизованности и характер заполнения ими поровых каналов. "Квантимет-720" позволяет получить количественную характеристику порового пространства (площадь пор различной конфигурации, распределение пор по размерам и др.).

Следует отметить, что для определения степени вторичных преобразований песчаных пород некоторые авторы исследуют тип контактов между

зернами, количество контактов, приходящихся на одно зерно, и др. (Дж. Тейлор [157], О.А. Черников [141] и др.). В частности, практическое применение, по данным О.А. Черникова [141], нашел метод определения удельной протяженности контактов, заключающийся в следующем. Шлиф породы просматривается под микроскопом через окуляр-микрометр; в каждом поле зрения подсчитывается количество пересечений линейки окуляр-микрометра контактами между зернами. Зная длину линейки окуляра и количество просмотренных полей зрения, находят суммарную протяженность секущих линий. Затем делят суммарное число точек пересечения контактов зерен, подсчитанное во всех полях зрения, на величину суммарной протяженности секущей, получая при этом среднее число пересечений на 1 мм секущей.

Отношение суммарной протяженности линий (ΣL), нанесенных на плоскости, к единице площади равно числу пересечений этих линий, приходящемуся на единицу длины секущего контура Π , умноженному на $\pi/2$ или 1,571 [141]: $\Sigma L = 1,571 \Pi$ мм/мм².

На величину удельной протяженности контактов между зернами песчаников также оказывает влияние гранулометрический и минералогический состав. С целью учета гранулометрического состава О.А. Черников вводит в формуле $\Sigma L = 1,571 \Pi$ гранулометрический параметр — суммарный удельный периметр зерен песчаника со среднеарифметическим диаметром $\bar{d}$, равный $4/\bar{d}$. Обе части приведенной выше формулы делят на суммарный периметр зерен $4/\bar{d}$. Полученную при этом величину О.А. Черников назвал коэффициентом метаморфичности C :

$$C = 0,392 nd.$$

Песчано-алевритовые и глинистые породы классифицируются в работе по содержанию преобладающей фракции (А.Н. Заварицкий, 1932 г., М.С. Швецов, 1948 г., Г.И. Теодорович, 1958 г. и др.), причем ее количество составляет, как правило, более 50%. К названию этих пород прибавляется название примеси частиц, имеющейся в количестве $>10\%$ (например, песчаники с содержанием глинистой или алевритовой фракции $>10\%$ называются соответственно глинистыми или алевритистыми и т.д.). Гранулометрический анализ состава пород производился общеизвестными методами — ситовым и методом Авдусина и Батурина (И.А. Преображенский, С.Г. Саркисян, 1954 г.). Полученные данные использовались для определения среднего диаметра зерен (Md) и коэффициента отсортированности (S_o) песчано-алевритовых пород.

В настоящей работе используется широко применяемая в различных регионах СССР классификация пород-коллекторов А.А. Ханина [129], позволяющая в совокупности с другими факторами реально оценивать продуктивные и перспективные на нефть и газ отложения. В основу этой генетической классификации положена зависимость между величинами полезной емкости (эффективной пористости) и проницаемости, установленная автором по большому фактическому материалу для различных по гранулометрической крупности типов песчано-алевритовых пород (рис. 4). На основе дальнейшего анализа материала было выделено шесть

классов коллекторов, причем породы с проницаемостью меньше 1 мД (VI класс) в естественных пластовых условиях содержат, как правило, до 90% и более остаточной воды и не могут рассматриваться как коллекторы промышленного значения.

М.К. Калинин [53] подчеркивал, что критерием для определения пород-коллекторов и неколлекторов являются их собственные фильтрационные свойства при определенных перепадах давления на пласт. Поэтому границы понятия "коллекторы" не являются стабильными, и автор совершенно обоснованно указывает, что по мере совершенствования техники и методов извлечения углеводородных флюидов из залежи выделенные им полукolleкторы могут играть роль коллекторов.

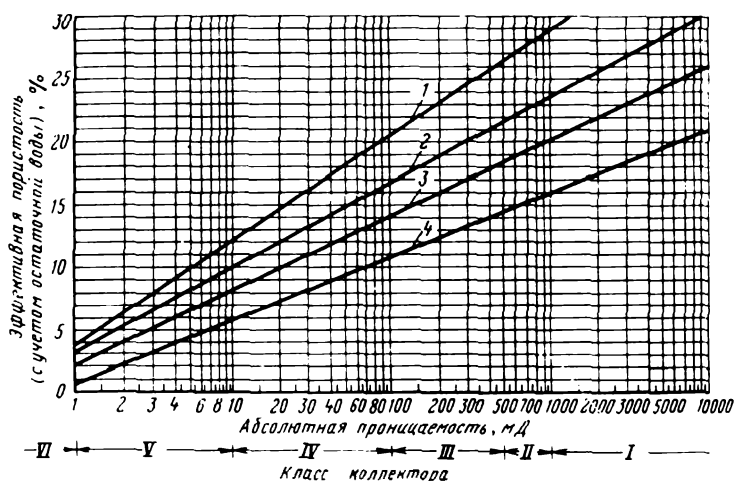


Рис. 4. Соотношение между эффективной пористостью и проницаемостью для различных по гранулометрическому составу пород-коллекторов. По А.А. Ханину, 1965

1 — алевролиты мелкозернистые; 2 — алевролиты крупнозернистые; 3 — песчаники мелкозернистые; 4 — песчаники средне- и крупнозернистые

Определенный интерес представляет первая попытка классификации песчано-алевритовых коллекторов по совокупности их литологических особенностей, проведенная О.А. Черниковым и А.И. Куренковым [142] по результатам изучения продуктивных пород Туймазинского, Мухановского и Узеньского месторождений. Как указывают авторы, емкостные и фильтрационные свойства могут быть выражены через совокупность литологических особенностей пород с помощью обобщающего литологи-

ческого параметра (L):

$$L = 1 + 2Md + 0,1K_B + P_y - 0,2\sigma - 0,2Ц, \quad (26)$$

где Md — средний диаметр зерен; K_B — содержание кварца; P_y — параметр упаковки; σ — коэффициент отсортированности; $Ц$ — содержание цемента.

Литологический параметр изменяется от -2 до $+3$, чаще всего от нуля до $+2$. Следует учесть, что литологические характеристики определялись не в объеме породы, а по ее срезу (шлифам), в связи с чем возможны расхождения в истинном значении проницаемости, а следовательно, и в точности классификации песчано-алевритовых пород. Поэтому необходимы дополнительные исследования пород разного типа с целью проверки указанных авторами данных.

Как известно, одним из главных параметров при оценке коллекторских свойств пород является пористость — общая и открытая. Последняя, включающая объем только сообщающихся пор, определялась по методу И.А. Преображенского путем керосинонасыщения под вакуумом образцов, высушенных при 105°C . Для определения открытой пористости плохопроницаемых пород следует применять метод, основанный на нагнетании ртути под высоким давлением в образцы пород, из которых был предварительно выкачан воздух (В. Хорнер, 1944 г.).

Особое место занимает исследование трещиноватости терригенных пород с больших глубин. Качественное изучение трещиноватости в лабораторных условиях проводится посредством ультразвукового прослушивания керна горных пород с помощью пьезоэлектрического излучателя, изготовленного из пластинок кварца или титаната бария [9], и позволяет различать пористые и трещиноватые участки.

Исследование трещиноватости горных пород, проведенное К.И. Багринцевой, позволило обнаружить зависимость скорости распространения продольных ультразвуковых волн от литологического состава пород. Как известно, скорость прохождения ультразвуковых волн неодинакова; распространяясь в различных средах, они поглощаются и рассеиваются с разной интенсивностью в зависимости от плотности, пористости и других текстурно-структурных свойств пород. Измерение скорости прохождения ультразвуковых волн на керне производится в трех разных направлениях [10]. Развитие в породах микротрещиноватости различной густоты резко снижает скорость прохождения ультразвуковых волн в одном или во всех направлениях. Для сравнения можно привести скорости ультразвука в пористых кавернозных доломитизированных известняках — $4,74$ км/с и песчаниках — $3,73$ км/с.

Применение акустического каротажа в скважинах позволяет оценить коллекторские свойства пород, слагающих пласты. В табл. 4 приведены данные О.Л. Кузнецова, Л.А. Сергеева, Л.З. Цлава и Е.С. Парамоновой [130], полученные по скв. 170 Лебяжинской площади (Западное Предкавказье) по применению акустического (АК) и радиоактивного (РК) каротажа.

Сравнительные данные определения пористости различными методами

Интервал отбора керна, м	Количе- ство об- разцов	Вынос керна, %	Пористость, %		
			по керну средняя	по АК средне- взвешенная	по РК сред- невзвешен- ная
1653—1656	31	100	12,6	9,9	12,2
1655—1660	29	76	14	13,8	15,5
1665—1670	65	56	20,3	21	12,6

В условиях глубокого залегания трещиноватых пластов-коллекторов раскрытие трещин в большинстве случаев составляет по данным Е.С. Ромма [105] от 10 до 40 мкм, иногда достигая 100—150 мкм, что обеспечивает получение высоких дебитов нефти и газа.

При наших исследованиях трещиноватости в работе использовался метод ВНИГРИ, предложенный Е.М. Смеховым [112] и являющийся в настоящее время единственным, с помощью которого возможно прямое визуальное определение величин раскрытия трещин. Сущность этого метода заключается в том, что под микроскопом непосредственно измеряется раскрытие трещин, длина их следов в плоскости шлифа и площадь его поверхности. Затем по известным формулам производят подсчет параметров трещинной проницаемости, трещинной пористости и густоты трещин.

Основной особенностью метода шлифов является его статистичность. Для получения данных с определенной степенью приближения, по мнению Е.М. Смехова [112], необходимо исследовать достаточное количество шлифов при частоте отбора не меньшей, чем один шлиф на 1 м проходки. Причем осреднены могут быть данные, полученные не менее чем по 15—20 шлифам, при мощности интервала менее 15 м.

Практические исследования трещиноватости показали, что для оценки емкостных и фильтрационных свойств трещиноватой породы следует применять не один метод, а комплекс методов. Наиболее желательным является применение следующих методов:

1) изучение керна материала, выносимого при бурении скважин, с последующим ультразвуковым прослушиванием его; изучение керна, аншлифов и шлифов позволяет выяснить вещественный характер трещиноватости и приблизительно судить о трещинной емкости; крайне необходимой мерой является отбор ориентированных длинных колонок керна, что связано со специальной техникой бурения скважин;

2) фотографирование открытых стенок скважин с последующей дешифровкой полученных снимков;

3) изучение косвенных признаков трещиноватости по поглощению глинистого раствора во время бурения, провалу бурового инструмента и др.;

- 4) проведение комплекса промыслово-геофизических исследований;
- 5) общегеологическое и тектоническое изучение месторождений или структур.

Второй важный параметр – проницаемость горных пород абсолютная или физическая [129] измерялась в атмосферных условиях по газу на приборах ГК-5, ЛП-1, входящих в комплект АКМ (аппаратура керна-вая модернизированная), и рассчитывалась по формуле Дарси [54]. Следует отметить, что при достаточно высокой проницаемости образцов пород исследования проводятся на портативном приборе ВВК-1 конструкции В.В. Владимирова в этом случае нет необходимости пользоваться баллонами со сжатым газом и вакуумными насосами. Общим недостатком большинства приборов является применение кернодержателя с винтовым нерегулируемым зажимом, уплотняющим образец.

Исследования ряда авторов показали, что внешнее давление влияет на величину проницаемости. Основное снижение проницаемости наблюдается в интервале давления сжатия от 0,5 до 30 МПа.

Одним из основных параметров при подсчете запасов нефти и газа, при решении вопросов разработки и формирования месторождений является остаточная водонасыщенность, определяющая величину нефтегазонасыщенности. В практике лабораторных исследований обычно применяют косвенные методы определения остаточной воды. Для установления этого параметра прямыми методами требуется бурение скважин на безводном растворе, позволяющем отбирать керны пород с пластовой влажностью, что практически пока не производится.

Мы использовали в работе косвенные методы исследования остаточной водонасыщенности, основанные на действии сил капиллярного давления [129]. При этом методы полупроницаемой мембраны и нагнетания ртути применялись в основном для изучения структуры порового пространства. В методе полупроницаемой мембраны для определения остаточной водонасыщенности используются кривые капиллярного давления воды (О. Торнтон, Д. Маршалл, 1947 г.). Однако в случае кернов с низкой проницаемостью требуется применение высоких давлений для отжатия из испытуемого образца свободной воды, мембраны же, используемые при этом, не позволяют применять давления свыше 0,3 МПа. В связи с этим недостатком указанного метода В. Перселл (1949) предложил для измерения капиллярных давлений метод нагнетания ртути, который позволяет ускорить определение содержания остаточной воды как плотных слабопроницаемых пород, так и слабосцементированных кернов.

Сравнительно быстрое определение рассматриваемого параметра достигается методом центрифугирования, который в основном и применялся нами в работе. Скорости вращения центрифуги 3800 об/мин (ЦЭ-3) и 4200 об/мин (ЦЛС-2) при времени вращения соответственно 30 и 20 мин [54]. Исследования А.А. Ханина (1963 г., 1976 г.) и др. показали, что результаты определения остаточной воды методом центрифугирования аналогичны или близки данным, получаемым с помощью метода полупроницаемой мембраны (рис. 5). Следует отметить, что центри-

фугирование должно осуществляться при скоростях, обеспечивающих давление вытеснения гравитационной воды и позволяющих сохранить в поровом пространстве остаточную воду. Обычно опыты проводят при перепаде давления вытеснения до 1,5 МПа. В связи с этим С.И. Шишигиным (1968) на обширном керновом материале был разработан режим вращения центрифуги (табл. 5).

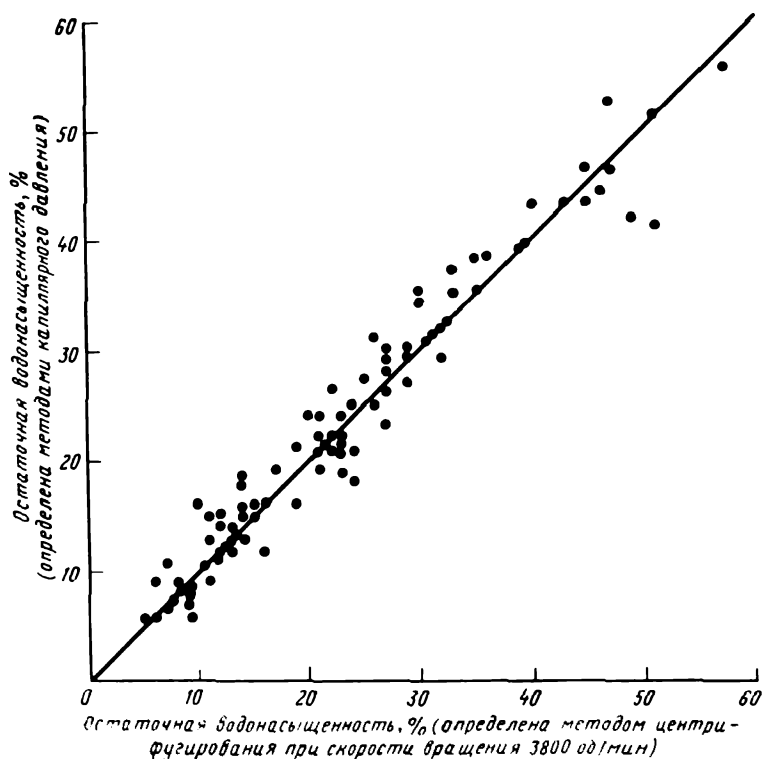


Рис. 5. Соотношение содержания остаточной воды, определенной методами капиллярного давления и центрифугирования. По А.А. Ханину, 1965

Рассмотренные коллекторские показатели в большой мере предопределяются особенностями структуры порового пространства. Часто среди пород-коллекторов встречаются разности, обладающие одинаковыми значениями открытой пористости, но в то же время резко различающиеся по проницаемости. Для выяснения указанных различий производилось изучение геометрии порового пространства. Наряду с прямыми методами исследования структуры порового пространства в шлифах,

Зависимость режима центрифугирования образца песчано-алевритовых пород от их проницаемости (по С.И. Шишину [143])

Класс проницаемости	Проницаемость, мД	Продолжительность вращения, мин	Оптимальный перепад давления, МПа	Скорость вращения ротора центрифуги ЦЗ-3 с расстоянием от оси ротора до середины образца 11 см, об/мин	
				при длине образца 2 см	при длине образца 3 см
I	1000	40–50	0,2–0,3	2800–3500	2400–2800
II	500–1000	40–50	0,3–0,4	3500–4100	2800–3300
III	100–500	40–60	0,4–0,7	4100–5300	3300–4400
IV	10–100	40–60	0,6–1,2	5300–6400	4400–5200
V	<10	40–60	1,2–1,5	6400–7500	5200–6300

предварительно пропитанных красящим веществом (пластмассой), и с помощью электронной микроскопии в настоящей работе также использованы косвенные методы — полупроницаемой мембраны и вдавливания ртути, частично рассмотренные выше.

При изучении структуры порового пространства пород прямым методом с помощью электронного прибора "Квантимет-720" были изготовлены шлифы из песчаников, предварительно насыщенных окрашенной бакелитовой смолой или метилметакрилатом. Последний лучше проникает в поры пород, чем бакелит, что способствует более достоверной характеристике геометрии порового пространства. Однако метилметакрилат имеет существенный недостаток — слабую интенсивность окраски, в связи с чем прибор при подсчете часто завышает истинные размеры пор за счет цемента. Следует отметить, что наилучшие результаты достигаются при изучении мономинеральных кварцевых песчаников (например, образцы с площадей Юбилейная, Лабинская, Северо-Казанская и др., см. рис. 30) с небольшим содержанием цемента (до 10–13%). Структура порового пространства других разностей пород в окрашенных шлифах определяется этой методикой недостаточно точно, с завышением или, наоборот, с занижением истинных размеров поровых каналов (особенно сильно для полевошпатовых песчаников, алевритов и т.д.), в связи с чем следует применять в этих случаях другие методы исследований (например, на "Квантимете-720" по ретушированным микрофотографиям прокрашенных шлифов).

При помощи электронной микроскопии изучены структура порового пространства, наличие и размер пор, а также характер эпигенетических процессов. Несмотря на ряд преимуществ прямых методов исследования (относительная простота изучения, наглядность, быстрота получения результатов), они имеют существенные недостатки. Так, пользуясь ими, можно получить информацию только со среза, а не со всего объема породы; нельзя определить роль поровых каналов в фильтрации, получить

количественные характеристики (методом электронной микроскопии) распределения поровых каналов и их сечений; в тех же случаях, когда эти количественные данные могут быть получены (методом прокрашенных шлифов), они нередко бывают сильно искажены.

Косвенные методы исследования структуры порового пространства основываются на известной зависимости капиллярного давления от водонасыщенности (капиллярного вытеснения воды) и объема нагнетаемой ртути. Эту зависимость используют при помощи формулы Лапласа [64] для построения кривых распределения пор по размерам. При этом сначала вычисляют эквивалентные радиусы пор по известным значениям капиллярного давления. Затем по экспериментальным кривым вычисляют объем вытесненной воды или нагнетенной ртути, выраженный в процентах от объема пор и соответствующий каждому значению давления. Нанося на ось абсцисс эквивалентные радиусы (или диаметры) пор, а на ось ординат объемы воды, отжавшейся из пор соответствующих размеров или нагнетенной в них ртути, получают кривую или диаграмму распределения пор, характеризующую структуру породы (см. рис. 26).

Метод полупроницаемой мембраны используется, как уже упоминалось, для изучения в основном песчаных пород с высокими или средними фильтрационными свойствами, так как вычисление радиусов пор проводится только в диапазоне 2—100 мкм [130]. Другим недостатком метода является длительность опыта (10—14 сут), которая порождает дополнительные ошибки вследствие нестабильности системы. В результате использования смачивающей жидкости на стенках поровых каналов остается пленка жидкости, что также искажает результаты опыта.

Наиболее точный метод исследования структуры порового пространства пород (в том числе и покрышек) — вдавливание ртути, которая под давлением нагнетается в поровые каналы испытуемых образцов [64]. Этим методом в настоящей работе (на ртутном поромере системы Т.Г. Плаченова) определялись сечения поровых каналов (от 100 до 0,01 мкм) песчаников и глинистых покрышек, на основании чего строились порометрические диаграммы.

Достоинства этого вида исследований в отличие от предыдущего (метода полупроницаемой мембраны) заключаются в следующем: а) возможности определения тонких пор (до 0,01 мкм), что позволяет изучать геометрию порового пространства плотных песчано-алевритовых разностей (например, на площадях Бурунная скв. 1, глубина 5106 м; Темиргоевская, скв. 8, глубина 5108 м и др.) и аргиллитов (площади Юбилейная, скв. 25, глубина 4317 м; Темиргоевская, скв. 8, глубина 4950 м и др.); б) малой продолжительности опыта — 30—40 мин; в) небольшой погрешности (всего 0,2%) и г) небольшом размере образца (0,5×1,5—2 см), что очень важно при малом выносе керна. Изучение структуры порового пространства пород этим методом осуществлялось на ртутном поромере весьма сложного устройства [129]. В каждом случае особенности распределения диаметров пор по величине и содержанию увязывались в работе с проницаемостью и пористостью терригенных пород, а также с их литологическим составом.

Следует отметить, что при исследовании методом полупроницаемой

мембраны в качестве насыщающей фазы используется смачивающая фаза — вода, в случае метода вдавливания ртути — несмачивающая — ртуть. Чтобы иметь возможность сопоставлять результаты этих методов, необходимо иметь переводной коэффициент, учитывающий различные смачивающие свойства насыщающих жидкостей. По данным А.А. Ханина [130] и др., наиболее приемлемым оказался коэффициент Перселла, равный 5, но авторы отмечают, что его нельзя считать универсальным.

Из всего сказанного выше можно заключить, что исследование структуры порового пространства следует проводить комплексно рассмотренными методами с привлечением данных по коллекторским свойствам пород, так как последние находятся в тесной зависимости от особенностей структуры порового пространства. Выбор методики изучения геометрии порового пространства осуществлялся, исходя из возможностей отдельного метода с учетом особенностей объекта исследований.

Определение коллекторских параметров изучаемых образцов и дальнейшая их интерпретация проводились на одной и той же разности породы, так как в противном случае нельзя было бы достигнуть правильной увязки всех полученных данных.

Комплексное исследование терригенных пород осуществлялось в зависимости от объема керна в двух направлениях:

а) при достаточном кернавом материале — определение открытой пористости, проницаемости (и поправок к ним, учитывающих эффективное давление) и остаточной водонасыщенности, кроме того микроскопическое изучение минерального состава и структуры порового пространства, которая оценивалась также методом полупроницаемой мембраны;

б) при малых размерах образцов — микроскопическое определение минерального состава пород по шлифам; оценка структуры порового пространства, емкостных и фильтрационных свойств пород с помощью метода ртутной порометрии на небольшом кусочке керна.

Указанный комплекс исследований является наиболее рациональным при изучении пород-коллекторов из глубокопогруженных зон в условиях низкого выноса керна, так как он позволяет получить всю необходимую информацию об особенностях коллекторов. Применение других методов изучения в этих случаях обычно невозможно ввиду малого объема образцов.

Рассматриваемые в настоящей работе породы-коллекторы залегают на больших глубинах, где они испытывают воздействие высоких давлений и температур, сильно изменяющих их физические свойства. Однако известно, что при подъеме образцов горных пород из глубокозалегающих пластов напряженное состояние снимается, что вызывает упругое разуплотнение пород и увеличение их пористости и проницаемости.

В связи с этим было проведено исследование влияния эффективного давления на емкостные и фильтрационные свойства песчаных пород в условиях, близких к пластовым. Для этого с глубин более 4000 м были отобраны и изучены наиболее характерные разности песчаных пород.

Проницаемость песчаников исследовалась нами в кернодержателе ЗК-8 со всесторонним обжимом до 40 МПа (максимальное давление может достигать 60 МПа) при внутреннем давлении в порах 1–1,5 МПа.

Давление обжима в процессе опыта сначала ступенчато наращивалось (5–10–20–35–40 МПа), а затем в обратном порядке снималось. Горное давление при этом имитировалось при помощи гидравлического давления (масляный пресс) на боковую поверхность образца через резиновую обойму и на торцы образца при помощи поршня и штуцеров.

Коэффициент сжимаемости пор и изменение пористости прослеживались на установке с камерой всестороннего обжатия типа ВНИМИ во Всесоюзном научно-исследовательском институте природных газов под руководством Я.Р. Морозовича. Всестороннее эффективное давление сначала ступенчато наращивалось (0,8–1,4–2,4–4,0–6,6–11,0–18,0–30,0–50,0 МПа), а затем в обратном порядке разгружалось с выдержкой на каждой ступени давления до стабилизации снимаемых показаний. В результате опытов установлено, что максимальные изменения пористости и проницаемости для каждой разности пород при всестороннем обжиге оказались различными.

При выделении перспективных на нефть и газ коллекторов (по Предкавказью) нами были изучены также экранирующие свойства пород-покрышек. При этом мы рассматривали наиболее характерные разности аргиллитов, для которых были проведены описания шлифов, дифрактометрические исследования с целью уточнения их минералогического состава, определялись проницаемость, пористость и плотность. Кроме того, был поставлен опыт изучения давления прорыва газа через насыщенные керосином породы в кернодержателе ЗК-8. Образцы были всесторонне обжаты при давлениях 10–15 МПа и выдерживались на установке от 3 до 72 ч. Полученные данные интерпретировались в соответствии с классификацией глинистых пород по их экранирующей способности [130].

Результаты исследования коллекторских свойств пород указанными методами послужили основанием для построения серии графиков зависимостей между открытой пористостью и проницаемостью, содержанием цемента и глубиной залегания пород, проницаемостью и остаточной водонасыщенностью песчаных пород, в каждом случае определенного возраста и гранулометрического состава. Статистическая обработка этих данных проводилась методом наименьших квадратов с построением корреляционных таблиц. Корреляционные зависимости открытой пористости и плотности от глубины залегания песчаников (более 100 определений) обрабатывались на ЭВМ (Раздан-2) с применением стандартной программы метода наименьших квадратов. Коэффициенты корреляции (координаты рангов Спирмэна) рассчитывались с применением номограммы или формулы, предложенных Н.Б. Вассоевичем, Н.Г. Кузнецовой, А.Д. Хамид [28].

Весь материал лабораторных исследований коллекторских свойств пород вместе с данными по структуре порового пространства, определенный названными выше методами, увязывался с особенностями геологического строения глубоководных зон и историей их развития. Следует отметить, что использованный в работе комплекс исследования пород особенно эффективен применительно к коллекторам, залегающим на больших глубинах, с которых отбор керна осуществляется в весьма малых количествах.

СОСТАВ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Важнейшее значение при прогнозировании коллекторских и экранирующих свойств пород в глубоководных зонах имеет установление границ развития пород-коллекторов и покрышек, их мощностей и литолого-минералогического состава, который является основным фактором, определяющим физические свойства пород.

ТЕРРИГЕННЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ АЗЕРБАЙДЖАНА

Как отмечали многие авторы [3, 51 и др.], в Азербайджане дальнейшие перспективы открытия залежей углеводородов на больших глубинах связываются с терригенными породами продуктивной толщи среднего плиоцена.

Отложения продуктивной толщи Прикуринской нефтегазоносной области представлены глинами с прослоями известковистых, в различной степени уплотненных песчано-алевритовых образований. Одной из основных особенностей разреза является крайнее непостоянство мощностей отдельных свит и горизонтов, а также их литофациальных характеристик, что связано, как подчеркивали Г.А. Ахмедов, Э.А. Даидбекова и др. [51], с характером бассейна седиментации.

Авторы отмечали, что в различных частях бассейна соотношение между объемом поступающего обломочного материала, темпом его поступления и скоростью погружения дна было различным, поэтому мощность пород-коллекторов изменяется в широком диапазоне. В целом мощность продуктивной толщи среднего плиоцена составляет 4500—5000 м и более в центральной части Южно-Каспийской впадины с глубиной погружения кровли этого комплекса отложений до 6000—7000 м.

Породы-коллекторы представлены алевритисто-глинистыми песками, песчаниками и глинистыми алевритами с плохой отсортированностью слагающего их обломочного материала. По минеральному составу в пределах Бакинского архипелага породы-коллекторы преимущественно полимиктовые, а в Апшеронской области в основном кварцевые и полевошпатово-кварцевые. Цемент коллекторов преимущественно известковистый и глинистый. Характер цементации порового, контактного, реже базального типа.

Указанные петрографо-минералогические особенности определяют и изменчивость коллекторских свойств пород. По данным Г.А. Ахмедова и др. [51], здесь выделяют две группы коллекторов: первая — с проницаемостью более 10 мД, вторая — с проницаемостью 1–10 мД. В Прикуринской области проницаемость глубоководных коллекторов первой группы изменяется в среднем от 19,5 до 100 мД при пористости 22,9–23,9%. Породы этой группы отличаются значительной глинистостью (среднее содержание фракции менее 0,01 мм составляет 17–21%) при высоком содержании монтмориллонита (8–10% вес. породы), остаточная водонасыщенность их достигает 43%. Породы-коллекторы этой группы в Прикуринской области характеризуются меньшими средними значениями открытой пористости ($\kappa_{п.о.} = 15–20\%$) при проницаемости примерно того же порядка — $\kappa_{пр} = 50–116$ мД. Глинистость их достигает в среднем лишь 8–11%, содержание монтмориллонита низкое — до 1%. Последним можно объяснить и меньшее содержание в породах остаточной воды — 30–32%.

Породы-коллекторы второй группы Прикуринской области обладают более низкими, чем породы первой группы, значениями открытой пористости (в среднем 17–20%) и проницаемости (20–60 мД) при значительно большем содержании остаточной воды. Коллекторы этой же группы Апшеронской области также характеризуются меньшей пористостью (в среднем до 15%) и большим содержанием остаточной воды (до 58%).

В результате исследования коллекторских свойств терригенных пород, проведенного А.И. Алиевым и др. [3] для отдельных структурно-фациальных зон Апшеронской нефтегазоносной области, определены средние значения открытой пористости пород на различных гипсометрических уровнях (табл. 6). Эти же авторы приводят фактические данные по литолого-коллекторским свойствам пород с глубин свыше 4500 м (табл. 7).

Таблица 6

Средние значения открытой пористости (%) терригенных пород по гипсометрическим срезам (по А.И. Алиеву и др. [3])

Глубина, м	Западный Апшерон			Центральный Апшерон			Восточный Апшерон		
	пески	алевро-литы	глины	пески	алевро-литы	глины	пески	алевро-литы	глины
1000	23	23	21	24	25	22	32	32	30
2000	18	18	16	21	20	18	23	22	18
3000	15	14	12	18	17	15	18	17	10
4000	14	11	10	17	15	14	16	13	7
5000	13	10	8	16	14	13	15	11	6

С глубиной емкостные и фильтрационные свойства терригенных пород продуктивной толщи Азербайджана несколько ухудшаются, однако

Таблица 7

Литолого-коллекторские свойства терригенных пород среднего плочена с глубин ниже 4500 м (по А.И. Алиеву и др. [3])

Месторождение	Скважина	Глубина отбора керна, м	Гранулометрический состав, %				Карбонатность, %	Пористость, %	Проницаемость, мД	Тип породы (по Л.П. Пустовалову)
			> 0,25 мм	0,25 – 0,1 мм	0,1 – 0,01 мм	< 0,01 мм				
Зыря	7	4504–4509	11,5	40,1	36,1	12,2	6,6	11,3	—	Глинисто-алевритистый песок
— "	7	4519–4524	7,5	39,3	25,3	27,9	23,0	16,4	—	Супесь
— "	7	4545–4550	0,2	0,8	67,1	31,9	11,3	10,4	—	Глинистый алевролит
— "	7	4550–4555	1,8	49,8	39,9	8,5	7,3	15,7	—	Алевритистый песок
Зыря-море	29	4517–4519	24,4	30,9	25,1	19,6	—	4,1	5	Глинисто-алевритистый песок
— "	29	4538–4540	29,7	38,7	20,5	11,1	9,0	14,0	26,0	То же
— "	26	4688–4690	4,0	59,0	26,0	11,0	7,3	19,4	147,0	— "
— "	28	4745–4748	23,6	32,7	19,3	24,4	20,9	18,3	11,0	Алевритисто-глинистый песок
Карадаг	198	4584–4585	0,1	3,9	61,7	34,3	15,6	2,0	—	Глинистый алевролит
— "	236	4634–4637	32,2	32,2	4,8	30,8	8,8	16,0	4	Глинистый песок
Бахар	10	4505–4506	0,5	21,9	60,5	17,1	11,4	19,3	10,0	Глинисто-песчанистый алевролит

на глубинах свыше 4000 м встречаются слабоуплотненные разности песчано-алевритовых пород с достаточно высокой пористостью и проницаемостью (Бахар, скв. 7, глубина 4343 м, $\kappa_{п.о} = 22,8\%$, $\kappa_{пр} = 198$ мД; о-в Булла, скв. 525, глубина 4982–4986 м, $\kappa_{п.о} = 23,1\%$, $\kappa_{пр} = 1410$ мД). Этот факт можно объяснить особенностями постседиментационных изменений глубокопогруженных пород-коллекторов.

ТЕРРИГЕННЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ УКРАИНЫ

В Восточной Украине в Днепровско-Донецкой впадине, где в настоящее время на глубины свыше 4000 м бурится большинство скважин, продуктивные глубокопогруженные горизонты связаны с терригенными породами нижнекаменноугольного и нижнепермско-верхнекаменноугольного возраста. В зависимости от литолого-фациальных особенностей и соответственно физических свойств указанных образований в рассматриваемом районе выделяются три различные зоны.

В северо-западной зоне (месторождения Гадячское, Тимофеевское и Талалаевское) коллекторами, по И.А. Мухаринской и др. [85], являются кварцевые песчаники с преимущественно глинистым, реже карбонатным и регенерационно-кварцевым цементом порового и контактно-порового типов. Указанные породы-коллекторы нижнекаменноугольного возраста характеризуются достаточно высокими значениями открытой пористости, в среднем до 16–19%, и проницаемости до 50–200 мД (табл. 8). Именно с этими отложениями связан в последние годы наибольший прирост запасов газа. Залегают эти образования на глубине 3700–4800 м в виде пластов мощностью 2–3 и до 40 м.

В приосевой зоне впадины (месторождения Бельское, Солоховское и др.) коллекторами являются олигомиктовые и полимиктовые мелко- и среднезернистые песчаники нижнекаменноугольного возраста с карбонатно-глинистым и глинистым цементом. В отличие от рассмотренных выше образований того же возраста данные песчаные породы плохо выдержаны по площади и разрезу и в них сильнее проявились катагенетические преобразования. Кроме того, в этой зоне наблюдаются многочисленные тектонические нарушения и структуры разбиты на ряд блоков. Все это сказалось и на коллекторских свойствах пород, которые даже при меньших глубинах залегания (3500–4300 м) обладают более низкими открытой пористостью (9–39%) и проницаемостью (0,5–10 мД), чем песчаники северо-западной зоны.

В третьей зоне в юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины (месторождения Распашновское, Медведовское и др.) породы-коллекторы, представленные мелкозернистыми песчаниками и алевролитами, залегают на глубинах 3600–4400 м и характеризуются открытой пористостью в среднем 10–13% и проницаемостью 1–10 мД. Для этих пластов-коллекторов характерна развитая система трещиноватости. Различие емкостных и фильтрационных свойств коллекторов в Днепровско-Донецкой впадине целый ряд исследователей [31, 76, 85] совершенно

Характеристика продуктивных горизонтов Днепровско-Донецкой впадины, залегающих на глубинах 3500–5000 м (по И.А. Мухаринской и др. [85])

Месторождение	Возраст	Глубина залегания продуктивной части разреза, м	Суммарная эффективная мощность, м	Преобладающие значения коллекторских свойств пород				
				Открытая пористость, %	Проницаемость, мД	Коэффициент газонасыщенности	Класс коллектора	Запасы газа, млрд. м ³
Распашиновское	P ₁ –C ₃	4040–4300	71	12–14	0,5–1	0,74	Y–YI	8,2
Медведовское		3500–4380	30	9–12	0,5–5	0,70	YI	5,2
Сосновское		3600–3900	29	10–12	1–10	0,60	Y–YI	5,0
Опошнянское		3790–4240	42	7–9	0,5–5	0,80	Y	7,2
Бельское	C ₁ –V	4140–4300	30	11–13	1–10	0,70	Y–YI	1,9
Гадячское		4600–4830	58	11–14	20–50	0,80	II–Y	9,0
Тимофеевское		3830–4140	55	12–16	50–200	0,84	III–Y	10,9
Талапаевское		3480–3760	51	17–19	50–200	0,87	III–IV	10,5

правильно объясняют в основном особенностями пострдиагенетических преобразований в этих породах (выветриванием в зоне гипергенеза, выщелачиванием под влиянием активной деятельности вод и др.).

В Западной Украине в Предкарпатском прогибе наибольший интерес для дальнейших поисков нефти и газа на больших глубинах представляют неогеновые отложения, в частности, выгодская свита среднего зоеца. Для этого комплекса образований характерны непостоянство мощностей и фаціальная изменчивость пород. Так, в северо-западной и центральной частях Внутренней зоны прогиба мощность этих отложений, представленных массивными песчаниками, достигает 90–130 м, уменьшаясь до 30–50 м в Майданском и Битковском районах с замещением песчаных образований алевролитами и известняками.

Песчаники кварцевые, мелко- и среднезернистые, содержат 10–30% цемента глинистого и глинисто-карбонатного состава, часто в комплексе с регенерационным кварцевым. Тип цементации порово-базальный, и базальный. Открытая пористость этих пород на глубине 4000–5000 м достигает, по данным И.П. Сафарова [111], 20%, составляя в основном 10–15%, проницаемость (межзерновая) достигает 120 мД. Автор отмечает, что нижний предел промышленной ценности указанные коллекторы имеют при открытой пористости 6,4% и проницаемости 2–3 мД. Открытая межзерновая пористость песчаника с глубин 6226–6229 м достигает 6,9% (скв. Лугская-1) при сильном уплотнении этой разности (2,62 г/см³). Как подчеркивает ряд авторов ([18, 111] и др.), величины

значений пористости на этих глубинах несколько занижены, здесь основную роль играет трещиноватость (трещинная пористость) пород. Последней способствуют широко развитые на глубинах свыше 5000 м процессы окремнения и кальцитизации. Результаты опробования также подтверждают достаточно высокие емкостные и фильтрационные свойства пород даже на глубинах более 6200 м.

ТЕРРИГЕННЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

В Прикаспийской впадине и бортовых ее частях (Волгоградское Поволжье) наблюдается закономерная смена с запада на восток мелководных аллювиально-дельтовых или прибрежно морских фаций палеозоя более глубоководными. С этим связано ухудшение коллекторских свойств песчано-алевритовых пород. В целом величины пористости и проницаемости терригенных комплексов палеозоя колеблются соответственно от 10 до 18% и от 1 до 300 мД, причем песчаники, содержащие более 10% глинистого цемента, практически не являются коллекторами порового типа. Количественную оценку емкостных и фильтрационных свойств наиболее перспективных кварцевых песчаников девонского возраста в различных зонах катагенеза (стадиях углефикации) провела группа исследователей под руководством П.А. Карпова (табл. 9 и 10).

Таблица 9

Характеристика песчано-алевритовых пород-коллекторов воробьевского и пашийского горизонтов девона Волгоградской области по зонам катагенеза (по П.А. Карпову, 1965 г.)

Зона катагенеза	Экстремальные и средние значения	Глубина залегания пластов, м	Пористость, %	Проницаемость, мД	Размер пор, мкм	Размер соединительных каналов, мкм
Раннего	Минимум	90	26,0	1000	26	5
	Среднее	—	30,0	2000	77	8,5
	Максимум	1000	36,0	6000	163	14
Среднего	Минимум	1000	11,5	8	14	1,7
	Среднее	—	19,0	436	30	3,1
	Максимум	2900	26,6	1851	50	7,0
Позднего	Минимум	2900	3,5	0,1	13	0,75
	Среднее	—	11,5	26	21	2,6
	Максимум	3540	16,5	79	49	4,7
Конечного	Минимум	3540	3,6	0,01	11,3	0,9
	Среднее	—	5,0	0,15	13	1,3
	Максимум	4200	6,7	0,53	15	1,6

Пористость и проницаемость коллекторов порового типа в пластах кварцевых мелкозернистых песчаников терригенного девона в пределах восточного погружения Воронежского массива (по П.А. Карлову и др., 1974 г.)

Зона катагенеза (стадия углефикации)	Число образцов	Пористость, %	Проницаемость, мД
Поздний катагенез:			
зона жирных углей	68	6—20 ----- 14	1—500 ----- 30
зона коксовых углей	30	3—14 ----- 8	0,5—100 ----- 5
Конечный катагенез:			
зона отошенноспекающихся углей	10	3—10 ----- 5	0,5—12 ----- 2

Числитель дроби: минимальное и максимальное значения, знаменатель — среднее значение параметра

При определении отражательной способности витринита было установлено, что богатые нефтегазопроявлениями пашийские и старооскольские отложения в Иловлинско-Волжском междуречье, залегающие на глубинах 4800—5300 м, находятся в зоне позднего катагенеза (жирных и коксовых углей). Для этой зоны характерна существенная особенность: покрывкой для литологических залежей нефти и газа здесь служат окварцованные песчаники (залежи Кудиновско-Коробковского вала). Причем в зоне жирных, коксовых и отошенно-спекающихся углей окварцованные разности песчаников преобладают над карбонатизированными. Исследователи подчеркивают, что окварцевание — основная причина перехода неглинистых песчаных коллекторов порового типа в плотные породы.

Большой интерес представляют подсолевые палеозойские отложения Прикаспийской впадины, вскрытые сверхглубокой Биикжальской скважиной в интервале глубин 4765—6028 м и представленные в основном терригенными породами (75% мощности). Породы-коллекторы сложены разнозернистыми песчаниками, а также гравелитами и конгломератами, причем последние обладают весьма низкими коллекторскими свойствами. По составу песчано-алевритовые породы полимиктовые кварц-полевошпатовые, обломочный материал слабо отсортирован, содержание цемента достигает 25—30%. Тип цементации поровый, базальный, реже регенерационный. По данным И.А. Пинчук, Л.П. Гмид и др. [41] контакты между зернами обломочного материала свободные, точечные, реже выпукло-вогнутые; показатель измененности этих пород, определенный

**Коллекторские свойства нижнетриасовых пород Аралсорского района
(по Б.К. Прошлякову, 1972)**

Интервал отбора керна, м	Плот- ность, г/см ³	Порис- тость от- крытая, %	Прони- цаемость, мД	Порода
4132,8 4136,3	2,39	10,7	40	Алевролит крупнозер- нистый
4197—4200,5	2,50	6,3	—	Песчаник мелкозерни- стый
4355,5 4358	2,57	4,0	—	Аргиллит
4420,6 4423	2,45	6,9	—	Алевролит
4458—4467	2,54	7,5	—	Аргиллит
5065,4—5065,9	2,58	5,8	—	— " —

по типам контактов, составляет 12—14. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают средне- и мелкозернистые песчаники с содержанием цемента до 15—20% и лучшей отсортированностью обломочного материала. Открытая пористость в этих породах даже на значительных глубинах (4900—5600 м) достигает 13 % (в среднем 7—9%), межзерновая проницаемость не превышает 0,5—0,7 мД, а трещинная достигает 20—22 мД.

В глинистых породах наряду с гидрослюдисто-хлоритовой ассоциацией наблюдается существенная примесь смешаннослойных минералов монтмориллонит-гидрослюдистого состава, причем последние преобладают в интервале глубин 5050—5450 м. По результатам исследований Б.К. Прошлякова и др. [60], И.А. Пинчук и др. [41] глинистые породы при отсутствии трещиноватости могут являться надежными покрышками для залежей нефти и газа. В то же время авторы указывают на широкое развитие трещиноватости как в песчано-алевритовых, так и в глинистых породах. Видимо, на таких больших глубинах (5000—6000 м) при благоприятных условиях эти трещиноватые породы могут являться коллекторами нефти и газа.

Б.К. Прошляков (1972 г.) по материалам бурения Аралсорской скв. СГ-1 также отметил наличие трещиноватых сильно уплотненных терригенных пород уже с глубины 4500 м. Эти породы (табл. 11) нижнетриасового возраста характеризуются низкими значениями межзерновой пористости и проницаемости (в основном, менее 5 мД).

Несколько повышенную проницаемость (40 мД) алевролита с глубины 4132 м можно объяснить, видимо, наличием микротрещин. Б.К. Прошляков указывает также, что с глубины 4457 и 4763 м были подняты глинисто-алевритовые породы слабоуплотненные и пропитанные нефтью, которая, как известно, предотвращает регенерационные процессы, являясь консервирующим фактором.

Наиболее разбуренным регионом в СССР по числу глубоких скважин является Предкавказье, в связи с чем необходимо уделить особое внимание изучению пород-коллекторов, распространенных здесь на больших глубинах. В Западном Предкавказье на территории Западно-Кубанского прогиба в настоящее время наиболее перспективны для поисков залежей нефти и газа на больших глубинах терригенные отложения кумской свиты верхнего эоцена, вскрываемые на южном борту прогиба. Мощность свиты изменяется от 20 м (площадь Калужская) до 750 м (площадь Левкинская), а глубины залегания от 600 до 5500 м. По данным И.М. Горбанец [33], продуктивные горизонты сложены алевролитами кварцевыми и глауконит-кварцевыми с глинистым (в основном гидрослюдистым) карбонатно-глинистым цементом контактового и контактово-порового типов. Наблюдается вторичный процесс корродирования обломочных зерен кварца и полевых шпатов кальцитом. Пористость их изменяется в диапазоне 15–35% (см. рис. 3), проницаемость от 1 до 950 мД. Автор подчеркивает, что величины пористости и проницаемости зависят в основном от количества цементирующего материала и глубины залегания. Коэффициент же отсортированности и медианный диаметр зерен не оказывают существенного влияния на изменение физических свойств (аналогичные или близкие результаты были получены нами по смежным территориям Предкавказья).

Следует отметить, что с увеличением глубины в породах усиливаются различные вторичные процессы: аутигенное минералообразование, уплотнение и другие. Кроме того, в районе Левкинской антиклинальной зоны (тектонически активная область) широкое развитие получила трещиноватость. Как подчеркивала Н.Н. Павлова [92], наличие открытых микротрещин по напластованию во всех породах подтверждает высокий уровень горизонтальных напряжений. Раскрытость трещин в рассматриваемом регионе достигает 40–50 мкм, обеспечивая трещинную проницаемость до 20–25 мД (в основном 3–8 мД).

Наиболее перспективными для поисков залежей углеводородов на больших глубинах (и в то же время слабо изученными) в Предкавказье в настоящее время являются мезозойские терригенные отложения. Автор провел детальное исследование состава, коллекторских свойств, а также характера изменения общих и эффективных мощностей этих терригенных образований. Рассматриваемые терригенные породы на глубинах свыше 4000 м вскрыты целым рядом скважин в Восточно-Кубанской впадине (юрские отложения), Терско-Каспийском прогибе и Чернолесской впадине (в основном нижнемеловые образования) и Восточно-Манычском прогибе (триасовые отложения). Ниже приводятся результаты исследования этих пород по отделам и ярусам мезозойской системы.

Трансгрессия, начавшаяся в берриас-валанжинское время и захватившая почти всю территорию Предкавказья в нижнемеловое время, наиболее интенсивно проявилась в Восточно-Кубанской и Чернолесской впадинах и Терско-Каспийском передовом прогибе.

В пределах Восточно-Кубанской впадины в это время накапливались карбонатные отложения, среди которых встречаются лишь сантиметровые прослои сильно известковистых песчаников, не представляющие практического интереса как терригенные породы-коллекторы.

В Чернолесской впадине разрез берриас-валанжина также является преимущественно карбонатным, и мощность редких прослоев терригенных пород обычно не превышает 0,5–1 м. Значительное увеличение общей мощности песчано-алевритовых пород (до 30–40 м) наблюдается в восточной части впадины в районе Архангельско-Степновской площади. Основными источниками сноса обломочного материала в пределах этого района являлись Минераловодский и Невинномысский выступы, а перенос песчано-алевритовых разностей осуществлялся, по данным С.В. Кузнецова (1972 г.), впадающими в бассейн речными потоками. В результате этого наиболее грубых терригенный материал фиксируется в узких вытянутых полосах. По составу песчаники и алевролиты, распространенные в этих отложениях, полевошпатово-кварцевые, сцементированные известковистым цементом.

В пределах Терско-Каспийского передового прогиба в разрезе берриас-валанжина развиты преимущественно карбонатные породы, которые вскрываются на ряде площадей, в том числе на структурах Передовых хребтов (Хаян-Корт, Заманкул, Карабулак и др.). В основании этого разреза, по данным К.И. Смольяниновой [115], выделяется терригенная пачка мощностью до 70–80 м, сложенная песчаниками и алевролитами в основном кварцевого состава с известковистым цементом.

В готеривский век в пределах Восточно-Кубанской впадины преимущественно терригенные осадки накапливались в основном в ее южной части до широты станицы Абадзехской (В.Л. Егоян, 1962 г.). Так, на Майкопском месторождении песчано-алевритовые породы готерива слагают III и IIIa продуктивные горизонты, залегающие на глубинах от 2800 до 3200 м, их коллекторские свойства рассмотрены в целом ряде работ.

В Чернолесской впадине в готеривское время наблюдается резкое по сравнению с валанжин-берриасским временем увеличение песчаности (рис. 6) разреза (до 50%), при этом суммарная мощность песчаных прослоев достигает 50–60 м в осевой части впадины (площади Наримановская, Отказненская, Сухопадинская). Состав породообразующих компонентов песчаных пород готерива весьма сходен с берриас-валанжинскими отложениями, небольшие изменения наблюдаются лишь в составе цементирующего материала за счет примеси минералов группы гидрослюд. В разрезе готерива Чернолесской впадины по промысловой

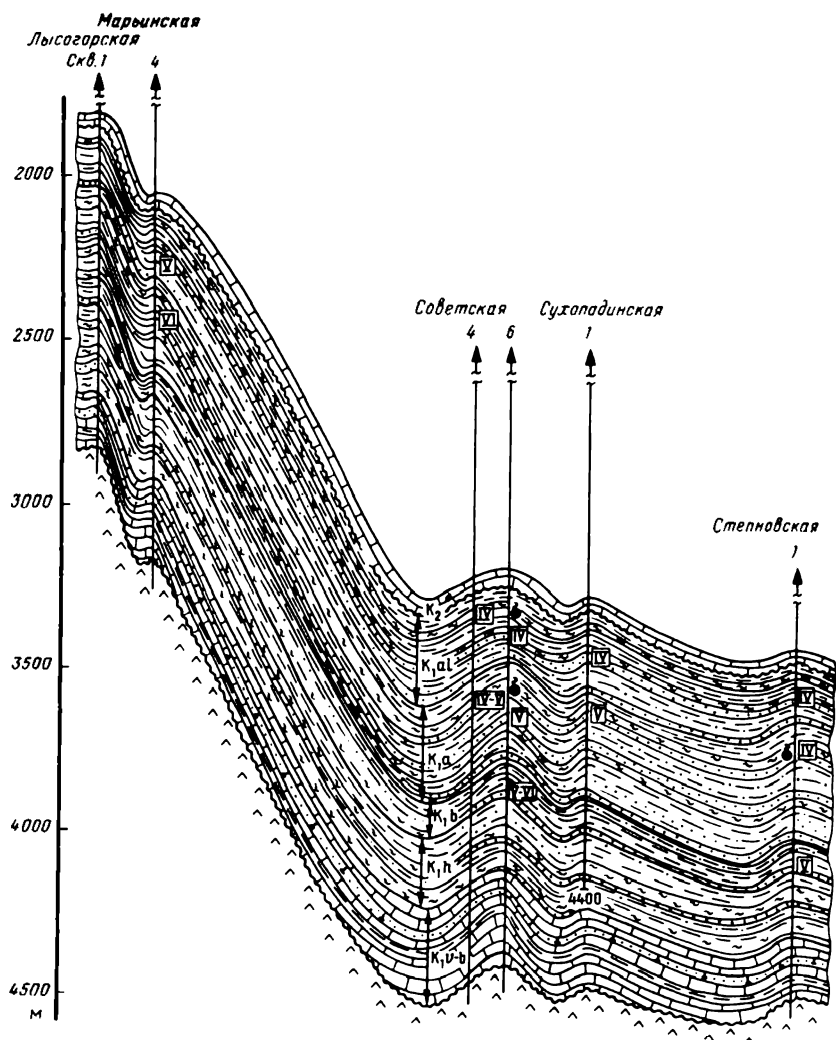


Рис. 6. Геологический разрез нижнемеловых отложений Чернолесской впадины

1 — песчаники; 2 — алевролиты; 3 — аргиллиты; 4 — аргиллиты песчаные; 5 — известняки; 6 — песчаники известковистые; 7 — ангидриты верхней юры; 8 — отложения верхнего триаса; 9 — классы пород-коллекторов; 10 — газопроявления; 11 — нефтепроявления

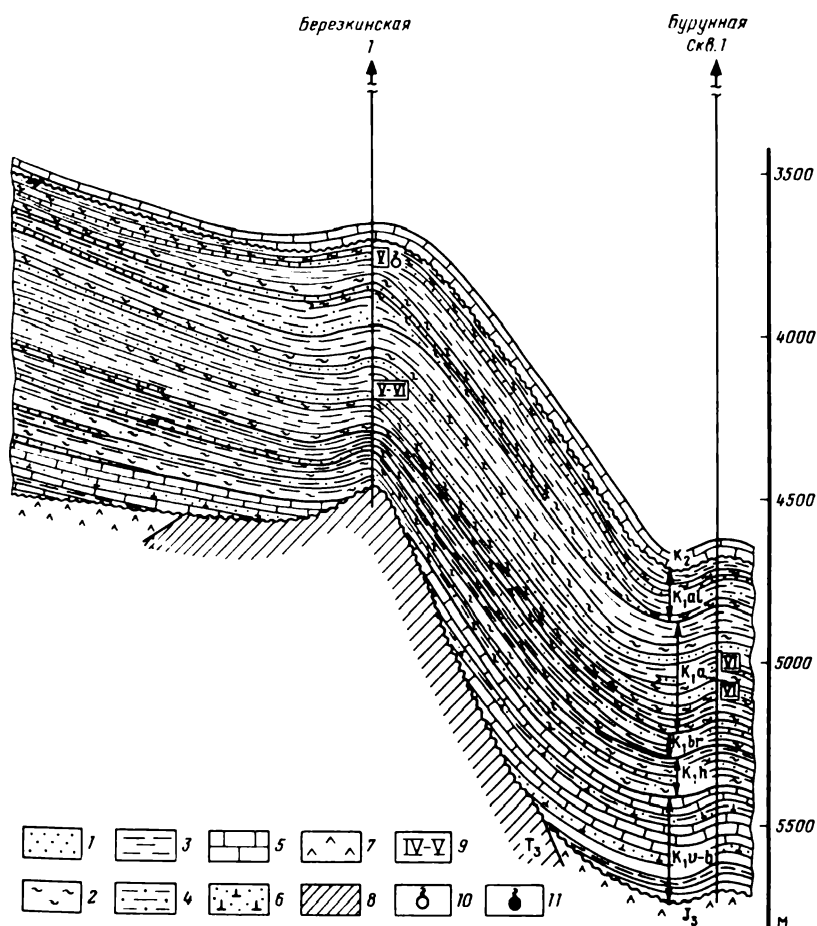
номенклатуре выделяются пласты X, XI и XII, которые водоносны на всех разведочных площадях.

В отложениях баррема терригенные породы более широко развиты по всему Предкавказью. На южном борту Восточно-Кубанской впадины разрез баррема представлен в основном глинистыми породами с редки-

ми, маломощными прослоями мелкозернистых песчаников и алевритов, не представляющих интерес как потенциально возможные коллекторы нефти и газа.

В Чернолесской впадине мощность барремских отложений (рис. 6) достигает 80–90 м (площади Советская, Степновская), при этом наибольшая часть мощности песчано-алевритовых пород (до 50–60 м) приходится на пласт IX. Глинистые породы занимают подчиненное положение и развиты преимущественно в кровле баррема, являясь покрывкой для пласта IX.

В Терско-Каспийском передовом прогибе наибольшая мощность (до 350 м) отложений баррема отмечается на Малгобекской площади, к востоку она уменьшается и на площади Хаян-Корт составляет около 200 м. Суммарная мощность песчано-алевритовых пород в разрезе этих отложений колеблется от 60 до 180 м.



Состав породообразующих компонентов в песчаных разностях баремского яруса неодинаков. В районах Западного Предкавказья преимущественно развиты мономинеральные кварцевые песчано-алевритовые породы, сцементированные глинистым (гидрослюдистым) цементом. На территории Восточного Предкавказья преобладают полимиктовые песчаники с глауконитово-гидрослюдистым цементом.

Аптская трансгрессия захватила значительную территорию Предкавказья. В разрезе апта в Восточно-Кубанской впадине выделяется продуктивный П горизонт, к которому здесь приурочены газоконденсатные и газовые залежи на площадях Некрасовская, Майкопская, Усть-Лабинская и др. Указанный горизонт залегает на глубинах до 3000 м.

В пределах Чернолесской впадины в разрезе аптского яруса выделяются четыре песчано-алевритовых пласта (по промысловой разбивке пласты УШ—У). Суммарная эффективная мощность песчаных прослоев в них меняется от 30—40 м (см. рис. 44) в западной и южной частях (площади Журавско-Северная, Курская) до 80—90 м в центральной и северо-восточной частях впадины (площади Соломенская, Архангельская, Пашолкинская). Наиболее выдержанные на рассматриваемой территории пласты УШ и УТ имеют эффективную мощность от 20 до 50 м (площади Советская, Соломенская).

На территории Терско-Каспийского прогиба разрез аптского яруса представлен чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород. Суммарная эффективная мощность песчаных пластов составляет 100—120 м (площади Бурунная, Хаян-Корт).

Состав аптских песчано-алевритовых пород на всей территории Предкавказья имеет идентичную минералогическую характеристику. Основными породообразующими компонентами являются кварц и частично полевые шпаты, а в составе цемента — глауконит и гидрослюды.

После кратковременного перерыва, имевшего место на рубеже апта и альба, началось широкое развитие альбской трансгрессии, захватившей всю территорию Предкавказья. В разрезе альбского яруса почти повсеместно выделяются пласты песчаников с прослоями алевритов и глин.

В Восточно-Кубанской впадине песчано-алевритовые образования слагают 1 альбский продуктивный горизонт, к которому приурочены залежи газа и газоконденсата на Майкопской, Ладожской и других площадях; горизонт вскрывается на сравнительно небольших глубинах (до 3000—3500 м).

В Чернолесской впадине в разрезе альбского яруса выделяются четыре песчано-алевритовых пласта (IУ, Ш, II и I) общей мощностью до 160—180 м (см. рис. 43) в юго-восточной части района (площади Сухопадинская, Соломенская). Суммарная эффективная мощность песчаных прослоев меняется от 40—50 м в северной и центральной частях (площади Журавская, Наримановская, Отказненская) до 70—80 м в восточных и юго-восточных частях впадины (площади Архангельская, Степновская, Советская).

К юго-востоку песчано-алевритовые породы альбского возраста замещаются глинами, и в Терско-Каспийском прогибе в низах альба выделяется лишь 1 песчано-алевритовый пласт, эффективная мощность которого колеблется от 30 м (площадь Бурунная) до 50 м (площадь Хаян-Корт). От вышележащих отложений альбский продуктивный комплекс на всей рассматриваемой территории отделяется глинистой покрывкой мощностью от 80 до 300 м.

Общей характерной особенностью альбских песчаников и алевритов является постоянство минералогического состава породообразующих компонентов. Повсеместно эти породы имеют кварцевый состав с незначительной примесью полевых шпатов и глауконитово-гидро-слиудистый цемент.

Таким образом, в разрезе нижнего мела в рассмотренных районах мощность песчаных пород-коллекторов колеблется в широких пределах; наибольший интерес представляют апт-альбские образования, отличающиеся максимальной эффективной мощностью и выдержанностью песчаных пластов.

Согласно классификации Г.И. Теодоровича [122], в разрезе нижнего мела развиты в основном два типа песчаников: мономинеральные и биминеральные. Последние встречаются в отложениях готерива и реке баррема; они имеют серую и темно-серую окраску, характеризуются горизонтальной и волнистой текстурой. Отсортированность обломочного материала в биминеральных песчаниках средняя ($S_0 \geq 3,5$), редко встречаются прослои песчаников, в которых $S_0 = 2,5$. Обломочный материал представлен угловатыми и угловатоокатанными зернами кварца. Содержание фракции 0,5 мм колеблется от 0 до 10%, зерен размером 0,5–0,25 мм — 0–18%, 0,25–0,1 мм — 50–80%. Примесь алевритового материала не превышает 15%, а пелитового 8%. Содержание CaCO_3 изменяется от 10 до 30%. Средний диаметр зерен (Md) колеблется в пределах 0,18–0,22 мм, а в породах с высокой степенью отсортированности составляет 0,25–0,28 мм.

Мономинеральные песчаники встречаются в отложениях апта и альба, реже в барреме. По внешнему облику они зеленовато-серые с волнисто-слоистой и пятнистой текстурой. По гранулометрическому составу среди песчаных пород наиболее развиты мелкозернистые песчаники, отличающиеся различной степенью отсортированности, чаще всего встречаются породы, в которых $S_0 = 2,5 \div 4,0$ и Md колеблется в пределах 0,1–0,15 мм. Минералогический состав породообразующих компонентов преимущественно кварцевый, редко встречаются сантиметровые прослои полевошпатово-кварцевых разностей. Обломочный материал представлен в основном угловатыми зернами, причем содержание крупно- и среднезернистых песчаных фракций незначительное и достигает соответственно 3% и 0,5–8%, редко 18%, в то же время наблюдается преобладание мелкозернистой (0,1–0,25 мм) фракции — от 50 до 78%. Примесь алевритовых частиц достигает 25%, пелитовых 40%, содержание нерастворимого остатка не превышает 3%.

В отложениях апт-альба довольно часто встречаются прослои алевролитов, состав которых весьма близок к песчаникам. Частицы, слагающие алевролиты, угловатые, отсортированность их средняя и низкая ($S_0 = 3 \div 5$). Для алевролитов и мелкозернистых песчаников характерно повышенное содержание пелитовой фракции, которое увеличивается в глубоководных районах Чернолесской впадины (площадь Отказненская) и Терско-Каспийского прогиба (площадь Бурунная) до 30–40%.

Обломочный материал песчаников цементирован в основном глинистым, кальцитово-глинистым, кальцитовым и кварцевым веществом, иногда с примесью доломита и сидерита. Состав глинистого вещества в основном гидрослюдистый, глауконитовый и хлоритовый, на отдельных участках в песчаниках наблюдаются пирит и лимонит. Строение цемента чешуйчатое, пойкилитовое, регенерационное. По взаимоотношению цемента и зерен мелкозернистые песчаники характеризуются пленочным, пленочно-поровым, поровым, порово-базальным и базальным типами цементации. В разрезе нижнего мела среди песчаников по составу цемента можно выделить четыре наиболее распространенные группы: а) с преимущественно гидрослюдистым цементом; б) с хлоритовым и глауконитовым цементом; в) с кальцитовым цементом и г) с регенерационным кварцевым цементом.

Песчаники с преимущественно гидрослюдистым цементом характеризуются неоднородной пятнистой текстурой, обусловленной неравномерным распределением в породе гидрослюдистого вещества, содержание которого колеблется от 5 до 40%. Наибольшее содержание глинистого материала (до 30–40%) фиксируется в песчаниках, развитых в центральной и юго-восточной частях Чернолесской впадины (площади Южно-Чернолесская, Отказненская, Березкинская и др.) и на платформенном борту Терско-Каспийского прогиба (площадь Бурунная). Следует отметить, что эта особенность характерна для песчаных пород как апт-альбского, так и неокомского возраста. Алевролитовая фракция присутствует в рассматриваемых породах в количестве 10–15%, иногда достигая 25%.

Песчаники с хлоритовым и глауконитовым цементом также развиты по всей толще нижнего мела. Глауконитовый тип цемента встречается преимущественно в апт-альбских песчаных породах, причем содержание глауконита увеличивается к кровле нижнего мела. Обычно в этих породах присутствует также гидрослюдистый материал (до 20%). Для этой группы песчаников, как и для предыдущей, характерны пленочный, пленочно-поровый, поровый и базально-поровый типы цемента (рис. 7).

Песчаники с кальцитовым цементом встречаются в основном среди неокомских отложений, реже в нижних горизонтах апта. Содержание цемента колеблется от 15 до 30, редко 45%; тип цемента поровый, базально-поровый, базальный, строение чаще всего пойкилитовое. Обломочные зерна песчаников на глубине свыше 4200 м часто корродированы кальцитом, что значительно усложняет структуру порового пространства, наблюдается также коррозия кальцитом и глауконитовых зерен.

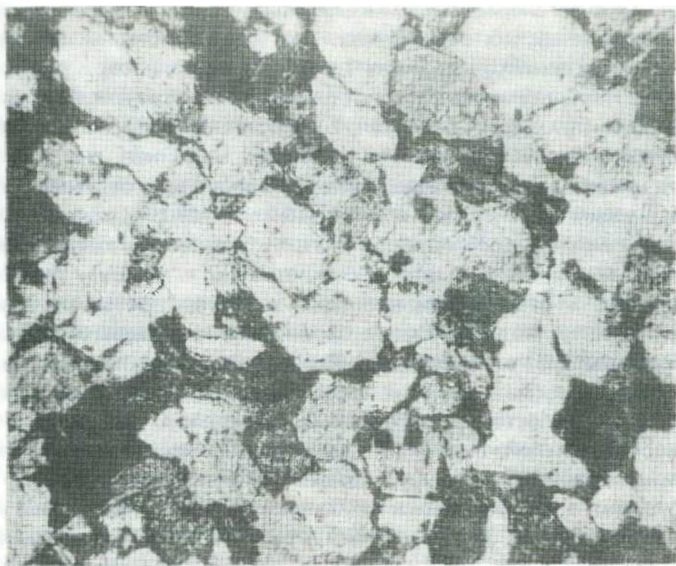


Рис. 7. Песчаник мелкозернистый кварцевый с хлоритовым и глауконитовым цементом

Площадь Пашолкинская, скв. 2, интервал 3124–3130 м, увел. 64, николи К₁а1



Рис. 8. Песчаник мелкозернистый кварцевый с регенерационным кварцевым цементом

Площадь Бурунная, скв. 1, интервал 5106–5108 м, увел. 64, николи +, К₁а

Песчаники с регенерационным кварцевым цементом широко распространены в апт-альбских отложениях. Для них характерны незначительное содержание глинистой фракции (до 10%), хорошая сортировка зерен ($S_0 \leq 3$). Наиболее часто этот тип цементации встречается на глубине свыше 4000 м (площади Советская, Березкинская и др.) и широко развит на глубине от 5000 м и более (площадь Бурунная, скв. 1). Зерна в таких песчаниках плотно вдавливаются одно в другое, либо соединяются кварцевым регенерационным цементом. На отдельных участках породы отмечается гидрослюдистый и глауконитовый материал (рис. 8).

Таким образом, наибольшей песчанистостью и лучшим литологическим составом в разрезе нижнего мела характеризуются апт-альбские образования, представленные мелкозернистыми кварцевыми песчаниками. С ними связываются определенные перспективы поисков залежей нефти и газа в рассматриваемых глубокопогруженных зонах Предкавказья. Как указывается в работе И.А. Конюхова [66] и некоторых других исследователей, на емкостные и фильтрационные свойства этих отложений оказывают влияние средний диаметр обломочных зерен и коэффициент отсортированности. Однако, рассматривая апт-альбские породы-коллекторы в целом, нужно отметить, что при сравнительно малых колебаниях $Md = 0,1 \div 0,2$ мм и $S_0 = 2,5 \div 4,0$ и довольно однородном составе обломочного материала на коллекторские свойства пород также влияет ряд других факторов. Главными из них являются степень цементации и характер распределения цемента в породе, а также различные эпигенетические изменения как минерального состава, типа цемента, так и конфигурации и размеров поровых каналов.

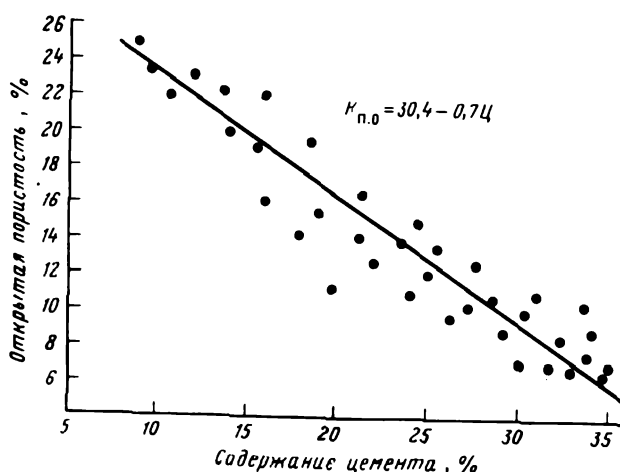


Рис. 9. Зависимость открытой пористости ($\kappa_{п.о}$) от содержания цемента ($Ц$) в мелкозернистых песчаниках апт-альбского возраста Чернолесской впадины (коэффициент корреляции $r = -0,86$)

Для апт-альбских песчаных пород, залегающих на глубине 3500 — 4300 м в Чернолесской впадине, устанавливается обратная корреляционная зависимость (коэффициент корреляции $r = -0,86$) открытой пористости от содержания цемента (рис. 9). Так, при наибольших значениях пористости (19—20%) содержание в основном глинистого цемента в породах достигает 14—18%; при значительном увеличении количества цемента (до 35%) величина открытой пористости сильно снижается (до 6—7%). В рассматриваемых песчаниках мы также учитывали регенерационный кварцевый цемент, который появлялся в породах на глубине свыше 4000 м.

Условия осадконакопления и вторичные преобразования пород апт-альба предопределили значительные колебания их коллекторских свойств. Так, для пород-коллекторов, залегающих в Чернолесской впадине на глубине 3000—4000 м, открытая пористость изменяется от 10 до 25%, проницаемость от 1 до 70 мД, остаточная водонасыщенность от 42 до 80%. Диаметр открытых пор может достигать 25 мкм, но преобладают поры небольшого диаметра — 8—12 мкм. Указанные физические параметры свидетельствуют о сравнительно невысоких коллекторских свойствах рассматриваемых образований (IV класс, по А.А. Ханину [129]). Неокомские породы-коллекторы обладают еще более низкими физическими параметрами: открытая пористость достигает 17%, проницаемость 1—30 мД, содержание остаточной воды 60—80%.

Для апт-альбских пород-коллекторов, залегающих на глубине свыше 4000 м (в Чернолесской впадине 4000—4300 м, на платформенном борту Терско-Каспийского прогиба 4000—5300 м), характерно резкое ухудшение коллекторских свойств: открытая пористость достигает 12—14%, проницаемость лишь 1—3 мД, содержание остаточной воды возрастает до 70—80% (V класс). Размер открытых пор достигает 3—5, редко 8—10 мкм.

Неокомские песчано-алевритовые образования, развитые на глубине свыше 4000 м, характеризуются ухудшением коллекторских свойств: открытая пористость достигает лишь 11%, проницаемость в основном до 1 мД, остаточная водонасыщенность 75—90%, а диаметр открытых пор составляет максимально лишь 2—3 мкм. Таким образом, на указанных глубинах распространены породы VI класса, которые нельзя считать коллекторами порового типа, в то же время трещинные коллекторы на этих глубинах пока не обнаружены.

В осевой же части Терско-Каспийского прогиба в тектонически активной зоне промышленные притоки нефти из терригенных образований с больших глубин связаны с трещиноватыми песчано-алевритовыми породами в основном апт-альбского возраста. Раскрытость микротрещин (в среднем 10—15 мкм) способствует трещинной проницаемости до 15—20 мД. Межзерновая пористость этих мелкозернистых песчаников уже на глубине 3500 м составляет 8—12%, уменьшаясь до 3—6% на глубинах свыше 4000 м (площади Хаян-Корт, Малгобек, Галюгаевская). О сильном влиянии постседиментационных преобразований на коллекторские свойства этих пород уже на глубинах 3000 м и ниже говорили Ю.А. Мосякин [83] и К.И. Смольянинова [115].

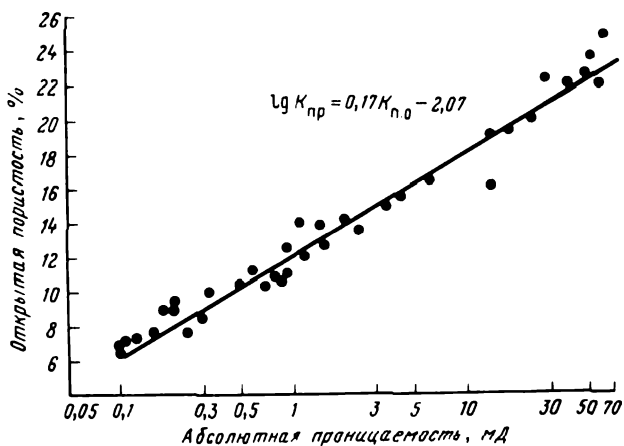


Рис. 10. Зависимость проницаемости от открытой пористости в мелкозернистых песчаниках апт-альбского возраста Чернолесской впадины ($R = 0,88$)

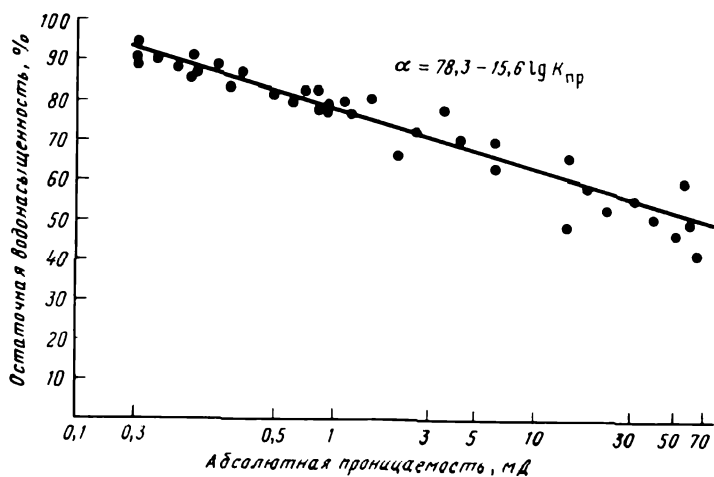


Рис. 11. Зависимость содержания остаточной воды от проницаемости мелкозернистых песчаников апт-альбского возраста Чернолесской впадины ($R = -0,96$)

Для рассмотренных выше мелкозернистых песчаников апт-альба были установлены тесные корреляционные зависимости между открытой пористостью и проницаемостью (рис. 10), остаточной водонасыщенностью и проницаемостью (рис. 11) с коэффициентами корреляции соответственно 0,88 и 0,96. Подобные корреляционные связи устанавливаются потому, что абсолютная проницаемость [129] является фактором, характеризующим структуру порового пространства, которая в свою очередь тесно связана с содержанием остаточной воды. Приведенные эмпирические зависимости носят частный характер и относятся только к исследуемым породам апт-альба. В то же время их использование позволяет установить нижний предел промышленной ценности пород-коллекторов, который составляет: $\kappa_{\text{пр}} = 1$ мД, $\kappa_{\text{п.о}} = 12\%$ и $\alpha = 70\div 80\%$, а также соответственно невысокую возможную газонефтенасыщенность этих пород.

Следует отметить, что указанные нижние пределы коллекторов устанавливались нами, исходя из предельной величины остаточной водонасыщенности, которая для пород-коллекторов может достигать приблизительно 80% [17, 97 и др.].

В разрезе нижнего мела широко развиты также глинистые породы, представленные аргиллитоподобными глинами и аргиллитами от черного до темно-серого цвета, в основном известковатыми с тонкой горизонтальной и линзовидной слоистостью. Для них характерно присутствие алевритового материала в количестве до 20% и более, а также пирита и обуглившихся остатков.

Глинистые породы слагают две мощные региональные покрышки верхнеальбского и нижнеаптского возраста. Мощность последней колеблется, по данным С.В. Кузнецова (1972 г.), от 30–40 м в районе Александровской и Наримановской площадей до 60 м юго-восточнее (площадь Березкинская). Как известно [19, 131 и др.], на надежность экранирующих свойств покрышек существенно влияет примесь песчаных и алевритовых частиц. Так, в Восточном Предкавказье в нижнеаптской глинистой покрышке, залегающей над УШ песчаным пластом, местами наблюдается сильное опесчанивание. Например, суммарная мощность проницаемых пород в этой покрышке в районе Журавской и Советской площадей достигает 50%, что, естественно, отрицательно влияет на сохранность возможных залежей нефти и газа. В центральной части Чернолесской впадины в районах Наримановской, Отказненской площадей, а также к востоку и юго-востоку (Березкинская, Бурунная) содержание песчаной примеси в глинистой покрышке составляет 8–15%, при этом она равномерно распределяется по размеру, что характеризует покрышку как однородную. Опесчанивание покрышки, по данным С.В. Кузнецова и Г.Т. Юдина [71], связано с действием палеопотоков, существовавших в период седиментации.

Вторая региональная покрышка, залегающая в разрезе нижнего мела, между 1 продуктивным пластом альбского возраста и карбонатными породами верхнего мела, развита на рассматриваемой территории практически повсеместно. Мощность ее колеблется от 40–60 м в районе

Таблица 12

Оценка экранирующей способности глинистых пород мезозоя Предкавказья

Площадь, скважина, возраст $J_3 C_{1-2}$	Интервал отбора керна, м	Пористость открытая, %	Проницаемость абсолютная, мД (при 35 ППа)	Преобладающий диаметр поровых каналов, мкм	Давление прорыва газа, МПа	Минералогический состав, %	Экранирующая способность (по классификации А.А. Хамина, 1969 г.)
Юбилейная, 25 $J_3 C_{1-2}$	4315—4317	1,5	$6,1 \cdot 10^{-8}$	0,01—0,032	9	Каолинит, 40% гидрослюда 35 смешанно-слоистые 25	Весьма высокая (А)
Темирговская, 8 $J_3 C_{1-2}$	5100—5102	2,0	$3,1 \cdot 10^{-8}$	0,01—0,032	10	Каолинит 40 гидрослюда 35 смешанно-слоистый 20, $CaCO_3$ 5	То же

Кошехабльская, 1 $J_3 Cl_{1-2}$	5066—5070	2,6	$2,2 \cdot 10^{-7}$	0,01—0,05	7	Каолинит 45 гидрослюда 35 смешанно- слоистые 17 $CaCO_3$	Высокая (В)
Бурунная, 1 $K_1 ai$	4900—4901,5	2,5	$1,2 \cdot 10^{-7}$	0,01—0,05	8	Гидрослюда 45 смешанно- слоистые 35, каолинит 20	— " —
Беззекинская, 1 $K_1 a$	4370—4380	3,5	$3,0 \cdot 10^{-5}$	0,025—0,05	5	Гидрослюда 60 смешанно- слоистые 25 сидерит 15	Средняя (С)
Лабинская, 7 $J_3 Cl_{1-3} - Oxf$	4854—4857	2,3	$2,0 \cdot 10^{-5}$	0,01—0,05	1,5	$CaCO_3$ 60 каолинит 30 гидрослюда 10	Пониженная (Д)

Отказненской, Советской площадей до 100–200 м в Терско-Каспийском прогибе (площади Бурунная, Хаян-Корт и др.) , песчанистость иногда достигает 10–15%. Указанной покрывкой апт-альбский продуктивный комплекс надежно отделен от вышележащих отложений, исключение составляет район Советской площади, где экранирующие свойства покрывки сильно ухудшаются. В Терско-Каспийском прогибе (площади Хаян-Корт, Карабулак-Ачалуки, Старогрозненская и др.) экранирующая способность альбской покрывки снижается ввиду наличия разрывных нарушений. Однако большая мощность альбских глинистых пород (до 200 м) на указанной территории позволяет им надежно сохранять роль экрана для продуктивных пластов нижнего мела.

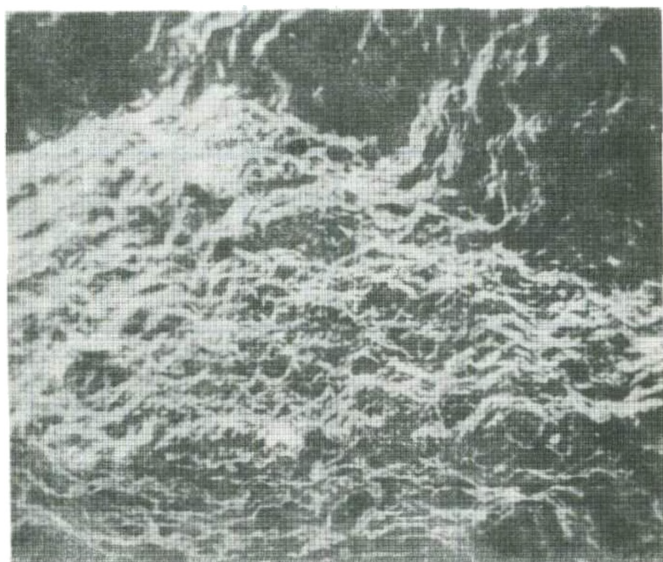


Рис. 12. Аргиллит преимущественно хлоритового состава спутанно-волокнутого строения

Площадь Бурунная, скв. 1, интервал 4900–4901,5 м, увел. 100 (РЗМ), $K_1 a 1$

Микротекстура глинистых пород-покрывок образована тонкошешуйчатой массой спутанно-волокнутого или ориентированного строения (рис. 12). Основным породообразующим глинистым минералом изученных отложений является гидрослюда с подчиненным значением монтмориллонита и каолинита и в значительных количествах хлорит. Среди ассоциации глинистых минералов монтмориллонит в чистом виде не наблюдается, а содержит обычно примесь гидрослюда, реже каолинита, встречаясь в виде смешаннослойных образований с беспорядочной структурой (диоктаэдрическая гидрослюда-монтмориллонит, иногда с примесью

каолинита). С глубиной увеличивается содержание хлорита, смешанно-слоистые образования переходят в гидрослюд, ассоциации становятся малокомпонентными.

Аргиллиты характеризуются весьма высокими экранирующими свойствами. Открытая пористость тонкодисперсных (глинистые частицы $< 0,001$ мм составляют 30–50%) пород-покрышек изменяется от 1,5% до 3,2%, плотность от 2,55 до 2,70 г/см³ при проницаемости соответственно 3×10^{-6} – 6×10^{-4} мД. При этом следует отметить, что определение абсолютной проницаемости проводилось при всестороннем обжатии образцов равном 40 МПа. Для изучения зависимости давления прорыва газа от проницаемости были отобраны два образца наиболее характерных глинистых пород из альбской (площадь Бурунная, скв. 1) и аптской (площадь Березкинская, скв. 1) региональных покрышек (табл. 12). Прорыв газа через образец из альбской покрышки проницаемостью 10×10^{-6} мД произошел при 10 МПа, а в аргиллите аптского возраста проницаемостью 3×10^{-4} мД – при 5 МПа. Диаметр поровых каналов в рассматриваемых глинистых породах не превышал 0,08–0,10 мкм, преобладали поры небольшого сечения – 0,1–0,05 мкм. В соответствии с классификацией глинистых пород А.А. Ханина [130, 131], аптскую покрышку можно оценить по экранирующей способности как среднюю, а альбскую как высокую.

Юрские породы

Песчаные породы-коллекторы и перекрывающие их покрышки юрского возраста на глубинах более 4000 м изучены по многочисленным скважинам Восточно-Кубанской впадины. В других рассматриваемых глубоко-погруженных зонах (Чернолесской впадине и Терско-Каспийском прогибе) указанные терригенные образования вскрываются лишь единичными скважинами и представлены в основном глинистыми породами. В разрезе юры песчаники развиты в плинсбахском, байос-батском и келловейском ярусах, где *слагают довольно мощные пласты, к которым приурочены залежи газа и газоконденсата.*

Плинсбахские песчаные породы-коллекторы наиболее развиты на восточном борту Восточно-Кубанской впадины, где залегают на глубинах 3800–4200 м и имеют эффективную мощность до 120 м (площади Советская, Трехсельская, Ловлинская). В центральной части впадины отложения плинсбаха бурением пока не вскрыты. Следует отметить, что значительное уменьшение мощности указанных отложений в результате литологического и стратиграфического выклинивания наблюдается в северо-восточной части впадины, где, по данным М.С. Бурштара, А.А. Арбатова [24] заливообразные линии выклинивания коллекторов чаще всего отмечаются между локальными поднятиями.

Песчаники плинсбаха в основном средне- и мелкозернистые с низкой и средней степенью отсортированности ($\delta_n = 3 \div 5$). Содержание крупно-песчаной фракции в них колеблется от 5 до 20%, среднепесчаной – от 25 до 50% и мелкопесчаной – от 30 до 65%. Примесь алевроитового материа-

ла составляет 5–25%. По минералогическому составу песчаники кварцевые с незначительной примесью полевых шпатов (до 8%) и обломков пород (до 5%). Цемент глинистый, преимущественно каолинистый, содержание его составляет 5–12%. Тип цементации поровый, пленочно-поровый и контактовый.

Характерной особенностью рассматриваемых песчаников является наличие в них открытых пор размером до 20 мкм, образованных в результате постседиментационных преобразований пород. Четко видимые под микроскопом открытые поры имеют изометрическую форму и нередко взаимосоединяются. В углах пор часто сохраняется каолинистый цемент, в то время как центральная часть пор остается открытой.

Открытая пористость в среднезернистых песчаниках достигает 12–15%, а в мелкозернистых разностях не превышает 18–20%, проницаемость в основном не превышает соответственно 70–100 и 20 мД. В отдельных случаях в разрезе плинсбаха встречаются маломощные прослои хорошо отсортированных среднезернистых песчаников, имеющих проницаемость до 265 мД. Сравнительно высокие коллекторские свойства песчаных образований плинсбахского яруса (в том числе и на глубинах более 4000 м) и сильная изменчивость их мощностей связаны с их размывом в предтоарское время.

Породы-коллекторы плинсбаха перекрываются мощной (до 300 м) толщей аргиллитов тоар-ааленского возраста, а на отдельных площадях (Трехсельская и др.) породами нижнего мела. Аргиллиты представлены микросланцеватой тонкодисперсной глинистой массой гидрослюдистого состава с подчиненным значением смешаннослойных минералов и каолинита. Примесь алевроитового материала в глинистых породах содержится в небольшом количестве (8–12%), редко достигая 20%. Емкостные и фильтрационные свойства пород-покрышек тоар-ааленского возраста, по данным А.А. Ханина, К.А. Абдурахманова и В.М. Лазаревой [131], весьма низкие: открытая пористость 1–5%, проницаемость 6×10^{-5} – 2×10^{-6} мД, что повышает экранирующую способность указанных глинистых образований. В целом рассматриваемая покрышка благоприятна благодаря своим изолирующим свойствам для нижележащих пород-коллекторов плинсбаха.

Байос-батские образования трансгрессивно залегают на различных горизонтах нижней юры. Песчаники этого возраста развиты почти по всей Восточно-Кубанской впадине, однако на глубинах свыше 4000 м они изучены лишь на единичных площадях (Юбилейная, Повлинская и др.). На западном борту впадины рассматриваемые песчаные пласты постепенно замещаются глинами. Эффективная мощность байос-батских песчаников изменяется от 40 м (площади Юбилейная, Тенгинская) до 10 м и менее (площади Темиргоевская, Южно-Советская и др.).

Породы-коллекторы байос-бата представлены в основном средне- и мелкозернистыми кварц-полевошпатовыми, реже кварцевыми (в верхней части байос-батских отложений) песчаниками. Наиболее распространенные аркозовые мелкозернистые песчаники с биотитом (содержание последнего 5–10%) обладают, по данным П.С. Жабревой [44], сравнительно невысокими емкостными ($\kappa_{п.о} = 7 \div 19\%$) и фильтрационными

(до 4 мД) свойствами. Это объясняется фациальными условиями осадконакопления, а также примесью пирокластического материала [136]. Отсортированность песчаников плохая ($S \geq 4,5$), редко средняя ($S_0 = 3 \div 4,5$, площадь Юбилейная). Цемент по составу каолинитовый, содержание его достигает 20–25%, тип цементации базальный, поровый, реже пленочно-поровый и контактовый; отдельные поры запечатаны кремневыми образованиями.

Среднезернистые преимущественно кварцевые песчаники на больших глубинах в районе площадей Тенгинской и Юбилейной обладают более высокими коллекторскими свойствами, открытая пористость их изменяется от 12 до 15%, а проницаемость достигает 50–60 мД при умеренном содержании остаточной воды 30–60%. В среднезернистых разностях наблюдаются открытые поры диаметром до 20–25 мкм, преобладающий диаметр 10–20 мкм.

Чередующиеся с песчаниками аргиллиты, мощность которых в центральной части рассматриваемой впадины достигает 200–300 м, по составу каолинитовые (40%) и гидрослюдистые (30–35%) с примесью смешаннослойных минералов и кремнистого вещества микроагрегатного строения. Алевритовый материал присутствует в небольшом количестве (10–15%). По данным А.А. Ханина и др. [131], глинистые породы байос-бата характеризуются благоприятными экранирующими свойствами: значения $\kappa_n = 2 \div 5\%$ и $\kappa_{np} = 1 \times 10^{-4} \div 1 \times 10^{-6}$ мД пониженные, преобладают поры малых сечений (0,01–0,05 мкм). В целом указанный глинистый комплекс байоса-бата можно считать хорошей изолирующей крышкой для нижележащих пород-коллекторов.

Келловейские терригенные отложения в настоящее время являются наиболее перспективными и изученными среди остальных юрских комплексов, вскрываемых на глубинах свыше 4000 м. Эти образования распространены по всей Восточно-Кубанской впадине, где вскрыты многими скважинами в прибортовых и рядом скважин в центральных ее частях.

Рассматриваемые песчаные породы развиты в нижнем и среднем келловее, они вскрываются на глубине 4000–4300 м на восточном и западном бортах впадины и на глубине 4900–5300 м в ее центральной части (площади Лабинская, Темиргоевская). Общая мощность терригенных образований келловей достигает 300 м (рис. 13) в центральной части впадины (площадь Лабинская), а эффективная мощность песчаников – 60 м на ее северо-западном борту (площадь Юбилейная) и 50 м в районе площади Лабинской. Общая мощность указанных отложений уменьшается к бортам впадины, до 50 м на площадях Тенгинская и Южно-Соколовская и далее до полного выклинивания. На Юбилейной площади песчаники слагают четыре продуктивных пласта (I, II, III и IV), к которым приурочены скопления газа и газоконденсата (рис. 14).

По гранулометрическому составу песчаники мелко-, средне- и крупнозернистые, причем последние нередко содержат примесь гравелитовых зерен размером до 2–3 мм. Крупнозернистые песчаники развиты преимущественно на северо-восточном борту впадины (площади Северо-Казанская, Николенская и др.), где содержат до 55% крупнозернистой

фракции. К осевой части впадины наблюдается постепенное уменьшение размерности зерен обломочного материала. На юбилейной и других площадях в размере преимущественно развиты среднезернистые разности с прослоями мелкозернистых песчаников, последние преобладают в центральной части Восточно-Кубанской впадины (площади Кошехабльская, Лабинская и др.).

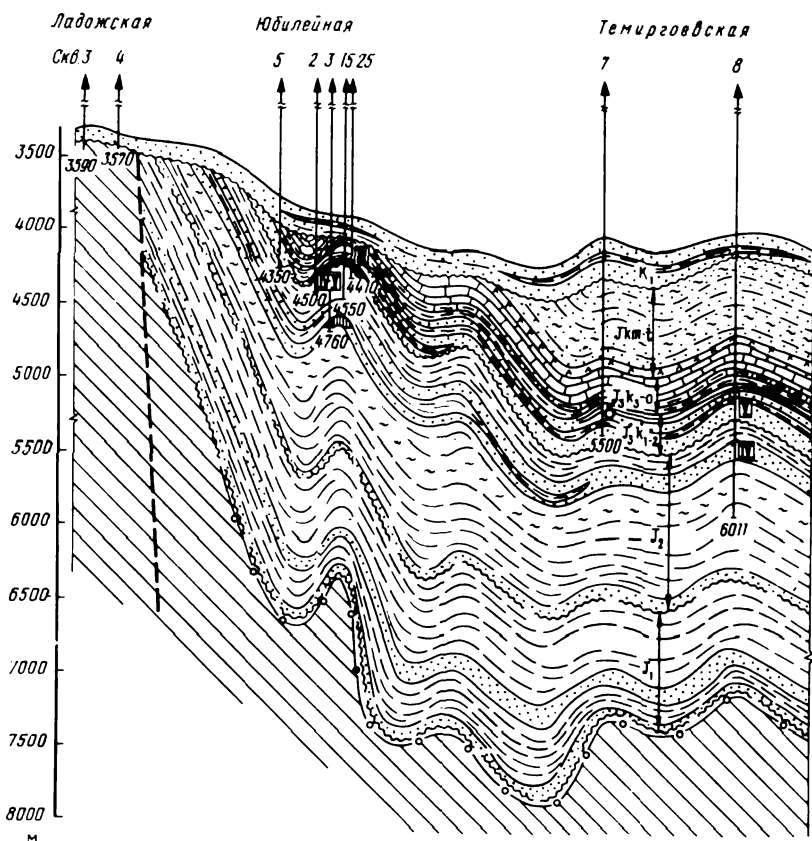
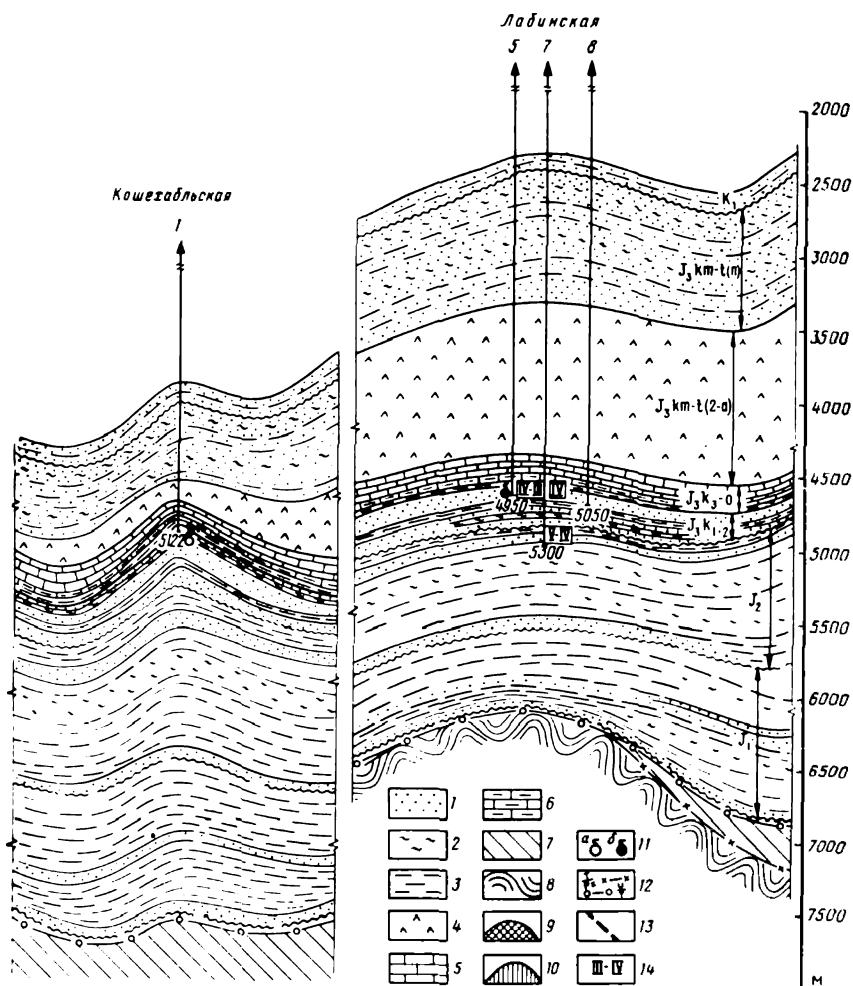


Рис. 13. Геологический разрез юрских отложений Восточно-Кубанской впадины

1 — песчаники; 2 — алевролиты; 3 — глины, аргиллиты; 4 — гипсы, ангидриты; 5 — известняки; 6 — известняки глинистые; 7 — предполагаемое развитие триасовых отложений; 8 — палеозойские сланцы; 9 — келловейская газоконденсатная залежь; 10 — байосская газоконденсатная залежь; 11: а — газопроводения, б — нефтепроявления; 12 — границы стратиграфических комплексов по данным КМПВ; 13 — разлом; 14 — классы пород-коллекторов



По составу песчаники келловейского яруса кварцевые с хорошей и средней степенью отсортированности ($S_0 \leq 3$), реже $S_0 = 3 \div 5$, примесь полевых шпатов не превышает 3%. Породы сцементированы преимущественно каолиновым цементом с примесью гидрослюд, содержание глинистого материала в основном 5–10%. На отдельных площадях (Темиргоевская и др.) песчаники сцементированы кальцитовым цемен-

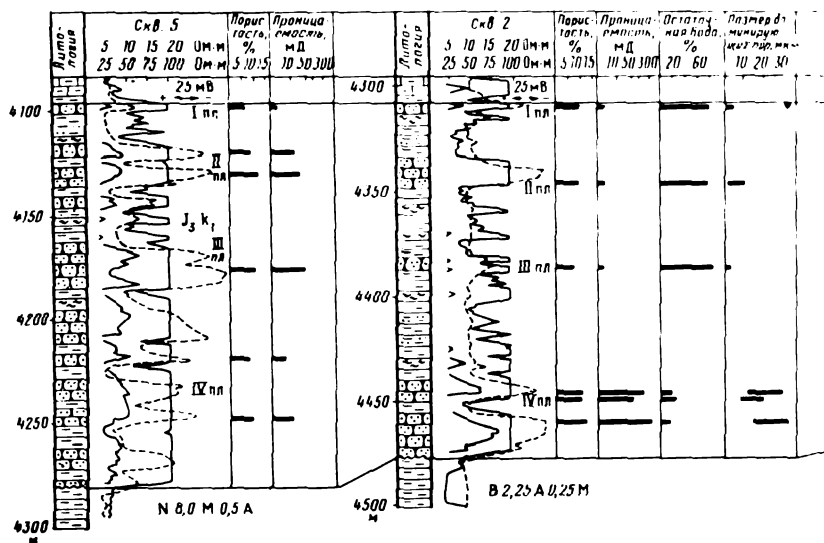


Рис. 14

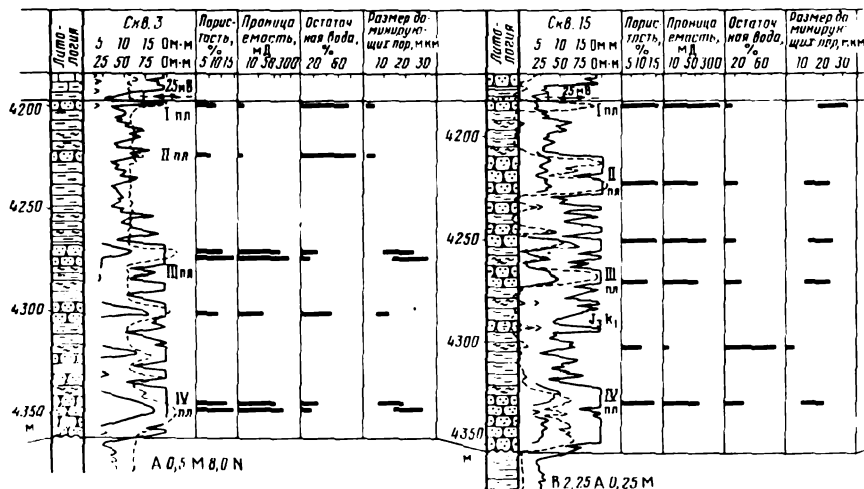


Рис. 14 (продолжение)

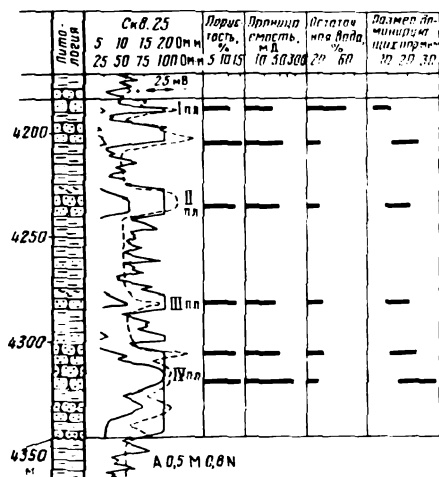


Рис. 14. Сопоставление коллекторских свойств по Юбилейной площади (Восточно-Кубанская впадина)

том, содержание которого достигает 25%. Тип цементации поровый, контактовый, пленочно-поровый и смешанный.

Коллекторские свойства песчаных пород келловейского яруса изменяются в довольно широких пределах. Так, крупнозернистые кварцевые песчаники (рис. 15) с содержанием каолинитового цемента до 5–8% и коэффициентом отсортированности $S_0 = 2,5 \div 4$ обладают высокими коллекторскими свойствами: открытая пористость достигает 10–14%, проницаемость 100–200, иногда 300 мД (Северо-Казанская площадь), при этом остаточная водонасыщенность составляет 12–23%. В этих песчаниках нередко отмечаются открытые поры размером до 80–100 мкм и более с преобладанием пор сечением 30–60 мкм, форма пор изометрическая и неправильная. Породы-коллекторы подобного типа вскрыты на Николенской, Южно-Соколовской и Северо-Казанской площадях.

Среднезернистые песчаники с преимущественно каолинитовым цементом (см. рис. 29), содержание которого составляет 5–10% и $S_0 \leq 3$, обладают, так же как и крупнозернистые разности, достаточно высокими коллекторскими свойствами: открытая пористость достигает 13–15%, проницаемость 200–300 мД при низком содержании остаточной воды — 14–25% (площади Юбилейная, Тенгинская). Диаметр поровых каналов в основном не превышает 70 мкм, в основном составляя 15–40 мкм.

В мелкозернистых песчаниках (рис. 16) с хорошим коэффициентом отсортированности ($S_0 \leq 3$) наблюдается несколько более повышенное, чем в предыдущих случаях, содержание преимущественно каолинитового цемента — до 15–20%. Открытая пористость этих пород изменяется примерно в тех же пределах, что и среднезернистых — до 15–19%, однако проницаемость значительно уменьшается и не превышает 80–110 мД (Лабинская площадь). Это связано с сокращением размеров поровых



Рис. 15. Песчаник крупнозернистый с каолиновым цементом

Площадь Южно-Соколовская, скв. 1, интервал 4063–4067 м, увел. 30, николи +,
 $J_3 C_{1-2}$

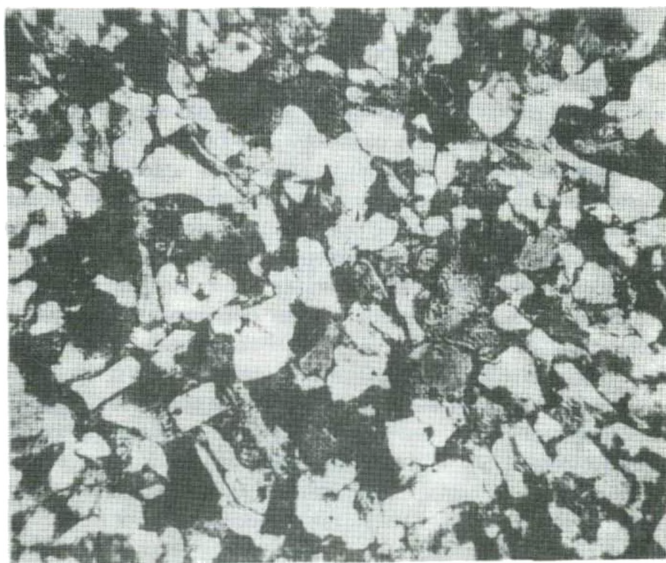


Рис. 16. Песчаник мелкозернистый с каолиновым цементом

Площадь Лабинская, скв. 5, интервал 4904–4926 м, увел. 64, николи +, $J_3 C_{1-2}$

каналов в песчаниках (преобладают поры диаметром 8–20 мкм) и с увеличением содержания остаточной воды (более 25–30%).

Помимо песчаников, цементированных глинистым (в основном каолиновым) цементом, в разрезе келловейского яруса встречаются кварцевые мелкозернистые песчаники, в которых цемент представлен кальцитом с примесью доломита (площади Темиргоевская, Лабинская). Эти породы развиты в верхней части терригенного разреза келловей. Содержание карбонатного цемента в подобных песчаниках составляет 15–30%, тип цементации порово-базальный, реже базальный. Коллекторские свойства этих образований низкие: $\kappa_{п.о} = 2 \div 4\%$, $\kappa_{пр} \leq 0,5$ мД, остаточная водонасыщенность достигает 80–95%. Размер сечений пор, полученный с помощью метода ртутной порометрии, не превышает 1,5–2 мкм.

Для рассматриваемых мелко- и среднезернистых песчаников были установлены две обратные корреляционные зависимости между открытой пористостью и содержанием отдельно глинистого и глинистого вместе с карбонатным цементов (рис. 17). Появление в породах карбонатного цемента до 5% лишь незначительно снижает пористость

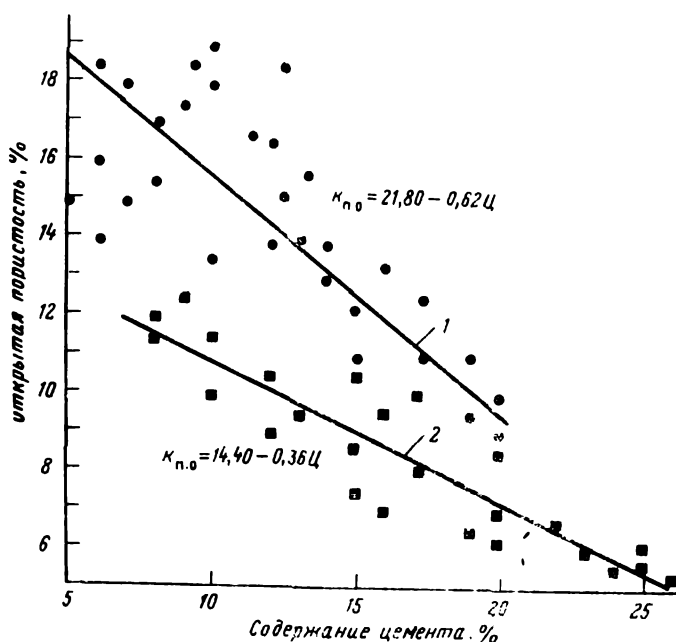


Рис. 17. Зависимость открытой пористости от содержания цемента в келловейских средне- и крупнозернистых песчаниках Восточно-Кубанской впадины:

1 – глинистый цемент ($r_1 = -0,78$); 2 – глинистый и кальцитовый цемент ($r_2 = -0,86$)

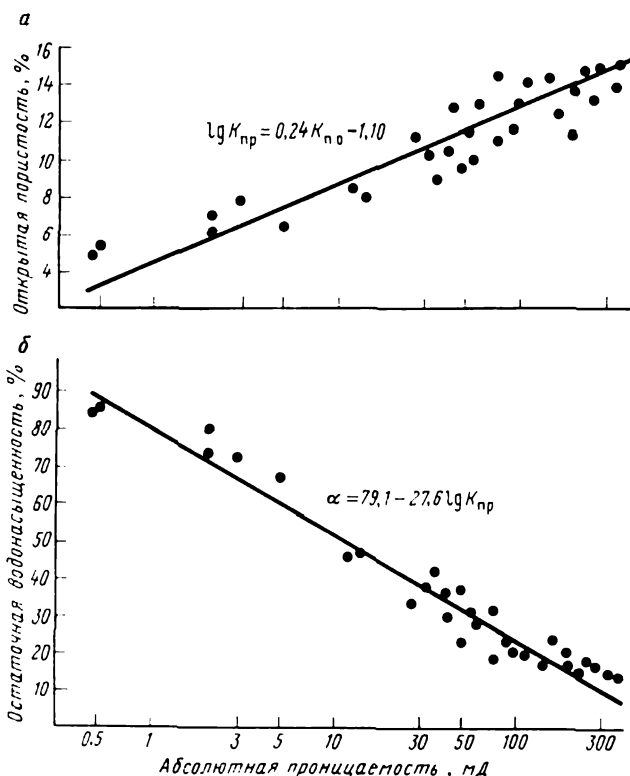


Рис. 18. Взаимосвязи коллекторских свойств келловейских средне- и крупнозернистых песчаников Восточно-Кубанской впадины

а — зависимость проницаемости от открытой пористости ($r = 0,90$); б — зависимость содержания остаточной воды от проницаемости ($r = -0,95$)

(до 12–13%), при увеличении CaCO_3 в цементе до 15% открытая пористость резко снижается до 6–8%. Коэффициенты корреляции ($r = 0,85$ и $r = -0,90$) указывают на тесную связь между рассматриваемыми показателями.

Для наиболее распространенных келловейских терригенных пород — крупно- и среднезернистых песчаников — с достаточно высокими коллекторскими свойствами были получены тесные корреляционные зависимости (рис. 18) между проницаемостью и открытой пористостью, остаточной водонасыщенностью и проницаемостью. Коэффициенты корреляции соответственно равны 0,90 и 0,95. Нижний предел промышленной ценности этих пород-коллекторов при $\alpha = 70 \div 80\%$ составляет: $K_{пр} = 1$ мД, $K_{п.о} = 4,5\%$.

Песчаные породы келловей чередуются с аргиллитами и перекрываются местами (площади Лабинская, Кошехабльская и др.) относительно мощной глинистой покрывкой (до 70 м). По составу аргиллиты каолининово-гидрослюдистые с примесью смешаннослойных мине-

ралов ряда гидрослюда-монтмориллонит с подчиненным значением хлорита. Тонкодисперсные глинистые породы характеризуются незначительной примесью алевритового материала (до 10–12%). Проведенные исследования физических свойств аргиллитов показали, что они сильно уплотнены ($2,65\text{--}2,70\text{ г/см}^3$). Пористость и проницаемость их весьма низкие и составляют соответственно 2–3% и $2\cdot 10^{-4}$ – $1\cdot 10^{-6}$ мД и менее (площади Лабинская, Юбилейная и др.).

Для оценки давления прорыва газа через насыщенные керосином глинистые породы были отобраны четыре образца с площадей Юбилейная, Кошехабльская, Темиргоевская и Лабинская (см. табл. 12). Последний характеризовался повышенным содержанием карбонатного материала (40%) и наличием микротрещин, в связи с чем прорыв произошел уже при 1,5 МПа. В трех других случаях наблюдалось высокое давление прорыва (8–10 МПа), причем с Юбилейной площади исследовался аргиллит из маломощного глинистого прослоя (10 м). Диаметры поровых каналов во всех случаях были небольшими – 0,01–0,05 мкм. Таким образом, все сказанное позволяет считать глинистые породы келловей (без существенной примеси карбонатного материала) высоко надежными по экранирующей способности.

Триасовые породы

В разрезе триаса терригенные породы-коллекторы наибольшее развитие получили в ладинском ярусе в пределах Восточного Предкавказья. Они вскрываются скважинами на глубине от 3000 до 4800 м, при этом наиболее глубоководной зоной, где терригенные породы-коллекторы залегают на глубине свыше 4 км, является Восточно-Манычский прогиб. Поскольку отложения среднего триаса в этом прогибе вскрыты сравнительно небольшим количеством скважин (площади Вишневская, Надеждинская и др.), мы привлекли материал по смежному Прикумскому нефтегазоносному району (площади Урожайненская, Величаевская и др.).

В разрезе среднего триаса мощностью свыше 800 м прослой песчаных разностей составляют пласты мощностью до 20–25 м, залегающие в подошве ладинского яруса. Песчаные породы серые, местами буровато-серые, известковистые с горизонтальной или волнистой текстурой. По составу они в основном кварцевые с незначительной примесью полевых шпатов (2–8%), обломков кремнистых (8–25%) и эффузивных (1–2%) пород. Песчаники преимущественно мелко- и среднезернистые, крупнозернистые разности встречаются в низах ладинского яруса (площади Вишневская, Надеждинская). Отсортированность песчаников в среднем хорошая ($S_0 = 2\div 3,5$), редко $S_0 = 3,5\div 5,0$ в образованиях верхнего триаса. Цемент каолинистово-гидрослюдистого состава распределен по породе неравномерно, часто замещается кальцитом, образующим отдельные участки с базальным типом цементации; особенно это характерно для мелкозернистых



Рис. 19. Песчаник среднезернистый кварцевый с примесью пеплового материала

Площадь Вишневская, скв. 1, интервал 3875–3880 м, увел. 30, николи +, T_3

разностей. Отличительной особенностью последних является сравнительно неплотная упаковка зерен обломочного материала, что предопределило весьма небольшое (15–25%) количество контактируемых зерен и повышенное содержание цемента (25–30%). В верхнетриасовых песчаниках в составе цемента, кроме того, присутствует в виде примеси пепловый материал, который сокращает седиментационную пористость породы (рис. 19).

Открытые поры размером до 15–20 мкм наблюдаются в наиболее распространенных среднезернистых песчаных разностях (площади Величаевская, скв. 35; Южно-Ачикулакская, скв. 8; Урожайненская, скв. 10) до глубин 3700–3800 м. Открытая пористость этих пород достигает 20,5%, в среднем составляя 11%; проницаемость ввиду малого выноса зерна определялась не в каждом отдельном случае, величина этого параметра достигает 355 мД (Величаевская, скв. 35), в среднем составляя 30–40 мД и менее. В мелкозернистых песчаниках открытая пористость не превышает 18–19%, в среднем составляя 9%, а проницаемость 15–20 мД и менее. На глубине более 3800 м резко снижаются коллекторские свойства песчаников, сильнее проявляется трещиноватость, в породах присутствуют микротрещины раскрытостью 5–10 мкм (площади Величаевская, скв. 1; Надеждинская, скв. 2 и др.).

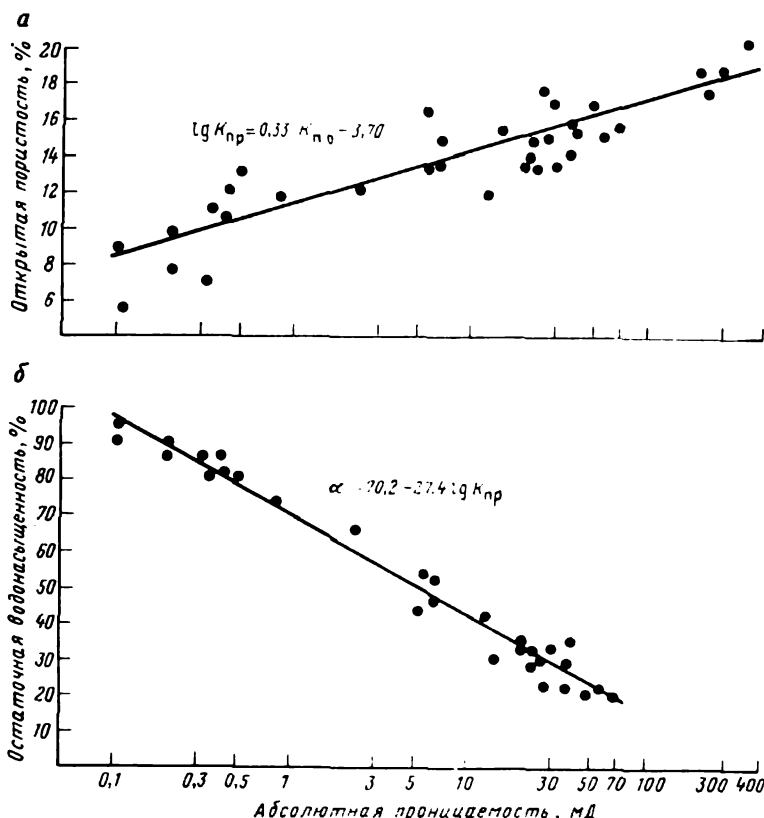


Рис. 20. Взаимосвязи коллекторских свойств среднезернистых песчаников ладинского яруса Восточного Предкавказья

а — зависимость проницаемости от открытой пористости ($r = 0,84$); б — зависимость содержания остаточной воды от проницаемости ($r = -0,97$)

Для наиболее распространенных песчаников ладинского яруса, характеризующихся относительно высокими коллекторскими свойствами и залегающих на глубине свыше 3500 м, были получены эмпирические зависимости между основными коллекторскими параметрами. Так, между открытой пористостью и проницаемостью, остаточной водонасыщенностью и проницаемостью (рис. 20) установлены тесные корреляционные связи (коэффициенты корреляции соответственно равны 0,84 и $-0,97$). При пористости 9–10% проницаемость этих пород составляет лишь 0,2–0,3 мД, увеличиваясь до 300–350 мД при пористости 18–20%. Содержание же остаточной воды снижается от 90–95% ($\kappa_{пр} = 0,1 \div 0,2$ мД) до 20% при проницаемости 50–70 мД.

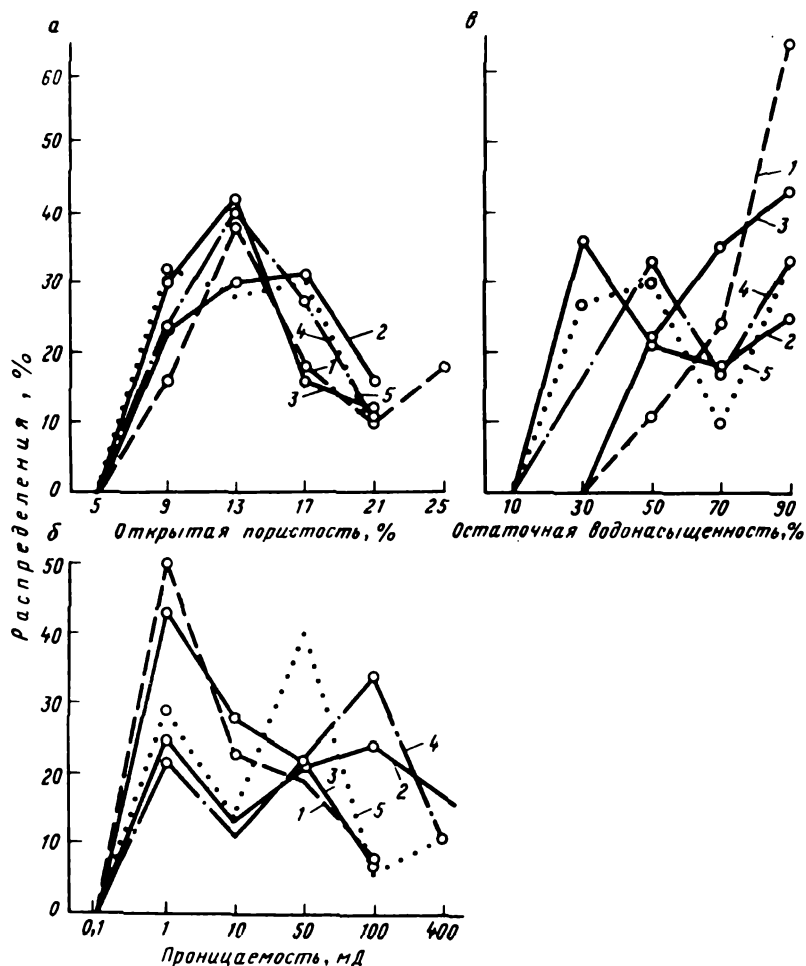


Рис. 21. Распределение основных коллекторских параметров песчаных пород глубокопогруженных зон Предкавказья

а — открытая пористость пород: 1 — апт-альбских (глубина залегания 3000—4500 м) Чернолесской впадины (по 110 обр.); 2 — келловейских (4000—5300 м) Восточно-Кубанской впадины (по 32 обр.); 3 — байос-батских (4000—5600 м) Восточно-Кубанской впадины (по 24 обр.); 4 — плинсбахских (4000—4600 м) Восточно-Кубанской впадины (по 31 обр.); 5 — ладинских (3300—4800 м) Восточного Предкавказья (по 124 обр.); **б** — проницаемость и **в** — остаточная водонасыщенность пород: 1 — апт-альбских Чернолесской впадины (по 37 обр.); 2 — келловейских Восточно-Кубанской впадины (по 71 обр.); 3 — байос-батских Восточно-Кубанской впадины (по 14 обр.); 4 — плинсбахских Восточно-Кубанской впадины (по 18 обр.); 5 — ладинских Восточного Предкавказья (по 35 обр.)

Нижний предел промышленной ценности этих пород-коллекторов при предельном значении $\kappa = 70 \div 80\%$ составляет $\kappa_{\text{пр}} = 1$ мД, $\kappa_{\text{п.о}} = 10,5\%$.

Аргиллиты, перекрывающие песчаники ладинского яруса, по составу каолинитово-гидрослюдистые, часто измененные до серицито-кремнистых. В аргиллитах присутствует примесь песчано-алевритового материала (до 10%), который неравномерно распределяется по породе и снижает экранирующую способность толщи.

Рассмотренные особенности распространения и состава, а также характер изменений емкостных и фильтрационных свойств терригенных пород мезозоя глубокопогруженных зон Предкавказья позволяют сделать следующие выводы.

Коллекторские свойства изученных пород изменяются в широких пределах (рис. 21, табл. 13). Наилучшими емкостными и фильтрационными свойствами (III класс) обладают крупно- и среднезернистые кварцевые песчаники келловейского возраста преимущественно с хорошей степенью отсортированности ($S_0 \leq 3$) и незначительным содержанием каолинитового цемента (до 10%). Указанные песчаные породы вскрыты на глубине более 4000 м на территории Восточно-Кубанской впадины, где их эффективная мощность достигает 60 м (Юбилейная площадь). Открытая пористость песчаников не превышает 15% при достаточно высокой проницаемости (до 360 мД), а содержание остаточной воды характеризуется весьма низкими значениями — до 12–22%. Преобладающий размер пор в крупнозернистых песчаниках колеблется от 30 до 60 мкм, а в среднезернистых от 15 до 30 мкм.

Наличие карбонатного (в основном кальцитового) материала (до 5%) в цементе средне- и мелкозернистых песчаных пород Восточно-Кубанской впадины незначительно ухудшает их коллекторские свойства, при увеличении же указанного материала до 15% открытая пористость пород резко снижается (до 6–8%). Средне- и мелкозернистые песчаники, сцементированные преимущественно карбонатным цементом, содержание которого составляет 15–30%, характеризуются весьма низкими величинами открытой пористости (2–4%) и проницаемости (менее 0,5 мД). Размер открытых пор в них достигает лишь 1,5–2 мкм. Указанные песчаные породы не могут рассматриваться как коллекторы порового типа.

Коллекторские свойства мелкозернистых кварцевых песчаников с глинистым цементом, широко развитых в нижнемеловых (Чернолесская впадина и Терско-Каспийский прогиб) и верхнеюрских (центральная часть Восточно-Кубанской впадины) отложениях в зависимости от их состава и степени постдиагенетических преобразований сильно различаются. Так, в нижнем мелу на указанной территории распространены песчаники с преимущественно гидрослюдистым цементом, содержание которого достигает 35–40% (площади Отказненская, Березкинская) и $S_0 = 2,5 \div 4,0$. При этом наилучшими емкостными и фильтрационными свойствами обладают породы аптальбского возраста на глубине 3000–4000 м. Открытая пористость

Таблица 13

Максимальные значения коллекторских параметров песчано-алевритовых пород Предкавказья на больших глубинах

Площадь	Скважина	Интервал глубин, м	Возраст	Пористость, %	Проницаемость, мД	Остаточная водо- насыщенность, %	Преобладающий размер пор, мкм	Порода
Западное Предкавказье								
Никопенская	2	4029—4039	J ₃ Cl	8,5	12	48	2,7	Песчаник крупнозернистый
Южно-Соколовская	1	4063—4067	J ₃ Cl	15,1	365	14	15—30	Песчаник гравелистый
Северо-Казанская	2	4043—4046	J ₃ Cl	14,0	112	20	25—60	То же
— " —	2	4049—4051	J ₃ Cl	10,5	41	30	2—5 и 10—20	Песчаник разномзернистый
Юбилейная	2	4445—4455	J ₃ Cl	10	47	25	20—35	Песчаник среднезернистый
— " —	3	4337—4342	J ₃ Cl	13,2	270	15	20—40	То же
— " —	14	4664—4669	J ₂ bj	13,5	65	32	16—32	— " —
— " —	25	4315—4317	J ₃ Cl	15,0	267	15	20—40	— " —
Тенгинская	2	4623—4624	J ₃ Cl	9,7	5	28	4—13	Песчаник мелкозернистый
Ловлинская	1	4068—4070	J ₁ pl	14,5	84	34	—	Песчаник крупнозернистый
Медведовская	2	5604—5607	J ₃	11,7	277	25	—	Песчаник крупнозернистый
Лабинская	5	4904—4914	J ₃ Cl	19,0	92	32	10—25	Песчаник мелкозернистый
Левкинская	80	4297—4300	f	10,5	2,5	60	—	Алеврит

				Восточное Предкавказье							
				K _{1h}	11,7	1,2					
Советская	6	4265-4272		K _{1a}	16,0	14			0,05-0,10	Песчаник мелкозернистый	
Стелювская	1	3952-3957							5-10	То же	
— " —	4	4194-4200		K _{1a}	13,3	8			4-8	— " —	
Курская	2	4154-4158		K _{1a}	9,6	0,15			—	— " —	
Соломенская	1	4058-4064		K _{1b}	9,5	0,2			—	— " —	
Березкинская	1	4201-4210		K _{1a}	13,2	4			—	— " —	
Бурунная	1	5106-5108		K _{1a}	6,0	0,1			0,02-0,05	— " —	
Хаян-Корт	49	4125-4129		K _{1a}	7,0	0,2			—	— " —	
Величаевская	35	3570-3575		T ₃	20,5	355			—	Туфопесчаник	
Урожайненская	11	3672-3677		T ₃	15,0	21			—	— " —	

этих коллекторов колеблется от 10 до 25%, проницаемость от 1 до 70 мД, остаточная водонасыщенность от 42 до 80% (IV класс); преобладающий размер открытых пор 8–12 мкм. На глубине более 4000 м коллекторские свойства песчаников сильно ухудшаются и составляют соответственно $k_{п.о} = 12 \div 14\%$, $k_{пр}$ — лишь 1–3 мД (V класс), размер открытых пор до 5 мкм, т.е. практического значения эти породы-коллекторы не имеют. Следует отметить, что в указанных породах наблюдаются лишь отдельные разнонаправленные микротрещины (в отличие от образований, развитых на складчатом борту и в осевой части Терско-Каспийского прогиба, в которых отмечается сильная трещиноватость).

В келловейских мелкозернистых песчаниках (глубины свыше 4900 м) содержание преимущественно каолинитового цемента достигает 15–20%, а $S_0 \leq 3$. Открытая пористость этих пород не превышает 15–18%, в то же время проницаемость достигает достаточно высоких значений — 100–110 мД, а содержание остаточной воды понижается до 25–30% (IV и III классы); размер поровых каналов составляет в основном 8–20 мкм.

Глинистые породы, перекрывающие рассмотренные песчаные породы-коллекторы, характеризуются близким минералогическим составом. В основном это тонкоцеллюлярная масса преимущественно гидрослюдистого состава с подчиненным значением монтмориллонита и гидрослюды. С глубиной увеличивается содержание хлорита, и смешаннослойные образования переходят в гидрослюд, что повышает способность этих пород к трещинообразованию. Изученные породы характеризуются высокой (альбская и келловейская покрывки), средней (аптская покрывка) и пониженной (келловей-оксфордская покрывка) экранирующей способностью. В двух последних случаях ухудшение изолирующих свойств глинистых пород связано с опесчаниванием (нижнеаптская покрывка на юго-востоке Чернолесской впадины) и наличием карбонатного материала (до 60%) в келловей-оксфордской покрывке в центральной части Восточно-Кубанской впадины. Последняя может служить коллектором для залежей углеводородов (площади Лабинская, Кошехабльская и др.).

В результате изучения триасовых (ладинский ярус) терригенных пород можно заключить, что наилучшими коллекторскими свойствами обладают наиболее распространенные среднезернистые песчаники с каолининово-гидрослюдистым цементом, содержание которого достигает 25–30% и $S_0 = 2 \div 3,5$. Следует отметить, что достаточно высокая открытая пористость (до 20,5%, в среднем 11%) и проницаемость (до 355 мД, в среднем 30–40 мД) сохраняются до глубины 3700–3800 м (размер открытых пор в этих породах достигает 15–20 мкм). На больших глубинах коллекторские свойства песчаников резко снижаются (V и VI классы), здесь сильнее проявляется трещиноватость, в породах присутствуют микротрещины раскрытостью 5–10 мкм.

Установленные тесные корреляционные зависимости между основными коллекторскими параметрами наиболее перспективных на нефть и газ пород позволяют более достоверно оценить коллекторы и определить нижний предел их промышленной ценности.

В целом по результатам литолого-физических исследований терригенных пород в различных регионах можно заключить, что на характер изменений емкостных и фильтрационных свойств песчано-алевритовых образований решающее влияние оказали постдиагенетические преобразования. В одних случаях эти процессы сильно видоизменили поровое пространство песчаников, что привело к ухудшению их коллекторских свойств, а в других не повлияли на благоприятные коллекторские свойства пород даже на больших глубинах (свыше 4000 м). Поэтому необходимо проводить детальные исследования влияния вторичных изменений на емкостные и фильтрационные свойства пород.

ОСНОВНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ИЗМЕНЕНИЕ ЕМКОСТНЫХ И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД

На особенности развития пород-коллекторов в глубокопогруженных зонах большое воздействие оказали геологическая обстановка времени накопления отложений, история развития этих зон и гидрогеологическая обстановка в них. Решающим образом влияют на изменение емкостных и фильтрационных свойств терригенных пород на больших глубинах, по мнению большинства исследователей, постседиментационные преобразования, в связи с чем крайне необходимо детальное их изучение.

В сложном и длительном процессе вторичных изменений пород выделяется ряд стадий и этапов, однако в отношении объема и сущности явлений, происходящих в этих стадиях, среди исследователей нет полного единогласия. Так, Н.М. Страхов [118] в истории развития осадочной породы выделяет три существенно различные стадии: 1) седиментогенез, т.е. образование осадка; 2) диагенез, или превращение осадка в осадочную породу; 3) эпигенез, который представляет собой совокупность процессов — изменений, происходящих в сформированных осадочных породах, включая преобразование их в метаморфические породы.

Л.Б. Рухин [107] предложил различать прогрессивный и регрессивный эпигенез. Понятие "эпигенез", согласно многим авторам (Н.М. Страхов [118]; А.Г. Коссовская и В.Д. Шутов [61]; А.В. Копелиович [67] и др.), не включает в себя поверхностного выветривания (или гипергенеза, по А.Е. Ферсману, 1962 г.), хотя другие авторы (Л.Б. Рухин [107]; Л.В. Пустовалов [104] и др.), понимая эпигенез более широко, включают в него все изменения сформированных пород, кроме явного метаморфизма. В данной работе мы придерживаемся следующего принципа разграничения регрессивного эпигенеза и гипергенеза: выветривание пород, происходящее ниже уровня подземных вод, именуется регрессивным эпигенезом, тогда как выветривание их выше уровня подземных вод — гипергенезом.

Зарубежные авторы (З. Суйковский, 1958 г.; Дж. Гловер, 1964 г.; У. Хуан [135]; Я. Фейербридж [127] и др.) понятие стадии диагенеза распространяют на все постседиментационные преобразования пород, иногда подразделяя диагенез на ранний и поздний. Такая терминология применялась раньше и в отечественной литературе (М.С. Швецов, 1948 г.; Л.В. Пустовалов [104] и др.), причем имелось в виду, что поздний диаге-

нез может постепенно сливаться с метаморфизмом, т.е. его отождествлять с эпигенезом.

Многие исследователи (А.Г. Коссовская и В.Д. Шутов, 1963 г., А.В. Копелиович [67] и др.) пользуются термином "эпигенез", вкладывая в него понятие о катагенезе. О.А. Черников [141] отмечает, что под катагенезом понимают совокупность процессов изменения, при которых происходит нарушение первичной обломочной структуры пород. Для этой стадии характерно широкое развитие структур растворения под давлением. Наиболее дробная шкала катагенеза базируется на свойствах органического вещества, в частности на отражательной способности и показателе преломления витринита (И.И. Аммосов [5]; Н.Б. Вассоевич и др. 1969 г.). Однако при определении ступеней катагенеза по оптическим свойствам витринита не всегда получаются однозначные результаты. На исследуемой углистой частичке катагенез может сказываться различно в зависимости от типа породы, структуры ее порового пространства, проницаемости и т.д. Кроме того, как указывают Н.Б. Вассоевич и др. (1969 г.), разные углистые частички могли претерпеть различные изменения еще до своего захоронения, так как углистый детрит в осадке является аллотигенным. Эти же исследователи отмечают, что при должной тщательности, определяя каждый раз два-три оптических параметра витринита и производя их часовые замеры, можно с достаточной обоснованностью выделять этапы и подэтапы катагенеза осадков.

Н.М. Страхов и Н.В. Логвиненко [119] предлагают различать термины, выражающие сущность процесса и применяемые для обозначения стадий и этапов породообразования — гипергенез, седиментогенез, диагенез, катагенез, метагенез и др., — и термины свободного пользования. Последние по установившейся традиции условно можно применять как временные, показывающие время и последовательность прохождения процесса без строго установленных границ (со скользящей шкалой) — прогенез, сингенез, эпигенез. Этот принцип выделения стадий преобразований осадочных отложений мы соблюдаем в настоящей работе.

Ряд авторов (Л.Б. Рухин [107]; А.А. Сауков, 1966 г.; Н.В. Логвиненко [77]) проводит границу между зонами катагенеза и метаморфизма на основании типовой характеристики геологического разреза, считая верхним пределом для зоны развития осадочных пород температуру около 200°C. А.В. Копелиович [67] принимает в качестве граничной для названных выше зон температуру 70–100°C. Однако Б.К. Прошляков [103] по материалам бурения Аралсорской скв. СГ-1 (Прикаспийская впадина) указывает, что на глубине 6500 м при 163°C породы являются еще типично осадочными, а не метаморфическими. Подобные примеры имеются и по другим территориям, в частности по Предкавказью (Бурунная, скв. 1; Темиргоевская, скв. 8; Отказненская, скв. 8 и др.). Глубина вторичных изменений осадочных пород в глубоких скважинах при температуре 140–170°C позволила Б.К. Прошлякову утверждать, что температурная граница между зонами катагенеза и метаморфизма проходит вблизи 200°C.

По Н.Б. Вассоевичу [27], нижняя граница зоны катагенеза определяется по потере пористости всеми породами и преобразованию органического вещества до стадии антрацитов (включительно). Такой подход к решению вопроса о границах зоны катагенеза нам представляется наиболее обоснованным.

Основной причиной постседиментационных преобразований является первоначальное отсутствие или нарушение состояния физико-химического равновесия между составными частями пород, между породой и окружающей ее средой. Это явление возникает как в процессе осадкообразования, так и позже, в результате действия тектонических сил, сопровождающихся не только погружением, но и воздыманием осадочных комплексов.

По мере погружения отложений и перекрытия их вновь образовавшимися осадками возрастает геостатическое давление, что приводит к более плотной упаковке обломочных зерен в породах. Уплотнение за счет механической перегруппировки частиц, как указывает ряд исследователей [103, 139 и др.], завершается в обломочных породах, в основном на глубине 1000–1500 м. Ниже этой глубины механизм уплотнения существенно меняется, происходит деформация отдельных частиц, растворение их в присутствии воды в точках соприкосновения друг с другом. Кроме того, уплотнение терригенных образований происходит и в результате вторичных выделений кремнезема, кальцита, новообразований глинистых минералов, которые заполняют поровые каналы пород. По материалам бурения скв. СГ-1 Аралсорской Б.К. Прошляков [103] отмечает, что слабоуплотненные и уплотненные терригенные породы сохраняются до глубин 3000 м с общей пористостью соответственно 25–40 и 15–25%, а ниже до 6000 м и более встречается сильно уплотненные породы с пористостью 5–15 и менее 5%. В этой же скважине на глубине 6800 м общая пористость аргиллитов составляет 4–6%, а плотность — 2,60–2,62 г/см³. На рис. 22 показан характер изменения средней пористости песчано-алевритовых пород с глубиной залегания по различным регионам СССР. На глубинах 5000–6000 м (Предкавказье) средняя пористость пород достигает достаточно высоких величин — 15–16%.

При уплотнении глинистых осадков Н.Б. Вассоевич [26] выделяет четыре стадии: свободного и затрудненного (в диагенезе) уплотнения, сильно и весьма затрудненного (в катагенезе) уплотнения. Для глин, подвергшихся уплотнению на первой стадии, пористость колеблется от 85 до 65 %, а на второй стадии — от 45 до 35% (или до 30%, по Г. Мюллеру, 1971 г.). В зоне катагенеза начинается и усиливается переход смешаннослойных глинистых минералов монтмориллонит-гидрослюдистого состава в гидрослюда с освобождением связанной воды. Этот процесс М. Пауэрс [156] считает основным в возникновении аномально высоких давлений. Однако Н.А. Еременко и С.Г. Неручев [43] подчеркивают, что выделяемая из разбухающих глин вода не является основной причиной аномалий давлений. Это вытекает из распространения АВПД, которые наблюдаются и за пределами возможного развития монтмориллонитовых глин.

Вторичный монтмориллонитовый цемент, свойственный ранним стадиям преобразования пород [109], оказывает сильное влияние на их коллекторские свойства. Авторы указывают, что разбухающие слои в цементе обуславливают резкое уменьшение (Са-разновидность) или полную ликвидацию (На-разновидность) межблоковых промежутков, а также повышение количества связанной воды в капиллярах. В дальнейшем на стадиях среднего и позднего катагенеза аутигенный монтмориллонит, как и его аллотигенная разность, постепенно переходит в смешанно-слоистые образования с относительно небольшим содержанием лабильных слоев [103]. В результате последнего обстоятельства уменьшается разбухаемость глинистого цемента и замедляется процесс снижения проницаемости глубокопогруженных пород.

Ю.В. Мухин [86] и В.Д. Ломтадзе [78] отмечают, что отделение свободной воды в процессе уплотнения глин в основном заканчивается на глубинах 400–800 м. При большой нагрузке на глубине до 1500–2000 м удаляется вся свободная и в значительной мере рыхлосвязанная вода; в глинистых породах, залегающих более глубоко, содержится лишь прочносвязанная вода. Согласно лабораторным исследованиям В.Д. Ломтадзе [78], физически связанная вода отделяется от твердой фазы при давлении 300–500 МПа. Освобождающиеся на больших глубинах воды оказывают большое

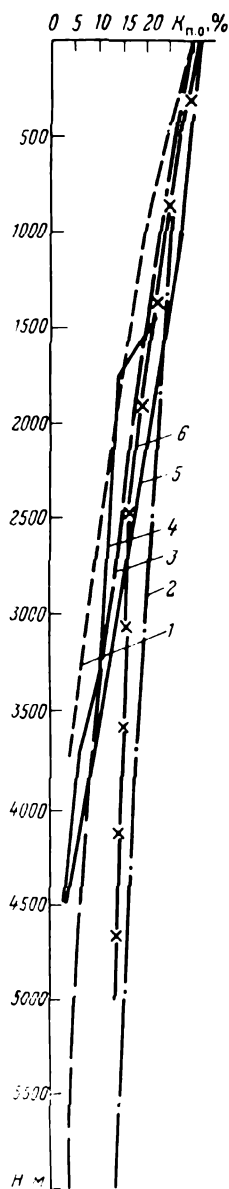


Рис. 22. Изменение средней пористости песчано-алевритовых пород с глубиной залегания

1 — мелкозернистые кварцевые песчаники девона Нижнего Поволжья (по П.А. Карпову, 1964); 2 — мелкозернистые кварцевые песчаники продуктивной толщи плиоцена Апшеронского полуострова (по Г.М. Теодоровичу и А.А. Чернову, 1968); 3 — песчаники Северного Кавказа (по В.М. Добрынину, 1965); 4 — песчано-алевритовые породы нижнего мела Западного Предкавказья (по А.З. Бедчеру и др., 1973); 5 — алевриты кумской свиты Западно-Кубанского прогиба (по И.М. Горбанец, 1973); 6 — песчаники плиоцена Центрального Апшерона (по А.И. Алиеву и др., 1973)

влияние на процессы растворения, перераспределения вещества в породе и минерального новообразования.

Растворение минеральных и органических компонентов породы, наблюдаемое в постдиагенетическую стадию, в значительной мере сказывается на солёности подземных вод, достигающей 30 г/100 г раствора и более. Согласно Б.К. Прошлякову [103], в песчано-алевритовых породах мезозоя Прикаспийской впадины растворены более половины исходного количества кальцита, заметная часть кварца, полевых шпатов и др. Продукты растворения минералов являются исходным материалом для образования новых природных соединений (кварц, кальцит, халцедон, гидрослюда и др.).

Геологическое время существенно влияет на процесс растворения кварца и характер распределения конформных и регенерационных структур. Так, на Апшеронском полуострове в нефтеносных терригенных отложениях палеогенового возраста на глубине 4400–4550 м наблюдаются лишь слабые признаки растворения и регенерации зерен кварца, в девонских же отложениях Тимано-Печорской впадины регенерация кварца выражена на глубине 2600–3000 м, а коррозия зерен кварца, начиная с 3143 м [128]. Эти же процессы отмечаются в палеозойских отложениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции ([139]; П.А. Карпов, 1965 г.) и в доордовикских породах Приднестровья [67].

Многие исследователи [57, 67, 153 и др.] подчеркивают, что поступление кремнезема в песчаники и алевриты происходит главным образом в результате растворения в глинах обломочных зерен кварца. Экспериментальные данные И.Г. Киссина и С.И. Пахомова (1967 г.) показывают, что растворимость кремнезема при температуре 100–200°C в глинах значительно выше, чем кремнезема, находящегося в алевритах. Поэтому при погружении пород в первую очередь будет растворяться и затем удаляться кремнезем из глин, который может служить материалом для регенерации обломочных зерен в песчаниках. По данным К. Тове [158], при преобразовании 100 г чистого монтмориллонита в гидрослуду высвобождается 3 г кремнезема.

Интересные результаты были получены Н.Н. Бакун и Л.А. Коцербой [11] при изучении вторичного порового пространства терригенных пород. Они исследовали комплекс морфологических и генетических признаков пор в связи с катагенетическими минерало-структурными преобразованиями этих пород-коллекторов. По соотношению размеров обломочных зерен и вторичных пор, морфологии вторичных пор и их границам, развитию вторичных пор по разным частям твердой фазы коллектора авторы выделили два основных вида вторичной пористости — межзерновую и внутризерновую (табл. 14). Практическую ценность имеет в основном межзерновая вторичная пористость.

При преобладающем развитии I, II и III морфологических разновидностей вторичной пористости авторы отмечают улучшение емкостных и значительное улучшение фильтрационных свойств пород, что определяет их переход в высшие классы коллекторов. Аналогичную картину мы наблюдали при исследовании песчаных коллекторов на больших глубинах в Западном Предкавказье (площади Юбилейная, Лабинская и др.).

Изменение свойств терригенных коллекторов при развитии в них вторичной межзерновой пористости (по Н.Н. Бакун, Л.А. Коцеруба [11])

Морфологические разновидности вторичной пористости, устанавливаемые в шлифах	Увеличение пористости		Увеличение проницаемости
	открытой	эффективной	
I. Соединяющиеся поры сложной формы. Их размеры могут превышать преобладающий размер обломочных зерен. Границы частично мелкоизвилистые	В 3 – 4 раза Переход в высшие классы коллекторов	В 15 раз	Значительное
II. Щелевидные поры, по длине превышающие максимальные размеры зерен. Границы обычно мелкоизвилистые	До 3% Переход в высшие классы коллекторов	До 5%	Значительное
III. Освобожденные межзерновые поры, размер которых меньше размера обломочных зерен. Отличаются от соседних пор отсутствием карбонатных или других минералов, входящих в состав цемента. Нередко сохраняются реликты этих минералов, имеющие мелкоизвилистые границы	До 20% Переход в высшие классы коллекторов	В 2 раза	На порядок
IV. Расширения межзерновых пор и каналов; размер их меньше половины диаметра зерен, они имеют вид "ниш" и "заливов" неправильной формы с мелкоизвилистыми границами, которые нарушают поверхность: а) обломочных зерен; б) кристаллических агрегатов цемента	До 3% Улучшение свойств в пределах того же класса коллекторов. Иногда возможен переход в высший класс	До 5%	Незначительное
Поры внутри обломочных зерен кристаллических агрегатов цемента. Развиваются преимущественно в зернах полевых шпатов, эффузивов, обломков пород, прилегающих к межзерновым порам. Реже встречаются в менее пористых участках породы	До 3% Незначительное улучшение свойств в пределах того же класса коллекторов	Незначительное	Практически не увеличивается

Весьма интересные данные влияния постдиагенетических процессов (раскристаллизации, регенерации обломочных зерен, карбонатизации) на емкостные свойства пород приводят З.А. Бакиров и Н.А. Скибицкая (1977 г.) на примере верхнеюрских пород Западной Сибири и образований верхнего девона Прикаспийской впадины. Авторы подчеркивают,

что в результате указанных процессов происходит снижение диффузионно-адсорбционной активности пород, а это, в свою очередь, приводит к уменьшению водоудерживающей способности и увеличению коэффициентов нефтегазонасыщения. Таким образом, происходит рост доли эффективного объема в общей величине открытых пор. Благодаря этому катагенетические процессы приводят к менее интенсивному снижению с глубиной эффективной емкости по сравнению с открытой пористостью, что необходимо учитывать при прогнозе коллекторских свойств глубокопогруженных отложений.

К.Р. Чепиков и В.В. Меннер [140] подчеркивают, что для сравнительной оценки "вторичного уплотнения" (постседиментационных преобразований) терригенных пород и прогноза изменения их коллекторских свойств необходимо изучение истории геологического развития, в частности анализ величин палеопогружения осадочных толщ. Исследователи отмечают, что в краевых прогибах (подобных Предуральскому и Предверхолянскому) хорошие поровые коллекторы в доорогенном комплексе могут быть развиты преимущественно в приплатформенной зоне и в пределах поперечных доскладчатых конседиментационных поднятий. В Предуральском прогибе на севере Пермской области (Соликамская впадина) продуктивные песчано-алевритовые породы девона и нижнего карбона испытывали максимальные погружения до 3—4,5 км, а палеотемпературы соответствовали жирной стадии катагенеза [80]. Породы-коллекторы порового типа распространены здесь в основном во внешней зоне прогиба. Севернее, в пределах Коми АССР, указанные терригенные толщи характеризуются большими глубинами палеопогружений (до 6—9 км) и высокими палеотемпературами. Это обусловило более сильную степень постседиментационных изменений и весьма низкую пористость пород не только во внутренней, но и во внешней зоне прогиба. Таким образом, условия сохранения поровых терригенных коллекторов во внешней зоне краевого прогиба более благоприятны, чем во внутренней (это наблюдается и в рассмотренном в работе Терско-Каспийском передовом прогибе). Необходимо отметить важность изучения истории геологического развития для выяснения характера постседиментационных преобразований осадочных толщ и особенностей распространения в них коллекторов.

В целом постдиагенетические изменения пород, происходящие на стадии эпигенеза (катагенеза), можно свести к следующим основным процессам: 1) механическое уплотнение; 2) минеральное новообразование; 3) растворение компонентов породы, неустойчивых в данной термодинамической и геохимической обстановке; 4) обезвоживание и 5) перекристаллизация.

В настоящей работе основное внимание уделено таким важнейшим вторичным изменениям терригенных пород, как аутигенное минералообразование и уплотнение, рассмотрено влияние этих преобразований на структуру порового пространства и соответственно на емкостные и фильтрационные свойства пород. Как отмечалось в главе П, исследование нижнемеловых, юрских и триасовых песчаных пород как возможных

коллекторов нефти и газа в глубоководных зонах Предкавказья проводилось комплексно с привлечением общегеологических данных.

Характер отложений в рассматриваемых районах во многом предопределяется историей их геологического развития. Так, в среднетриасовое (ладинское) время осадконакопление осуществлялось в мелководной обширной лагуне опресненного типа в условиях теплого сухого климата. В конце ладинского века климат стал более сухим и жарким, шло накопление уже карбонатных осадков — известняков и доломитов. Основными источниками сноса терригенного материала в рассматриваемое время являлись Ставропольский свод, вал Карпинского и Озексуатский палеовыступ, сложенные красноцветными терригенными породами перми и глинистыми сланцами карбона.

В позднетриасовое время существовали эпиконтинентальные условия, при которых вулканогенно-осадочные образования накапливались в обмелевшей обширной лагуне. При этом, видимо, происходило почти полное отделение лагуны от открытого моря, а местами даже частичное ее осушение (П.С. Жабрева и др., 1975 г.). Излияние магмы осуществлялось в неглубокой субаквальной среде, поэтому пепловый материал разносился ветром на значительное расстояние от очагов извержений. Вдали от очагов излияния магмы к пепловому материалу примешивались продукты осадочной дифференциации. Осаждению из воды гидроокислов железа и гематита способствовали гидротермы, в результате чего указанные отложения приобрели красноватый оттенок.

Накопление осадков в нижнеюрскую эпоху осуществлялось в умеренно глубоководном бассейне, причем обломочный материал поступал в зону седиментации с Армави́ро-Невинномы́сского вала, Усть-Лабинского выступа, Передового и Главного хребтов. В плинсбахское время происходило формирование преимущественно песчано-алевритовых осадков с прослоями глин, а в тоарское — в основном глинистых отложений. В предтоарское время песчаные образования плинсбаха в бортовой (восточной) части Восточно-Кубанской впадины были выведены на дневную поверхность и подверглись выветриванию и децементации.

В среднеюрскую эпоху на рассматриваемой территории происходило накопление преимущественно глинистых образований в ааленское время и песчано-алевритовых в байос-бате (в условиях мелководного шельфа). Верхнебатские отложения на большей части указанного района размыты в предкелловейское время.

В келловейское время процесс седиментации протекал в относительно мелководном бассейне, в условиях быстро нарастающей трансгрессии. В верхнеюрское время, по данным К.О. Ростовцева [106], в осадконакоплении существовал ряд перерывов локального характера на рубеже среднего и верхнего келловей, оксфорда и кимериджа. Основной же перерыв фиксируется на рубеже раннемелового времени, когда келловейские отложения были подняты на дневную поверхность (бортовые части Восточно-Кубанской впадины) или близко к ней (центральная часть впадины) и подверглись значительной денудации и размытию.

В нижнемеловую эпоху на рассматриваемой территории осадконакопление происходило в морском бассейне открытого типа, имеющего более

или менее постоянную связь с мировым океаном, в условиях влажного теплого климата. В начале формирования отложений нижнемеловой карбонатно-терригенной формации в валанжинский и готеривский века максимальные погружения происходили в южной части Чернолесской впадины, в зоне, отвечающей современному положению Терско-Каспийского прогиба. Морской бассейн, в котором отлагались указанные осадки, отвечал мелководному, местами умеренно-глубоководному бассейну нормальной солености. Положение береговой линии было достаточно близким к границе современного распространения отложений.

На рубеже готеривского и барремского веков происходила регрессия моря, о чем свидетельствует трансгрессивное залегание отложений баррема на подстилающих готеривских породах. Накопление осадков баррема осуществлялось примерно в тех же условиях, что и рассмотренных выше готеривских отложений, причем процесс седиментации протекал в мелководном бассейне нормальной солености.

В аптское и альбское время накапливался исключительно терригенный материал как в условиях мелководья, в зоне развития волнений, так и в умеренно-глубоководной обстановке.

Как известно, на формирование и развитие песчано-алевритовых пород большое влияние оказывают условия осадконакопления. Необходимо указать на наличие в разрезе мезозойских отложений в рассмотренных глубокопогруженных зонах Предкавказья размывов (предтоарский, предкелловейский и преднижнемеловой), в период которых отложения были выведены на дневную поверхность (или близко к ней) и подверглись воздействию атмосферных факторов. Это в большой степени предопределяет присутствие вблизи таких поверхностей пород с благоприятными коллекторскими свойствами (за счет инфильтрации вод, выветривания и т.д.), что необходимо учитывать при прогнозировании зон развития пород-коллекторов.

При поисках залежей нефти и газа в глубокопогруженных зонах резко возрастает значение гидрогеологической обстановки, которая на больших глубинах существенно влияет на формирование пород-коллекторов.

Особенностью рассматриваемых глубокопогруженных зон является широкое проявление в них аномально высоких пластовых давлений (АВПД), природа которых до сих пор окончательно не выяснена. Большинство исследователей считает одним из самых необходимых условий для существования АВПД наличие закрытых гидродинамических систем. В отношении самого источника АВПД мнения авторов разделились: одни связывают его с глубинным источником (К.А. Аникиев [6]; М.В. Мирошников и др., 1973 г. и др.), другие исключают миграцию флюидов снизу и выдвигают самые различные причины возникновения АВПД — гидростатическое, геостатическое и геотектоническое давления, вторичные явления цементации проницаемых пластов и др. [125].

Современные представления о природе АВПД наиболее полно рассмотрены в сводке Е.В. Кучерука и Л.П. Шендерей [73]. Авторы показали, что число гипотез, касающихся источника АВПД, в настоящее время превосходит два десятка, объединяя широкий круг факторов от косми-

ческих до биохимических: Все эти факторы можно разделить на две большие группы: экзогенного и эндогенного происхождения. В первую входят гипотезы уплотнения, катагенетических преобразований пород, осмоса, превращения углеводов, теплового воздействия на залежь. Вторую группу составляют гипотезы тектогенеза, внедрения флюидов из подкоровых глубин. Большинство исследователей совершенно правильно отмечают сохранение достаточно высоких коллекторских свойств пород в зонах развития АВПД. Однако наблюдается это не повсеместно, что, в частности, можно видеть на примере юрских пород-коллекторов Восточно-Кубанской впадины. Поэтому к решению вопроса о возможности сохранения породами высоких емкостных и фильтрационных свойств на больших глубинах необходимо подходить комплексно, учитывая также общегеологические данные.

М.В. Мирошников считает причиной существования высоконапорных флюидов в мезозойском разрезе Восточного Предкавказья, верхнеюрские соленосные отложения, мощность которых в Чернолесской впадине превышает 800 м. Под воздействием больших нагрузок соль затекает в трещиноватые зоны как ниже- так и вышележащих образований и поддерживает в них АВПД. Влияние верхнеюрского соленосного комплекса особенно сказывается на неокомских отложениях, что четко отмечается в Чернолесской впадине и на платформенном борту Терско-Каспийского прогиба. Например, на Советской площади при глубине залегания водоносного горизонта 4200—4300 м (готерив-барремский ярус) и минерализации вод 3700 мг-экв/л пластовое давление ($p_{пл}$) достигает 62 МПа (коэффициент аномальности равен 1,46). К центру впадины на Сухопадинской площади отмеченные гидрогеологические показатели несколько выше и составляют соответственно 4000 мг-экв/л и 80 МПа (коэффициент аномальности достигает 1,9), что указывает на более тесную связь рассматриваемых образований на этой площади с соленосной толщей. По составу воды здесь хлоридно-кальциевые, редко хлоридно-натриево-кальциевые; они характеризуются застойным режимом с максимальной газонасыщенностью от 1600 (центральная часть Чернолесской впадины) до 2500 см³/л (юго-восточная часть района).

Вверх по разрезу влияние гипсо-ангидритовой толщи уменьшается, аптская водоносная система имеет уже более открытый характер, чем готерив-барремская. В северной части впадины выделяется инфильтрационный поток с напорами вод от +800 до +900 м и менее, к юго-востоку застойность вод увеличивается и напоры достигают уже +1200 м. В последнем наиболее погруженном районе (площади Советская, Курская) на глубине 4000—4200 м $p_{пл}$ достигает 50—55 МПа (коэффициент аномальности порядка 1,37), увеличиваясь в восточном направлении. По составу воды хлоридно-натриевые с достаточно высокой газонасыщенностью (2000—3000 см³/л) и минерализацией (до 3500 мг-экв/л). Притоки вод в основном слабые — до 10—13 м³/сут и только на Советской площади превышают 200 м³/сут.

Альбская водонапорная система является более открытой, чем рассмотренные выше. Она хорошо связана с выходом отложений этого яру-

са на дневную поверхность, поэтому пластовое давление, как правило, соответствует гидростатическому. Так, на Советской площади (интервал 3596—3610 м) $p_{пл} = 39$ МПа, а напор вод достигает +600 м. К юго-востоку при погружении этого водоносного комплекса (Курская площадь) в нем появляется АВПД в напорами вод свыше +1300 м, но зона с распространением АВПД по сравнению с аптским водоносным комплексом сокращается.

Открытая гидродинамическая система альбского возраста находит свое отражение и в гидрохимии. Так, минерализация вод на Советской площади составляет около 1300 мг-экв/л, снижаясь к западу; увеличение же минерализации наблюдается в восточном направлении в зоне развития АВПД, достигая 3000 мг-экв/л на Курской площади. По составу воды хлоридно-натриевые с достаточно высокой газонасыщенностью (до 3500 см³/л). Рассматриваемые образования, так же как и аптские отложения, характеризуются слабой водообильностью, притоки вод обычно не превышают 10—12 м³/сут, только в сторону Минераловодского выступа они увеличиваются, составляя на Лысогорской площади около 200 м³/сут.

Исходя из изложенного выше, в нижнемеловых отложениях наиболее застойная гидрогеологическая обстановка, благоприятная, по данным В.Н. Корценштейна, 1964 г.; М.В. Мирошникова и др., 1973 г. и др. для формирования и сохранения залежей нефти и газа, существует в неомских образованиях. Аналогичная обстановка с развитием преимущественно хлоркальциевых вод высокой минерализации и наличием АВПД характерна и для апт-альбских отложений, но только в районах их глубокого погружения (юго-восточная часть Чернолесской впадины и Терско-Каспийский прогиб). На большей части рассматриваемой территории апт-альбские образования характеризуются гидрогеологической обстановкой открытого типа (особенно широко она распространена в альбской водонапорной системе) с развитием инфильтрационных вод хлоридно-натриевого состава. Газонасыщенность вод остается достаточно высокой (до 3000—3500 см³/л), но притоки уменьшаются и достигают 10—13, редко 200 м³/сут (Советская площадь).

Залегающие ниже по разрезу юрские терригенные отложения вскрываются на рассматриваемой территории на больших глубинах, в основном в Восточно-Кубанской впадине (в Чернолесской впадине эти отложения вскрыты только в единичных скважинах и представлены глинистыми литофациями). В указанных отложениях в Восточно-Кубанской впадине выделяются три водонапорных комплекса, связанных с песчано-алевритовыми породами плинсбахского, байос-батского и келловейского ярусов.

Так, нижнеюрский водоносный комплекс прослеживается только на северо-восточном борту впадины, в других глубокопогруженных зонах он пока не вскрыт. Движение пластовых вод в исследуемом районе осуществляется в северо-западном направлении, причем гидростатические напоры едва превышают +100 м (площади Ловлинская, Соколовская), что свидетельствует о наличии водоносной системы

открытого типа. Минерализация вод достигает 1000 мг-экв/л, газонасыщенность весьма высокая — до 4000 см³/л (Южно-Советская площадь), реже до 8000 см³/л (на площади Ловлинская, где распространены хлоридно-кальциевые воды с притоками до 1000 м³/сут).

Среднеюрский водонапорный комплекс в отличие от рассмотренного выше имеет замкнутый контур с застойным режимом вод, которые отличаются высокой минерализацией — до 4000 мг-экв/л (рассолы). Пластовое давление порядка 70 МПа (коэффициент аномальности достигает 1,47) зафиксировано в УГ горизонте (байос) на Юбилейном месторождении. Воды по составу хлоридно-кальциевые, со слабыми притоками — до 10–12 м³/сут.

В келловейском водонапорном комплексе имеются зоны с нормальными пластовыми давлениями (бортовые части Восточно-Кубанской впадины) и АВПД (центральная часть впадины). Первые характеризуются свободным водообменом с максимальными гидростатическими напорами +120 м, $p_{пл} = 40 \div 43$ МПа (Юбилейная площадь, глубина 4250–4300 м). Минерализация вод здесь составляет 1500 мг-экв/л, газонасыщенность их весьма сильная — до 6300 см³/л (Тенгинская площадь). Во вторых же зонах, более глубокопогруженных и связанных с центральной частью впадины, развит застойный режим вод хлоридно-кальциевого состава. Минерализация их достигает 4000 мг-экв/л (рассолы), АВПД составляет порядка 80 МПа, притоки не превышают 50 м³/сут (Лабинская площадь, глубина 4900–4930 м).

Таким образом, наиболее застойная обстановка в рассматриваемых образованиях существует в среднеюрских (байос-батских) и келловейских отложениях (в последних только в центральной части Восточно-Кубанской впадины). Эта обстановка характеризуется развитием хлоркальциевых вод высокой минерализации и наличием АВПД. Процессы свободного водообмена наблюдаются в нижнеюрских отложениях, вскрываемых на северо-восточном борту, и келловейских образованиях, развитых по бортам Восточно-Кубанской впадины. Минерализация вод здесь несколько ниже, чем в зонах с застойным режимом (до 1000–1500 мг-экв/л), а приведенные напоры достигают лишь +120 м. Однако рассматриваемые юрские водоносные комплексы характеризуются повышенной газонасыщенностью вод (свыше 6000 см³/л) и высокими притоками хлоридно-кальциевых вод (до 1000 м³/сут), что указывает на необходимость детальных исследований пород-коллекторов из этих зон.

Терригенные отложения триаса, вскрытые на больших глубинах в Восточно-Манычском прогибе пока лишь десятком скважин, изучены крайне слабо (в том числе и в примыкающем к прогибу Прикумском нефтегазоносном районе, где эти отложения залегают на глубине 3000–3800 м). Ограниченность гидрогеологического материала позволяет лишь предварительно охарактеризовать состав вод и их гидродинамику.

Так, приведенные напоры вод на площадях Урожайненская и Величаевская достигают +400 м, к северо-западу и юго-востоку (М.В. Мирош-

ников и др., 1973 г.) происходит снижение напоров. Рассматриваемые песчано-алевритовые отложения отличаются слабой водообильностью с притоками до $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ (Колодезная площадь, глубина 3500–3600 м) и минерализацией 1500–2000 мг-экв/л. Содержание растворенного газа достигает $2300 \text{ см}^3/\text{л}$, по составу воды хлоридно-кальциевого типа. В терригенных образованиях триаса скопления углеводородов пока не обнаружены, основное внимание исследователи до сих пор уделяли карбонатным отложениям, в которых открыты залежи нефти и газа (площади Урожайненская, Совхозная и др.). Однако оценка терригенных пород-коллекторов необходима для выяснения перспектив нефтегазоносности отложений триаса.

Все изложенное выше позволяет заключить, что, несмотря на существование (по мнению многих исследователей) в застойных зонах благоприятной гидрогеологической обстановки для аккумуляции и сохранения залежей нефти и газа, особый интерес представляют гидродинамические системы открытого типа. Они прослеживаются в келловейских песчаных образованиях в бортовых частях Восточно-Кубанской впадины, в плинсбахских песчаниках (северо-восточный борт впадины) и в аптальбских отложениях Чернолесской впадины. Во всех этих комплексах наблюдаются повышенная газонасыщенность вод и максимальные для исследуемых отложений притоки углеводородов. Поэтому необходимо проводить детальные исследования пород-коллекторов из перечисленных выше комплексов с целью выяснения перспектив нефтегазоносности этих зон. Следует отметить, что, выделяя гидродинамические системы открытого типа как перспективные, нужно учитывать наличие в этих зонах структурных ловушек, без которых обнаружение промышленных скоплений нефти и газа маловероятно.

Необходимо подчеркнуть, что условия осадконакопления, история геологического развития глубокопогруженных зон и гидрогеологические факторы играют решающую роль в формировании пород-коллекторов, в характере постседиментационных преобразований в этих осадочных породах. Ниже приводятся результаты изучения вторичных изменений терригенных пород и их влияния на структуру порового пространства и связанные с ней емкостные и фильтрационные свойства пород.

Нижнемеловые терригенные породы-коллекторы, представленные кварцевыми песчаниками с глауконитово-гидрослюдистым цементом, широко развиты по всему Предкавказью. Основным литологическим фактором, влияющим на изменение открытой пористости в этих песчаниках, является содержание аллотигенного цемента [44].

Для данных пород, развитых на глубине 2000–5100 м в Восточном Предкавказье, наблюдается следующая закономерность. В интервале 2000–3000 м в песчаниках прослеживается главным образом механическое уплотнение, под действием которого происходит сокращение порового пространства за счет переупаковки обломочных зерен. На глубине 3000–3500 м наблюдается изменение цемента: глинистое вещество, представленное гидрослюдами и глауконитом, характеризуется неясно выраженной микротекстурой и заметной перекристаллизацией с выделением в порах породы опаловидного и микрокристаллического кремне-

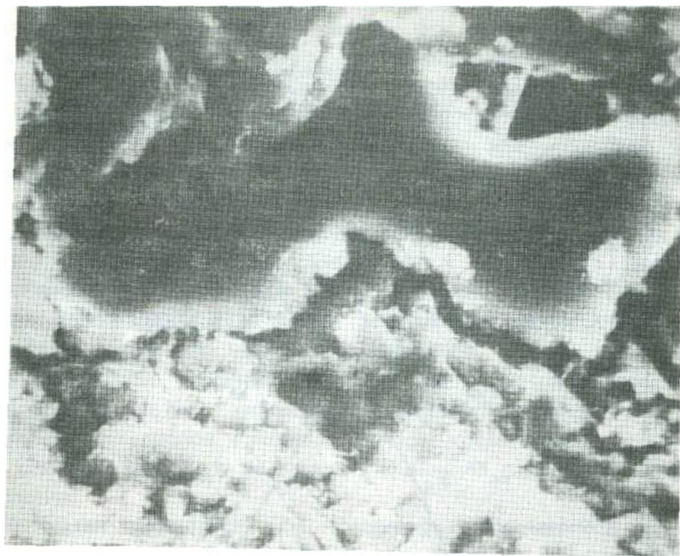


Рис. 23. Песчаник мелкозернистый кварцевый с хлоритовым цементом
 Площадь Советская, скв. 6, интервал 4265—4270 м, увел. 1000 (РЗМ), K_1h

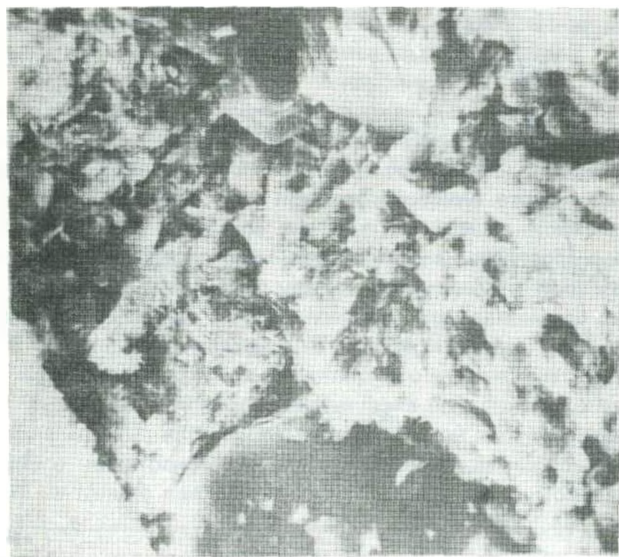
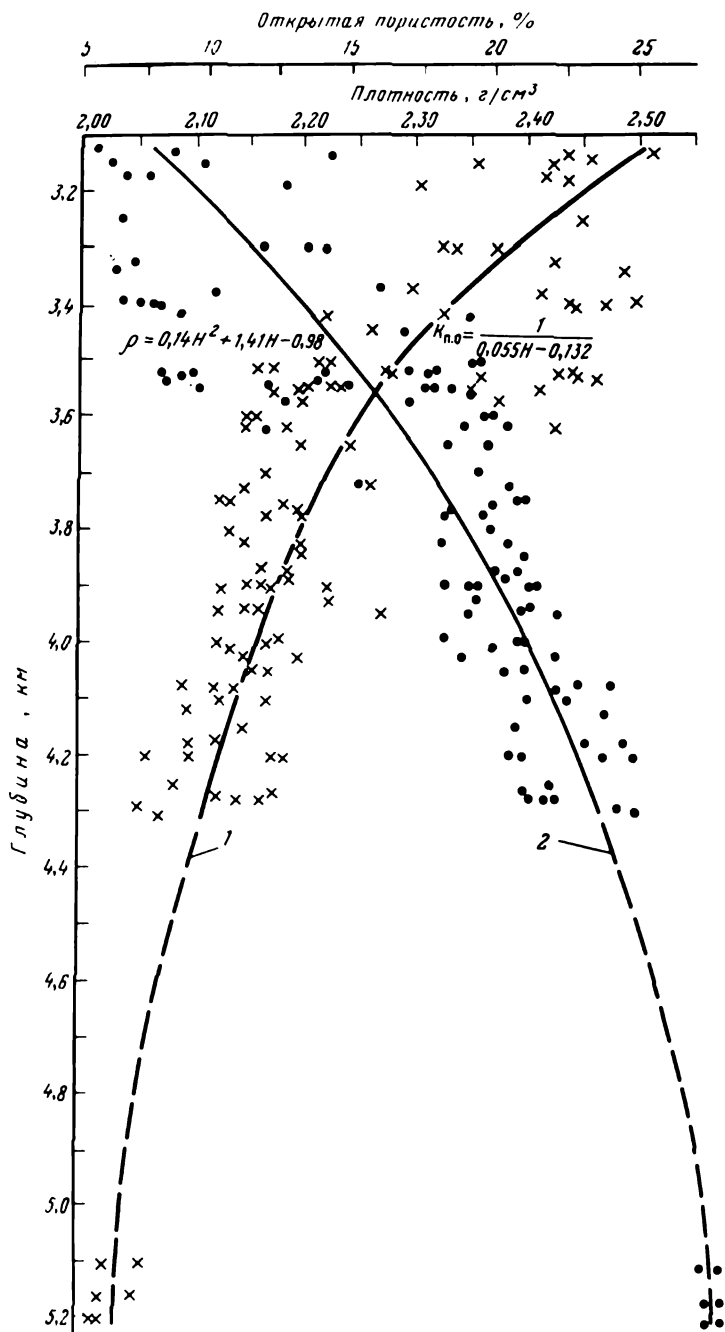


Рис. 24. Песчаник мелкозернистый кварцевый с микротрещинками
 Площадь Советская, скв. 6, интервал 4265—4270 м, увел. 1000 (РЗМ), K_1h



зема, а также появлением аутигенного кварца в виде регенерационных каемок на обломочных зернах кварца. На глубине от 3500 до 4500 м содержание глауконита в цементе уже не превышает 1%, причем он преобразуется до хлорита, который часто встречается в виде крупных пластинок неправильной формы (рис. 23). Гидрослюды перекристаллизуются, приобретая "занозистые" края, при этом частично выделяется кремнезем, который заполняет свободные микропоры в породе (рис. 24). На данной стадии преобразования отложений происходит значительное уплотнение за счет переориентировки обломочных зерен, возрастает количество контактируемых зерен (до 20–25%) с преобладанием линейных контактов (до 12%). Близость упаковки (количество контактов, приходящихся на зерно) зерен этих пород достигает в среднем 0,5–0,6 при плотности упаковки до 80–90%.

Следовательно, на данных глубинах наблюдаются не только механическое уплотнение, но и химические процессы, связанные с образованием вторичных минералов, главным образом кремнезема, которые заполняют свободные поры и изменяют первичную структуру порового пространства.

Открытая пористость мелкозернистых песчаников Чернолесской впадины на глубине 3600–4000 м изменяется в незначительных пределах — от 10 до 15% (рис. 25); уменьшение этого параметра до 7–8% наблюдается в интервале 4200–4300 м с довольно высокой плотностью пород, достигающей 2,38–2,50 г/см³. Пористость весьма плотных (2,57–2,59 г/см³) песчаников с глубины 5100–5200 м (платформенный борт Терско-Каспийского прогиба) достигает лишь 5,5–7%. Коэффициенты корреляции, равные 0,82 и 0,86, указывают на довольно тесные корреляционные связи рассматриваемых параметров с глубиной. Поровое пространство песчаников на глубине более 4000–4200 м почти полностью заполнено аутигенным кварцем (см. рис. 24). Изучение мелкозернистых песчаников в шлифах показало, что в них встречаются лишь отдельные изолированные изометрические поры размером до 5 мкм.

Следует отметить, что при исследовании структуры порового пространства имеет большое значение не только количественная оценка распределения пор по размерам, изучение характера сообщаемости между ними, но и дальнейшая увязка этих данных с процессом фильтрации флюидов. Последнее обуславливается капиллярными свойствами породы. В связи с изложенным В.А. Иванов и др. [50] по материалам изучения зависимости кривых капиллярного давления от насыщенности продуктивных пород Южного Мангышлака предложили структурный коэффициент (χ), являющийся интегральной характеристикой структуры порового пространства. Использование указанного параметра крайне важно не только для качественной оценки пород-коллекторов, но и для

Рис. 25. Зависимость открытой пористости и плотности мелкозернистых кварцевых песчаников Чернолесской впадины и платформенного борта Терско-Каспийского прогиба от глубины залегания

1 — открытая пористость ($r = -0,82$); 2 — плотность ($r = 0,86$)

нефтепромысловых расчетов: определения относительной фазовой проницаемости, коэффициента продуктивности и др.

Экспериментальные данные по Предкавказью показывают, что для рассматриваемых пород-коллекторов величины структурного коэффициента колеблются от 0,5 до 1,3, что указывает на разнообразие капиллярных свойств этих песчаников.

Для исследования структуры порового пространства были отобраны наиболее характерные разности мелкозернистых песчаников, обладающие кварцевым составом и глинистым цементом (Бурунная, скв. 1, глубина 5106—5108; Советская, скв. 6, глубина 4495—4500 м и Степнов-

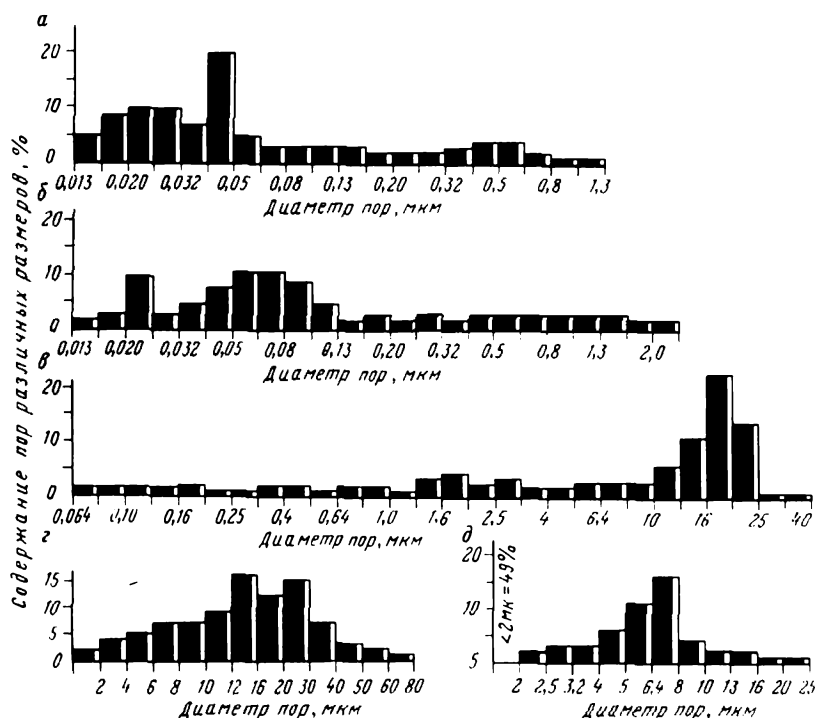


Рис. 26. Гистограммы распределения пор в мелкозернистых песчаниках нижнего мела и юры Предкавказья

а — площадь Бурунная, скв. 1, интервал 5106—5108 м, $\kappa_n = 6,0\%$, $\kappa_{пр} = 0,1$ мД, $\zeta = 10\%$ (ртутная порометрия); б — $\kappa_n = 6,8\%$, $\kappa_{пр} = 0,22$ мД, $\zeta = 30\%$ (ртутная порометрия); в — площадь Лабинская, скв. 5, интервал 4904—4926 м, $\kappa_n = 19\%$, $\kappa_{пр} = 92,4$ мД, $\zeta = 18\%$ (ртутная порометрия); г — площадь Лабинская, скв. 5; интервал 4904—4926 м, $\kappa_n = 19\%$, $\kappa_{пр} = 92,4$ мД, $\zeta = 18\%$ (Квантимер-720); д — площадь Степновская, скв. 1, интервал 3952—3957 м, $\kappa_n = 16\%$, $\kappa_{пр} = 14$ мД, $\zeta = 16\%$ (метод полупроницаемой мембраны)

ская, скв. 1, глубина 3937–3942 м). На первых двух гистограммах, построенных по данным ртутной порометрии (рис. 26, а, б), можно видеть изменение размеров пор в исследованных породах соответственно от 0,013 до 1,3 мкм и от 0,013 до 2,5 мкм с преобладанием пор менее 0,1 мкм, т.е. весьма небольшого диаметра, с весьма низкими коллекторскими свойствами. Кроме того, в этих мелкозернистых песчаниках развиты единичные разномасштабные трещины, преимущественно слабоизвилистого характера (см. рис. 24), раскрытостью до 5 мкм. Микротрещины не имеют единой ориентировки, нередко обособляют отдельные обломочные зерна, секут поры, заполненные глинистым веществом, или разобщают глинистое вещество цемента. Характер микротрещин, их неровность, разнонаправленность свидетельствуют об образовании их в породе уже с жестким режимом, при всестороннем давлении. В другом случае в песчанике, залегающем выше по разрезу (до 4000 м), наблюдаются поры до 25 мкм и преобладают поровые каналы сечением 4–10 мкм (рис. 26, д). Это сказывалось и на улучшении коллекторских свойств исследуемого образца мелкозернистого песчаника ($\kappa_{п.о} = 16\%$, $\kappa = 24$ мД и $\alpha = 49\%$).

Таким образом, мелкозернистые песчаники, развитые в Чернолесской впадине и на северном платформенном борту Терско-Каспийского прогиба на глубине свыше 4000 м, вероятно, нельзя рассматривать как коллекторы порового типа вследствие интенсивных постседиментационных изменений в них, в результате которых на указанных глубинах распространены породы-коллекторы лишь У1 и частично У классов. В то же время ограниченность материала по исследованию трещиноватости подобных пород в настоящее время не позволяет оценить рассматриваемые породы как коллекторы трещинного типа, имеющие промышленное значение. Следует отметить, что процессы эпигенетического (катагенетического) преобразования указанных песчаных пород в общем характерны для глубокопогруженных зон молодых платформ, в течение геологической истории которых происходило однонаправленное последовательное погружение осадков.

В тектонически же активном районе осевой части Терско-Каспийского прогиба (площади Малгобек, Хаян-Корт и др.) в рассматриваемых песчано-алевритовых образованиях наблюдается (как отмечалось в предыдущей главе) развитая система трещиноватости. Трещины имеют извилистую форму, раскрытость в среднем до 10–15 мкм и секут породы в различных направлениях. Это обеспечивает притоки нефти в пределах 100–400 м³/сут.

В юрских терригенных породах-коллекторах, развитых в зонах с неспокойной тектонической обстановкой в течение геологической истории развития региона, наблюдается иная картина. Так, рассматриваемые образования, развитые по бортам Восточно-Кубанской впадины в предтоарское, предкелловейское и предоксфордское время, были выделены на дневную поверхность и долго, местами до раннемелового времени, находились в зоне гипергенеза, что благоприятно сказалось на их коллекторских свойствах. Открытая пористость наиболее распространенных

здесь среднезернистых песчаников плинсбахского яруса (вскрывааемых только на восточном борту впадины) достигает 13–15%, проницаемость в основном 100, редко 265 мД (площади Советская, Трехсельская), а в широко разбуренных келловейских средне- и крупнозернистых песчаниках эти параметры достигают соответственно 15% и 360 мД (площади Юбилейная, Южно-Соколовская). Повышенные значения коллекторских свойств исследованных пород, залегающих на глубине 3800–4300 м, обусловлены формированием их в трансгрессивные этапы, предопределившие мономинеральный (кварцевый) состав породообразующих компонентов, высокую отсортированность ($S_0 = 3$) и весьма незначительное содержание цемента каолинитового состава (до 10%), который благоприятно влияет на емкостные и фильтрационные свойства песчаников. Близость упаковки зерен этих пород составляет сравнительно небольшую величину, в среднем 0,3–0,4, при плотности упаковки 85–92%.

Длительное пребывание песчаных пород в зоне гипергенеза способствовало выщелачиванию отдельных элементов под влиянием атмосферных факторов и движения грунтовых вод, в результате чего первичный аллотигенный цемент в них сохранился лишь на отдельных участках. Более активно процесс расцементирования протекал в крупно- и среднезернистых песчаниках, где свободно могли циркулировать грунтовые воды. Погружение юрских отложений на современные глубины залегания (свыше 4000 м) в определенной степени способствовало уплотнению этих пород и развитию в них аутигенной минерализации — аутигенных кварца и каолинита (рис. 27). Последние образуют так называемые “вермикулитовые” сростки кристаллов правильной гексагональной формы (рис. 28). Кроме того, каолинит имеет четко выраженную окристаллизованность и упорядоченную структуру. На рис. 28 видно большое количество микропор диаметром до 5–6 мкм среди аутигенного каолинита.

Вместе с тем степень образования новых аутигенных минералов в породах, погруженных на глубину свыше 4000 м, была не очень интенсивной, поэтому в песчаниках сохранились открытые поры размером до 70 мкм, образованные прямолинейными чистыми гранями аутигенного кварца (рис. 29). По данным ртутной порометрии и метода полупроницаемой мембраны (рис. 30) в среднезернистых песчаниках келловейского возраста преобладают поры сечением 20–40 мкм, обуславливающие проницаемость до 300 мД. Распределение сечений поровых каналов крупнозернистых песчаников этого же возраста, исследованных с помощью метода полупроницаемой мембраны и “Квантимета-720”, показало наличие крупных пор (100 мкм и более), с преобладанием пор размером 30–60 мкм (рис. 31). Здесь следует оговориться, что вторичная пористость и соответствующая ей проницаемость и остаточная водонасыщенность сохранились в основном в тех пластах (см. рис. 14), где отмечается наличие газонефтяного флюида, который в определенной степени препятствовал более широкому развитию аутигенного минералообразования. На консервирующее действие в породах углеводородов указывали К.Р. Чепиков и др. [138, 139].

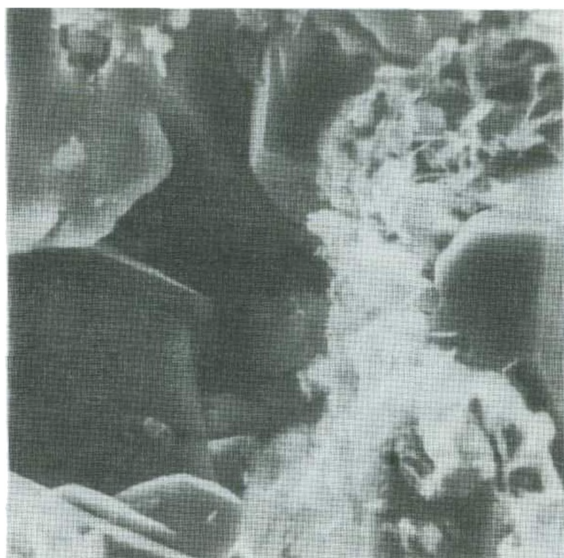


Рис. 27. Песчаник среднезернистый, кварцевый с аутигенным кварцем и каолинитом

Площадь Юбилейная, скв. 25, интервал 4275–4277 м, увел. 1000 (РЭМ), J_3Cl_{1-2}

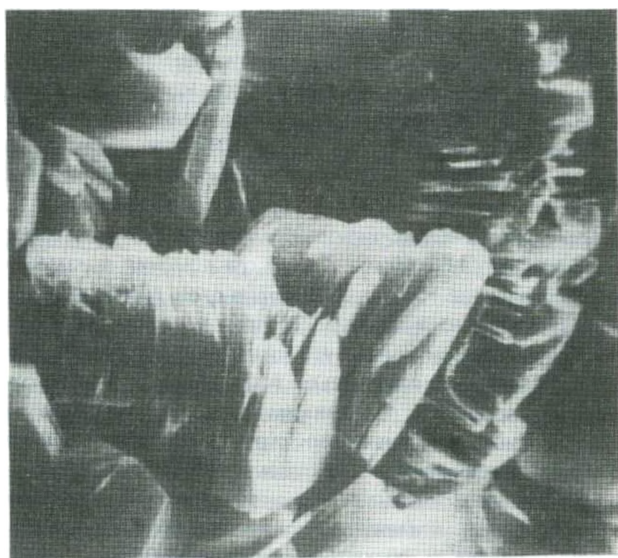


Рис. 28. Песчаник среднезернистый кварцевый с вермикулитовыми сростками кристаллов каолинита

Площадь Юбилейная, скв. 25, интервал 4275–4277 м, увел. 3000 (РЭМ), J_3Cl_{1-2}

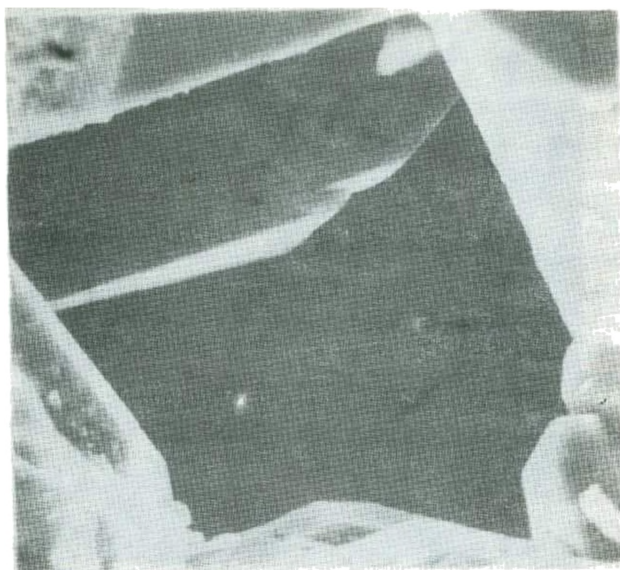


Рис. 29. Песчаник среднезернистый кварцевый с открытыми порами

Площадь Юбилейная скв. 25, интервал 4315–4317 м, увел. 1000 (РЭМ), J_3Cl_{1-2}

Постдиагенетические изменения келловейских пород сильно сказались на величине их пористости. Так, анализ изменения открытой пористости средне- и крупнозернистых песчаников келловей с глубиной залегания (рис. 32) в интервале 3500–4300 м показал значительный разброс величин указанного параметра ($\kappa_{п.о} = 8 \div 20\%$) при сравнительно небольшой плотности пород (2,25–2,39 г/см³). Ниже, на глубине 4900–5100 м, пористость уменьшается от 13 до 6–7% (коэффициент корреляции $r = 0,80$), при относительно небольшом увеличении плотности пород — до 2,33–2,46, редко 2,50 г/см³. Такие отклонения в изменении пористости (разброс точек на графике) объясняются длительным пребыванием рассматриваемых песчаных пород в зоне гипергенеза и, соответственно, частичной их децементацией, что связано с влиянием атмосферных факторов и движением грунтовых вод. Особенно это относится к крупно- и среднезернистым песчаникам, в связи с чем в сложенных ими пластах преобладают поровые коллекторы с достаточно высокими емкостными и фильтрационными свойствами (III класс).

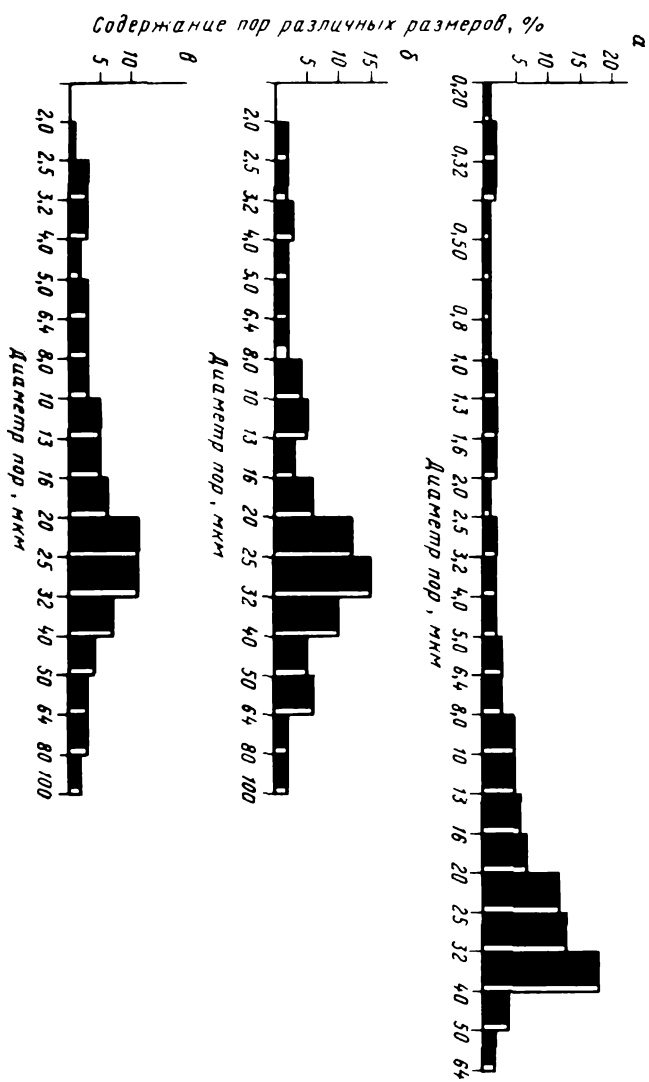
В приосевой зоне Восточно-Кубанской впадины, где тектоническая активность проявилась в меньшей степени, трансгрессивные келловейские отложения залегают на глубинах более 4800 м. Открытая пористость мелкозернистых песчаников кварцевого состава с каолинитово-гидрослюдистым цементом на площади Лабинской не превышает 19%,

а проницаемость 100–110 мД. Исследования методом ртутной порометрии позволили установить размер пор в наиболее распространенных здесь мелкозернистых песчаниках – от 0,064 до 40 мкм с преобладанием пор 10–25 мкм (см. рис. 26, в, г). На Темиргоевской площади открытая пористость составляет всего 2–6%, а проницаемость доли миллиарды.

Различие в емкостных и фильтрационных свойствах разновозрастных мелкозернистых песчаников связано с разным масштабом аутигенного минералообразования. Так, на характере вторичных изменений пород Лабинской площади благоприятно сказалось пребывание их в зоне регрессивного эпигенеза. Вторичные минералы представлены аутигенным кварцем и каолинитом, которые не полностью выполняют открытые поры пород, формируясь главным образом по краям порового пространства. На Темиргоевской площади аутигенные минералы представлены кварцем и кальцитом, причем последний почти полностью замещает первичный аллотигенный каолинитовый цемент и поры в нем. Лишь на отдельных участках можно наблюдать небольшие щелевидные поры до 1,5 мкм (рис. 33).

Залегающие ниже песчаники триаса (ладинский ярус), как было отмечено в предыдущей главе, преимущественно кварцевые, мелко- и среднезернистые. Первичный аллотигенный глинистый цемент в них замещается вторичным кальцитом, который участками обуславливает цементацию базального типа. Кроме того, обломочные зерна в песчаниках корродируются кальцитом, усложняя тем самым структуру порового пространства.

В мелкозернистых песчаниках наблюдаются повышенное содержание цемента (20–30, редко до 40%) и довольно небольшое (до 25%) количество контактируемых зерен. Близость упаковки зерен этих пород составляет 40–50% при плотности упаковки 70–80%. Количество контактируемых зерен в этих породах остается минимальным даже на значительных глубинах (3300–3800 м). Происходит лишь более компактная упаковка обломочных зерен, перераспределение аллотигенного цемента и частичное его замещение вторичным кальцитом. На этих глубинах открытая пористость в рассматриваемых породах (рис. 34) колеблется в широких пределах – от 7 до 20% (коэффициент корреляции весьма низкий – 0,5), а плотность изменяется от 2,20 до 2,60 г/см³, что объясняется различной интенсивностью постратогенетических изменений. В прослоях песчаников, сравнительно слабо затронутых вторичными преобразованиями, встречаются открытые поры размером до 15–20 мкм, особенно развитые в породах, сцементированных кремнисто-каолинитовым цементом с проницаемостью до 100 мД. Резкое сокращение пористости (в основном 5–8%) в мелкозернистых песчаниках наблюдается в интервале 3800–4500 м одновременно с сильным уплотнением этих пород (2,50–2,65 г/см³). В рассматриваемых песчаниках, особенно на глубине более 3800–4000 м, часто встречаются микротрещины шириной до 0,5–1 мм и раскрытостью до 5–10 мкм, выполненные кальцитом или бурыми гидроокислами железа (площади Вишневская, скв. 1; площадь Надеждинская, скв. 2 и др.).



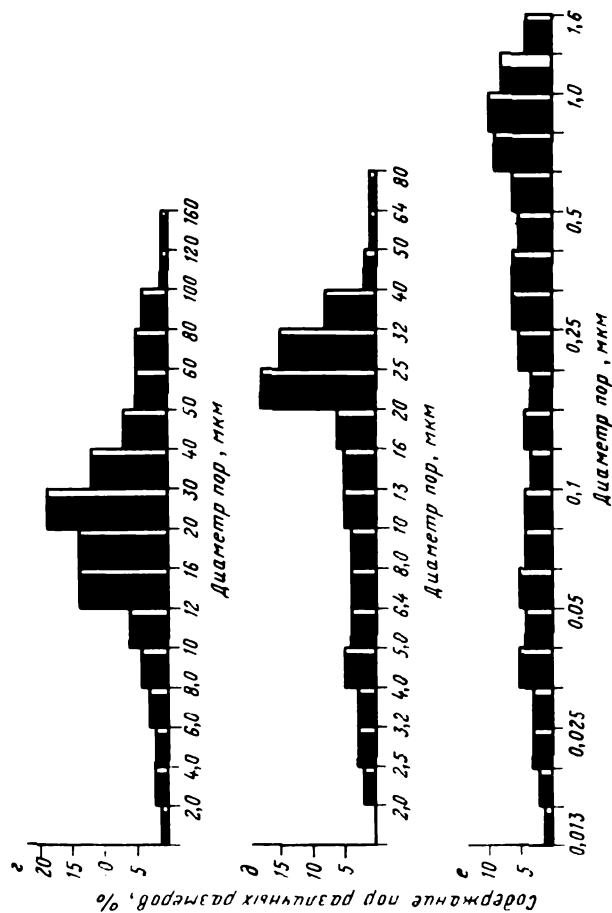
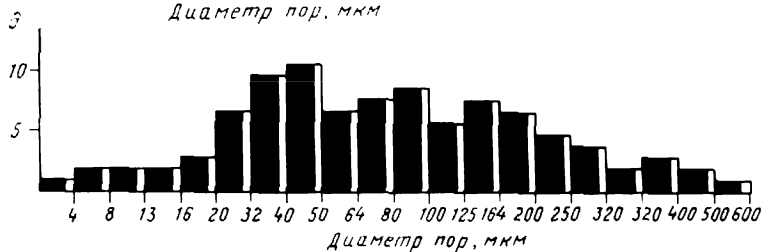
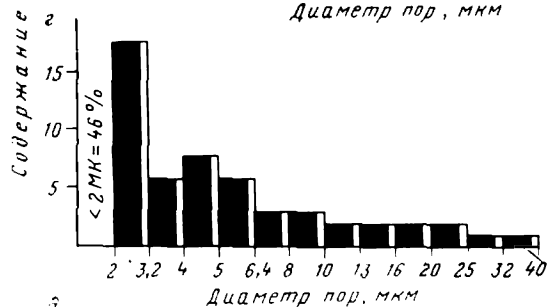
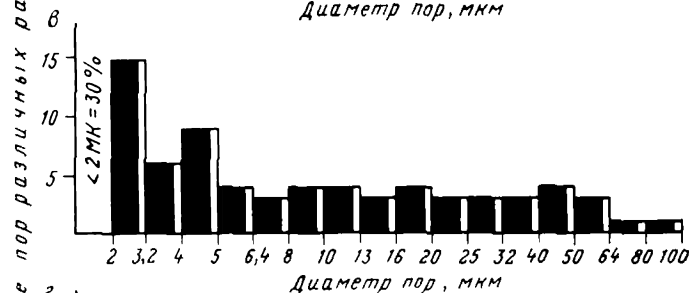
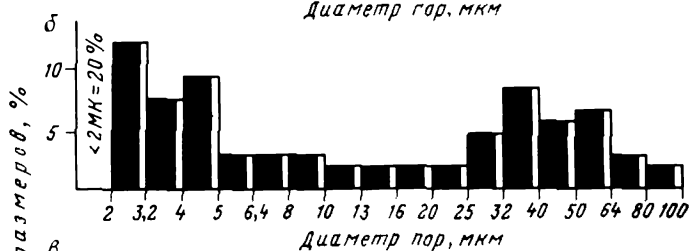
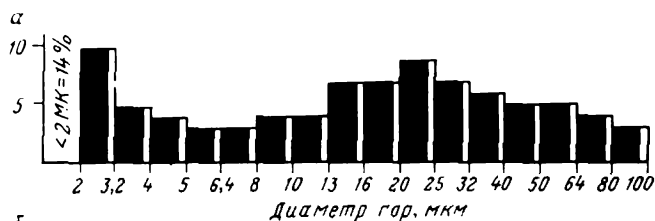


Рис. 30. Гистограммы распределения пор в среднезернистых песчаниках калловых Восточно-Кубанской впадины

Площадь Юбилейная: а - скв. 25, интервал 4315—4317 м, $\kappa_n = 15\%$, $\kappa_{пр} = 267$ мД, $\zeta = 5\%$ (ртутная порометрия); б - скв. 25, интервал 4315—4317 м, $\kappa_n = 15\%$, $\kappa_{пр} = 267$ мД, $\zeta = 5\%$ (метод полупроницаемой мембраны); в - скв. 25, интервал 4305—4308 м, $\kappa_n = 13.0\%$, $\kappa_{пр} = 58$ мД, $\zeta = 6\%$ (метод полупроницаемой мембраны); г - скв. 25, интервал 4305—4308 м, $\kappa_n = 13\%$, $\kappa_{пр} = 58$ мД, $\zeta = 6\%$ (Квантитмет-720); д - скв. 2, интервал 4445—4455 м, $\kappa_n = 10.0\%$, $\kappa_{пр} = 47$ мД, $\zeta = 10\%$ (метод полупроницаемой мембраны); е - площадь Темиргоевская, скв. 8, интервал 5104—5108 м, $\kappa_n = 2.0\%$, $\kappa_{пр} = 0.04$ мД, $\zeta = 35\%$ (ртутная порометрия)



В среднезернистых песчаниках с небольшим содержанием цемента (до 16, редко 22%) также отмечается ухудшение открытой пористости с глубиной (рис. 34); коэффициент корреляции в этом случае (0,62) несколько выше, чем у мелкозернистых песчаников. Этот процесс связан главным образом с геостатическим давлением и в меньшей степени с аутигенным минералообразованием. На глубине 3450–3700 м наблюдается значительное изменение открытой пористости (от 7 до 20,5%), которая снижается на больших глубинах (4200–4500 м) до 10–5,5%. Плотность этих пород на глубине 3900–4500 м составляет $2,37 - 2,57 \text{ г/см}^3$, иногда в них встречается микротрещиноватость (площадь Вишневская, скв. 1; площадь Величаевская, скв. 13) с раскрытостью трещин до 8 мкм.

В среднезернистых песчаниках с глубиной наблюдается увеличение контактируемых между собой обломочных зерен. Так, на глубине до 3800 м содержание контактируемых зерен составляет не более 10% от общего количества обломочных зерен, в интервале 3800–4200 м оно составляет уже 15–18%, а на глубине свыше 4400 м увеличивается до 26%, причем наблюдается повсеместное корродирование обломочных зерен кварца. Близость упаковки зерен этих образований составляет 0,5–0,6 при плотности упаковки 80–90%. С глубиной изменяется и форма контактов, появляются инкорпорационные контакты (до 3–5%), но преобладающими остаются линейные. Увеличение с глубиной (более 3800 м) количества контактируемых зерен резко сокращает структуру порового пространства и, соответственно, емкостные и фильтрационные свойства песчаных пород ладинского яруса.

Однако, несмотря на то, что терригенные породы триаса были сильно подвержены процессам постседиментационного преобразования (в основном стадии катагенеза), в песчаных, главным образом среднезернистых, разностях местами сохранилась достаточно большая первичная межгранулярная пористость. Например, на площадях Урожайненская, скв. 10, 11; Величаевская, скв. 35, 39; Южно-Ачикулаская, скв. 8 из интервала 3500–3800 м получены песчаные образцы с открытой пористостью до 20,5% и проницаемостью до 355 мД (см. табл. 13). Глубже 3800–3900 м рассматриваемые породы наиболее сильно подверглись процессам катагенеза, прежде всего уплотнению под давлением вышележащих толщ и аутигенному минералообразованию. В результате отложе-

Рис. 31. Гистограммы распределения пор в крупнозернистых песчаниках келловей Восточно-Кубанской впадины

а — площадь Южно-Соколовская, скв. 1, интервал 4063–4067 м, $\kappa_n = 15,1\%$, $\kappa_{np} = 365 \text{ мД}$, $\zeta = 6\%$ (метод полупроницаемой мембраны); *б* — площадь Северо-Казанская, скв. 2, интервал 4043–4046 м, $\kappa_n = 14,0\%$, $\kappa_{np} = 112 \text{ мД}$, $\zeta = 7\%$; *в* — площадь Северо-Казанская, скв. 2, интервал 4049–4051 м, $\kappa_n = 10,5\%$, $\kappa_{np} = 41 \text{ мД}$, $\zeta = 7\%$ (метод полупроницаемой мембраны); *г* — площадь Николенская, скв. 2, интервал 4029–4039 м, $\kappa_n = 8,5\%$, $\kappa_{np} = 12 \text{ мД}$, $\zeta = 15\%$ (метод полупроницаемой мембраны); *д* — площадь Северо-Казанская, скв. 2, интервал 4043–4046 м, $\kappa_n = 14\%$, $\kappa_{np} = 112 \text{ мД}$, $\zeta = 7\%$ (Квантимер-720)

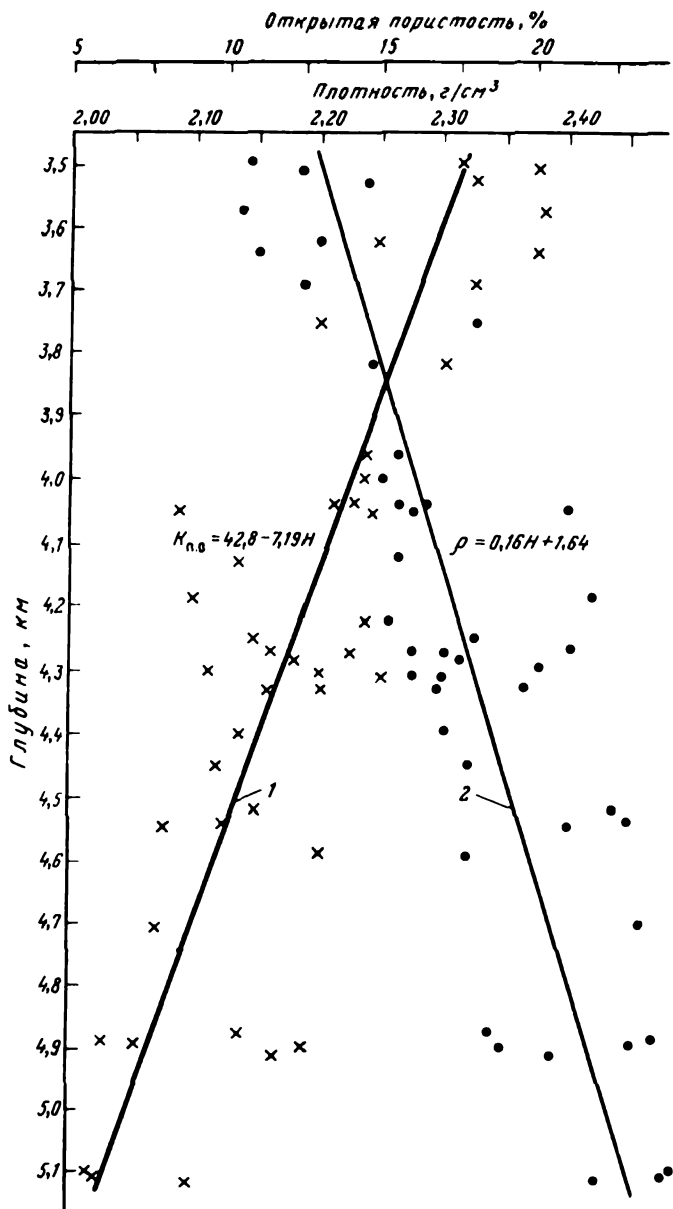


Рис. 32. Зависимость открытой пористости и плотности средне- и крупнозернистых песчаников келловейского яруса от глубины залегания

1 — открытая пористость ($r = -0.80$); 2 — плотность ($r = 0.84$)



Рис. 33. Песчаник среднезернистый кварцевый с аутигенным кварцем и кальцитом с щелевидной порой

Площадь Темиргоевская, скв. 8, интервал 5104–5108 м, увел. 1000 (РЭМ), $J_3 C_{1-2}$

ния новообразованных аутигенных минералов (кальцита, кремнезема, каолинита, бурых гидроокислов железа и др.) в поровом пространстве [45] большинство первичных пор оказалось запечатанными. На этих глубинах возможны коллекторы порово-трещинного или только трещинного типа.

Таким образом, в Чернолесской впадине и на платформенном борту Терско-Касгийского прогиба, а также в Восточно-Манычском прогибе, которые характеризуются только нисходящими движениями в рассматриваемые периоды времени и застойным режимом вод, отчетливо наблюдается ухудшение коллекторских свойств с глубиной погружения. Породы-коллекторы порового типа в этих районах сохраняются до глубины 3800–4000 м, на большей глубине в них появляется трещиноватость. Последнее особенно характерно для песчаных пород ладинского яруса, развитых в Восточно-Манычском прогибе.

В бортовых частях Восточно-Кубанской впадины, характеризующихся инверсионными движениями, особенно проявившимися после литификации осадков, на формирование структуры порового пространства в терригенных коллекторах юры большое влияние оказали не только фациальные условия, но и в существенной мере последующее пребывание этих пород на дневной поверхности в зоне гипергенеза, что способствовало образованию в них вторичной пористости. В центральной части

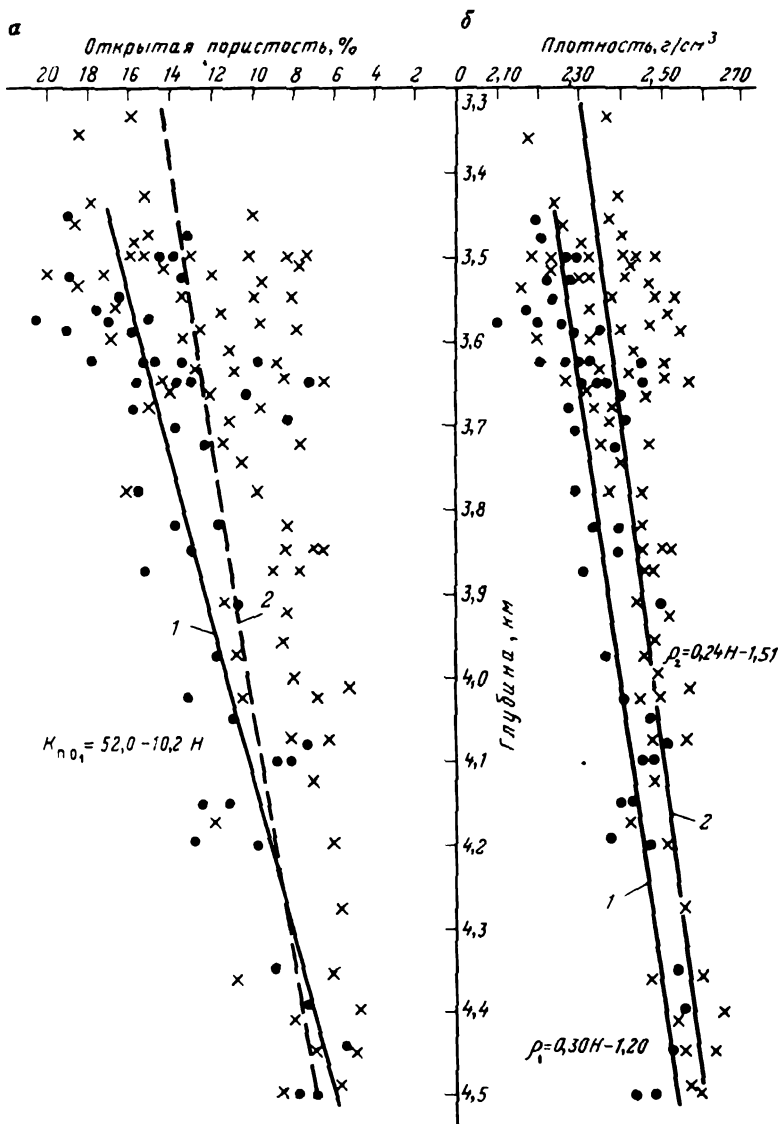


Рис. 34. Зависимость открытой пористости и плотности средне- и мелкозернистых песчаников ладинского яруса от глубины залегания

а — открытая пористость песчаников: 1 — среднезернистых ($r = -0,62$), 2 — мелкозернистых ($r = -0,50$); б — плотность песчаников: 1 — среднезернистых ($r = 0,75$), 2 — мелкозернистых ($r = 0,68$)

впадины пребывания песчаных пород келловей вблизи дневной поверхности (зона регрессивного эпигенеза) также сказалось на улучшении их коллекторских свойств. В этих условиях современные глубины залегания пород-коллекторов оказывают менее существенное влияние на изменение порового пространства, и терригенные породы сохраняют достаточно высокие емкостные и фильтрационные свойства даже на больших глубинах. Следует отметить, что для выяснения характера постседиментационных преобразований и правильного прогнозирования распространения коллекторских толщ в глубоководных зонах необходимо комплексное исследование пород, включающее анализ истории геологического развития и гидрогеологических особенностей нефтегазоносных областей.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ИНФОРМАЦИИ О КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВАХ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Бурение многочисленных глубоких скважин в различных районах СССР и в зарубежных странах обуславливает необходимость учета воздействия высоких давлений и температур на структуру порового пространства, минеральный состав и в конечном итоге — на коллекторские свойства пород. К настоящему времени накоплен значительный объем информации по этому вопросу, проведены экспериментальные и теоретические исследования, касающиеся закономерностей изменения коэффициентов сжимаемости, проницаемости и других параметров в условиях глубокого залегания пород-коллекторов.

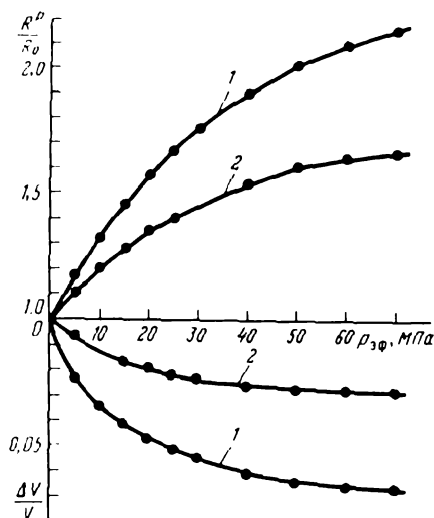
Как следует из этих работ, в осадочных породах наблюдаются упругие изменения (временного характера), исчезающие после снятия нагрузки. Они обусловлены способностью минералов уменьшаться в объеме при возникновении всестороннего сжатия и, наоборот, расширяться под воздействием упругих сил при снятии нагрузки. В связи с этим у одной и той же породы объем пор может изменяться: в пластовых условиях он будет меньше, в условиях атмосферного давления — больше. Следовательно, будет изменяться и коэффициент пористости, учитываемый при подсчетах запасов нефти и газа, и еще в больших пределах — коэффициент проницаемости.

Д.А. Антонов [7] провел исследования деформации горных пород, количественно оцененные с помощью коэффициента сжимаемости пор. На основании полученных результатов автор пришел к выводу, что изменения сжимаемости твердой фазы породы столь малы по сравнению с изменением общего объема пористой среды, что их можно не учитывать. Подобного мнения придерживаются большинство исследователей.

В.М. Добрынин [38, 39] на примере изучения керна глубокозалегающих пород отмечал, что при давлениях в интервале 5—15 МПа изменение объема пор и величины удельного сопротивления близко к линейному, при более высоких давлениях сжимаемость пор изменяется по гиперболическому закону (рис. 35). Анализ экспериментальных результатов исследования песчано-алевритовых пород, поднятых из скв. СГ-1 Аралсорской, показал, что у большинства образцов наиболее интенсивный рост удельного сопротивления происходит при эффективном давлении до 30—40 МПа. В отличие от упругого изменения пористости от давле-

Рис. 35. Экспериментальные кривые изменения относительной величины удельного сопротивления (R^p / R_0) и относительного уменьшения объема порового ($\Delta V / V$) пространства (по В.М. Добрынину, 1965)

Песчаник скв. Аралсорская СГ-1:
1 - $\kappa_n = 7,55\%$; 2 - $\kappa_n = 12,06\%$

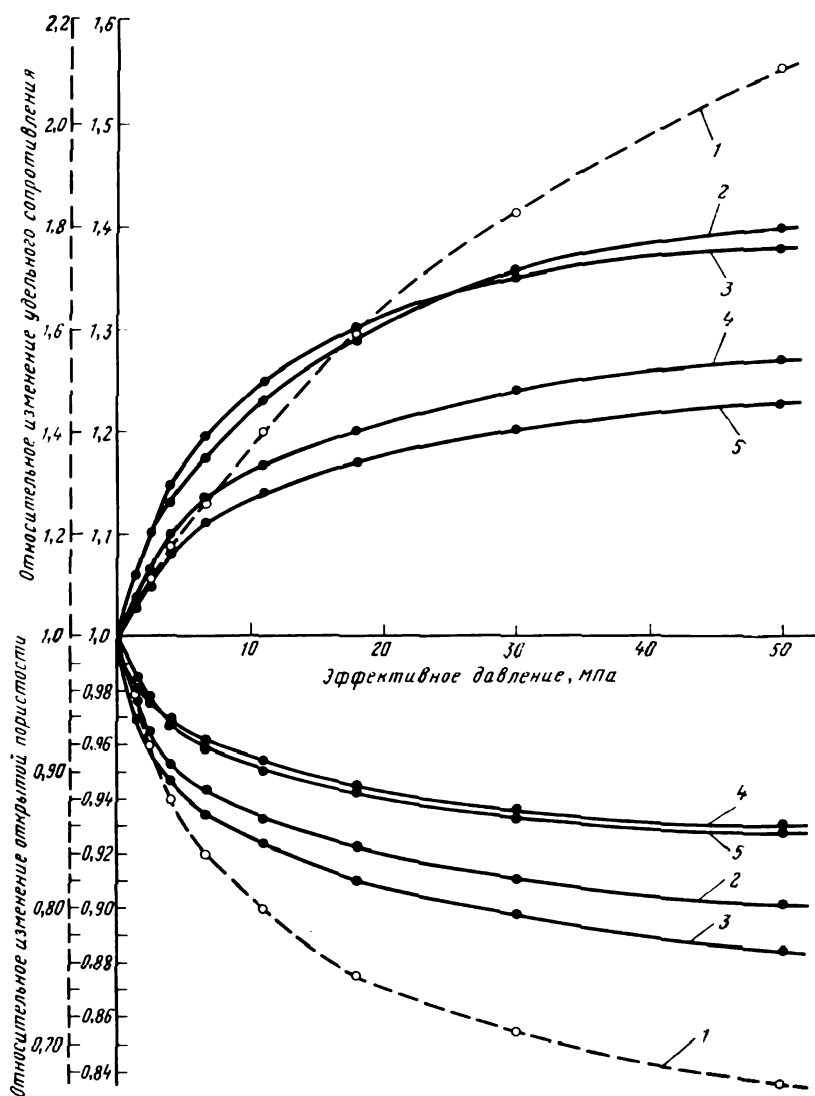


ния, которое выражается максимально десятком процентов, увеличение удельного сопротивления достигает сотен процентов. Автор подчеркивает, что только уменьшением объема пор в породе нельзя объяснить такое достаточно большое изменение удельного сопротивления. Основное влияние на это изменение оказывает уменьшение сечения наиболее мелких капиллярных и субкапиллярных пор в песчаниках, заполненных остаточной водой. В свою очередь, количество мелких пор в песчано-алевритовых породах зависит от многих факторов, одним из которых является содержание глинистого материала, что и определяет в конечном итоге величину коэффициента увеличения сопротивления. Это положение подтверждается нашими исследованиями глубокопогруженных песчаных пород Западного Предкавказья (рис. 36).

Л.М. Мarmorштейн и др. (1962 г.) анализировали изменение пористости при одноосном и всестороннем сжатии образца, ограничивая давление пределом разрушения породы. В шлифах из ряда испытанных образцов наблюдались трещинки в цементе, в зернах кварца, сближение обломочных зерен и т.д. Авторы пришли к выводу, что максимальные изменения происходят в песчаниках с цементом базального и порового типа, по составу глинистым, а минимальные — в образцах с контактовым типом цемента. Л.М. Мarmorштейн и Ю.Б. Меклер [79] объясняют изменение структуры порового пространства в песчаниках после приложенного давления (60 МПа) составом цементирующего вещества. В случае преобладания цемента хлорит-гидроглинистого состава над каолинистым существенных изменений в структуре порового пространства не наблюдается. Делается вывод, что неучет фактора времени приложенной на-

грузки может привести к погрешности в определении пористости, достигающей 20%.

Исследуя терригенные породы различного типа, Л.П. Петров (1967 г.) пришел к выводу, что коэффициент пористости резко уменьшается при эффективном давлении до 30–40 МПа, при дальнейшем увеличении давления этот коэффициент изменяется незначительно. К аналогичному выводу также и в отношении проницаемости пришли И. Фетт и Д. Дэвис [151], В.М. Добрынин [38], Я.Р. Морозович [82], И.А. Бурлаков, Н.С. Гудок [21] и др. Все эти исследователи отмечали, что проницае-



мость изменяется в зависимости от давления в значительно большей степени, чем пористость. Из изложенного следует, что результаты определения пористости и проницаемости в лаборатории на разгруженном керне требуют корректировки за эффективное давление, под влиянием которого породы находятся в пластических условиях.

В экспериментальных работах о влиянии температуры на коллекторские свойства однозначные суждения пока отсутствуют. Так, М.П. Волярович (1966 г.) показал, что при температуре до 200°C коэффициент сжимаемости пор увеличивается незначительно (примерно на 6%), по данным Л.П. Петрова, у некоторых образцов это увеличение происходит на 30–40%. Во всесторонних исследованиях В.М. Добрынина [38], Я.Р. Морозовича [82], С.И. Шишигина [144] и др. указывается о небольшом влиянии температуры (в основном до 100°C) на коллекторские свойства песчаников, которое меньше величины лабораторной погрешности определения пористости.

Согласно методическим указаниям В.М. Добрынина [38], подтвержденным многочисленными экспериментами, в настоящей работе предполагается, что исследуемые горные породы, залегающие на больших глубинах и имеющие продолжительную историю формирования, проявляют преимущественно упругий характер деформаций. Это соблюдается при условии, что нагрузка на скелет не превышает давлений, при которых данные породы существуют в естественном залегании.

Известно, что горные породы в условиях пласта подвергаются действию так называемого эффективного давления, представляющего собой разность между геостатическим (горным) и пластовым давлением: $P_{\text{эф}} = P_{\text{гор}} - \pi P_{\text{пл}}$, где коэффициент $\pi \leq 1$ находится в зависимости от литологического состава породы и величины эффективного давления. В нашем случае для расчетов влияния эффективного давления на емкостные и фильтрационные свойства пород, не превышающего значений 30–50 МПа, можно принять $\pi = 1$, при этом ошибкой из-за недоучета сжимаемости твердой фазы, согласно Д.А. Антонову [7], Л.П. Петрову (1967 г.) и др., вполне можно пренебречь.

Рис. 36. Зависимость относительного изменения удельного сопротивления (R^P/R_0) и пористости (κ_n^P/κ_{n_0}) среднезернистых кварцевых песчаников калловая от эффективного давления

1 — площадь Темирговецкая, скв. 8, интервал 5104–5109 м, $\kappa_{n_0} = 2,0\%$, $\kappa_{n_{p_0}} = 0,04$ мД, $\alpha = 95\%$, $\beta_n^{500} = 1,68 \cdot 10^{-3}$ МПа $^{-1}$; 2 — площадь Юбилейная, скв. 25, интервал 4275–4277 м, $\kappa_{n_0} = 12,9\%$, $\kappa_{n_{p_0}} = 41,2$ мД, $\alpha = 26\%$, $\beta_n^{500} = 0,45 \times 10^{-3}$ МПа $^{-1}$; 3 — площадь Юбилейная, скв. 25, интервал 4305–4308 м, $\kappa_{n_0} = 13,0\%$, $\kappa_{n_{p_0}} = 58,5$ мД, $\alpha = 25\%$, $\beta_n^{500} = 0,52 \cdot 10^{-3}$ МПа $^{-1}$; 4 — площадь Юбилейная, скв. 25, интервал 4224–4225 м, $\kappa_{n_0} = 14,6\%$, $\kappa_{n_{p_0}} = 74,5$ мД, $\alpha = 19\%$, $\beta_n^{500} = 0,33 \cdot 10^{-3}$ МПа $^{-1}$; 5 — площадь Юбилейная, скв. 25, интервал 4315–4317 м, $\kappa_{n_0} = 15\%$, $\kappa_{n_{p_0}} = 267$ мД, $\alpha = 17\%$, $\beta_n^{500} = 0,34 \cdot 10^{-3}$ МПа $^{-1}$

Так как коллекторские свойства пород в большой мере зависят от размеров и формы зерен, степени отсортированности обломочного материала, степени цементации, типа и состава цемента, то действие деформации, вызываемое высокими давлениями, различно для разных типов пород. Нами были отобраны хорошо проницаемые образцы из наиболее распространенной разности песчаных пород-коллекторов келловейского возраста, с которыми связаны залежи газоконденсата, а также нефте- и газопроявления на ряде площадей Восточно-Кубанской впадины. Песчаники кварцевые среднезернистые с небольшим содержанием каолинистого цемента пленочного и порового типов (до 10%) и хорошей степенью отсортированности ($S_0 = 2 \div 3$). Кроме того, был изучен образец низкопроницаемого среднезернистого кварцевого песчаника с большим содержанием глинисто-карбонатного цемента (30%) контакто-порового типа и $S_0 = 5$.

При исследовании проницаемости пород в условиях, близких к пластовым ($p_{зф} \leq 40$ МПа), наблюдался обратимый характер восстановления этого параметра, т.е. петля гистерезиса в ходе полного цикла (нагрузка — разгрузка давлением) имеет замкнутый характер. При изучении изменения коэффициента пористости образцы пород подвергались ступенчато всестороннему обжиму при давлениях до 50 МПа в ходе трех циклов обжатия. В этом случае от цикла к циклу величина относительно изменения пористости воспроизводилась достаточно точно, но наблюдались так называемые вязкие деформации, петля гистерезиса не замыкалась. Это, по всей вероятности, объясняется значительно более замедленным восстановлением у пород физических свойств, а не существенными остаточными деформациями.

На рис. 36 приведены экспериментальные кривые относительного изменения величины открытой пористости (κ_n^P / κ_n^0) и удельного сопротивления (R^P / R_0) для рассматриваемых образцов песчаников. Для хорошо проницаемых пород при $p_{зф} = 50$ МПа κ_n / κ_n^0 колеблется от 0,885 до 0,930, т.е. коэффициент пористости изменяется на 7,0—11,5% и коэффициент сжимаемости пор характеризуется довольно низкими значениями ($\beta_n = (0,33 - 0,52) \cdot 10^{-3}$ МПа $^{-1}$). В случае низкопроницаемого образца величина достигает $1,68 \cdot 10^{-3}$ МПа $^{-1}$, и происходит наибольшее изменение коэффициента пористости (на 33%). Для хорошо проницаемых образцов с близкими значениями открытой пористости ($\kappa_n = 12,9 \div 15\%$), различающихся по величине проницаемости ($\kappa_{np} = 41 \div 267$ мД), было изучено изменение удельного сопротивления, характеризующего структуру порового пространства (см. рис. 35). Так, у образца с наименьшей проницаемостью ($\kappa_{np_0} = 41,2$ мД) относительная величина удельного сопротивления достигает 1,40, а у образца с $\kappa_{np_0} = 267$ мД $R^P / R_0 = 1,22$. В случае низкопроницаемого образца с повышенным содержанием цемента (30%) R^P / R_0 достигает наибольшей величины — 2,10, что говорит о весьма сложной структуре порового пространства (большое количество мелких пор, сильная извилистость поровых каналов и т.д.).

Проницаемость кварцевых среднезернистых хорошо отсортированных

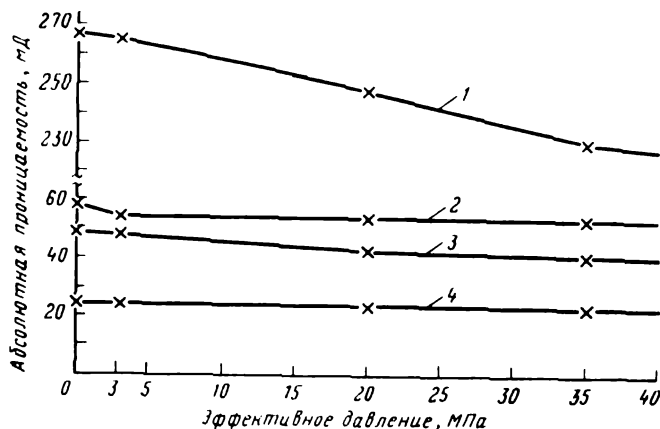


Рис. 37. Зависимость проницаемости келловейских среднезернистых кварцевых песчаников Восточно-Кубанской впадины (площадь Юбилейная) от эффективного давления

1 — скв. 25, интервал 4315–4317 м, $\kappa_{п.о} = 15\%$, $\alpha = 17\%$; 2 — скв. 25, интервал 4305–4308 м, $\kappa_{п.о} = 13\%$, $\alpha = 25\%$; 3 — скв. 2, интервал 4445–4455 м, $\kappa_{п.о} = 9,7\%$, $\alpha = 37\%$; 4 — скв. 3, интервал 4342–4347 м, $\kappa_{п.о} = 9\%$, $\alpha = 49\%$

песчаников при $p_{эф} = 35\div 40$ МПа изменяется сильнее, чем пористость на 4–17% (средняя величина $\Delta \kappa_{пр} = 11\%$), в абсолютных же значениях изменение данного параметра незначительно (рис. 37). Это в основном объясняется тем, что после воздействия регрессивного эпигенеза при погружении этих пород регенерационный цемент на контактах кварцевых зерен способствовал образованию прочного каркаса, который препятствовал перемещению зерен (сжатию) под нагрузкой вышележащих пород (при небольшом содержании цемента в этих песчаниках до 8–10%). Максимальное изменение проницаемости (на 75%) наблюдается у образца с $\kappa_{пр} = 0,04$ мД ($\kappa_{пр}^{до} = 0,01$ мД).

Таким образом, полученные экспериментальные данные показывают, что обладающие в атмосферных условиях наилучшими коллекторскими свойствами (III и IV классы) среднезернистые кварцевые песчаники келловей с малым содержанием каолинитового цемента (до 10%) в условиях, характерных для глубин их залегания (4000–4500 м), незначительно снижают свои емкостные и фильтрационные свойства. Открытая пористость этих пород уменьшается в пластовых условиях лишь в пределах 1–1,5%, а проницаемость на 3–35 мД, т.е. эти величины остаются достаточно высокими на указанных больших глубинах. Относительные же изменения названных выше параметров составляют соответственно 7–11,5% (в среднем 9%) и 4–17% (в среднем 11%), что необходимо учитывать при подсчете запасов нефти и газа. В то же время следует подчеркнуть, что отмеченное снижение емкостных и фильтрационных свойств пород в результате проведенных экспери-

ментов не является предельным, так как время приложения нагрузки в опытах ограничено — от 2–3 ч до нескольких дней.

В результате экспериментальных исследований песчаных пород Внутренней зоны Предкарпатского прогиба Ю.Е. Кордияк и др. (1975 г.) подтвердили опытные данные указанных выше авторов, что наиболее интенсивное изменение величин пористости и проницаемости наблюдается при увеличении давления до 20–30 МПа, при дальнейшем его возрастании величины этих параметров уменьшаются незначительно. Исследователи подтвердили также результаты наших опытов, установив, что для образцов с достаточно высокими коллекторскими свойствами, в частности с пористостью 12–18% и проницаемостью 10–500 мД, характерно значительно меньшее относительное изменение этих параметров чем для пород с более низкими емкостными и фильтрационными свойствами. При этом величина проницаемости в пластовых условиях ($p_{эф} = 90$ МПа) изменяется сильнее, чем величина пористости (10–37 мД), оставаясь достаточно высокой.

Интересные данные получены В.Б. Мухиным и И.А. Доброквашиним (1975 г.) при изучении девонских песчаных пород Нижнего Поволжья. Авторы отмечают, что относительное изменение пористости при $p_{эф} = 60$ МПа составляет 2–7%, абсолютное же уменьшение пористости не превышает 1–2%, что хорошо увязывается и с нашими экспериментальными результатами изучения келловейских песчаников. Относительное же изменение водопроницаемости в пластовых условиях составляет 15–36%, а проницаемости по керосину несколько больше — 25–60%, что необходимо учитывать в экспериментальных работах. Наибольшее снижение указанного параметра наблюдается у более глинистых низкопроницаемых песчаников.

На возможность изменения проницаемости пород-коллекторов при увеличении испытываемой ими нагрузки указывали многие исследователи. Первые данные об этом встречаются в работе Дж. Фетт и Д. Дэвис [151], в которой отмечается, что проницаемость (386–632 мД) цементированных песчаников при увеличении испытываемого ими давления от нуля до 21 МПа уменьшается на 59–89% начального давления. М.М. Кусаков и Н.С. Гудок [72] указали на существование двух типов зависимости фильтрационных свойств пород от внешнего давления. Первый тип — с обратимым характером изменения проницаемости при увеличении и уменьшении внешнего давления и второй — с необратимым характером изменения проницаемости. Необратимое изменение проницаемости присуще песчаным породам, имеющим в своем составе глинистое цементирующее вещество.

Н.С. Гудок [35] отмечала, что экспериментальное подтверждение необратимости деформации нефтесодержащих пород в условиях всестороннего сжатия представляет интерес для изучения не только нестационарной фильтрации упругой жидкости в упруго-пластичной пористой среде, но и гистерезисных явлений в нефтяном пласте. Автор приводит результаты изучения влияния всестороннего давления на проницаемость на примере образцов песчано-алевритовых пород, содержащих значительное количество глинистого материала (рис. 38). Основное уменьшение

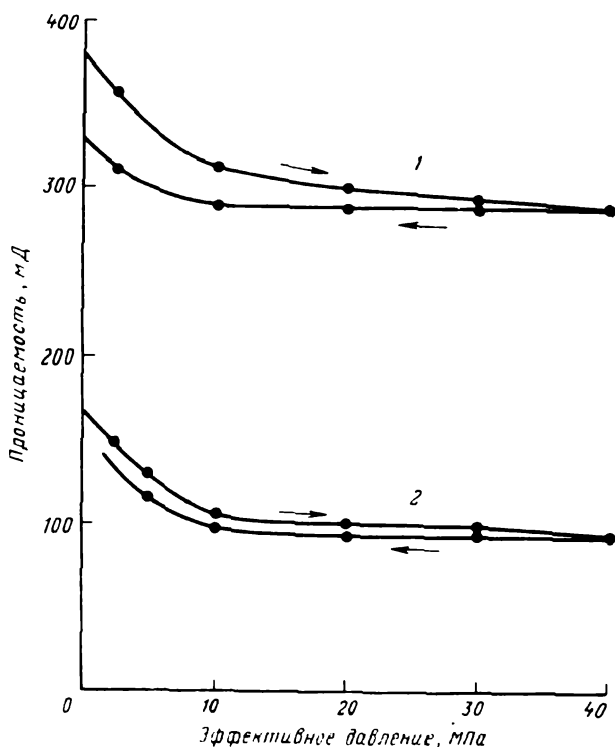


Рис. 38. Влияние эффективного давления на проницаемость горных пород в условиях всестороннего сжатия (по Н.С. Гудок, 1970)

1 — песчаник; 2 — алевролит

проницаемости рассматриваемых пород происходит при прилагаемом $p_{эф}$ до 10–20 МПа. В процессе же разработки залежей углеводородов эффективное давление, действующее на породы продуктивных пластов, не остается постоянным, а с понижением пластового давления возрастает до 20–40 МПа. В свою очередь, уменьшение проницаемости за счет необратимой деформации может составить 5–7% для крепко сцементированных пород и до 20% и более для рыхлых пород. Как отмечали многие исследователи, к числу причин, снижающих производительность скважин в процессе разработки залежей нефти и газа, относится деформация пород-коллекторов, испытываемая ими при снижении пластового давления, что влечет за собой дополнительное уплотнение пород и ухудшение их фильтрационных способностей.

Снижение пластового давления при эксплуатации продуктивного пласта может достигать 5–10 МПа и более. При этом дополнительная нагрузка, испытываемая породами-коллекторами, будет колебаться примерно в тех же пределах, что необходимо учитывать в процессе разработки месторождений.

Положительное решение указанной проблемы, как отмечали М.Ф. Мирчинк, В.П. Сонич и др. [90], может быть осуществлено тремя путями на основе выявления закономерности уплотнения пород под влиянием испытываемой ими увеличивающейся нагрузки. Первый путь — определение пористости пород литологически близкого состава, отобранных из синхронных отложений с разных глубин, — по разным причинам не всегда представляется возможным. Второй путь — моделирование уплотнения пород на образцах керна в компрессионных приборах не учитывает (или не до конца соблюдает) фактор времени. В большинстве опубликованных работ время приложения нагрузки (продолжительность деформирования) не указывается. В тех же работах, где оно упоминается, авторы отмечают, что за время эксперимента стабилизации коэффициента проницаемости не происходит [38, 79 и др.]. Следует отметить, что в подавляющем большинстве проведенных экспериментальных исследований влияния давления на фильтрационные свойства пород определялись минимальные или промежуточные величины снижения их проницаемости, во всяком случае, при затухании фильтрации точно определить окончательное значение коэффициента проницаемости не удалось. Поэтому указанные величины проницаемости не могут быть использованы для оценки пределов возможного снижения фильтрационных способностей пород под действием внешнего давления.

Закономерность уплотнения пород под действием увеличивающейся нагрузки, как отмечали многие авторы [38, 90, 150], может быть выявлена с помощью моделирования уплотнения в компрессионных приборах на рыхлых агрегатах, образованных в результате дезинтеграции образцов керна изучаемых отложений. Этот путь наиболее доступен и в то же время достаточно близко отражает закономерность уплотнения песчано-алевритовых образований в природных условиях в случае незначительных постседиментационных преобразований их минерального скелета. Относительно небольшие объемы образцов, исследуемых в компрессионных приборах, позволяют путем многократного циклического нагружения в течение нескольких десятков часов достичь стабильного объема агрегата в опытах. Проведенные исследования показали, что пористость агрегатов, полученных путем дезинтеграции образцов керна и подвергнутых давлению всестороннего сжатия, равному давлению, которое испытывают эти породы на глубине залегания, близка к пористости рассматриваемых пород. Это указывает на идентичность закономерности уплотнения осадочных образований в естественных условиях и уплотнения агрегатов в компрессионных приборах.

В результате изучения интенсивности уплотнения агрегатов, образованных из образцов керна песчано-алевритовых пород продуктивного пласта БВ_х Нижневартковского свода, М.Ф. Мирчинк и В.П. Сонич и др. [90] заключают, что в первую очередь этот параметр зависит от содержания глинистого материала и медианного размера обломочных зерен. Учитывая указанные особенности, песчано-алевритовые породы-коллекторы с хорошей степенью отсортированности ($S_0 \leq 2,5$) пласта БВ_х Самотлорского и Советско-Соснинского месторождений были объединены в три группы.

В первую группу входят слабоглинистые (глинистость $< 10\%$) средне- и мелкозернистые песчаники, относящиеся к коллекторам первого и второго классов. Вторая группа объединяет средне- и мелкозернистые глинистые (глинистость $10-30\%$) песчаники и слабоглинистые (глинистость $< 10\%$) алевролиты, которые являются коллекторами третьего класса. К третьей группе относятся глинистые (глинистость алевролиты, а также мелкозернистые сильноглинистые (глинистость $> 10\%$) алевролиты, а также мелкозернистые сильноглинистые (глинистость $> 30\%$) песчаники, являющиеся коллекторами четвертого и пятого классов.

Многократное циклическое нагружение в опытах приводило к ускорению процессов консолидации, и упругий характер деформации наступал обычно уже после $5-10$ циклов нагрузки. Таким образом авторам удалось избежать влияния времени при моделировании процессов уплотнения.

Экспериментальные исследования образцов керна песчано-алевритовых коллекторов от I до V классов из продуктивных пластов БВ₈ в установке высокого давления позволили получить ряд зависимостей относительного изменения пористости пород, которые описываются уравнением прямой вида $\kappa_n = a\kappa_{np} + C$, где κ_n — относительное уменьшение пористости; κ_{np} — относительное уменьшение проницаемости; a , C — численные коэффициенты, имеющие определенные значения для коллекторов разных классов.

На основании полученных кривых (рис. 39) и уравнений (рис. 40) авторы рассчитали максимальные пределы уменьшения проницаемости песчано-алевритовых коллекторов с I по V класс при увеличении эффективного напряжения на 15 МПа (рис. 41). Так, снижение проницаемости коллекторов I и II классов при депрессии на пласт БВ₈ в 15 МПа составляет 16%, причем на эту же величину увеличивается эффективное напряжение, испытываемое породами. При этих же условиях снижение проницаемости для коллекторов IV класса может достигать 50%. В коллекторах V класса необратимое изменение проницаемости уже при депрессии в 5 МПа может превысить 50–60%. Уплотнение песчано-алевролитовых пород под влиянием внешнего давления, как известно, зависит от литологических особенностей этих пород и в первую очередь от петрографо-минералогического состава обломочных компонентов и цементирующего материала, которые обладают разным пределом прочности на сжатие. Кроме того, как показали исследования Дж. Максвелла [155], интенсивность снижения пористости с глубиной для литологически однотипных кварцевых песчаных пород зависит от их возраста и температурного градиента, характерного для рассматриваемого разреза.

Наиболее благоприятным объектом для выяснения закономерности изменения с глубиной емкостных свойств одновозрастных литологически близких разностей являются песчаные породы верхней юры (келловей) Предкавказья (Восточно-Кубанской впадины). В предыдущих главах были подробно рассмотрены состав, коллекторские свойства, характер изменения их пористости с глубиной, результаты экспериментальных исследований изменения проницаемости от эффективного давления,

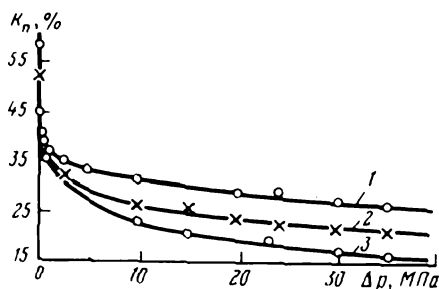


Рис. 39. График результатов экспериментальных исследований зависимости пористости агрегатов от давления их сжатия (по М.Ф. Мирчинку и др., 1975)

1 — пески слабоглинистые отсортированные; 2 — пески глинистые слабоотсортированные; алевролиты слабоглинистые отсортированные; 3 — пески сильноглинистые, алевролиты глинистые слабоотсортированные

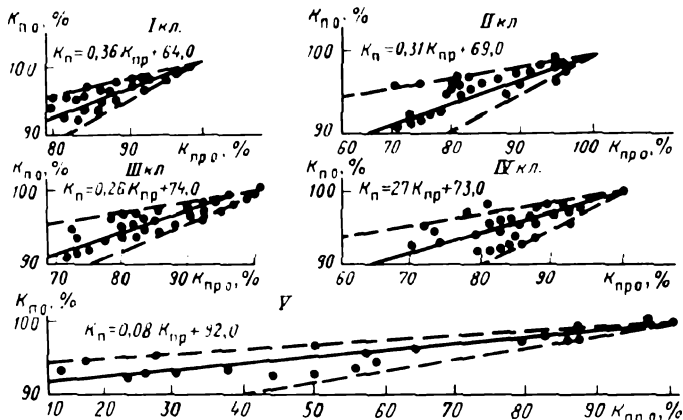


Рис. 40. Графики зависимости относительного изменения проницаемости коллекторов от относительного изменения пористости (по М.Ф. Мирчинку и др., 1975)

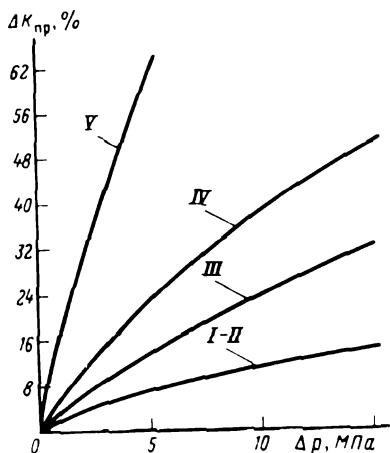


Рис. 41. График расчетных максимально возможных пределов падения проницаемости при снижении пластового давления (по М.Ф. Мирчинку, 1975)

I — V — классы коллекторов

на основе чего ниже приводятся расчеты пределов изменения проницаемости этих образований от дополнительного давления.

Указанные отложения представлены кварцевыми хорошо отсортированными среднезернистыми песчаниками, глубина залегания которых колеблется от 3500 до 5100 м при эффективной мощности пластов до 60 м. Содержание цемента, представленного в основном каолинитом, составляет 10–12%, иногда с добавлением вторичного кварца (до 1,5–2%). Закономерность уменьшения открытой пористости этих пород с глубиной залегания показана на рис. 32 и выражается уравнением регрессии: $\kappa_{п.о} = 42,8 \div 7,19 \cdot H$, а теснота связи определяется коэффициентом корреляции $r = -0,80$. Для этих же песчаных пород была установлена тесная корреляционная зависимость ($r = 0,90$) проницаемости от открытой пористости (см. рис. 17, а), которая имеет вид: $\lg \kappa_{пр} = 0,24 \kappa_{п.о} - 1,10$.

В уравнение связи между величинами пористости и проницаемости подставим вместо пористости ее выражение через глубину залегания. Заменяя в указанном уравнении глубину залегания соответствующим давлением (при пересчете среднюю плотность пород принимаем равной $2,30 \text{ г/см}^3$), в конечном итоге получим окончательное уравнение зависимости проницаемости рассматриваемых песчаных пород от давления: $\lg \kappa_{пр} = 9,172 - 0,13 p$. По полученному уравнению построены графики изменения проницаемости пород-коллекторов келловей в зависимости от дополнительного давления (рис. 42). Из этих графиков следует, что песчаник с исходной проницаемостью 267 мД (III класс) под дополнительным давлением в 10 МПа уменьшает проницаемость до 10–13 мД и относится уже к IV или V классу. Проницаемость же коллекторов

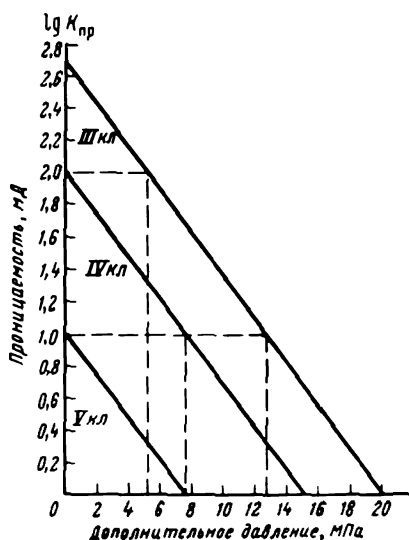


Рис. 42. Зависимость проницаемости келловейских среднезернистых кварцевых песчаников Восточно-Кубанской впадины от дополнительного давления

IV класса при тех же условиях снижается до единиц миллиардов. Отдельные образцы этих песчаников были испытаны в компрессионных приборах (см. рис. 37). В результате проведенных экспериментальных исследований наибольшее изменение проницаемости наблюдалось у коллектора III класса — с 267 мД (в атмосферных условиях) до 230 мД (в условиях, близких к пластовым), т.е. перехода породы в более низкий класс по проницаемости не произошло. Такое большое расхождение экспериментальных и расчетных данных объясняется главным образом составом обломочного и цементирующего материала (кварцевые зерна относятся к устойчивым компонентам), незначительным содержанием цемента (до 10%), представленного уплотненным каолинитом и реже кварцем и, наконец, незначительным временем приложения нагрузки в эксперименте (2–3 ч), связи с чем не происходило полной стабилизации проницаемости.

Фильтрационные способности песчано-алевритовых коллекторов, как известно, снижаются под воздействием внешнего давления. Интенсивность этого уменьшения, как указывалось выше, зависит от величины давления, времени его воздействия, содержания неустойчивых компонентов в составе породы (глинистого материала и неустойчивых зерен), а также от величины эффективного напряжения, испытываемого породой в естественных пластовых условиях. Хотя фильтрационные способности пород-коллекторов высоких классов и снижаются при воздействии на них значительного дополнительного давления (до 10–20 МПа), абсолютные их значения остаются достаточными для обеспечения высокой производительности скважин. Породы-коллекторы низких классов при тех же условиях переходят в практически непроницаемые образования, а скважины, разрез которых сложен такими породами, превращаются в практически непродуктивные. Результаты этих исследований необходимо учитывать при составлении технологической схемы разработки нефтяных и газовых залежей, а также при проведении опробования разведочных и поисковых скважин.

Полученные экспериментальные данные подтверждают мнение многих исследователей о том, что изучение коллекторских свойств пород (особенно пористости и проницаемости) необходимо проводить с учетом их естественного залегания. Поправки к величинам указанных параметров за эффективное давление следует вводить для каждой разности песчаных пород, неучет же этих поправок может существенно переместить границу коллектор — неколлектор и сильно исказить результаты подсчета запасов нефти и газа.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

В настоящей работе на основании комплексного анализа общегеологических факторов и результатов различных физических методов исследования представилось возможным оценить и прогнозировать развитие терригенных пород-коллекторов в рассматриваемых регионах. Основное внимание уделено глубокопогруженным коллекторским толщам Предкавказья, этой крупнейшей "старой" нефтегазоносной территории, с которой связывают большие перспективы поисков залежей углеводородов на больших глубинах.

В Азербайджане дальнейший прирост промышленных запасов нефти и газа связан, как указывалось в главе 1, с разведкой залежей углеводородов в продуктивной толще (средний плиоцен) на глубинах свыше 5 км. С увеличением глубины залегания отложений продуктивной толщи отмечается сравнительно незначительное снижение их емкостных и фильтрационных свойств. Величины открытой пористости составляют в среднем 13–18% при проницаемости 40–100 мД на таких больших глубинах, как 4–5 км. Кроме того, как отмечали Л.А. Буряковский, М.Р. Мамедбейли [25], с увеличением глубины (повышением давления и температуры) происходит снижение остаточной водонасыщенности. Совместное изменение указанного параметра и открытой пористости приводят к тому, что эффективная пористость уменьшается с глубиной менее интенсивно, чем открытая пористость. Это повышает возможность открытия значительных запасов углеводородов на больших глубинах.

Следует отметить, что в целом рассматриваемые песчано-алевритовые породы слабо уплотнены, особенно в хорошо отсортированных разностях, что положительно отразилось на их коллекторских свойствах (в основном здесь развиты коллекторы III–IV классов, иногда I–II классов). Специальное внимание следует обратить на особенности истории геологического развития отдельных глубокопогруженных зон. Так, районы Западного и Центрального Апшерона, испытывавшие инверсионные движения в течение плиоцен-антропогенного периода, характеризуются сравнительно небольшим сокращением пористости песчаных образований (на 30–40%) на глубинах до 5 км. В то же время на территории Восточного Апшерона, характеризующейся длительным погружением в течение рассматриваемого периода, открытая пористость тех же песчаных пород уменьшается на 60–70%. В общем для пород-коллекторов

продуктивной толщи Азербайджана (в том числе и глубоководных участков Южного Каспия) характерно замедление темпа снижения емкостных и фильтрационных свойств на глубинах свыше 4 км. Это объясняется слабыми постдиагенетическими изменениями в них (незначительное уплотнение, регенерация обломочных зерен кварца и др.) . В настоящее время можно с уверенностью прогнозировать в продуктивной толще Азербайджана развитие терригенных пород-коллекторов **IV** и частично **III** классов на глубинах 5,5—7,5 км.

В Днепровско-Донецкой впадине перспективы обнаружения залежей нефти и газа в глубоководных горизонтах связываются с палеозойскими песчано-алевритовыми коллекторами, залегающими на глубине свыше 4 км.

Качественный анализ рассматриваемых пород позволяет заключить, что эти образования подверглись интенсивным постседиментационным изменениям, повлиявшим и на их коллекторские свойства. В северо-западной части впадины в зоне начального катагенеза на глубине до 5 км распространены поровые коллекторы в основном **III—IV** классов. Они представлены кварцевыми мелко- и среднезернистыми хорошо отсортированными песчаниками с открытой пористостью до 19% и проницаемостью до 200 мД. На глубине 6—6,5 км здесь прогнозируется распространение средней подзоны глубинного катагенеза с преобладанием коллекторов порово-трещинного типа **IV** класса. В юго-восточной части впадины в зоне глубинного катагенеза (верхняя подзона) на глубине 4—4,5 км распространены коллекторы трещинно-порового типа в основном **V** класса, представленные мелкозернистыми песчаниками и алевритами (открытая пористость до 13%, проницаемость до 10 мД) . В приосевой части впадины на глубине 5,5—6 км прогнозируется распространение средней подзоны глубинного катагенеза с развитием здесь коллекторов порово-трещинного типа в основном **V** класса.

В ряде случаев (месторождения Харьковцевское, Артюховское и др.) на глубине свыше 4—4,5 км достаточно высокие коллекторские свойства (открытая пористость до 12—13% и проницаемость до 10—15 мД) наблюдаются только в нефтегазосодержащих песчаных пластах, которые по степени преобразованности могут быть отнесены к зоне начального катагенеза. Углеводороды, насыщающие пласты-коллекторы, приостанавливают постседиментационные процессы, ухудшающие емкостные и фильтрационные свойства пород.

Следует особо отметить, что улучшение емкостных и фильтрационных свойств рассматриваемых пород на больших глубинах часто связано с перерывами в осадконакоплении (предтурнейский, преднижне- и верхневизейский, предверхнепермский) , к которым приурочено формирование вторичной пористости в коллекторах (например, площадь Тимофеевская, глубина 4090 м, $\kappa_{п.о} = 26\%$, $\kappa_{пр} = 612$ мД; площадь Гадячская, глубина 4830 м, $\kappa_{п.о} = 15,5\%$, $\kappa_{пр} = 148$ мД) .

С увеличением глубины залегания лучшие коллекторские свойства, как было отмечено выше, сохраняются в мономинеральных средне- и крупнозернистых кварцевых песчаниках. Экспериментальные исследо-

вания этих пород в пластовых условиях также показали относительно небольшое снижение их емкостных и фильтрационных свойств. Открытая пористость по абсолютной величине снижается на 0,5–1,5%, а относительное уменьшение проницаемости составляет 15–35%. Указанные поровые породы-коллекторы на глубине 6,5–7,5 км будут обладать открытой пористостью, вероятно, в пределах 6–10% и проницаемостью до 10 мД. В то же время на указанных глубинах преобладающее значение будут иметь коллекторы порово-трещинного и трещинного типов.

В Предкарпатском прогибе достаточно высокие свойства имеют породы нижнемелитовой и выгодской свит палеогена. Именно к этим отложениям приурочены коллекторы порового типа пористостью до 21% и проницаемостью до 100–120 мД (даже на глубине 5 км открытая пористость достигает 10%, а свыше 6 км – 7%). Видимо, фактор глубины не имеет существенно отрицательного влияния на сохранение достаточно высоких коллекторских свойств песчаников палеогена. Следует отметить, что в породах с глубиной (свыше 5 км) сильно проявляется трещиноватость, которая будет преобладать на перспективных глубинах 7–9 км.

В Прикаспийской впадине основные перспективы прироста запасов нефти и газа связывают с подсолевыми палеозойскими терригенными отложениями, вскрываемыми на глубине до 6 км пока единичными скважинами. Открытая пористость (межзерновая) этих полимиктовых песчаных коллекторов достигает 13% даже на глубине 5–5,5 км. На указанных глубинах широко развита трещиноватость, обеспечивающая проницаемость до 22 мД, что необходимо принимать во внимание при бурении скважин. Следует отметить, что глинистые породы на больших глубинах обладают высокими экранирующими свойствами. Все изложенное необходимо учитывать при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ в рассматриваемом регионе.

В Предкавказье наиболее перспективны для поисков залежей углеводородов на больших глубинах мезозойские терригенные образования. Следует отметить, что установленные в работе тесные корреляционные зависимости между основными коллекторскими параметрами наиболее распространенных и перспективных на нефть и газ песчаных пород апт-альбского, келловейского и ладинского ярусов имеют большое практическое значение. Эти зависимости позволяют более достоверно оценить породы-коллекторы и определить нижний предел их промышленной ценности.

Результаты экспериментальных исследований терригенных пород в условиях, близких к пластовым, позволили заключить: а) среднезернистые кварцевые песчаники (келловейского возраста) с малым содержанием каолинитового цемента (до 10%), обладающие в атмосферных условиях наилучшими коллекторскими свойствами (III и IV классы) среди изученных нами пород, в условиях, характерных для глубин их залегания (4000–4500 м), незначительно снижают свои емкостные и фильтрационные свойства. Открытая пористость этих пород уменьшается лишь на 1–1,5%, а проницаемость – на 3–3,5 мД, т.е. их величины остаются

достаточно высокими на указанных глубинах. Относительные же изменения названных выше параметров составляют соответственно 7—11,5% (в среднем 9%) и 4—17% (в среднем 11%); б) в плохо проницаемых песчаных породах (VI класс) с большим содержанием глинисто-карбонатного цемента (25—30%) относительное изменение коэффициента пористости достигает 33%. Следует отметить, что поправки к указанным параметрам, учитывающие эффективное давление, нужно вводить для каждой разности песчано-алевритовых пород, неучет же этих поправок может существенно переместить границу коллектор — неколлектор и сильно исказить результаты подсчета запасов нефти и газа (особенно в песчаных породах с большим содержанием цемента). Кроме того, необходимо усовершенствовать методику оценки предельной величины внешнего давления, испытываемого породами, не снижая классности по проницаемости. Проводить детальное изучение процесса необратимого снижения проницаемости пород-коллекторов при высоких перепадах давления крайне важно при разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа.

Результаты изучения эмпирической зависимости давления прорыва газа от проницаемости позволили заключить, что глинистые породы-покрышки, близкие по составу породообразующих компонентов (в основном каолинит, гидрослюда и смешаннослойные минералы), обладают различной экранирующей способностью. Так, альбская (платформенный борт Терско-Каспийского прогиба) и ниже- и среднекелловейская (Восточно-Кубанская впадина) покрышки отличаются высокими изолирующими свойствами, аптская (юго-восточная часть Чернолесской впадины) — средними и верхнекелловей-оксфордская (центральная часть Восточно-Кубанской впадины) — низкими. В двух последних случаях на ухудшение указанных свойств глинистых пород повлияли опесчанивание (аптская покрышка) и наличие карбонатного материала (до 60%) в верхнекелловей-оксфордской покрышке, способствующего образованию микротрещин. В последнем случае возможен переход указанных пород-покрышек в трещиноватые коллекторы.

В рассмотренных в настоящей работе глубокопогруженных зонах (Чернолесская и Восточно-Кубанская впадины, платформенный борт Терско-Каспийского прогиба и Восточно-Маньчский прогиб), отличающихся историей геологического развития и интенсивностью проявления постседиментационных процессов, детально прослежен по разрезу и по площади характер изменения коллекторских свойств песчано-алевритовых пород.

В Чернолесской впадине и на платформенном борту Терско-Каспийского прогиба, где преобладали нисходящие движения в рассмотренное нижнемеловое время, отчетливо отмечается ухудшение коллекторских свойств пород с глубиной погружения. Наибольшее распространение здесь имеют мелкозернистые кварцевые песчаники, с преимущественно гидрослюдистым цементом (до 35—40%), которые вследствие интенсивных вторичных изменений на глубинах свыше 4000 м не могут рассматриваться как коллекторы порового типа. На указанных глубинах разви-

ты породы-коллекторы VI и частично V классов проницаемостью до 1—3 мД. Размер открытых пор в этих породах не превышает 5 мкм; изредка в них наблюдаются единичные разнонаправленные микротрещины раскрытостью также до 5 мкм, что не позволяет рассматривать эти породы как коллекторы, имеющие промышленное значение.

В бортовых частях Восточно-Кубанской впадины, где в течение геологической истории отмечались инверсионные движения, юрские песчаные породы местами до раннего мела были выведены на дневную поверхность в зону гипергенеза, что положительно сказалось на их емкостных и фильтрационных свойствах (здесь развиты коллекторы III—V классов). Следует отметить, что в обладающих наилучшими коллекторскими свойствами крупно-среднезернистых кварцевых песчаниках келловейского яруса (с небольшим содержанием каолинитового цемента — до 10%) на фоне общего уменьшения с глубиной их залегания величин открытой пористости (15—5%) и проницаемости (360—1 мД) наблюдаются отклонения величин указанных параметров в сторону увеличения. Это объясняется частичной децементацией песчаных пород под влиянием атмосферных факторов и движения грунтовых вод, в результате чего первичный аллотигенный цемент в них сохранился лишь на отдельных участках. Образование аутигенных минералов в этих породах, погруженных на глубину свыше 4000 м, было не столь интенсивным, поэтому в песчаниках сохранились открытые поры размером до 100 мкм и более (в крупнозернистых разностях преобладают поры 30—60 мкм, а в среднезернистых — 15—30 мкм).

Наиболее распространенные в центральной части Восточно-Кубанской впадины мелкозернистые кварцевые песчаники келловей находились вблизи дневной поверхности, что сказалось на улучшении их коллекторских свойств даже на достаточно больших глубинах — свыше 4900 м (IV и частично III классы). Проницаемость указанных пород достигает 100—110 мД, а размер открытых пор 40 мкм, с преобладанием поровых каналов 10—25 мкм.

В Восточно-Манычском прогибе в рассмотренное ладинское время осадконакопление происходило последовательно в эпиконтинентальных условиях; наилучшими коллекторскими свойствами здесь обладают среднезернистые, преимущественно кварцевые песчаники, проницаемость их достигает 355 мД, в среднем составляя 30—40 мД. Следует отметить, что породы-коллекторы порового типа III—IV классов сохраняются до глубины 3700—3800 м (размер открытых пор в них достигает 15—20 мкм). На больших глубинах коллекторские свойства песчаников резко снижаются (V и VI классы), здесь достаточно сильно проявляется трещиноватость (в породах присутствуют микротрещины раскрытостью 5—10 мкм).

Следует отметить, что характеристика развития перспективных на нефть и газ терригенных пород-коллекторов основана в работе также на данных по нефтегазоносности, гидрогеологической обстановке, истории геологического развития рассматриваемых районов и экранирующей способности покрывших.

Наилучшими коллекторскими свойствами среди нижнемеловых отложений характеризуются альбские и аптские песчаные породы (IV и V классы). Наблюдаемая в рассматриваемых породах в Чернолесской впадине и на платформенном борту Терско-Каспийского краевого прогиба на глубине свыше 4000 м трещиноватость развита не повсеместно, отмечаются лишь отдельные разнонаправленные микротрещины, преимущественно слабоизвилистого характера. В то же время в осевой части Терско-Каспийского прогиба (Терская и Сунженская антиклинальные зоны) в песчано-алевритовых сильно дислоцированных породах распространены главным образом коллекторы порово-трещинного и трещинного типов, обеспечивающие притоки нефти дебитом до 300 м³/сут. Межгранулярная пористость этих пород на глубине 5 км не превышает 5–6%. Кроме того, здесь необходимо учитывать явление вторичного улучшения коллекторских свойств [103] за счет выноса кальцитового цемента

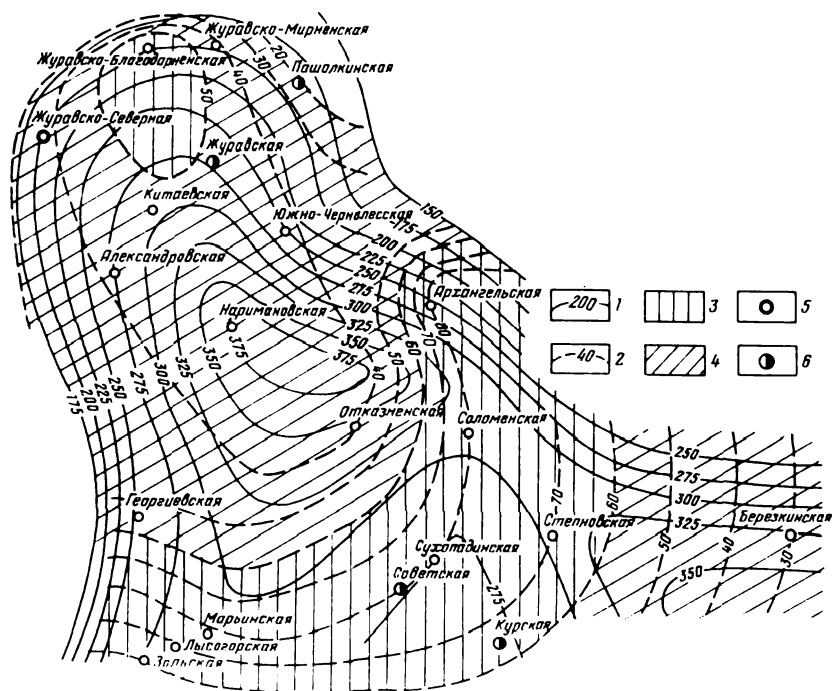


Рис. 43. Карта развития пород-коллекторов альбского яруса Чернолесской впадины (глубины залегания 3000–4200 м)

1 — изопакеты отложений альбского яруса; 2 — изопакеты песчаных прослоев; 3 — развитие пород-коллекторов IV класса; 4 — развитие пород-коллекторов V класса; 5 — газопроявления; 6 — нефтепроявления

из породы. Этот процесс связан с пониженной устойчивостью карбоната кальция на больших глубинах.

По Чернолесской впадине были составлены карты развития пород-коллекторов для альбского и аптского ярусов (рис. 43, 44). При этом учитывались как суммарная мощность проницаемых песчаных прослоев в разрезе (по каротажным данным), так и особенности структуры порового пространства и соответственно данные по коллекторским свойствам указанных образований, определяемые по керну. На основании этого комплекса исследований пород в альбском ярусе выделены зоны распространения коллекторов **IV** и **V** классов (см. рис. 43), которые представлены мелкозернистыми кварцевыми песчаниками.

Относительно перспективные на нефть и газ породы-коллекторы **IV** класса развиты в южной и юго-восточной частях впадины, и также в районе Журавско-Благодарненской площади, где суммарная мощность песчаных прослоев достигает 50 м. В районе Степновского выступа

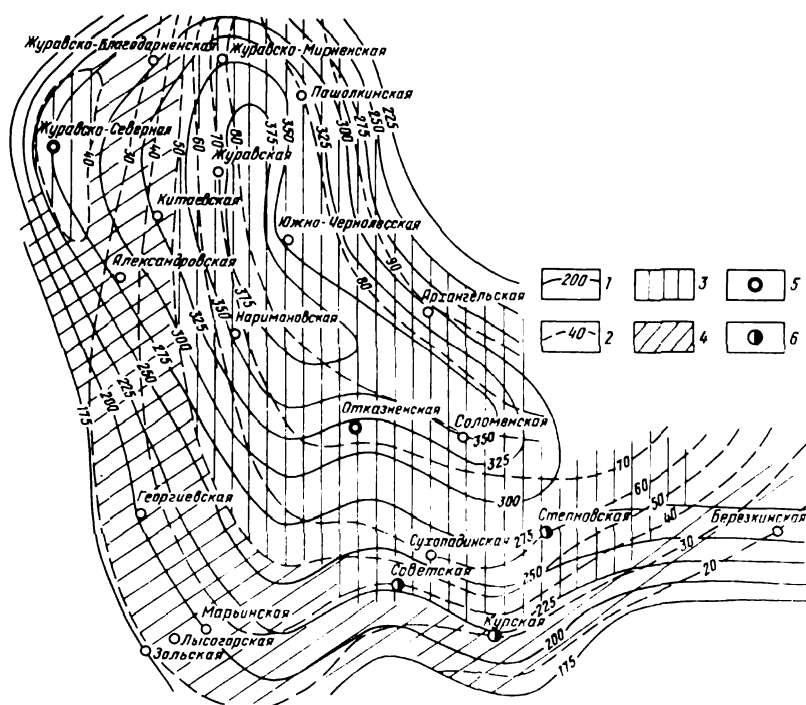


Рис. 44. Карта развития пород-коллекторов аптского яруса Чернолесской впадины (глубины залегания 3200–4500 м)

1 — изопакиты отложений аптского яруса; 2 — изопакиты песчаных прослоев; 3 — развитие пород-коллекторов **IV** класса; 4 — развитие пород-коллекторов **V** класса; 5 — газопроводящие; 6 — нефтепроводящие

(площади Степновская, Соломенная) отмечается весьма высокая эффективная мощность песчаников — 80 м; рассматриваемые породы-коллекторы здесь характеризуются благоприятной структурой порового пространства (размер открытых пор достигает 25–30 мкм). Кроме того, достаточно высокая степень газонасыщенности (до 3500 см³/л) хлоридно-натриевых вод и нефтепроявления в этих зонах на Советской и Курской площадях, а также газо- и нефтепроявления в районе Журавско-Благодарненской площади позволяют считать названные выше районы перспективными для обнаружения скоплений углеводородов. Следует особо обратить внимание на район между Степновской, Советской и Соломенной площадями, где рассматриваемые образования вскрываются единичными скважинами, в то же время эффективная мощность песчаников и их емкостные и фильтрационные свойства характеризуются здесь наиболее высокими величинами (открытая пористость достигает 20–22%, а проницаемость 40–50 мД).

В центральной части Чернолесской впадины, а также на ее погружении, восточнее Курской площади (зона сочленения с Терско-Каспийским прогибом), распространены породы-коллекторы V класса порового типа. Эти породы имеют весьма низкую открытую пористость — до 14%, размер открытых пор достигает лишь 5 мкм, проницаемость не превышает 3 мД, в связи с чем они не представляют практической ценности. В указанных районах обнаружение промышленных скоплений нефти и газа маловероятно (отсутствие трещинных коллекторов).

Распространение пород-коллекторов аптского возраста имеет много общего с распространением альбских коллекторов (см. рис. 44). Так, наиболее перспективными являются коллекторы IV класса в районе Советской, Степновской, Соломенной площадей; здесь отмечаются как высокая газонасыщенность и большие притоки вод (площадь Советская — свыше 200 м³/сут), так и нефтепроявления (площади Курская, Советская, Сухопадинская). Для рассматриваемых пород выделяется также перспективная зона в районе Журавско-Северной площади (на северо-западном борту впадины), где в зоне выклинивания аптских отложений наблюдается увеличение общей мощности песчаников в разрезе до 40–45 м и отмечались газопроявления при испытании скв. 1.

Породы-коллекторы IV класса распространены также в северной (площади Пашолкинская, Журавская) и, вероятно, центральной частях впадины. В последнем районе слабая разбуренность и неудовлетворительное состояние опробования (в частности, на площади Отказненская, где отмечаются газопроявления) не позволяют достоверно оценить перспективы нефтегазонасыщенности. Однако по аналогии с северной и юго-восточной частями впадины здесь можно ожидать развитие пород-коллекторов IV класса.

Южнее площадей Советская и Курская и к востоку от площади Степновская на погружении Чернолесской впадины (глубины залегания пород здесь превышают 4000–4200 м) распространены коллекторы V класса, которые не имеют практической ценности.

Неокомские образования, вскрытые в центральной и юго-восточной частях впадины на глубине свыше 4000 м, характеризуются весьма низкими коллекторскими свойствами. В основном здесь распространены породы **VI** класса, которые нельзя считать поровыми коллекторами нефти и газа, в то же время трещинные коллекторы пока в рассматриваемом районе не обнаружены.

Распространение келловейских терригенных пород-коллекторов на исследуемой территории имеет свои особенности (рис. 45). Так, по бортам Восточно-Кубанской впадины развиты крупно- и среднезернистые песчаники с малым содержанием каолинитового цемента (до 10%) и наилучшими коллекторскими свойствами. В основном это породы-коллекторы **III** и **IV** классов с размером открытых пор в них до 200 мкм и более. Учитывая наличие гидрогеологической системы открытого типа, благоприятно воздействующей на формирование пород-коллекторов, развитие высокогазонасыщенных хлоркальциевых вод и их высокую дебитность, хорошую экранирующую способность глинистой покрышки, а также выявленные газоконденсатные залежи на Юбилейной и Южно-Советской площадях, следует отнести указанные коллекторы к весьма перспективным для обнаружения залежей углеводородов. Нужно особо отметить район между площадями Юбилейной и Тенгинской, где по указанным характеристикам, а также ввиду опесчанивания разреза (эффективная мощность песчаников достигает 60 м) существуют наиболее благоприятные условия для обнаружения промышленных скоплений углеводородов.

В осевой части впадины преобладают коллекторы **IV** и **III** классов (последние распространены в районе Лабинской площади), связанные с мелкозернистыми песчаниками. Относительно высокие коллекторские свойства пород на Лабинской площади (открытая пористость до 19%, проницаемость до 220 мД) можно с достаточной уверенностью считать распространенными на расположенной севернее Кошехабльской структуре. На последней площади из скв. 1 с забоя (глубина 5122 м) получены мелкозернистые кварцевые песчаники, идентичные коллекторам Лабинской площади, причем с этой же глубины при бурении зафиксирован выброс газа дебитом до 1 млн. м³/сут. Севернее этой зоны в районе Темиргоевской площади наблюдается ухудшение коллекторских свойств пород, которые в значительной степени подверглись постдиагенетическим преобразованиям. Здесь развиты коллекторы лишь **V** класса. Таким образом, наиболее перспективные зоны с распространением пород-коллекторов **III** класса выделяются на бортах (прежде всего на северо-западном и восточном) и в центральной части Восточно-Кубанской впадины.

Песчаные образования байос-батского возраста на больших глубинах вскрываются лишь на северо-западном борту Восточно-Кубанской впадины. Наиболее перспективной зоной с распространением коллекторов **IV** класса является район между площадями Северо-Ладожская и Юбилейная (на последней уже выявлена залежь газа). Восточнее, в осевой части впадины (Темиргоевская площадь) в мелкозернистых песча-

никах наблюдается увеличение глинистости, что резко снижает их коллекторские свойства. Здесь предполагается развитие пород VI—V классов, которые практически не представляют промышленного интереса.

Плинсбахские песчаные образования вскрываются только на восточном борту впадины, где в районе площадей Ловлинская и Южно-Советская распространены породы-коллекторы III—IV классов с открытой пористостью до 15% и проницаемостью до 300 мД. Эффективная мощность песчаников здесь достигает 120 м. Выявленные залежи газа на площадях Ловлинская, Советская и Трехсельская наличие инфильтрационных вод высокой газонасыщенности и дебитности также значительно повышают перспективность обнаружения скоплений углеводородов в указанном недостаточно разбуренном районе. При комплексном рассмотрении указанных факторов, влияющих на изменение коллекторских свойств пород, можно прогнозировать в центральной части и на северо-западном борту впадины развитие перспективных на нефть и газ пород-коллекторов IV и, вероятно, III классов.

В Восточном Предкавказье в Чернолесской впадине песчано-алевритовые отложения ниже-среднеюрского возраста предположительно распространены в центральных и южных частях (глубины свыше 4000 м). Эти породы по аналогии с одновозрастными образованиями в соседнем юге, а также учитывая перекрывающую их мощную верхнеюрскую гипсо-ангидритовую толщу, можно предварительно охарактеризовать как перспективные с вероятным развитием здесь коллекторов IV—V классов.

Песчано-алевритовые образования триаса (ладинского яруса) на больших глубинах вскрываются единичными скважинами в Восточно-Маньском прогибе. В этой глубокопогруженной зоне развиты коллекторы порово-трещинного и трещинного типов. Следует отметить, что коллекторы порового типа сохраняются до глубины 3700—3800 м, ниже они сильно уплотнены и видоизменены и в них достаточно интенсивно проявляется трещиноватость. Распространение поровых пород-коллекторов III и IV классов предварительно можно наметить в северной части Прикумского нефтегазоносного района. Так, наиболее перспективные зоны для обнаружения скоплений углеводородов выделяются по западному и северному обрамлению Озексуатского палеозойского выступа в районе площадей Урожайненская и Величаевская.

Таким образом, наиболее перспективными являются породы-коллекторы III класса, развитые в келловейских песчаных образованиях по бортам Восточно-Кубанской впадины (особенно в районе площадей Юбилейная-Тенгинская) и в плинсбахских отложениях на восточном борту. В центральной части впадины коллекторы указанного класса распространены в районе Лабинской площади (келловейский ярус) и их можно с достаточной уверенностью прогнозировать севернее на Кошехабльской площади. В этом же районе, но с меньшей степенью достоверности следует ожидать развитие плинсбахских пород-коллекторов III и IV классов.

Для байос-батских образований наиболее перспективным является район между Северо-Ладожской и Юбилейной площадями, где выделяются коллекторы IV класса.

В нижнемеловых терригенных отложениях в Чернолесской впадине распространены коллекторы **IV** и **V** классов. Благоприятные коллекторские свойства пород сохраняются здесь до глубины 4000—4200 м, ниже коллекторы порового типа отсутствуют, в то же время коллекторы трещинного и трещинно-порового типов пока не встречены. Наиболее перспективной зоной с развитием коллекторов апт-альба **IV** класса является район между площадями Степновская, Советская и Соломенская. В центральной части впадины отмечается зона с невыясненными перспективами, здесь предварительно для аптских пород выделяются коллекторы **IV** класса.

Породы ладинского яруса сохраняют удовлетворительные коллекторские свойства до глубины 3700—3800 м (**III—IV** классы), ниже развиты коллекторы порово-трещинного и трещинного типов. Последние вскрыты пока единичными скважинами в Восточно-Манычском прогибе, хотя они представляют определенный интерес как объект для поисков залежей нефти и газа, что нужно учитывать при дальнейших исследованиях. Развитие наиболее перспективных пород-коллекторов порового типа **III** и **IV** классов предварительно можно проследить в районе площадей Урожайненская и Величаевская.

Таким образом, развитие пород-коллекторов на больших глубинах в значительной мере зависит от интенсивности постдиагенетических процессов (в основном механического уплотнения, аутигенной минерализации и растворения породобразующих компонентов), сохраняющих в одних случаях первичное поровое пространство и способствующих в других случаях развитию вторичного порового пространства терригенных пород на значительных глубинах (5000—6000 м и более). В свою очередь, интенсивность вторичных изменений пород определяется целым рядом геологических факторов, главными из которых являются условия осадкообразования, история геологического развития глубокопогруженных зон и гидрогеологическая обстановка в них. Комплексное исследование указанных вопросов в рамках настоящей проблемы позволяет более достоверно оценить и прогнозировать развитие пород-коллекторов на больших глубинах и эффективно использовать поисково-разведочное бурение в наиболее перспективных направлениях.

В связи со сказанным представляется необходимым выделить следующие задачи (в порядке очередности), решение которых необходимо при оценке и прогнозировании коллекторских свойств пород на больших глубинах.

1. Литолого-минералогические исследования: определение вещественного состава и структурно-текстурных особенностей пород.

2. Изучение физических свойств (плотности, пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности) пород различного литологического состава.

3. Оценка вторичных преобразований пород: уплотнения и минерального новообразования; количества контактируемых зерен и типа контактов; степени раскристаллизованности аутигенных минералов и др:

4. Качественное и количественное исследование структуры порового пространства: характер заполнения минералами поровых каналов, площадь пор различной конфигурации и распределение их по размерам.

5. Выявление связи коллекторских свойств пород с отражательной способностью витринита (стадиями катагенеза) .

6. Всестороннее, изучение трещиноватости глубокопогруженных пород.

7. Экспериментальные исследования пород-коллекторов в условиях, близких к пластовым; поправки к величинам пористости и проницаемости , учитывающие эффективное давление, следует вводить для каждой разности пород.

8. Оценка экранирующей способности пород различного литологического состава как возможных покрышек для залежей углеводородов.

9. Изучение истории геологического развития глубокопогруженных зон, особенностей их гидрогеологической обстановки и нефтегазоносности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Авчан Г.М.* Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах. М., Недра, 1972, 144 с. с ил.
2. *Аладатов Г.М., Жабрева П.С.* Триасовые и юрские отложения в платформенной части Западного Предкавказья. — В кн.: Особенности геологического строения и нефтегазоносности Предкавказья и сопредельных районов. М., Недра, 1965, с. 150–160 с ил.
3. *Алиев А.И., Керимова А.А., Аскерова Т.В.* Оценка коллекторов глубоко-залегающих продуктивных горизонтов среднего плиоцена Апшеронской нефтегазонадной области. — Геология нефти и газа, 1973, № 9, с. 49–54 с ил.
4. *Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р.* Физика нефтяного пласта. М., Гостоптехиздат, 1962, 572 с. с ил.
5. *Аммосов И.И.* Стадии изменения осадочных пород и парагенетические отношения горючих ископаемых. — Советская геология, 1961, № 4, с. 7–24 с ил.
6. *Аникиев К.А.* Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. Л., Недра, 1971, 167 с. с ил.
7. *Антонов Д.А.* Экспериментальное определение коэффициента сжимаемости песчанников. — Труды УфНИИ, 1957, вып. 1, 25–30 с.
8. *Аралсорская сверхглубокая скважина (геологические результаты)* / Ю.М. Васильев, В.М. Добрынин, Б.К. Прошляков и др. — Труды МИНХиГП, 1972, вып. 100, 261 с. с ил.
9. *Багирцева К.И.* Определение трещиноватости горных пород люминесцентно-ультразвуковым методом. — Разведка и охрана недр, 1970, № 5, с. 39–41.
10. *Багирцева К.И.* Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. М., Недра, 1977, 231 с. с ил.
11. *Бакун Н.Н., Коцеруба Л.А.* Морфологические разновидности вторичного порового пространства как показатель изменения свойств терригенных пород-коллекторов при воздействии различных факторов. — Труды МИНХиГП, 1977, вып. 123, с. 78–83 с ил.
12. *Байдюк Б.В.* Механические свойства горных пород при высоких давлениях и температуре. М., Гостоптехиздат, 1963, 102 с. с ил.
13. *Бакиров Э.А., Скибицкая Н.А.* Роль процессов катагенеза в формировании коллекторских свойств пород на больших глубинах. — Труды МИНХиГП, 1977, вып. 123, с. 37–40 с ил.
14. *Батурин В.П.* Петрографический анализ геологического прошлого по терригенным компонентам. — Изд-во АН СССР, 1947, 338 с. с ил.
15. *Бедчер А.З., Кравчук М.Г., Грекова Н.А.* Катагенетические преобразования и проблема выделения поровых коллекторов по данным геофизического исследования глубоких скважин. — В кн.: Проблемы нефтегазоносности Краснодарского края. М., Недра, 1973, с. 230–247 с ил.
16. *Бедчер А.З., Ланцова Л.В., Митин Н.Е.* Распределение поровых коллекторов в нижнемеловых отложениях Западного Предкавказья. — В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. М., изд. МИНХиГП, 1975, с. 154–155.
17. *Березин В.М.* Фазовые проницаемости продуктивных песчанников для нефти и воды. — Труды УфНИИ, 1967, вып. 17, с. 30–41 с ил.
18. *Бортницкая В.М.* Об изменении пористости терригенных и карбонатных пород с глубиной. — В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. М., изд. МИНХиГП, 1975, с. 43–45.

19. Ботнева Т.А., Молодых Г.Н. О роли нижнемеловой региональной покрывки в формировании залежей нефти и газа в меловых отложениях Терско-Каспийского прогиба. — Геология нефти и газа, 1972, № 5, с. 59—62 с ил.
20. Булатов В.В., Липелис Е.З., Афиногенов Ю.А. Закономерности изменения коллекторских свойств горных пород от глубины их залегания. Труды СНИИГГИМС, 1968, вып. 56, 190 с. с ил.
21. Бурлаков И.А., Гудок Н.С. Влияние температуры и общего давления на газопроницаемость горных пород. — Газовое дело, 1965, № 4, с. 13—16 с ил.
22. Бурлаков И.А., Корнигина Т.Ф., Капустина И.Н. Петрофизическая характеристика терригенных коллекторов юрских отложений Восточного Ставрополя. — Геология нефти и газа, 1975, № 3, с. 46—50 с ил.
23. Бурлин Ю.К. Природные резервуары нефти и газа. М., Изд-во Моск. гос. ун-та, 1976, 135 с. с ил.
24. Бурштар М.С., Арбаев А.А. Проблемы нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов мезозоя Кавказа. — Труды ВНИГНИ, 1972, вып. 120, с. 250—255 с ил.
25. Буряковский Л.А., Мамедбегили М.Р. О связи остаточной водонасыщенности с коллекторскими свойствами и глубиной залегания горных пород. — Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1973, № 9, с. 10—12 с ил.
26. Вассоевич Н.Б. Опыт построения типовой кривой гравитационного уплотнения глинистых осадков. — Новости нефтяной техники. Сер. геол., 1960, № 4, с. 11—15 с ил.
27. Вассоевич Н.Б., Броницкий А.В. К изучению плотности и пористости осадочных горных пород. — Труды ВНИГРИ, 1962, вып. 190, с. 478—484 с ил.
28. Вассоевич Н.Б., Кузнецова Н.Г., Хамид А.Д. Новая номограмма для определения и оценки значимости коэффициента координации (корреляции рангов Спирмэна). — Вестник МГУ. Сер. геол., 1968, № 3, с. 87—90 с ил.
29. Влияние литологических параметров на емкостные свойства песчано-алевритовых пород/ Б.П. Назаревич, И.А. Назаревич, Г.И. Рязанова, Н.И. Швыдко. — Труды МИНХиГП, 1977, с. 57—62 с ил.
30. Воздействие давления на фильтрационные способности песчано-алевритовых пород-коллекторов/ О.А. Черников, Ю.Н. Андреева, В.Я. Ильин и др. — В кн.: Проблемы геологии нефти. Вып. 14. М., изд. ИГиРГИ, 1977, с. 82—97 с ил.
31. Вторичные изменения палеозойских отложений Днепровско-Донецкой впадины и перспективы нефтегазоносности на больших глубинах/ М.Е. Долуда, С.В. Литвин, О.Ф. Рябых и др. М., изд. ВНИИЗГазпром, 1970, 47 с. с ил.
32. Высоцкий И.В., Оленин В.Б. Глубинная зональность в распределении скопленных углеводородов. — Вестник МГУ. Сер. геол., 1964, № 6, с. 60—65 с ил.
33. Горбанец И.М. Влияние геологических факторов на изменение физических свойств и формирование коллекторов различных типов. — Труды МИНХиГП, 1977, вып. 123, с. 66—70 с ил.
34. Горюх В.И. Современное состояние методики исследования гранулярных коллекторов и вопросы дальнейшего ее совершенствования. — Труды ВНИГНИ, 1968, вып. 78, с. 186—194.
35. Гудок Н.С. Изучение физических свойств пористых сред. М., Недра, 1970, 205 с. с ил.
36. Депплес Э. Диагенез песчаников. — В кн.: Диагенез и катагенез осадочных образований. М., Мир, 1971, с. 92—122 с ил.
37. Деформационные и коллекторские свойства пород-коллекторов девона Днепровско-Донецкой впадины при высоких термодинамических параметрах/ Н.Н. Павлова, В.Ф. Индутьный, Р.А. Комышева, Г.Е. Кузьменкова. М., Наука, 1977, 110 с. с ил.
38. Добрынин В.М. Физические свойства нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах. М., Недра, 1965, 163 с. с ил.
39. Добрынин В.М. Изменение максимальной первичной пористости песчаников на больших глубинах. — Геология нефти и газа, 1968, № 9, с. 44—49 с ил.

40. *Дорогиницкая Л.М., Сахибгареев Р.С., Свиридова Л.Б.* Деформация полимиктовых песчано-алевритовых коллекторов Среднего Приобья в зависимости от продолжительности нагрузки. — Геология нефти и газа, 1974, № 5, с. 41—45 с ил.
41. *Емкостные* и *фильтрационные* свойства подсолевых отложений Биикжальской сверхглубокой скважины СГ-2 /И.А. Пинчук, Л.П. Гмид, Г.В. Лебедева, Н.М. Кругликов. — Труды МИНХиГП, 1977, вып. 123, с. 51—53.
42. *Еременко Н.А., Милешкина А.Г.* Фильтрация нефтей через глинистые породы. — Новосты нефтяной и газовой техники. Сер. геол., 1961, № 9, с. 38—41 с ил.
43. *Еременко Н.А., Неручев С.Г.* Первичная миграция в процессе погружения и литогенеза осадков. — Геология нефти и газа, 1968, № 9, с. 5—8.
44. *Жабрева П.С.* О закономерностях формирования и распределения пород-коллекторов нефти и газа в мезозойских отложениях Западного Предкавказья. — В кн.: Вопросы нефтегазоносности мезозоя Предкавказья. М., изд. ИГиРГИ, 1972, с. 80—110 с ил.
45. *Жабрева П.С., Ханин В.А., Юдин Г.Т.* Терригенные породы-коллекторы мезозоя и их свойства в глубокопогруженных зонах Предкавказья. — Труды МИНХиГП, 1977, вып. 123, с. 29—33 с ил.
46. *Жданов А.С.* О возможности сохранения коллекторских свойств песчано-глинистых пластов на больших глубинах. — В кн.: Новые данные по нефтяной геологии, гидрогеологии, геотермии и геофизике Центрального и Восточного Кавказа. М., Недра, 1968, с. 246—247.
47. *Закономерности* изменения свойств коллекторов с глубиной и возможности их прогнозирования/Е.М. Смехов, М.Х. Булач, Т.В. Дорофеева, В.Н. Калачева. — Труды МИНХиГП, 1977, вып. 124, с. 141—143.
48. *Зхус И.Д.* Глинистые минералы и их палеогеографическое значение. М., Наука, 1966, 279 с. с ил.
49. *Зхус И.Д., Шмайс И.И.* К вопросу о предельных глубинах распространения залежей нефти и газа. — Докл. АН СССР, 1975, т. 220, № 2, с. 451—454.
50. *Иванов В.А., Храмова В.Г., Дяров Д.О.* Структура порового пространства коллекторов нефти и газа. — Труды КазНИГНИ, 1974, вып. 9, 97 с. с ил.
51. *Изменение* пород-коллекторов продуктивной толщи Азербайджана с глубиной/Г.А. Ахмедов, Э.А. Даидбекова, И.М. Архарова. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1977, № 8, с. 31—34.
52. *Итенберг С.С.* Методика изучения нефтегазоносных толщ по комплексу промыслово-геофизических и геологических исследований. М., Недра, 1967, 279 с ил.
53. *Калинко М.К.* Об общей классификации коллекторов нефти и газа. — Геология нефти и газа, 1958, № 7, с. 44—47.
54. *Калинко М.К.* Методика исследования коллекторских свойств кернов. М., Гостоптехиздат, 1963, 224 с. с ил.
55. *Карпов П.А., Газриэлян А.Г.* О пористости песчаников на больших глубинах по Волгоградской области. — Геология нефти и газа, 1969, № 6, с. 41—45 с ил.
56. *Карцев А.А.* Гидрогеология нефтяных месторождений. М., Гостоптехиздат, 1963, 353 с. с ил.
57. *Катагенетические* преобразования терригенных нефтегазоносных пород. П.А. Карпов, Н.В. Лопатин, А.В. Шилин и др. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1969, № 8, с. 99—113 с ил.
58. *Клубова Т.Т.* Роль глинистых минералов в преобразовании органического вещества и формировании порового пространства коллекторов. М., Наука, 1965, 107 с. с ил.
59. *Клубова Т.Т., Климушина Л.П.* Особенности постседиментационной истории глин важенновской свиты, определяющие их коллекторские свойства. — Труды МИНХиГП, 1977, вып. 123, с. 48—50 с ил.
60. *Коллекторские* свойства подсолевых отложений Биикжальской сверхглубокой скважины СГ-2/Б.К. Прошляков, Т.И. Гальянова, А.Н. Дмитриевский, Ю.Г. Пименов. — Труды МИНХиГП, 1977, вып. 124, с. 189—192.
61. *Коссовская А.Г., Шутев В.Д.* Современное состояние проблемы эпигенеза

- терригенных пород. — В кн.: Состояние и задачи советской литологии. М., Наука, 1970, т. 1, с. 118—130 с ил.
62. *Кобранова В.Н.* Физические свойства горных пород. М., Гостоптехиздат, 1961, 490 с. ил.
63. *Козловцева З.И., Ханин А.А.* О формах связанной воды в породах-коллекторах нефти и газа. — Геология нефти и газа, 1972, № 8, с. 51—54 с ил.
64. *Колоскова М.И.* Применение ртутного поромера для изучения структуры пород-коллекторов. — Труды ВНИИГаз, 1964, вып. 20/28, с. 65—71 с ил.
65. *Конюхов И.А.* Зависимость петрофизических свойств терригенных пород от их литологии. — Вестник МГУ, 1961, № 3, с. 57—70 с ил.
66. *Конюхов И.А.* Формирование и изменение структуры порового пространства терригенных пород-коллекторов нефти и газа. — В кн.: Коллекторы нефти и газа. М., изд. ВНИИОЗНГ, 1965, с. 5—23 с ил.
67. *Копелювич А.В.* Эпигенез древних толщ юго-запада Русской платформы. М., Наука, 1965, 312 с. ил.
68. *Копытянский Р.С.* О характере раскрытия трещиноватых горных пород на глубине. — В кн.: Происхождение нефти и газа и формирование их промышленных залежей. Киев, Наукова думка, 1971, с. 149—163 с ил.
69. *Копытянский Р.С.* Изменение трещиноватости горных пород с глубиной и ее влияние на коллекторские свойства пород. — Труды МИНХиГП, 1977, вып. 123, с. 45—47.
70. *Котяхов Ф.И.* Основы физики нефтяного пласта. М., Гостоптехиздат, 1956, 367 с. ил.
71. *Кузнецов С.В., Юдин Г.Т.* Закономерности распространения и характеристика нижнемеловых региональных покровов Предкавказья. — В кн.: Геологические критерии поисков залежей нефти и газа в мезозое Предкавказья. М., изд. ИГиРГИ, 1975, с. 88—97 с ил.
72. *Кусаков М.М., Гудок Н.С.* Влияние внешнего давления на фильтрационные свойства нефтесодержащих пород. — Нефтяное хозяйство, 1958, № 6, с. 40—47 с ил.
73. *Кучерук Е.В., Шендерей Л.П.* Современное представление о природе аномально высоких пластовых давлений. М., изд. ВИНТИ, (месторождения горючих полезных ископаемых), 1975, т. 6, 165 с. ил.
74. *Лазарева В.М., Филиппов Б.В.* К литолого-минералогической и физической характеристике глинистых пород альбских отложений Западного Предкавказья. — Докл. АН СССР, т. 157, № 1, 1964.
75. *Лавинская Т.А., Прошляков Б.К.* Проблема коллекторов при поисках нефти и газа на больших глубинах. — В кн.: Состояние и задачи советской литологии. М., Наука, 1970, т. 1, с. 115—121 с ил.
76. *Литвин С.В., Долуда М.Е., Харченко С.Д.* Закономерности изменения качества терригенных пород-коллекторов Днепровско-Донецкой впадины на больших глубинах. — Труды МИНХиГП, 1977, вып. 123, с. 86—89 с ил.
77. *Логвиненко Н.В.* Постдиагенетические изменения осадочных пород. М., Наука, 1968, 92 с. ил.
78. *Ломтадзе В.Д.* Стадии формирования свойств глинистых пород при литификации. — Докл. АН СССР, 1955, т. 102, № 4, с. 819—822 с ил.
79. *Марморштейн Л.М., Меклер Ю.Б.* Влияние времени деформирования на физические свойства песчаных коллекторов. — Изв. АН СССР, 1973, № 5, с. 114—117 с ил.
80. *Меннер В.В.* К оценке поровых коллекторов в терригенных толщах доореного комплекса краевых прогибов. — В кн.: Условия формирования пород-коллекторов и миграция нефти. М., Наука, 1976, с. 76—82.
81. *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 с ил.
82. *Морозович Я.Р.* Зависимость физических свойств горных пород от давления. — В кн.: Методика исследования поровых коллекторов. Докл. III Всесоюзного совещания по гранулярным и трещиноватым коллекторам. М., 1965, с. 72—75 с ил.

83. *Мосякин Ю.А.* К оценке коллекторских свойств глубокозалегающих терригенных отложений мезозоя в пределах Чечено-Ингушетии. — Изв. вузов. Нефть и газ, 1974, № 9, с. 3—7 с ил.

84. *Мулин В.Б., Доброкашин И.А.* Влияние напряженных состояний и температуры на физические параметры керосиноводонасыщенных коллекторов. — Труды ВолгоградНИПИнефть, 1975, вып. 24, с. 73—83 с ил.

85. *Мухаринская И.А., Виткалов С.М., Лазутин А.А.* Оценка параметров пород-коллекторов глубокозалегающих газоносных горизонтов Восточной Украины. — Труды МИНХиГП, 1977, вып. 124, с. 126—130 с ил.

86. *Мухин Ю.В.* Процессы уплотнения глинистых осадков. М., Недра, 1965, 200 с. с ил.

87. *Наугольный И.К.* Оценка коллекторов глубокозалегающих отложений Восточно-Кубанской впадины и смежных районов. Труды СевКавНИИгаза, 1974, вып. 7, с. 42—46 с ил.

88. *О влиянии высоких давлений и температур на физические свойства пород-коллекторов (Внутренняя зона Предкарпатского прогиба)/Ю.Е. Кордияк, П.М. Лагола, М.М. Сорока, В.И. Шеленко.* — В кн.: Геология и геохимия горючих ископаемых. Киев, Наукова Думка, 1975, вып. 45, с. 26—30 с ил.

89. *Окунь М.И.* Петрофизическая характеристика песчано-алевритовых пород юры Восточно-Кубанской впадины. В кн.: Проблемы нефтегазоносности Краснодарского края. М., Недра, 1973, с. 118—125 с ил.

90. *О необратимом снижении проницаемости песчано-алевритовых коллекторов в условиях падения пластового давления/М.Ф. Мирчинк, В.П. Сонич, В.М. Ильин, О.А. Черников.* — Геология нефти и газа, 1975, № 3, с. 32—36 с ил.

91. *Онопrienko В.П., Свиxнушин Н.М., Стасенков В.В.* Об установлении границ различных групп запасов нефти и газа при объемном методе подсчета. — Геология нефти и газа, 1975, № 3, с. 40—43.

92. *Павлова Н.Н.* Деформационные и коллекторские свойства горных пород. М., Недра, 1975, 240 с. с ил.

93. *Павлова Н.Н., Юрель Г.Н., Фомин А.А.* Об особенностях деформации различных горных пород в условиях неравномерного всестороннего сжатия. — В кн.: Новые методы исследований трещинных коллекторов нефти и газа. М., ВНИИОЭНГ, 1970, с. 73—85 с ил.

94. *Пероззо Г.Н.* Вторичные изменения мезозойских отложений центральных и юго-восточных частей Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Постседиментационные преобразования осадочных пород Сибири. М., Наука, 1967, с. 5—70 с ил.

95. *Пероззо Г.Н.* Эпигенез терригенных осадочных пород. М., Недра, 1971, 159 с. с ил.

96. *Петерсон А.Я., Дмитриева Р.Г.* Влияние постседиментационных процессов на коллекторские свойства и геофизические параметры пород палеоцена. — В кн.: Проблемы нефтегазоносности Краснодарского края. М., Недра, 1973, с. 141—144 с ил.

97. *Пирсон С.Д.* Учение о нефтяном пласте. М., Гостоптехиздат, 1961, 570 с. с ил.

98. *Плотников А.А.* Мощность глинистой покрывки как фактор определяющий высоту залежей углеводородов в ловушке. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1968, № 3, с. 18—21 с ил.

99. *Полов В.К.* Оценка коллекторов глубокозалегающих отложений Западного Предкавказья. — Геология нефти и газа, 1971, № 7, с. 46—50 с ил.

100. *Прогнозирование условий и зон, благоприятных для сохранения первичных и развития вторичных коллекторов на больших глубинах/П.А. Карпов, Н.В. Соловьева, А.Ф. Степанова и др.* Труды МИНХиГП, 1977, вып. 124, с. 107—112 с ил.

101. *Прозорович Г.Э.* Покрывки залежей нефти и газа. — Труды ЗапСибНИГНИ, 1972, вып. 49, 119 с. с ил.

102. *Прошляков Б.К.* Зависимость коллекторских свойств от глубины залегания и литологического состава пород. — Геология нефти и газа, 1960, № 12, с. 24—29 с ил.

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

Недра, 1966, 283 с.

106. *Ростовцев К.О.* История развития и фациально-тектоническая зональность Западного Кавказа и Западного Предкавказья в юрском периоде. — В кн.: Особенности геологического строения и нефтегазоносности Предкавказья и сопредельных районов. М., Наука, 1965, с. 88—111 с ил.

107. *Рухин Л.Б.* Основы литологии. М., Гостоптехиздат, 1953, 671 с. с ил.

108. *Савкевич С.С.* Об изменении пористости песчаников в литогенезе (в связи с прогнозированием вторично поровых коллекторов нефти и газа). — Докл. АН СССР, 1969, т. 184, № 2, с. 433—436 с ил.

109. *Саркисян С.Г., Котельников Д.Д.* Глинистые минералы и проблемы нефтегазовой геологии. М., Недра, 1971, 184 с. с ил.

110. *Сахибгареев Р.С., Лашкова Л.Н.* Влияние глинистого цемента существенно кварцевых пород-коллекторов на сохранение их коллектирующего потенциала на больших глубинах. — В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. М., изд. МИНХиГП, 1975, с. 121—123.

111. *Сафаров И.П.* Оценка пород-коллекторов выгодской свиты среднего эоцена Внутренней зоны Предкарпатского прогиба. — В кн.: Новые данные по геологии и нефтегазоносности УССР. Львов, УкрНИГРИ, 1973, вып. 8, с. 61—67 с ил.

112. *Смехов Е.М.* Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа. Л., Недра, 1974, 199 с. с ил.

113. *Смирнова Н.В.* Влияние окварцевания на коллекторские свойства песчаников девона Волго-Уральской области. — Геология нефти и газа, 1961, № 7, с. 38—42 с ил.

114. *Смирнова Н.В., Якушев В.П.* Свойства коллекторов песчаного типа на больших глубинах. М., Наука, 1969, 92 с. с ил.

115. *Смольянинова К.И.* Коллекторские особенности пород нижнего мела Терско-Сунженского нефтеносного района на глубинах свыше 3000 м. — Труды МИНХиГП, 1977, вып. 124, с. 130—132.

116. *Соколов В.Л., Чайковская Э.В., Токарев Л.В.* Состояние и результативность поисково-разведочного бурения на нефть и газ на большие глубины (более 4 км). Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, 1976, № 5, с. 9—19 с ил.

117. *Стелюха Е.И.* Уравнение корреляционных связей между физическими свойствами горных пород и глубиной их залегания. М., Недра, 1964, 134 с. с ил.

118. *Страхов Н.М.* Диагенез осадков и его значение для осадочного рудообразования. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1953, № 5, с. 250—256.

119. *Страхов Н.М., Позвиненко Н.В.* О стадиях осадочного породообразования и их наименования. — Докл. АН СССР, 1959, т. 125, № 2, с. 145—149.

120. *Структура порового пространства и коллекторские свойства песчаных пород глубокозалегающих горизонтов Днепровско-Донецкой и Восточно-Кубанской впадин* / А.А. Ханин, М.И. Колоскова, К.А. Абдурахманов и др. — Труды МИНХиГП, 1977, вып. 123, с. 16—21 с ил.

121. *Сухарев Г.М., Мирошников М.В.* Подземные воды нефтяных и газовых месторождений Кавказа. М., Гостоптехиздат, 1963, 328 с. с ил.

122. *Теодорович Г.И.* Учение об осадочных породах. М., Гостоптехиздат, 1958, 572 с. с ил.

123. *Теодорович Г.И., Канюхов А.И.* Смешаннослойные минералы в осадочных породах, как показатель глубины их катагенетического преобразования. — Докл. АН СССР, 1970, т. 191, № 5, с. 1123—1126.

124. *Терновой Ю.В., Супейманов Н.Г., Корнеев Г.С.* Роль некоторых факторов, влияющих на изменение пород-коллекторов в глубокопогруженных зонах Черноморской впадины. — Труды МИНХиГП, 1977, вып. 124, с. 155—161 с ил.

125. *Тхостов Б.А.* Начальные пластовые давления и геогидродинамические системы. М., Недра, 1966, 268 с. с ил.

126. *Файер М.М., Танкаева Л.К.* О катагенезе глинистых минералов на примере изучения альбских отложений Центрального Предкавказья. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1972, № 6, с. 128—131.

127. *Фейербридж Р.* Фазы диагенеза и аутигенное минералообразование. — В кн.: *Диагенез и катагенез осадочных образований.* М., Мир, 1971, с. 27—91 с ил.

128. *Филиппова Л.И.* Влияние процессов эпигенеза на коллекторские свойства песчаников среднего девона. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1967, № 7, с. 37—40 с ил.

129. *Ханин А.А.* Основы учения о породах-коллекторах нефти и газа. М., Недра, 1965, 360 с. с ил.

130. *Ханин А.А.* Петрофизика нефтяных и газовых пластов. М., Недра, 1976, 295 с. с ил.

131. *Ханин А.А., Абдурахманов К.А., Лазарева В.М.* Свойства глинистых покрышек мезо-кайнозойского нефтегазоносного комплекса отложений некоторых районов Предкавказья. — Геология нефти и газа, 1969, № 10, с. 47—50 с ил.

132. *Ханин В.А.* Новые данные о коллекторских свойствах апт-альбских пород восточного склона Ставропольского свода. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1972, № 16, с. 8—13 с ил.

133. *Ханин В.А.* Анализ изменения коллекторских свойств терригенных пород мезозоя в глубокопогруженных зонах Предкавказья. — В кн.: *Геология нефтяных и газовых месторождений.* М., изд. ИГиРГИ, 1976, с. 58—63.

134. *Хельквист В.Г.* Об эмпирическом методе расчета коэффициента нефтегазонасыщенности терригенных пород-коллекторов. — Геология нефти и газа, 1972, № 8, с. 45—50 с ил.

135. *Хуан У.Т.* Петрология. М., Мир, 1965, 575 с. с ил.

136. *Чаицкий В.П.* Пирокластические породы верхнего байоса северного склона Западного Кавказа и Западного Предкавказья. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1971, вып. 6, с. 69—73.

137. *Чайковская Э.В.* Прогноз нефтегазоносности больших глубин в разновозрастных бассейнах по данным глубокого бурения в СССР и США. М., Изд. ВИЗМС, 1973, 58 с. с ил.

138. *Чепиков К.Р., Ермолова Е.П., Орлова Н.А.* К вопросу об изменении пористости песчаных пород с глубиной. — Докл. АН СССР, 1962, т. 144, № 2, с. 435—437.

139. *Чепиков К.Р., Ермолова Е.П., Орлова Н.А.* Постседиментационные преобразования пород-коллекторов. М., Наука, 1972, 90 с. с ил.

140. *Чепиков К.Р., Меннер В.В.* Некоторые вопросы палеотектоники и особенности формирования коллекторов в краевых прогибах. — В кн.: *Проблемы геологии нефти.* М., изд. ИГиРГИ, 1977, вып. 13, с. 6—17.

141. *Черников О.А.* Преобразование песчано-алевритовых пород и их пористость. М., Наука, 1969, 142 с. с ил.

142. *Черников О.А., Куренков А.И.* Литологические исследования песчаных продуктивных коллекторов. М., Наука, 1977, 111 с. с ил.

143. *Шишигин С.И.* Методы и результаты изучения коллекторских свойств нефтегазоносных горизонтов Западно-Сибирской провинции. — Труды ЗапсибНИГРИ, 1968, вып. 6, 136 с. с ил.

144. *Шишигин С.И., Береснев Н.Ф.* Влияние давления и температуры на коллекторские свойства продуктивных пород. — Геология нефти и газа, 1975, № 9, с. 46—48 с ил.

145. *Энгельгардт В.* Поровое пространство осадочных пород. М., Недра, 1964, 232 с. с ил.

146. *Яценко Г.Г., Ручкин А.В.* Обоснование нижних пределов проницаемости и пористости коллекторов по данным исследований образцов керн. — Геология нефти и газа, 1975, № 12, с. 42—44 с ил.

147. *Abgrall E.* Etude du comportement et sous contraintes. Rev. de L'Institut Francais du Petrole, 1971.

148. *Carpenter Ch.B. and Spencer G.B.* Compressibility measurment of consolidated oil sands. The oil weekly, v. 100, 3, 1940.

149. Chierici G.L., Ciucci G.M., Eva F., Long G. The effect of overburden pressure on some petrophysical characteristics of sandstone reservoir rocks. *Proceedings of the 7th World Petroleum Congress*. Mexico, p. 17–56.

150. Fatt I. Compressibility of sandstones of low to moderate pressures. *BAAPG*, v. 42, 8, 1958, p. 1914–1923.

151. Fatt I., Davis D. Reduction of permeability with overburden pressure. *J. Petrol. Technology*, Dec., 1952, p. 25–46.

152. Füchtbauer H. Influence of different types of diagenesis of sandstone porosity. *Proceedings of the 7th World Petroleum Congress*. Mexico, 1967, p. 83–116.

153. Heald M. Cementation of Simpson and St. Peter sandstones in parts of Oklahoma, Arkansas and Missouri. *J. Geol.*, v. 64, 1956, p. 16–30.

154. Lawry W. Factors in loss of porosity by quartzose sandstones of Virginia. *BAAPG*, v. 40, 3, 1956, p. 489–500.

155. Maxwell J. Influence of depth, temperature and geologic age on porosity of quartzose sandstone. *BAAPG*, v. 48, 5, 1964, p. 697–709.

156. Powers M. Fluid-release mechanisms in compacting marine mudrocks and their importance in oil exploration. *BAAPG*, v. 51, 7, 1967.

157. Taylor J. Pore space reduction in sandstones. *BAAPG*, v. 34, 1950, p. 701–717.

158. Towe K. Clay mineral diagenesis as a source of silica cement in sedimentary rocks. *J. Sediment. Petrol.*, v. 43, 2, 1962.

159. Sujkowski Zb. Diagenesis. *BAAPG*, v. 42, 1958, p.

160. Walker K. Influence of depth, temperature and geologic age on porosity of quartzose sandstone. *BAAPG*, 12, 1964, p.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
Глава I Изученность глубоких горизонтов в нефтегазоносных регионах СССР	6
Основные результаты поисково-разведочных работ на большие глубины	6
Изученность пород-коллекторов на больших глубинах	10
Глава II Вопросы методики изучения терригенных пород-коллекторов	23
Глава III Состав и коллекторские свойства терригенных пород на больших глубинах	34
Терригенные отложения Азербайджана	34
Терригенные отложения Украины	37
Терригенные отложения Прикаспийской впадины	39
Терригенные отложения Предкавказья	42
Нижнемеловые породы	43
Юрские породы	57
Триасовые породы	67
Глава IV Основные геологические факторы, влияющие на изменение емкостных и фильтрационных свойств терригенных пород	76
Глава V Пути повышения достоверности информации о коллекторских свойствах глубокозалегающих отложений	106
Глава VI Прогнозирование распространения пород-коллекторов на больших глубинах	119
Список литературы	132

ВИКТОР АРНОЛЬДОВИЧ ХАНИН

ТЕРРИГЕННЫЕ ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Редактор издательства *Т.А. Дементьева*
Обложка художника *А.Е. Генкель*
Художественный редактор *В.В. Шутько*
Технический редактор *Е.Н. Семенова*
Корректор *И.Н. Таранова*

Сдано в набор 18.12.78. Подписано в печать 17.07.79. Т-11400 Формат 60х90 1/16
Бумага офсетная. Гарнитура универс. Печать роталит. Печ. л. 8,75 Уч.-изд. л. 9,92
Тираж 1200 экз. Заказ 818. /7378-7 Цена 50 коп.

Издательство "Недра" 103633, Москва, К-12
Третьяковский проезд, 1/19

Тульская типография Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. г. Тула, проспект Ленина, 109.

50 коп.

3171

НЕДРА