

А. А. ХАНИН

ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ  
НЕФТИ И ГАЗА  
И ИХ ИЗУЧЕНИЕ



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»  
Москва 1969

**Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. ХАНИН А. А.**  
Издательство «Недра», 1969 г., стр. 368.

В первой части книги освещены теоретические и методические вопросы, связанные с характеристикой и оценкой пористости, проницаемости и насыщенности пустотного пространства жидкостью и газом. Особое внимание уделено видам воды в поровом пространстве продуктивных пород, теории образования адсорбционных слоев жидкости, методам определения водо-, нефте- и газонасыщенности, фазовой проницаемости, изучению геометрии порового пространства и связи проницаемости с последней.

Во второй части книги рассмотрено развитие пород-коллекторов нефти и газа в совокупности с тектоническим строением территорий.

Предлагаемая книга рассчитана на геологов и других специалистов, изучающих породы-коллекторы нефти и газа.

Рисунков 68, таблиц 28, библиография — 351 название.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Изучению пород-коллекторов нефти и газа и процессов движения через них жидких и газообразных флюидов придается большое значение в связи с поисками, разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений.

Для познания процессов аккумуляции нефти и газа в ловушках и движения этих флюидов через пустотное пространство горных пород необходимо иметь данные о геологическом строении продуктивных пластов, составе, характере и свойствах слагающих и перекрывающих их пород, свойствах пористой среды и жидкостей, их взаимодействии в статическом и динамическом состояниях и др.

Комплекс вопросов, связанных с условиями образования и характеристикой пористых сред, а также движением через них пластовых флюидов, очень широк. Это создает определенные трудности при составлении монографии о породах-коллекторах нефти и газа.

Течение жидкостей и газа через пористые среды анализировалось в ряде крупных работ М. Маскета, Л. С. Лейбензона, П. Я. Полубариновой-Кочиной, А. Э. Шейдеггера, Р. Коллинза и др. Физика нефтяного пласта в связи с рациональной разработкой нефтяных месторождений освещена в книгах Ф. А. Требина, П. Джонса, К. Г. Оркина и П. К. Кучинского, Ф. И. Котяхова, С. Пирсона, Д. Амикса, Басса и Уайтинга, А. Н. Сварского, Ш. К. Гиматудинова, М. И. Максимова и др.

Свойства природных пористых сред (коллекторов нефти и газа) и взаимодействие их с жидкостями описаны главным образом в журнальных статьях. Характеристике порового пространства осадочных пород посвящена монография В. Энгельгардта (1960), однако и в ней затронута только часть вопросов, отражающих сущность естественных пористых систем и их свойства.

Первая попытка рассмотреть породы-коллекторы нефти и газа в широком плане в зависимости от условий образования, залегания в разрезе, свойств пористых систем и насыщающих их жидких и газообразных флюидов была сделана нами в книге «Основы учения о породах-коллекторах нефти и газа» (1965). Главной задачей при этом было «навести мосты» между некоторыми естественными науками, изучающими нефтяной и газовый пласты: петрографией осадочных пород, геологией нефти и газа и физикой нефтяного (газового) пласта.

При этом были использованы литературные источники как первых исследователей в этой области (П. П. Авдусина, Г. И. Теодоровича и Ф. А. Тренина), так и других крупных специалистов по породам-коллекторам нефти и газа (А. Г. Алиева, Д. Амикса и др., Г. А. Ахмедова, В. Г. Васильева, Б. Ю. Вендельштейна, Л. П. Гмид, Т. И. Гуровой, В. Н. Дахнова, В. М. Добрынина, М. А. Жданова, С. Л. Закса, С. С. Итенберга, М. К. Калинин, В. Н. Кобрановой, Л. П. Колгиной, И. А. Конюхова, Ф. И. Котяхова, С. Пирсона, Е. С. Ромма, С. Г. Саркисяна, Е. М. Смехова, М. А. Федоровой, К. Р. Чепикова, А. Шейдеггера, В. Энгельгардта и др.).

В настоящей работе более широко освещены теоретические и методические вопросы, связанные с характеристикой и оценкой пористости, проницаемости и насыщенности пустотного пространства жидкостью и газом. Особое внимание уделено видам воды в поровом пространстве продуктивных пород, теории образования адсорбционных слоев жидкости, методам определения водо-, нефте- и газонасыщенности, фазовой проницаемости, изучению геометрии порового пространства и связи проницаемости с последней.

Во второй части книги приводятся примеры пород-коллекторов нефти и газа на Русской платформе и в сопредельных с ней областях юга СССР. Породы-коллекторы рассматриваются в совокупности с тектоническим строением территории в пределах нефтегазоносных областей. Характеристики пород-коллекторов более полные, чем в предыдущих наших работах. Автор надеется, что книга будет полезной для геологов и других специалистов, изучающих породы-коллекторы нефти и газа.

## Глава I

### ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА

#### Общие сведения. Типы пород-коллекторов

Коллекторами газа и нефти являются горные породы, обладающие способностью вмещать эти флюиды и отдавать их при разработке.

Горные породы расчленяются на три основные группы: изверженные, осадочные и метаморфические. Последние являются результатом более или менее глубокого изменения изверженных и осадочных пород.

В природных условиях залежи нефти и газа чаще всего приурочены к терригенным и карбонатным отложениям. Породы, образовавшиеся при высокой температуре (изверженные и метаморфические), не могут служить коллекторами для углеводородов. Нахождение в этих породах нефти и газа является следствием миграции их в выветрелую часть пород, в которых в результате выщелачивания или выветривания, а также действия тектонических сил могли образоваться вторичные поры и трещины. Коллекторы изверженных и метаморфизованных пород относят к группе смешанных коллекторов.

Коллекторы нефти и газа бывают в основном двух типов: гранулярные и трещинные. Обычно гранулярными коллекторами являются песчано-алевритовые породы, характеризующиеся гранулярной пористостью и межзерновой проницаемостью; часть известняков и доломитов с оолитовой и трубчатой структурой пор подобны гранулярным коллекторам.

Большая часть нефтяных и газовых подземных резервуаров сложена породами осадочного происхождения: песчаниками, известняками и доломитами. Другие горные породы только иногда служат коллекторами нефти. Так, на Шаимском месторождении в Западно-Сибирской низменности нефть обнаружена не только в песчаниках, но и в выветрелой части фундамента, сложенного гранитами. На месторождении Литгон-Спрингс (Техас) нефть получают из пористого и трещиноватого серпентина. На месторождении Панхендл (Техас) нефть была обнаружена в размытом граните, базальном конгломерате. На месторождениях Колорадо (Флоренс, Тоу-Крик, Ренджели и др.) и Калифорнии (Санта-Мария, Буена-Виста-Хилс)

нефть получена из трещиноватых глинистых сланцев. В Западном Техасе, на известном месторождении Спраберри, газ получен из трещиноватых аргиллитов, сланцев и алевролитов пермского возраста.

Основные изверженные породы образуют часть подземного нефтяного резервуара на месторождении Фэрбро (Мексика). К месторождениям с промышленной нефтеносностью в трещиноватых породах фундамента относят следующие: Орт в Канзасе, Санта-Каунти и Эль-Сегандо в Калифорнии, Ла-Пас в Венесуэле и др. На некоторых нефтяных месторождениях Канзаса и Оклахомы нефть добывается из пористой кремнеолой брекчии.

Скопления нефти и газа установлены в отложениях всех возрастов, начиная от кембрия и кончая верхним плиоценом включительно. Кроме того, известны скопления нефти и газа как в более древних докембрийских, так и в более молодых четвертичных отложениях.

Нефтяные и газовые месторождения на земном шаре встречаются в разных районах, в границах различных геоструктурных элементов. Они известны как в геосинклинальных, так и в платформенных областях и в предгорных прогибах.

Наибольшее количество залежей в разрезе осадочного чехла на территории СССР приходится на отложения каменноугольного (29%), девонского (19%) и неогенового (18%) возраста. К этим же стратиграфическим комплексам приурочено наибольшее количество продуктивных пластов терригенного состава: к девонским и каменноугольным — по 17,5% и неогеновым — около 18%.

По данным изучения 236 крупнейших месторождений мира, не считая СССР и стран народной демократии, запасы нефти распределяются в коллекторах следующим образом: в песках и песчаниках 59%, известняках и доломитах 40%, трещиноватых глинистых сланцах, выветрелых метаморфических и изверженных породах 1%. Если из 236 месторождений исключить 21 месторождение Среднего и Ближнего Востока, где добыча нефти осуществляется главным образом из карбонатных пород мезозойского возраста, то запасы нефти распределяются следующим образом: в песках и песчаниках около 77%, известняках и доломитах 21% и остальных породах 2% (Knebel et al., 1956).

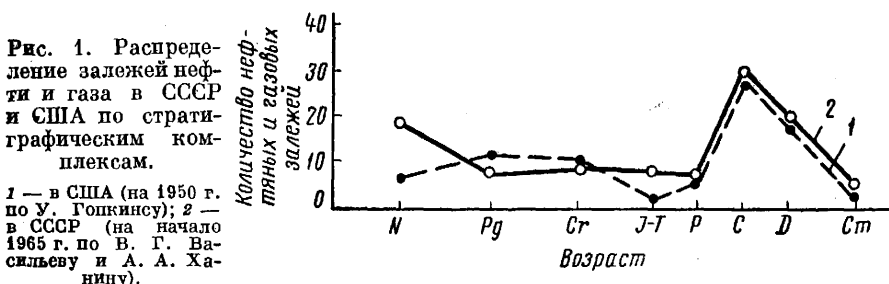
По Г. Кнебелу и Г. Эрасо (1956), рассмотренные ими нефтяные месторождения содержат 82,5% запасов. Оказалось, что 14,1% месторождений характеризуются глубиной продуктивных горизонтов до 600 м от поверхности земли, 62,1% — глубиной 600—2140 м и 23,8% — глубиной 2140—3650 м и более. Сравнительно меньшее число месторождений, где глубина залегания продуктивных горизонтов до 600 м, объясняется менее благоприятными условиями сохранности залежей на небольших глубинах. Меньшее число залежей на глубинах от 2140 до 3650 м и ниже по сравнению с числом залежей на глубинах 600—2140 м, по нашему мнению, нельзя объяснить только относительно меньшей разбуренностью недр в интервале

указанных глубин (Двали, Белонин, 1965). Это, по-видимому, также связано с меньшей изолирующей способностью глинистых покрышек. На глубинах более 2140—3650 м глинистые толщи более уплотненные и дегидратированные, в результате чего их пластичные свойства уменьшаются, породы делаются более хрупкими и склонны к растрескиванию.

Распределение залежей нефти и газа в СССР и США по стратиграфическим комплексам примерно одинаково (рис. 1). Промышленная нефтегазоносность в пределах территории СССР установлена в разрезе отложений от кембрия до кайнозоя включительно.

В ряде районов промышленные притоки газа получены из трещиноватой и выветрелой части пород фундамента, например на некоторых площадях Северо-Сосьвинского свода (Тюменская область) и в пределах Ейско-Березанской зоны дислокаций (Краснодарский край).

В СССР на долю нефтяных и газовых залежей, приуроченных к породам-коллекторам терригенного состава (песчаники, пески, алевролиты, алевроиты), приходится 74%, к карбонатным коллекторам (известняки, доломиты) — 18% и к терригенно-карбонатным —



8% (Васильев, Еловников, Ханин, 1963). В. Г. Васильев и А. А. Ханин (1966) рассмотрели распределение газовых и газоконденсатных залежей в различных по петрографическому составу породах-коллекторах. Это исследование показало, что около 81% залежей связано с песчано-алевролитовыми породами, 18,5% — с карбонатными породами и 0,5% — с выветрелыми и трещиноватыми метаморфическими и изверженными породами.

В настоящее время в порядке баланса добычи нефти в нашей стране ведущее место занимает нефть из отложений девонской и каменноугольной систем, промышленная нефтеносность которых широко известна в пределах Волго-Уральской области. Среди коллекторов нефти, слагающих продуктивные пласты девонских и каменноугольных отложений этого региона, преобладают песчаники мелкозернистые, с хорошо отсортированными и окатанными зернами (нижнефранские и угленосные отложения).

Одной из ведущих газоносных областей является эпигерцинская платформа юга СССР, включая западную часть Средней Азии, Северный Кавказ и Предкавказье, а также территорию Степного Крыма.

Продуктивные газоносные пласты здесь связаны в основном с отложениями мезозоя и палеогена.

Несмотря на сравнительно большое количество залежей, только несколько десятков из них являются крупными промышленными объектами (нефтяные месторождения Туймазинское, Ромашкинское, Арланское, Шкаповское, Мухановское, Покровское, Ленинское, группа месторождений среднего течения р. Оби и др.; газовые месторождения Газлинское, Шебелинское, Северо-Ставропольское; группа Краснодарских газоконденсатных месторождений и др.).

Большинство залежей характеризуется относительно малыми промышленными запасами; кроме того, имеется много примеров, когда отбор нефти и газа из продуктивных пластов затруднен из-за низкой фильтрационной способности горных пород. Применение методов интенсификации притоков нефти и газа (гидроразрыв пласта, солянокислотная обработка и др.) во многих случаях способствует улучшению фильтрационных свойств призабойной зоны скважин.

Различие областей сноса, палеогеографическая обстановка в век накопления осадков и последующие процессы, способствующие их изменению, сказались на многообразии типов коллекторов, их емкостных и фильтрационных характеристиках.

На Северо-Американском континенте известно шесть районов с выявленной нефтеносностью, которые сгруппированы В. Меллори (Mallory, 1963) следующим образом.

1. Бассейны, развившиеся над древними эвгеосинклиналями (миссисипские и пенсильванские породы в районе залива Св. Лаврентия; третичные породы Тихоокеанского побережья и Аляски, бассейн Свердра).

2. Прибрежные равнины (Атлантика, Мексиканский залив, Арктика).

3. Зоны развития осадочных и вулканических пород третичного возраста на западе внутренних районов США и Мексики.

Основная часть скоплений нефти в Западной Канаде связана с верхнедевонскими рифами и миссисипскими органогенно-обломочными карбонатными отложениями. На крайнем востоке Канады лежит узкая полоса осадочных пород мощностью до 4,5 км, представленных известняками, песчаниками, алевролитами, глинами, конгломератами миссисипского и пенсильванского возраста, залегающими с угловым несогласием на древних породах северной части Аппалачской геосинклинали. В бассейне Монктон каменноугольные породы нефтегазоносны. Глубина залегания продуктивных горизонтов колеблется от 1500 до 3000 м. В Западной Канаде продуктивны органогенные рифы, тянущиеся от районов Арктики почти до северной границы США.

Рифовые массивы являются хорошими ловушками нефти (Ледюк, Иннисфэйл и др.). Так, в Западной Канаде к 1959 г. около 45% запасов нефти и конденсата и 16% газа было сосредоточено в рифах отложений Ледюк девонского возраста. Наибольшие запасы нефти и газа связаны с рифами, расположенными между шельфовой поло-



сой и цепью рифов Римбей — Ледюк — Клайд, а также между цепью рифов Римбей — Ледюк — Клайд и поднятием Пис-Ривер.

На Тихоокеанском побережье выделяются нефтеносные бассейны Южной Калифорнии (основной нефтедобывающий район Сан-Джоакин — Вэлли).

В бассейне Сан-Джоакин основное количество нефти получено из залежей, связанных с литологическим и тектоническим экранированием на моноклиналях.

В бассейне Лос-Анджелес основное значение имеют месторождения, связанные с антиклинальными складками. В них преобладают сводовые и тектонически экранированные залежи.

Нефтяные месторождения бассейнов Сан-Джоакин и Лос-Анджелес характеризуются многопластовостью. Нефтеносны слабоуплотненные песчаники от верхнего мела до плейстоцена, наиболее богаты нефтью отложения миоцена и плиоцена.

В Калифорнии также развиты и трещинные коллекторы нефти, представленные роговыми и кремнистыми сланцами верхнемиоценового возраста.

Межгорные третичные бассейны запада США и Мексики подразделяются В. Меллори (1963) на три группы: 1 — эоценовые бассейны, расположенные между хребтами Скалистых гор в штатах Вайоминг, Колорадо, Юта и Нью-Мексико; 2 — бассейны межгорных впадин в штатах Невада, Калифорния, Аризона и 3 — озерные бассейны, отложения которых переслаиваются с третичными базальтовыми потоками на Колумбийском плато. В перечисленных бассейнах добыча нефти и газа небольшая, их перспективы оцениваются как не очень значительные.

В северо-западном Колорадо нефть и газ добывают из линзовидных песчаников яруса Гайовата континентальной формации Вэсч (эоцен). Песчаники характеризуются косой слоистостью. Дальше к югу, в штате Юта, песчаные коллекторы формации Вэсч также содержат нефть.

Прибрежная равнина Мексиканского залива и Атлантики и Южно-Калифорнийская эпиэвгеосинклиналь содержат основные запасы нефти и газа в третичных породах. Эта зона характеризуется широким развитием солянокупольной тектоники. Наибольшее число крупнейших месторождений с максимальной добычей и запасами сосредоточены в штате Техас. Он же занимает первое место по добыче в США. Нефтяные месторождения приурочены к соляным куполам, к погребенным рифовым массивам и ловушкам других типов. Нефтеносны песчаники эоцена, олигоцена и миоцена, ловушки структурно-стратиграфического типа.

Самое крупное месторождение нефти США — Ист-Техас. В отложениях свиты Фрио (нижний олигоцен), протягивающихся вдоль побережья Техаса в виде полосы шириной от 64 до 96 км («золотая газовая дорога»), выявлено большое количество высокопродуктивных газовых месторождений, из которых 11 являются основными месторождениями США. После 1959 г. в округе Рифьюджио и далее на

северо-восток от него вплоть до Луизианы в этих же отложениях обнаружено около 60 новых газовых и газоконденсатных месторождений. Все они приурочены к пескам нижней части свиты Фрио, залегающим в различных тектонических условиях на глубинах более 3000 м. Развитие пород-коллекторов того или иного типа тесно связано с геологической историей отдельных участков Северо-Американской платформы.

Палеозойские песчаники служат коллекторами нефти во многих залежах в районах восточного Мид-Континента и Скалистых гор. Песчаники Вилькокс и Симпсон (средний ордовик) штатов Канзаса и Оклахомы, Мид-Континента относятся к наиболее чистым песчаным породам-коллекторам и сложены обычно округлыми кварцевыми зернами (Леворсен, 1958).

Карбонатные породы, главным образом известняки, служат коллекторами нефти во многих залежах в районе Мид-Континента, Канзаса, Оклахомы, Техаса, Западной Канады и других районов.

В Западном Техасе и Нью-Мексико многие залежи нефти приурочены к палеозойским (от перми до кембрия), известняковым и доломитовым коллекторам. Среди них существенную роль играют коллекторы рифовых массивов (Западная Канада, Пермский бассейн США).

Кроме пород-коллекторов нефти и газа, характеризующихся гранулярной пористостью, довольно широко развиты породы с трещинной и трещинно-гранулярной пористостью (месторождение Спрингберри и др.).

На Среднем и Ближнем Востоке, главным образом в Ираке, Иране, Кувейте и Саудовской Аравии, наблюдается наибольшая концентрация крупных нефтяных месторождений в мире. Значительная часть нефти содержится в известняковых породах-коллекторах, приуроченных к крупным антиклиналям.

Нефтяные месторождения в основном расположены в пределах Месопотамской впадины и в восточных краевых областях погружения плиты Аравийской платформы (Бакиров, 1957). В пределах Месопотамской предгорной впадины расположены нефтяные месторождения юго-западного Ирана и Северного Ирака.

Основным продуктивным горизонтом нефтяных месторождений юго-западного Ирана (Масжид-и-Сулейман, Агаджари, Хафт-Кел и др.) и северного Ирака (Киркук, Айн-Зала, Бутма, Нефтахане и др.) служит толща известняков Асмари.

Разнообразие типов пород-коллекторов как по составу, так и по текстурно-структурным свойствам в значительной степени сказывается на емкостной и фильтрационной характеристиках.

Коллекторские свойства пород зависят от условий, при которых формировались осадки: глубины бассейна, скорости течений, удаленности источника сноса, химического состава среды, температурных условий и др. Они также зависят от диагенетических и эпигенетических процессов и тектонических явлений (Ханин, 1965).

## Формирование осадочных пород и их текстурно-структурные особенности

Основными коллекторами являются породы осадочного происхождения.

Они обычно характеризуются слоистостью, часто содержат органические остатки, иногда обладают яснокристаллическим строением при однородности минерального состава. По своему происхождению осадочные породы подразделяются на три большие группы: обломочные, химические и органогенные.

Обломочные породы являются продуктом разрушения различных горных пород. Они сохраняются в рыхлом или сцементированном виде при процессах диагенеза и эпигенеза. Формирование осадочных пород представляет собой длительный и сложный процесс.

Диагенезом осадков называют стадию формирования осадка в породе путем постепенного уплотнения и минералогического видоизменения, в результате чего они приобретают новое строение.

Эпигенезом называют дальнейшие видоизменения породы при продолжающемся прогибании земной коры. При еще большем погружении и дислокациях породы претерпевают стадию раннего метаморфизма. Первоначальный минералогический состав пород, текстура и структура меняются в соответствии с новыми условиями. В результате осадочные породы превращаются в метаморфические.

При эпигенетических изменениях пород происходит растворение обломочных зерен под давлением и переотложение растворившегося материала в порах песчаных пород, что приводит к ухудшению коллекторских свойств (Абрамова, 1959; Ермолова, 1956; Копелиович, 1965; Taylor, 1950, 1964 и др.). В то же время наряду с эпигенезом, приводящим к прогрессивному уплотнению пород и к деградации пористости, действуют процессы, связанные с активной циркуляцией вод и приводящие к выносу вещества за пределы породы (Копелиович, 1965). При этом пористость и проницаемость пород возрастают. Накопление осадочного материала, характер его вещественного состава и строения пластов в значительной мере предопределяются колебательными движениями земной коры. Кроме тектонических движений на образование осадочных отложений влияют климат, рельеф суши и др. При дифференциации осадка происходит механический перенос обломочных частиц и химическое разделение по степеням растворимости.

Непостоянство физико-географических условий на поверхности земли приводит к накоплению различных по генезису типов осадков или фаций. Под фациями понимают совокупность признаков осадков и условий их образования. По физико-географическим условиям образования фации разделяются на морские, континентальные и лагунные. Морские фации широко развиты среди осадочных толщ, характер их изменяется с глубиной.

Комплексы фаций, образующихся в пределах областей с более или менее постоянным тектоническим и климатическим режимом,

слагают формации (Рухин, 1953). Среди осадочных формаций выделяют платформенные и геосинклинальные группы. Первые характеризуются небольшой мощностью и постоянством на большой площади. Вторые обладают большой мощностью и в то же время отличаются непостоянством, изменяясь вкрест простирания складчатой системы.

В условиях образования платформенных формаций при проявлении слабодифференцированных тектонических движений небольшой амплитуды возникают кварцевые пески и песчаники, каолинистые глины и другие типы осадочных пород. Среди геосинклинальных формаций, возникших в условиях дифференцированных тектонических движений большой амплитуды, распространены магматические и пирокластические породы. В них также образуются граувакки, некоторые кремнистые породы и др. Некоторые формации носят переходный характер, сочетая в себе признаки платформенных и геосинклинальных образований. К группе переходных формаций, типичными представителями которых являются угленосные и красноцветные толщи, приурочены месторождения каменного угля, нефти, газа и соли.

Под структурой горной породы понимают совокупность ее признаков, определяемых морфологическими особенностями отдельных составных частей и их пространственными взаимоотношениями (Теодорович, 1958).

Определение структурного типа породы сводится к выяснению размера и формы слагающих ее зерен. По величине зерен среди осадочных пород различают структуры псефитовую, псаммитовую (песчаную), алевритовую и пелитовую.

Псефитовая структура свойственна грубообломочным породам, состоящим из обломков размером более 2 мм.

Псаммитовая структура характерна для песчаников и песков с размерами частиц от 0,1 до 1—2 мм (грубозернистая структура — преобладают зерна больше 1 мм; крупнозернистая — от 1 до 0,5 мм; среднезернистая — от 0,5 до 0,25 мм; мелкозернистая — от 0,25 до 0,1 мм; разнозернистая — зерна разных размеров).

Алевритовая структура свойственна мелкообломочным породам с размерами частиц от 0,01 до 0,1 мм (крупнозернистая структура — преобладают зерна от 0,1 до 0,05 мм; мелкозернистая — от 0,05 до 0,01 мм).

Пелитовая структура характерна для тонкообломочных горных пород с размерами частиц 0,01 мм и менее (микрозернистая структура — преобладают зерна от 0,01 до 0,001 мм; криптозернистая структура — преобладают зерна 0,001 мм и меньше; разнозернистая структура — преобладают зерна меньше 0,01 мм, но встречаются зерна и других размеров).

Текстура горной породы характеризуется расположением и распределением ее составных частей. Основным текстурным признаком осадочных пород является их слоистость, которая связана как с накоплением осадка, так и с процессом литификации.

Слоистость в основном бывает горизонтальная, косая и неправильная. Выделяются и другие виды слоистости. Встречаются плоччатые структуры, которые являются результатом оползания осадков по дну бассейна, тектонического смятия, гидратации ангидрита и других причин. Характер слоистости влияет на фильтрационные свойства пород в вертикальном и горизонтальном направлениях, а также на выбор методов воздействия на призабойную зону пласта (например применение гидроразрыва пласта с целью увеличения притока пластовых флюидов в скважину).

Характер расположения и размещения пор является текстурным признаком. В то же время пористость зависит и от структуры породы. Размеры и форма пор в значительной степени предопределяются размером и формой слагающих породу минеральных зерен. Поэтому различают также и структуру порового пространства.

В некоторых известняковых толщах развиты своеобразные поверхности, носящие название сутуро-стилолитовых. Они носят характер мелкобугристых (сутурных) образований, а также более крупных выступов (стилолитов). Стилолитами называют выступы вышележащего слоя, вдающиеся в виде зубцов (чаще всего размером до нескольких сантиметров) в нижележащий слой и отделенные друг от друга видимой невооруженным глазом поверхностью раздела. Сутурами называют микроразубчатые линии, представляющие собой срезы мелкобугристых, так называемых сутурных поверхностей. Сутуры чаще всего связаны переходами со стилолитами.

Из практики нефтедобычи последних лет известно, что стилолиты и соединяющие их сутуры могут служить коллекторами. Поэтому они иногда могут представлять практический интерес. Существует ряд воззрений на образование стилолитов и сутур. Наиболее полной, на наш взгляд, является гипотеза, предложенная Г. И. Теодоровичем. Он предполагает формирование распространенного типа сутуро-стилолитовых поверхностей, приуроченных к определенным горизонтам толщи пород, в три этапа. Первый этап связан с карстом (растворением) затвердевающего мелководного известкового осадка в условиях кратковременного выведения его из-под уровня воды. Второй этап характеризуется чаще всего фиксацией начальных сутуро-стилолитовых поверхностей путем перекрытия их тонкой, обычно глинистой пленкой. В более редких случаях эти поверхности проявляются в результате затвердевания их до отложения вышележащего известкового материала. Третий, основной, этап протекает длительно в сформированных породах, в процессе циркуляции вод обычно над глинистыми сутуро-стилолитовыми пленками, растворения преимущественно нижней части вышележащего известняка и эпизодического оседания его под влиянием геостатического давления. В то же время встречаются сутурные поверхности, не имеющие четкой связи с определенными горизонтами толщи пород и приуроченные к зонам интенсивных тектонических напряжений. В этом случае зубчатые сутурные поверхности тектонического

происхождения, по-видимому, связаны со сжатием, а трещины — с тектоническим растяжением.

Текстуры осадочных горных пород классифицируют по разным категориям признаков. Л. В. Пустовалов классифицирует их по типам слоистости, поверхностям наслоения, выделяет особые типы текстур (стилолитовую, фунтиковую и др.). М. С. Швецов (1948) рассматривает в классификационной схеме три основных типа текстур: 1) беспорядочную; 2) микрослоистую (включая и пloyчатую) и 3) флюидальную. Кроме того, отмечается четвертая текстура — пористая, свойственная всем породам. Ф. Петтиджон (Pettijohn, 1949) выделяет анорганогенные (первичные, или механические, и вторичные, или химические) и органогенные текстуры. Н. Б. Вассоевич приводит классификацию текстур по времени их образования, увязанному со стадиями литогенеза (осадко- и пороодообразования). Со стадией сингенеза (образования осадка) связаны сингенетические текстуры, возникающие в момент отложения осадка (ранний сингенез), а также в свежееотложенном осадке (поздний сингенез). К ранней стадии сингенеза относятся абиогенные (знаки ряби, слоеватость, слойчатость, ориентировка зерен органических остатков и т. д.) и биогенные (следы жизни на поверхности дна) текстуры. К поздней стадии сингенеза относятся трещины усыхания, возникающие в случае перерыва в седиментации.

С ранней стадией диагенеза (преобразование осадка и образование породы) связаны диагенетические текстуры первого и второго рода. Текстуры первого рода возникли при преобразовании осадка в породу до захоронения его под слоем другого осадка. Текстуры второго рода возникли после отложения осадка другого типа.

С поздней стадией диагенеза связаны текстуры, возникающие при завершении процесса преобразования осадка в породу — различные конкреции, септарий, глиптоморфозы и т. д. Нарушение слоистости при росте конкреций связано со стадией литогенеза. К стадии позднего сингенеза и стадии литогенеза приурочены следы жизни в осадке — различного рода ходы илоедов; сюда же относятся большинство фуккоидов. К стадиям сингенеза и диагенеза относятся также текстуры, связанные с подводно-оползневыми деформациями.

К стадии эпигенеза Н. Б. Вассоевич относит текстуры, возникающие в породах в результате их изменения при повышенных давлениях (более 500 ат) и температуре (до 250—300° С). Примерами подобных текстур являются сланцеватость, кливаж, фунтиковая текстура (конус в конус), стилолиты в известняках и др. С кливажем, сланцеватостью и стилолитами часто связаны трещины в породах, которые приводят к увеличению проницаемости.

К стадии метаморфизма (изменение структуры и текстуры, перекристаллизация и т. д.) относят пloyчатость, будинаж, очковую текстуру.

Свойства пород зависят не только от их минерального состава, но и от строения, которое предопределяется формой и расположением слагающих породу составных частей. Структурные и текстурные

особенности пород влияют на их емкостные и фильтрационные свойства (Теодорович, 1958; Ханин, 1965).

Исследование пород в плоскопараллельных шлифах под микроскопом позволяет различать все структурные и текстурные особенности пород: размеры зерен, степень их окатанности, форму, сортировку и взаиморасположение обломочного материала, минералогический состав, количественные соотношения породообразующих минералов — признаки, указывающие на характер среды осадко-накопления и условия среды переноса. Изучение в шлифах минералогического состава цемента и диагенетических минералов позволяет судить о физико-химических условиях превращения осадка в породу.

Коллекторские свойства пород в известной степени определяются составом и структурой цементирующих веществ, но главным образом они зависят от характера, взаиморасположения и количественного соотношения цемента и обломочных зерен, т. е. от текстурных элементов породы.

Минеральные вещества, заполняющие в породе промежутки между крупными зернами и обломками и связывающие последние между собой, называются цементом.

По вещественному составу цементы разделяются на два основных типа: мономинеральный и полиминеральный. Чаще всего в песчано-алевритовых породах встречается полиминеральный цемент. Состав его очень разнообразен (Швецов, 1948).

Наиболее широко распространены различные глинистые цементы, главная масса которых в виде тонкой терригенной мути отлагается одновременно с более крупными частицами породы.

Меньше распространены цементы хемогенного происхождения. Часто они присутствуют в породе наряду с глинистым материалом, цементируют породу самостоятельно. Среди хемогенных цементов преобладающую роль играют карбонаты, сульфаты, окислы и гидрокислы различных элементов, накапливающиеся путем осаждения из растворов.

Современный характер минералогического состава, структуры и расположения цементирующих веществ в породе в значительной мере определен направлением и интенсивностью тех процессов преобразования, которые претерпела эта порода на разных стадиях своего формирования. Известное исключение в этом смысле представляет глинистый материал. Его состав и структура могут сильно изменяться относительно первоначального облика, но сколько-нибудь существенного перераспределения материала в целом внутри порового пространства пород обычно не наблюдается.

Влияние цемента на коллекторские свойства пород определяется главным образом сорбционными свойствами минералов цемента и степенью гидрофильности или гидрофобности последних.

Структуры глинистого и хемогенного цементов обладают своими специфическими особенностями и потому должны быть охарактеризованы раздельно.

Применительно к глинистым цементам различают прежде всего такие структуры, как пелитовая и алевропелитовая. Пелитовая структура отвечает глинам с размером частиц меньше 0,01 мм, а алевропелитовая указывает на присутствие в них примеси тонкого алевритового материала. Так же, как и среди хомогенных цементов, выделяют многочисленные структуры, обусловленные степенью раскристаллизованности вещества или характером ориентировки отдельных его составляющих относительно обломочного материала породы. В числе структур первого типа наиболее распространены микроагрегатная, отвечающая слабо раскристаллизованному глинистому веществу, и чешуйчатая, при которой отдельные чешуйки, слагающие глинистый агрегат, хорошо различимы под микроскопом. Среди структур второго типа можно назвать такие, как пленочная (или облекания), характеризующаяся прилеганием чешуек глины к обломочным зернам базисными плоскостями, радиально-крустификационная, при которой чешуйки глинистых минералов ориентированы перпендикулярно поверхности обломочного материала, и ряд других.

Хомогенные цементы могут быть аморфными и зернистыми, причем крупность зерен может меняться в широких пределах, в соответствии с чем различаются разнозернистый, тонкозернистый, среднезернистый и другие типы цементов. По характеру ориентировки зерен цемента по отношению друг к другу и относительно цементируемых обломочных зерен выделяются в основном следующие структуры: беспорядочно-зернистая — зерна цемента располагаются беспорядочно относительно друг друга и относительно обломочных зерен; крустификационная (или структура обрастания) — зерна цемента облицовывают обломочные зерна или стенки пор, но даже при однородном составе с обломочными зернами имеют с ними различную оптическую ориентировку; регенерационная (или структура разрастания) — обломочные зерна обрастают новообразованными каемками, имеющими ту же оптическую ориентировку, что и обломочные зерна (возможна только при однородном составе обломочных зерен и цемента); пойкилитовая (или структура прорастания) — цемент кристаллизуется на значительных участках с одной оптической ориентировкой как один кристалл, в который включены обломочные зерна. Нередко в породах отмечается смешанный тип цементации с развитием различных цементов.

Структура цементов также в известной мере определяет коллекторские свойства пород. Так, состояние вещества (аморфное или кристаллическое) и крупность его составляющих влияют на сорбционные свойства породы; ориентировка угловатых зерен цемента при неплотной их упаковке в той или иной степени действует на фильтрационные свойства породы, а также на величину остаточной водонасыщенности и т. д.

Особенно большое значение при оценке пород-коллекторов с точки зрения их емкостных и фильтрационных свойств, а также величины их остаточной водонасыщенности имеет текстура цементов, т. е.



взаиморасположение и количественное соотношение цементирующего и обломочного материалов в породах.

По этому признаку различают следующие основные типы цементов (М. С. Швецов): контактовый (или цемент соприкосновения) — цементирующее вещество развивается только в местах контакта обломочных зерен; ступчатый (или пятнистый цемент) — материал цемента неравномерно распределен в породе в виде отдельных локальных участков; пленочный — цемент присутствует в виде тонких, обволакивающих обломочные зерна слоев; поровый — вещество цемента развивается в промежутках между соприкасающимися обломочными зернами породы и базальный — зерна погружены в цементирующую массу и не соприкасаются между собой.

Обычно в породах отмечаются комбинации двух или более названных типов цементации с преобладанием одного из них. Послойное изменение типов цементации часто приводит к анизотропности породы в отношении проницаемости.

Наиболее благоприятным для коллекторских свойств пород при прочих равных условиях является контактовый тип цементации, ибо в этом случае максимально возможное сечение поровых каналов остается свободным для фильтрации, пониженные значения имеет остаточная водонасыщенность и в наименьшей степени проявляются сорбционные и гидрофильные свойства цементирующего материала. Наименее благоприятны с этих точек зрения поровый и базальный типы цементации.

Детальное изучение состава структурных и текстурных особенностей цементов пород является необходимым этапом в изучении пород-коллекторов, так как без этих данных нельзя правильно оценить их коллекторские свойства.

### **Залежи нефти и газа и продуктивные пласты**

Породы-коллекторы, содержащие нефть и газ, в большинстве разрезов нефтегазоносных областей не образуют непрерывной пачки и чередуются с пластами других пород, не содержащих указанных полезных ископаемых. Такого рода комплексы называют нефтегазоносными свитами.

Породы-коллекторы являются частью нефтегазоносной свиты, выраженной в определенной литофации. В фациальных группах по условиям образования наиболее широко представлены среди нефтеносных свит нормальные морские осадочные образования, угленосная фация и фация пестроцветных отложений. В меньшей степени распространена флишевая фация, встречающаяся исключительно в геосинклиналях (включая предгорные прогибы).

В большинстве нефтеносных и газоносных областей поиски новых месторождений обычно связывают с поисками геологических структур, благоприятных для скопления нефти и газа. На связь тектоники с полезными ископаемыми указывают в своих работах многие исследователи.

Для образования нефтяной и газовой залежей необходимо присутствие в толщах, формирующих геологические структуры, пористых тел, способных собирать (аккумулировать) первоначально рассеянные и мигрирующие в земной коре углеводороды (Губкин, 1932).

Пластовый природный резервуар представляет собой коллектор, ограниченный на значительной площади в кровле и подошве плохо проницаемыми породами (Еременко, 1961).

Вопрос о нефте- и газозупорах, препятствующих вертикальной миграции нефти и газа, имеет важное значение как для решения проблемы формирования залежей, так и для их поисков. Породами-покрышками чаще всего являются глины и каменная соль.

Глины характеризуются пластичностью, зависящей от степени дисперсности слагающих их минеральных частиц, и способностью к ионному обмену. Свойства глины определяются количеством, дисперсностью, минералогическим и химическим составом содержащихся в ней глинистых фракций.

Для глинистых отложений, обладающих свойством поглощения воды и крайне низкой водопроницаемостью, изменения при диагенезе осадка сводятся главным образом к уплотнению и постоянной потере воды. По изменению пористости глин можно судить о стадии литогенеза, которой они достигли, и о мощности покрывающих их отложений (Вассоевич, 1960). Глинистые минералы, слагающие глинистые породы, представляют собой частицы, состоящие из кристаллических ячеек, или пакетов, построенных из попеременно чередующихся слоев  $Al(OH)_3$  и групп  $SiO_4$ .

Для каолинита межплоскостные расстояния у пакетов вдоль оси  $c$  равны  $2,76 \text{ \AA}$ , а для монтмориллонита — от  $9,5$  до  $20 \text{ \AA}$ . «Жесткость» и постоянство межпакетных расстояний у каолинита обусловливают ограниченное его взаимодействие с водой и, наоборот, у монтмориллонита раздвигание пакетов по оси  $c$  способствует энергичному связыванию значительного количества воды.

Экранирующие свойства пород-покрышек во многих случаях зависят от наличия в глинах монтмориллонита и содержания песчано-алевритовой примеси. Ряд исследователей приводят данные о зависимости запасов нефти от количества разбухающих глин (глинистые минералы) в разрезе. С увеличением содержания набухающего материала наблюдается наличие залежей с большими запасами (при прочих равных условиях).

Породы-покрышки характеризуются по распространению, мощности, однородности сложения, отсутствию нарушений сплошности, составу глинистых минералов, плотности, проницаемости и способности противостоять прорыву газа и нефти через систему поровых каналов глин, насыщенных водой.

По степени распространения по площади различаются региональные и локальные покрышки. Обычно локальные покрышки в отличие от региональных характеризуются значительно меньшей мощностью.

В ряде нефтегазоносных областей распределение основных залежей нефти и газа контролируется регионально выдержанными по-

крышками. Обычно исчезновение нижней регионально выдержанной покрышки или уменьшение ее мощности, появление в ней литологических окон, трещиноватости и др. приводит к большому диапазону распределения залежей нефти и газа по разрезу в связи с усилением процессов вертикальной миграции жидких и газообразных углеводородов из нижних горизонтов в верхние.

Формы залегающих коллекторских толщ тесно связаны с формами залежей нефти и газа и в то же время имеют свои особенности. Генетически форма залежи обуславливается ловушкой. Ловушка — это часть природного резервуара, в которой может установиться равновесие нефти, газа и воды (Брод, 1951). В результате определенных условий формирования и сохранения залежи в ней устанавливается то или иное соотношение между нефтью, газом и водой.

Под действием силы всплывания нефть и газ мигрируют вверх по резервуару. Двигаясь по пористому пласту вдоль наклонной кровли резервуара, сложенной труднопроницаемыми (практически непроницаемыми) породами, нефть и газ в случае появления на пути своего движения препятствия образуют скопления, называемые залежами. А. И. Леворсен (1958) предлагает все ловушки подразделять на три основных типа: 1) структурные ловушки; 2) стратиграфические ловушки; 3) комбинации обоих типов.

Основными параметрами залежи являются высота и площадь. Эти величины предопределяются внешним и внутренним контурами нефтеносности (газоносности), длиной и шириной залежи, эффективной мощностью пласта. Поверхность, разграничивающая нефть и воду, называется подошвой нефтяной (газовой) залежи, или поверхностью водонефтяного (газонефтяного или газоводяного) раздела. Линия пересечения поверхности водонефтяного (газоводяного) контакта с кровлей пласта называется внешним контуром нефтеносности (газоносности) или контуром нефтеносности (газоносности). Линия пересечения поверхности водонефтяного (газоводяного) контакта с подошвой пласта называется внутренним контуром нефтеносности (газоносности) или контуром водоносности (газоносности).

Если давление в нефтяной залежи равно давлению насыщения нефти газом при данной температуре, в пласте может присутствовать газовая шапка. Если под скоплением газа залегают нефть, то в этом случае выделяются поверхность газонефтяного контакта, внешний и внутренний контуры газовой шапки.

Поверхности контактов в ряде случаев не имеют вид горизонтальных плоскостей, чему способствует в одних случаях неоднородное строение коллектора (различия в проявлении капиллярных явлений) и в других — движение вод, отклоняющих поверхности разделов в сторону направления фильтрационного потока (Савченко, 1952; 1957). Перечисленные два фактора могут проявлять себя одновременно. Наклон газоводяного и водонефтяного контактов, связанный с перепадом пластового давления воды, можно рассчитать по формулам В. П. Савченко (1957).

Одним из основных параметров залежи являются ее запасы. Различают геологические и извлекаемые запасы. Под геологическими запасами нефти и газа подразумевают их количество, содержащееся в залежи и приведенное к атмосферным условиям. Количество нефти и газа, приведенное к атмосферным условиям, которое может быть извлечено из залежи благодаря применению современных методов технологии добычи, называется извлекаемыми запасами. Извлекаемые запасы нефти составляют примерно около 50% от геологических запасов. В каждом отдельном случае экспериментально определяется коэффициент нефтеотдачи. Для чисто газовых залежей процент извлечения запасов условно установлен равным 0,90 (Жданов и др., 1967).

Для подсчета запасов нефти применяют методы: 1) объемный, 2) статистический и 3) материального баланса.

Для подсчета запасов газа используют методы: 1) объемный, 2) по падению давления для свободного газа в чисто газоносных пластах и 3) по данным о запасах нефти и растворимости газа в нефти для попутного газа.

Запасы нефти, газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов разделяются на две группы: забалансовые и балансовые. Первые удовлетворяют промышленным кондициям и горнотехническим условиям эксплуатации, вторые нерентабельны в настоящее время для эксплуатации (низкое качество нефти и газа, малая производительность скважин, сложность эксплуатации и др.).

В числе балансовых запасов нефти и конденсата выделяются и учитываются запасы извлекаемые. Коэффициент извлечения пластовых флюидов обосновывается соответствующими технико-экономическими расчетами.

Запасы месторождений нефти и газа по степени их изученности подразделяются на четыре категории: А, В, С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>. Запасы по категории А являются наиболее детально разведанными, подсчитанными на площади, оконтуренной скважинами, давшими промышленные притоки нефти и газа; геолого-физические параметры пласта и состав флюидов также детально изучены. Запасы по категории В еще требуют детализации. Они подсчитаны по промышленным притокам нефти и газа, полученным не менее чем в двух скважинах, вскрывших продуктивную залежь на различных гипсометрических отметках, а также по данным каротажа скважин; геолого-физические и другие параметры в целом по месторождению изучены приближенно.

Запасы по категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> выявляются приблизительно по данным геологопоисковых или геофизических работ при получении промышленного притока нефти или газа, хотя бы по одной скважине (категория С<sub>1</sub>), по аналогии с соседними разведанными месторождениями; запасы по категории С<sub>2</sub> устанавливаются для новых структур, в пределах нефтегазоносных провинций по пластам, продуктивность которых установлена на других месторождениях. Кроме того, запасы по категории С<sub>2</sub> устанавливают для неразведанных тектонических блоков и пластов, продуктивность которых предполагается

на основании благоприятных геологических и геофизических данных.

Методы подсчета запасов нефти и газа изложены в работе М. А. Жданова, В. Р. Лисунова, Ф. А. Гришина (1967) и др.

В последние годы уделяется значительное внимание изучению геологической неоднородности продуктивных пластов в связи с выбором рациональной системы разработки залежей нефти и газа (Дмитриев, Мелик-Пашаев, 1963; Ковалев, Вашуркин, 1966 и др.). Многие продуктивные пласты крупных месторождений нефти, сложенные терригенными породами, оказались литологически неоднородными (замещение песчаников алевролитами и глинами, выклинивание) и различными по своим коллекторским показателям. Эти различия, по-видимому, благоприятно влияли на формирование залежей (микроэкраны в теле продуктивного пласта), но при разработке они являются отрицательным фактором.

Познание геологической неоднородности пластов — это прежде всего выяснение условий осадкообразования и процессов литогенеза. Детальное изучение разрезов отложений комплексом методов, применение математической статистики для обработки ряда величин, характеризующих пласт, и моделирование условий залегания различных по составу пород позволяют в определенной мере выяснить закономерности в развитии пород и изменении их емкостных и фильтрационных показателей на площади месторождения.

## Глава II

# ИЗУЧЕНИЕ ДИСПЕРСНОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

### Общие сведения

При изучении дисперсных пород как коллекторов нефти и газа необходимо достаточно подробно характеризовать их не только по минералогическому составу, но и по степени дисперсности.

При характеристике пород по минералогическому составу выделяют первичные и вторичные минералы. Минералы осадочных пород подразделяются на две основные группы — аутигенные (образовавшиеся на месте возникновения исходного осадка или в сформированной породе) и аллотигенные (принесенные извне). Наравне с изучением аллотигенных компонентов осадочных пород, в том числе и аллотигенных минералов, представляет интерес исследование аутигенных минералов. Они в значительной мере отражают физико-химические условия осадконакопления, диагенеза осадка, процессов формирования породы (Теодорович, 1958), а также являются показателем времени поступления нефти в песчаные коллекторы (Чепиков и др., 1959). Особенно важно влияние этих минералов на изменение коллекторских свойств пород (выстилание или выполнение пор, каверн и трещин, явления регенерации и замещения других минералов и др.). Процессы образования вторичных минералов очень часто ухудшают коллекторские свойства пород.

Аллотигенные минералы по сравнению с аутигенными менее чувствительны к изменениям физико-химических условий среды вследствие значительно большей устойчивости основной массы обломочных частиц, представленных кварцем, обломками кремнистых и других пород. Наиболее стойкие обломочные минералы обычно разрушаются в процессе транспортировки и осадконакопления (Теодорович, 1958).

Минералогическому исследованию подвергаются фракции 0,25—0,1 и 0,1—0,01 мм отдельно или совместно.

За последние 15 лет опубликованы крупные сводные работы по петрографии и минералогии нефтегазоносных отложений (Теодорович, 1946, 1950, 1958; Алиев и Даидбекова, 1958; Саркисян

и Теодорович, 1955; Авдусин, Цветкова и Кондратьева, 1955; Преображенский и Саркисян, 1954 и др.). Вещественный состав основных нефтеносных отложений США приведен в работе А. И. Леворсена (1958).

При характеристике минералогического состава пород применяют обычно методы исследований, принятые в петрографии и минералогии (просмотр шлифов под микроскопом; определение оптических констант отдельных зерен минералов в иммерсионных жидкостях под микроскопом; электронномикроскопические исследования минералогического состава коллоидных и глинистых частиц, находящихся в состоянии суспензии; окрашивание минералов различными красителями; рентгенографический анализ; термический анализ, основанный на исследовании кривых нагревания и обезвоживания).

Для выяснения свойств песчано-алевритовых пород как коллекторов нефти и газа важно определить их гранулометрический состав. Косвенные сведения о минеральном составе гранулометрических элементов, слагающих породу, могут быть получены при определении ее удельного веса (минералогической плотности).

Для определения гранулометрического состава и физических свойств керн породы необходимо освободить от насыщающих жидкостей (нефть, вода). Образцы испытуемой горной породы помещаются в экстрактор аппарата Сокслета и обрабатываются теми или иными растворителями (четырёххлористым углеродом, бензолом, толуолом, спирто-бензольной смесью, хлороформом и др.).

### Методы гранулометрического анализа

Для подробной характеристики песчано-алевритовых и глинистых пород и выяснения сочетания в них гранулометрических элементов применяют различные методы гранулометрического анализа, основанные на полном разделении частиц по фракциям и на учете частиц без разделения по фракциям путем изучения структур породы в шлифе при помощи микроскопа. Последний из перечисленных методов особенно применим для плотных пород, слагающие зерна которых не могут быть подвергнуты дезинтеграции.

При полном разделении частиц по фракциям применяют для песков метод ситового анализа и для более мелкозернистых пород — гидравлические методы, основанные на различии в скорости осаждения частиц неодинакового размера.

### Изучение гранулометрического состава в шлифах

Определение структурного типа породы сводится к выяснению размера и формы слагающих ее зерен. Изучение размера зерен (фракций) не всегда возможно провести известными гидравлическими методами гранулометрического анализа, рассчитанными на разделение частиц. В случае исследования плотных пород, не поддающихся

дезинтеграции, применяют методику гранулометрического анализа в шлифах, предложенную В. П. Батуриным (1942).

Для проведения гранулометрического анализа в шлифах задаются числом размерных фракций и их интервалами. В. П. Батурин предложил более дробную шкалу отдельных интервалов, чем при десятичной классификации (0,01; 0,05; 0,1; 0,25; 0,5 мм и т. д.):

мм	мм	мм
0.01—0.025	0.1—0.125	0.315—0.40
0.025—0.05	0.125—0.16	0.40—0.50
0.05—0.063	0.16—0.20	0.50—0.63
0.063—0.08	0.20—0.25	0.63—0.80
0.08—0.1	0.25—0.315	0.80—1.00

При массовой работе со шлифами пользуются менее дробной шкалой отдельных интервалов:

мм	мм
0.01—0.05	0.21—0.30
0.05—0.07	0.30—0.42
0.07—0.11	0.42—0.59
0.11—0.15	0.59—0.84
0.15—0.21	0.84—1.0

Подсчет зерен производится в плоскопараллельном шлифе, изготовленном из сцементированной песчано-алевритовой породы параллельно ее слоистости. Предварительно на шлифе со стороны покровного стекла проводят карандашом ряд параллельных линий, вдоль которых ведут подсчет размеров отдельных зерен. При подсчете зерен в зависимости от структуры породы пользуются объективами № 3 или № 5 и линейным окуляр-микрометром. Цена деления окуляр-микрометра для каждого объекта определяется заранее. Передвигая шлиф вдоль карандашных линий, последовательно измеряют все зерна, попавшие на эти линии. Измерение зерен производят по наименьшему диаметру. Для облегчения подсчета величины интервалов отдельных фракций должны быть заранее выражены в делениях сетки окуляр-микрометра. Подсчитав несколько сот зерен, вычисляют процент содержания зерен каждой фракции от общего числа измеренных зерен.

Гранулометрический состав породы, полученный на основании подсчета зерен в шлифах, отличается повышенным содержанием мелких фракций за счет случайного пересечения плоскостью шлифа большинства зерен пород. Случайные срезы в породе, содержащей однородные по величине сферические зерна, как показали экспериментальные исследования В. П. Батурина (1947), дают лишь для 50% зерен их истинные величины, а в остальных случаях получают сечения сильно заниженных диаметров. В силу этого результаты подсчета зернистости носят приближенный характер.

Определяя в шлифах процентное соотношение обломочных зерен и глинистого материала, образующего цемент, вводят в грануломе-



трический состав глинистую фракцию, для чего процентное содержание отдельных размерных фракций пересчитывают на всю породу.

Изучение структуры пород в шлифе часто ограничивается установлением размера преобладающих зерен, выяснением среднего диаметра зерен (медиана) и степени сортировки материала.

### Ситовой анализ песков

Гранулометрический состав рыхлых пород (пески, рыхлые песчаники, распадающиеся на составляющие зерна при небольшом давлении) изучают ситовым анализом. Сита бывают трех видов: шелковые, проволочные и штампованные. Шелковые сита для разделения частиц 0,1—0,05 мм и частиц менее 0,05 мм в настоящее время встречаются редко. Проволочные сита имеют квадратные отверстия. Квадраты ячеек у подобных сит часто имеют не строго правильную форму и размер, из-за чего они могут пропускать частицы крупнее, чем сторона квадрата ячейки. Штампованные сита имеют круглые отверстия. В СССР обычно применяют штампованные сита с отверстиями 10; 7; 5; 3; 2; 1; 0,5 и 0,25 мм. Немецкие и американские штампованные сита имеют отверстия до 0,006 и 0,0431 мм. Обычно немецкие и американские сита имеют номера, которым соответствует определенное количество отверстий на квадратный сантиметр.

В почвоведении и инженерно-геологической практике для гранулометрического анализа используются сита с отверстиями 1,0; 0,5; 0,25 и 0,10 мм; встречаются сита, которые позволяют производить разделение частиц до 0,04 мм; более мелкие частицы разделяются при помощи гидравлических методов.

Крупные сита делают из тонких металлических пластин с круглыми отверстиями равного диаметра; более мелкие сита изготавливают из специальной сетки.

При производстве анализа ряд металлических сит с округлыми отверстиями разного диаметра вставляются одно в другое в виде колонки так, чтобы верхнее сито было с наиболее крупными отверстиями, а нижнее с наименее мелкими отверстиями. В нижней части сит в поддоне в результате встряхивания колонки собирается наиболее мелкая фракция частиц, проходящая через все сита.

### Гидравлические методы

Ряд методов гранулометрического анализа терригенных пород основана на отмучивании частиц в стоячей воде (методы Фадеева — Вильямса, Сабанина, Осборна, Аттерберга, АзНИИ), на отмучивании частиц в текучей воде (методы Копецкого, Шене, Гильгарда), на непрерывном определении: а) путем взятия проб на определенной глубине или путем непосредственного взвешивания осадков на дне сосуда (методы Глушкова, Нефедова, Робинзона, Краусса, Свен Одена — Шлезинга); б) путем измерения плотности суспензии или гидростатического давления ее (методы Вигнера, Цункера, Бойюкоса, Протолонго) и разделения током воздуха (метод Кашмена).

Результаты гранулометрического анализа пород, в особенности глинистых, в значительной степени зависят от способа подготовки образцов к анализу. Глинистые частицы состоят из агрегатов, которые перед проведением гранулометрического анализа необходимо разрушить. Все виды растирания породы являются несовершенными способами ее диспергации и во многом зависят от индивидуальных качеств аналитика. Взбалтывание навески, погруженной в воду, и кипячение ее повышают дисперсность анализируемой пробы. Кипячение не всегда помогает диспергировать породу. Часто наряду с диспергацией породы при кипячении наблюдается коагуляция частиц, которая приводит к неправильным результатам.

В случае присутствия в глинах значительного количества водорастворимых солей их необходимо предварительно удалить, так как они вызывают коагуляцию суспензий, приготовленных для гранулометрического анализа.

Одним из методов предотвращения коагуляции суспензии является уменьшение ее концентрации путем добавления соответствующего количества дистиллированной воды. Для лучшей стабилизации суспензии в нее еще до кипячения добавляют 25%-ный раствор аммиака из расчета 1—4 см<sup>3</sup> на 1 л суспензии.

Существующие способы подготовки образца к анализу можно разделить на две группы: 1) механические (растирание под водой резиновым пестиком, пальцем; взбалтывание породы с водой; кипячение породы) и 2) химические (обработка кислотами, щелочами или совместно). В зависимости от метода подготовки результаты анализа одной и той же породы могут получиться различные.

При дисперсионном анализе Н. А. Качинский (1948) рекомендует применять следующую методику. Из породы удаляются карбонаты действием на нее 0,2-н HCl до прекращения выделения пузырьков углекислого газа.

После разрушения карбонатов анализируемая навеска переносится на фильтр и промывается 0,05-н HCl до исчезновения реакции на Ca. Для этого небольшое количество фильтрата в пробирке нейтрализуют 10%-ным аммиаком, добавляя последний до появления запаха. Затем подкисляют раствор несколькими каплями 10%-ной уксусной кислоты, добавляют насыщенный раствор щавелево-кислого аммония и подогревают содержимое пробирки до кипения. При наличии кальция образуется муть и выпадает осадок, состоящий из CaC<sub>2</sub>O<sub>4</sub>. После исчезновения реакции на Ca навеска на фильтре промывается дистиллированной водой до исчезновения реакции на хлор, что проверяется действием на фильтрат 5%-ной AgNO<sub>3</sub> в среде, подкисленной 10%-ной HNO<sub>3</sub>. После удаления из фильтрата хлора навеска подвергается гранулометрическому анализу.

С. С. Морозов (1951) рекомендует проводить гранулометрический анализ карбонатных пород без химической их обработки с помощью простого насыщения Na<sup>+</sup> по специально разработанной методике.

П. П. Авдусин (1953) советует обрабатывать испытуемый образец 3%-ной HCl, а затем аммиаком. Для разрушения небольших

комочков, остающихся после размачивания, он рекомендует осторожное их растирание.

М. Ф. Викулова предлагает применять для подготовки глин к гранулометрическому анализу следующую методику. Пластичные незасоленные и некарбонатные глины перед анализом только размачиваются. Небольшое количество содержащихся в них электролитов удаляется путем сливания воды, находящейся над размокшей глиной. Карбонатные глины обрабатываются 2—3%-ной HCl на холоде до прекращения выделения пузырьков газа от свежей порции кислоты. Глины отмывают на фильтре горячей водой до отрицательной реакции на Cl с последующей добавкой NH<sub>4</sub>OH для лептизации суспензии.

Для удаления из породы доломита, сидерита и окисных соединений железа требуется применение более концентрированной соляной кислоты и кипячение в ней породы. Однако это приводит к разрушению глинистых минералов.

Н. М. Страхов (1957) считает, что карбонатный материал глин, особенно кальцитовый, всегда в большей или меньшей степени перекристаллизован в ходе диагенеза и эпигенеза и, следовательно, по гранулометрическому составу отличается от карбонатного компонента исходного осадка. В связи с этим и современный «истинный» гранулометрический состав породы уже не рождествен гранулометрическому составу исходного осадка. Стремиться точно передать современный гранулометрический состав глин и песков пород, сохраняя при этом карбонатные компоненты в неприкосновенности, следует при изучении коллекторских свойств пород. При обычном же литологическом изучении с целью выяснения генезиса карбонатные частицы, как заведомо изменившие свои размеры в результате позднейшей перекристаллизации, должны быть удалены из породы (растворением в 2—3%-ной HCl).

Для гранулометрического анализа песчано-алеврито-глинистых пород, содержащих частицы менее 0,25 мм, применяются гидравлические методы, основанные на зависимости между размером зерен и скоростью осаждения их в воде.

Наиболее распространены в практике методы Сабанина, АзНИИ и Робинзона, или пипеточный. Они основаны на том, что после определенного промежутка времени в верхнем столбе суспензии не остается частиц крупнее заданного размера. При работе по методам Сабанина, АзНИИ и Робинзона достигается полное разделение частиц различного размера, что позволяет получить определенные размерные фракции.

В основе расчетов, производимых при гидравлических способах анализа, лежит формула Стокса:

$$v = \frac{2}{9} \frac{r^2 (\Delta_1 - \Delta_2) g}{\eta},$$

где  $v$  — скорость осаждения частиц сферической формы в см/сек;  
 $r$  — радиус частиц в мм;  $\Delta_1$  — удельный вес частиц в г/см<sup>3</sup>;  $\Delta_2$  —

удельный вес воды в  $г/см^3$ ;  $g$  — ускорение силы тяжести в  $м/сек^2$ ;  
 $\eta$  — вязкость воды в  $спз$ .

Для производства ориентировочных расчетов формула Стокса может быть упрощена, если принять, что  $\Delta_2 = 1$  (для воды),  $\eta = 0,0114$  (для воды при  $15^\circ C$ ),  $\Delta_1 = 2,65$ .

Тогда формула Стокса примет вид:

$$d = 0,1127 \sqrt{v} \text{ мм},$$

где  $d$  — диаметр частицы в  $мм$ ;  $v$  — скорость падения частиц в жидкости в  $см/сек$ .

Формула Стокса теоретически применима к частицам размером от  $0,01$  до  $0,002$   $мм$ .

Практически верхним пределом применимости формулы Стокса на основании ряда исследований (Аллена, Арнольда и др.) считают частицы  $0,1$   $мм$ , а нижним пределом частицы  $0,001$   $мм$  и даже менее. Согласно данным Перрена, формула Стокса оказалась применима для частиц диаметром  $0,00045$ — $0,00014$   $мм$  (Сергеев, 1946).

По Е. М. Сергееву, частицы меньше нижнего предела испытывают на себе значительное влияние броуновского движения; падение их затруднено также присутствием на поверхности значительного количества (относительно к их массе) адсорбированной воды. Формула Стокса выведена для частиц сферической формы. Практически частицы породы не удовлетворяют этому требованию. Поэтому Свен Оден ввел понятие об эквивалентном радиусе, равном радиусу шара, осаждающегося с такой же скоростью, как и данная частица.

На скорости осаждения сказывается также удельный вес зерен. Обычно при расчетах скорости осаждения частиц исходят из того, что они сложены кварцем (удельный вес  $2,65$ ). Однако разнообразие и непостоянство удельного веса частиц, слагающих породу (глаукоцит — от  $2,2$  до  $2,8$ ; монтмориллонит — от  $1,7$  до  $2,6$ ; иллит — от  $2,1$  до  $2,7$  и т. д.), снижают точность гидравлических методов.

Как показывает формула Стокса, скорость осаждения частиц в значительной мере зависит от вязкости воды, определяемой в первую очередь ее температурой. При повышении температуры воды с  $5$  до  $30^\circ C$  скорость осаждения возрастает почти в  $2$  раза. Кроме того, вязкость воды зависит от количества взвешенных частиц.

Метод Сабанина используется для анализа алевритовых пород, имеющих небольшое содержание (не свыше  $10\%$ ) частиц диаметром менее  $0,01$   $мм$ . Он позволяет выделить следующие фракции (в  $мм$ ): крупнее  $0,25$ ;  $0,25$ — $0,05$ ;  $0,05$ — $0,01$  и меньше  $0,01$ .

Методом Сабанина можно выделять и частицы меньше  $0,001$   $мм$ , однако для этого требуется много времени из-за медленного оседания глинистых частиц. По исследованиям М. М. Филатова, количество глинистых частиц, полученных методом Сабанина, всегда бывает завышено, так как при сливании сифон обычно засасывает вместе с глинистыми частицами более крупные. Этот недостаток в методике Сабанина сказывается не только при отделении частиц

меньше 0,001 мм, но и при отделении более крупных частиц — меньше 0,01 мм.

Метод Робинсона (пипеточный метод) основан на отборе пипеткой пробы, в которой и определяют содержание частиц искомого размера. Этим методом с достаточной точностью определяется содержание в породе фракций диаметром 0,25—0,05; 0,05—0,01; 0,01—0,005; 0,005—0,001 мм и меньше. При наличии в породе более крупных фракций этот метод должен применяться в комбинации с ситовым методом. Пипеточный метод может применяться и в комбинации с методом Сабанина. При этом пипеточным методом производят определение содержания фракций диаметром только менее 0,01 мм.

Метод АзНИИ подробно описан И. А. Преображенским и С. Г. Саркисяном (1954). Отмучивание частиц проводят в банках, сливание части суспензии осуществляют с помощью резинового шланга.

При использовании метода АзНИИ наблюдается переотмучивание тонких частиц за счет засасывания резиновым шлангом при сливании вместе с глинистыми частицами частиц более крупных, что приводит к завышению содержания глинистой (пелитовой) фракции.

### Определение карбонатности пород

Под карбонатностью породы понимается содержание в ней солей угольной кислоты. Нефтегазосодержащие породы могут целиком состоять из карбонатов (известняки, доломиты) или содержать их в различных количествах в виде цементирующего материала (песчаники, алевролиты). Определение карбонатов в породах-коллекторах имеет важное значение для выяснения их коллекторских свойств, а также возможности применения кислотной обработки забоя скважин с целью увеличения проницаемости призабойной зоны пласта и получения больших дебитов нефти и газа.

Наиболее простое и быстрое определение карбонатности дает метод Кларка. Принцип анализа основан на измерении объема  $\text{CO}_2$ , выделяющейся при разложении крепкой  $\text{HCl}$  исследуемого образца.

Общее количество карбонатов относят обычно к  $\text{CaCO}_3$ , так как углекислый кальций наиболее распространен в породах.

### Изображение и интерпретация гранулометрического состава

Результаты гранулометрического анализа сводят в таблицы, а также изображают графически в виде циклограмм и гистограмм, кумулятивных или интегральных кривых в прямоугольных и треугольных координатах.

Циклограмма представляет собой круг, площадь которого принимается равной 100%. Он разбивается на секторы, площади которых пропорциональны содержанию фракций. Каждому проценту содержания соответствует угол  $3,6^\circ$ . Площади секторов покрываются условной штриховкой, соответствующей определенным гранулометрическим фракциям.

Гистограммы представляют собой столбчатые диаграммы, которые строят или на произвольно выбранных равных отрезках (приближенный способ изображения), или на отрезках, представляющих собой логарифмы конечных размеров фракций. Высоты прямоугольников соответствуют процентному содержанию тех или иных фракций.

Кумулятивные (интегральные) кривые, или кривые однородности, изображают сумму фракций меньше определенного диаметра, откладываемого по оси абсцисс. По оси абсцисс располагается шкала размеров зерен или их логарифмов; по оси ординат откладывается процентное содержание фракций. Разность между любыми двумя ординатами интегральной кривой показывает содержание частиц, диаметры которых находятся на участке, заключенном между соответствующими абсциссами интегральной кривой.

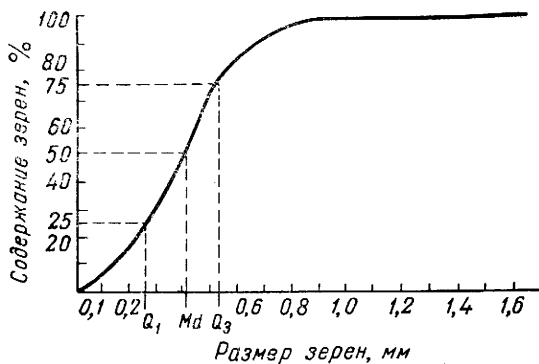


Рис. 2. Кумулятивная (интегральная) кривая гранулометрического состава.

$Q_1$  — первый квартиль;  $Q_3$  — третий квартиль;  $Md$  — медианный диаметр.

фракций применяют треугольные диаграммы. Каждой вершине равно-стороннего треугольника соответствует 100%-ное содержание одной из фракций. Сумма расстояний любой точки, находящейся внутри разностороннего треугольника, от трех его сторон есть величина постоянная и равная высоте треугольника, поэтому три гранулометрические фракции породы всегда составляют 100%. Положение точки в треугольнике характеризует гранулометрический состав; расстояния точки от сторон треугольника характеризуют отдельные фракции породы.

Гранулометрические коэффициенты — средний размер зерен, коэффициент сортировки и коэффициент асимметрии — отражают основные особенности распределения зерен в изучаемом образце. Средним, или медианным, диаметром  $Md$  по Траску называется такой размер, меньше и больше которого содержится по 50% частиц. Средний диаметр определяется по нарастающей кривой и представляет собой абсциссу точки пересечения кривой с ординатой 50% (рис. 2).

Коэффициент сортировки (неоднородности) при гидрогеологических исследованиях представляет собой по А. Хазену отношение размера зерен, составляющих 60% породы, к размеру зерен, составляющих 10%. Эти величины находятся на нарастающей кривой и представляют собой абсциссы точек пересечения этой кривой с ординатами, соответственно равными 10 и 60%. Чем больше коэффициент неоднородности, тем более разнородной по гранулометрическому составу является порода.

В литологии коэффициент сортировки  $S_0$  определяется как отношение диаметров, соответствующих 75- и 25%-ному содержанию частиц, которые находятся по нарастающей кривой (рис. 2). При построении нарастающей кривой используются логарифмы, поэтому определяемые по ней величины квантилей (гранулометрические коэффициенты) выражены в логарифмах, по которым находят квантильные размеры зерен в миллиметрах (Ханин, 1965).

При шкале, увеличивающейся слева направо (рис. 2),

$$S_0 = \frac{Q_3}{Q_1};$$

а при шкале, убывающей слева направо,

$$S_0 = \frac{Q_1}{Q_3}.$$

Величину  $S_0$  часто определяют как

$$S_0 = \frac{Q_3}{Q_1} \text{ или } \log S_0 = \frac{\log Q_3 - \log Q_1}{2}.$$

Шкала сортировки песков приведена в табл. 1.

Таблица 1

Шкала сортировки песков

Степень отсортированности песков	$S_0 = \frac{Q_3}{Q_1}$	$S_0 = \sqrt{\frac{Q_3}{Q_1}}$
Хорошая . . . . .	1—2.5	1—1.58
Средняя . . . . .	2.5—4.5	1.58—2.12
Плохая . . . . .	>4.5	>2.12

Величина коэффициента сортировки в той или иной степени зависит от условий отложения осадка. По данным Л. Б. Рухина (1937), прибрежные пески в связи с неоднократным взмучиванием и удалением частиц неоднородного размера характеризуются лучшей сортировкой по сравнению с речными песками, обладающими таким же средним размером зерен. Коэффициент асимметрии указывает, в какую сторону (больших или меньших размеров) сдвинута мода (диаметр наиболее распространенных частиц) относительно вычисленного медианного диаметра. Коэффициент асимметрии

характеризует симметричность распределения зерен относительно среднего размера.

По Траску, коэффициент асимметрии

$$s_k = \frac{Q_1 Q_3}{(Md)^3},$$

где  $Q_1$  — первый квартиль (абсцисса точки пересечения кумулятивной кривой с ординатой 25%);  $Q_3$  — третий квартиль (абсцисса точки пересечения кумулятивной кривой с ординатой 75%);  $Md$  — медианный диаметр (абсцисса точки пересечения кумулятивной кривой с ординатой 50%).

По В. Крумбейну и Л. Слоссу (1960), коэффициент асимметрии равен

$$s_k = \sqrt{\frac{Q_1 Q_3}{(Md)^2}}.$$

Данные гранулометрического анализа гранулярных терригенных пород, в особенности пересчитанные на гранулометрические коэффициенты, в определенной мере позволяют судить о их структурном облике и условиях накопления осадков (Passega, 1957; Петровская, 1959).

### **Использование данных гранулометрического анализа для определения суммарной мощности песчаных отложений, тонко и часто переслаиваемых глинами**

Тонкослоистый разрез, представленный частым чередованием песчаных отложений с глинистыми, достаточно труден для изучения, особенно при подсчете суммарной мощности коллекторов.

Применяемый при исследовании разрезов скважин размер зондов значительно превышает мощность микропропластков, и регистрация электросопротивлений получается искаженной. В дальнейшем можно надеяться, что исследователи-геофизики смогут разрешить и этот сложный вопрос, а пока для установления суммарной мощности песчаных коллекторов в тонкослоистом разрезе приходится применять довольно трудоемкие методы.

Так, суммарная мощность песчаных коллекторов в разрезе тонко и часто переслаивающихся пород обычно определяется при помощи детального визуального подсчета песчаных прослоев (коллекторов) и глин по образцам керн пород. С этой целью вынос керн должен быть максимально большим, так как весь керн рассматривается, описывается и замеряется (прослой пород-коллекторов и неколекторов).

Обычно при подъеме керн пород, характеризующихся частым переслаиванием песчаных и глинистых отложений, на месте буровых работ описывают керн с визуальным подсчетом тонкопесчаных прослоев. Суммируя мощности прослоев песка по разрезу продуктивной толщи, узнают ее общую эффективную мощность. Однако



далеко не везде тщательно производят замеры прослоек песка, алевролитов, алевролитов среди глин; часто это весьма затруднительно, особенно при очень тонком переслаивании отложений друг с другом или линзообразной, петельчатой форме залегания песчаных и алевролитовых пород. Лица, проводящие такие замеры, должны обладать достаточной квалификацией. Сопоставление описаний керна таких пород, проведенное разными авторами, показывает, что величина мощности тонкопесчаных прослоев ими определена по-разному.

Для того чтобы избежать этого субъективного момента в проведении исследований, связанных с подсчетом мощности продуктивных отложений, А. А. Ханин (1954) предложил проводить такой подсчет, пользуясь методом бороздовой пробы. Метод заключается в следующем. Из керна, поднятого на поверхность и освобожденного от рубашки глинистого раствора, с четырех сторон делают вертикальные срезы; берут бороздовые пробы, в которые входит материал не только песчаных прослоев (коллекторов), но и глинистых (неколлекторов).

В глинах содержится тонкопесчаный материал в виде рассеянных зерен в цементирующей их глинистой массе. Этот тонкопесчаный материал не является коллектором для жидких и газообразных флюидов. Проводят гранулометрический анализ бороздовой пробы. В полученные данные вносят поправку на тонкопесчаную часть, содержащуюся в глинах и не являющуюся коллектором. Величина содержания тонкопесчаной части, разбросанной в глинистой массе, соответствующим образом вычитается из данных о гранулометрическом составе бороздовой пробы.

Для того чтобы это сделать, тщательно анализируются тонкопесчаная часть, содержащаяся в прослоях, и чистые прослои глин; определяются их гранулометрический состав и плотность (объемные веса). Зная плотность песка и глины и интервал отбора керна, определяют суммарный объем этих компонентов в столбе керна, характеризующего тот или иной интервал глубин. Далее, зная интервал глубин, определяют эффективную мощность песчаных отложений.

Ниже приведен расчет суммарной мощности песчаных отложений.

Порода состоит из песчаной части  $x$  и глинистой  $y$

$$x + y = 100\% . \quad (1)$$

Однако в песчаных прослоях по данным гранулометрического анализа содержится не 100% песчаных частиц, а только  $A$ , остальные частицы глинистые (пелитовые).

В глинистых прослоях содержится  $B$  песчаных частиц, не являющихся коллектором и рассеянных в теле глины.

Тогда

$$\frac{A}{100} x + \frac{B}{100} y = C, \quad (2)$$

где  $A$  — содержание песчаных частиц в песчаных прослоях;  $B$  — содержание песчаных частиц в глинистых прослоях;  $C$  — содержание песчаной части в бороздовой пробе.

Заменяем в уравнении (2) значение  $y$ , выраженное через  $x$ ,

$$\frac{A}{100} x + \frac{B}{100} (100 - x) = C.$$

Тогда

$$x = \frac{C - B}{A - B} 100. \quad (3)$$

Заменим в уравнении (3) правую часть через  $D$ , тогда

$$x = D,$$

где  $D$  — содержание в породе песка-коллектора в % вес.

Вводя  $D$ , получаем

$$y = 100 - D.$$

Заменяем  $(100 - D)$  через  $E$ , получаем

$$y = E,$$

где  $E$  — содержание глинистой части в породе в % вес.

Объемное количество песка  $V_x$  и глины  $V_y$  определяется по формулам:

$$V_x = \frac{D}{x}, \quad (4)$$

$$V_y = \frac{E}{y}. \quad (5)$$

Суммарный объем столба песка и глины в изучаемом керне определяется путем сложения их объемных количеств

$$V_x + V_y = \sum V_{xy}. \quad (6)$$

Содержание песка и глины в % объемн. рассчитывают по формулам:

$$x_v = \frac{V_x \cdot 100}{\sum V_{xy}}, \quad (7)$$

$$y_v = \frac{V_y \cdot 100}{\sum V_{xy}}. \quad (8)$$

Эффективная мощность песка  $h_{x_s}$  определяется по формуле

$$h_{x_s} = \frac{x_v H}{100}, \quad (9)$$

где  $H$  — мощность изучаемого интервала в м.

Пример такого расчета приведен ниже. Принимаем, что  $x + y = 100\%$ . Предположим, что согласно экспериментальным данным

среднее содержание фракций в глине и песке (включая сюда и алевритовую фракцию) следующее: песок  $x$  содержит фракций диаметром меньше 0,01 мм — 5% и фракций диаметром больше 0,01 мм — 95%; глина  $y$  содержит фракций диаметром меньше 0,01 мм — около 55% и фракций диаметром больше 0,01 мм — 45%.

Предположим, что в скважине поднят керн с глубины 871,5—871,8 м; мощность рассматриваемого слоя  $H = 0,3$  м. Порода представляет собой частое чередование тонкого песка с глиной.

Гранулометрический состав средней пробы показал следующее: песчаная часть (0,25—0,01 мм) — 70,91% и глинистая часть (меньше 0,01 мм) — 29,09%.

Определение доли песка и глины в породе вычисляется по содержанию глины или песка. Как указывалось выше, не весь песок породы является коллектором. Песчаная часть, находящаяся в породе в виде сообщающихся между собой прослоек, является коллектором; разобщенные глинистой массой отдельные зерна не представляют практического интереса. Поэтому для определения суммарной мощности песчаных коллекторов в полученный гранулометрический состав вносится поправка на содержание песка (неколлектора), находящегося в базальном глинистом цементе.

В нашем примере пелитовых частиц (диаметром меньше 0,01 мм) в песчаных прослоях содержится в среднем 5% от количества песка, т. е.  $\frac{5}{100}x$  и песчаных частиц 95%, или  $\frac{95}{100}x$ , где  $x$  — содержание песчаной части в породе.

В глине пелитовых частиц содержится в среднем до 55% от количества глины, т. е.  $\frac{55}{100}y$ , и песка, разбросанного в теле глины, 45%, или  $\frac{45}{100}y$ , где  $y$  — содержание глинистой части в породе.

Проводим расчет по песку. Содержание песчаной части в породе по данным гранулометрического состава в нашем примере равно 70,91%. Песчаная часть, содержащаяся в песке и глине, составляет

$$\frac{95}{100}x + \frac{95}{100}y = 70,91.$$

Заменив в нашем примере  $y$  через  $x$ , получим

$$\frac{95}{100}x + \frac{45}{100}(100 - x) = 70,91;$$

$$95x + 45(100 - x) = 70,91 \cdot 100 = 7091;$$

$$95x + 4500 - 45x = 7091;$$

$$95x - 45x = 7091 - 4500 = 2591;$$

$x = 51,82\%$  — содержание песка, являющегося коллектором;  $y = 48,18\%$  — содержание глины в породе.

Эти же величины можно было бы получить при проведении расчета по глине.

Проводим расчет по глине. Согласно аналитическим данным в нашем примере пелитовых частиц (меньше 0,01 мм) в песке содержится 5% от количества песка, т. е.  $\frac{5}{100}x$ ; в самой глине пелитовых частиц содержится 55% от глинистой породы, или  $\frac{55}{100}y$ . Тогда

$$\frac{5}{100}x + \frac{55}{100}y = 29,09; \quad 5x + 55y = 29,09 \cdot 100 = 2909.$$

Заменяя  $x$  через  $y$ , получим

$$5(100 - y) + 55y = 2909; \quad 500 - 5y + 55y = 2909;$$

$$50y = 2909 - 500 = 2409; \quad y = 48,18\% \text{ и } x = 51,82\%.$$

Таким образом, получим те же величины, что и при расчете по песку.

При массовых определениях вычисление удобнее проводить по содержанию пелитовой части, так как чтобы по данным гранулометрического анализа узнать величину песчаной части, служащей коллектором, необходимо просуммировать содержание всех фракций крупнее 0,01 мм.

В случае небольшого содержания в породе легко растворимых солей (до 5—6%) их следует суммировать с пелитовой частью. При содержании легко растворимых солей более 5—6% процентное содержание солей следует пропорционально отнести к содержанию гранулометрических фракций.

Чтобы получить объемные количества песка  $V_x$  и глины  $V_y$ , необходимо их содержание  $x$ ,  $y$  разделить соответственно на объемные веса  $\gamma_x$ ,  $\gamma_y$ :

$$V_x = \frac{x}{\gamma_x}; \quad V_y = \frac{y}{\gamma_y}.$$

Определение объемного веса (плотности) пород, характеризующихся частым переслаиванием глин с тонкозернистыми песками, должно проводиться отдельно для глин и песчаной части при сохранении их естественной структуры. Это достигается парафинированием образцов пород, содержащих влагу, после чего определяется их объемный вес во влажном состоянии. В отдельном образце породы определяется влажность, после чего объемный вес пересчитывается на сухое состояние породы. Для этого вводится поправка на влажность.

В приведенном примере глины характеризуются объемным весом  $\gamma_y$ , равным  $2,0 \text{ Г/см}^3$ ; песчаные отложения имеют объемный вес  $\gamma_x$ , равный  $1,7 \text{ Г/см}^3$ . Объемное количество песка  $V_x = 51,82 : 1,7 = 30,48$  и глины  $V_y = 48,18 : 2,0 = 24,9$ .

Для того чтобы определить мощность песка в рассматриваемом интервале глубин, необходимо предварительно подсчитать суммарный объем столба песка и глины, а также вычислить содержание песка и глины в % объема.

Расчет производится следующим образом. Определяется суммарный объем столба глины и песка в изучаемом керне. Путем сложения объемов песка и глины определяют суммарный объем этих компонентов. По формуле (6)

$$30,4 + 24,9 = 55,38; \quad \sum V_{xy} = 55,38.$$

Производим расчет содержания песка и глины в % объемн., используя формулы (7) и (8)

$$x_v = \frac{30,48 \cdot 100}{55,38} = 55,04\%;$$

$$y_v = \frac{24,9 \cdot 100}{55,33} = 44,96\%.$$

Зная мощность изучаемого интервала глубин  $H$ , по формуле (9) определяем эффективную мощность песка  $h_{x_3}$  и мощность глинистой части  $h_y$

$$h_{x_3} = \frac{55,04 \cdot 0,30}{100} = 0,16 \text{ м}; \quad h_y = 0,14 \text{ м}.$$

Суммируя отдельные мощности песка  $h_x$  в изучаемом разрезе, получаем общую эффективную мощность песчаных отложений

$$H_x = h_x^1 + h_x^2 + \dots + h_x^n.$$

При большом количестве анализируемых проб следует построить номографическую кривую. Для этого на оси абсцисс следует отложить значения содержания песка, выраженные в % объемн., полученные по формуле (7), и на оси ординат — содержание пелитовой или песчаной части по данным гранулометрического анализа борздовой пробы. Это намного упростит дальнейшие расчеты эффективной мощности песчаных отложений, которые сведутся к несложным вычислениям по формуле (9). Значение содержания песка, выраженное в % объемн., для приведенного выше примера можно быстро подсчитать по номограмме (рис. 3). Вводя величину  $x_v$  в формулу (9) и зная мощность рассматриваемого интервала глубин, можно легко подсчитать эффективную мощность песчаной части  $h_{x_3}$ .

Приведенным методом изучались многие разрезы хадумского газоносного горизонта Ставрополя. Это дало нам возможность построить карту равных значений песчаности и подсчитать

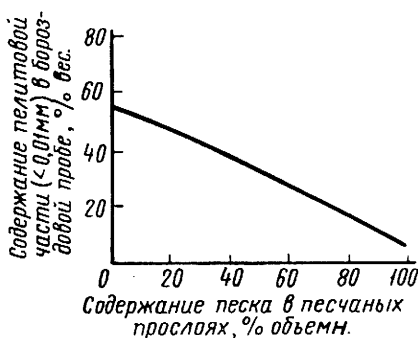


Рис. 3. Номографическая кривая перехода от содержания пелитовой части в борздовой пробе к содержанию песка в песчаных прослоях (коллекторы газа хадумского горизонта Северо-Ставропольского месторождения).

суммарные эффективные мощности коллекторов газа для ряда газоносных площадей (Ханин, 1965). Сравнение результатов подсчета песчаности, полученных данным методом, с визуальным замером прослоев показало, что в последнем случае суммарная песчаность оказывается выше на 13% и более по сравнению с бороздовым методом.

### Классификация глинисто-алеврито-песчаных пород, основанные на размере и группировке гранулометрических фракций

Дисперсные породы характеризуются различным сочетанием минеральных частиц по величине и форме. Частицы, близкие по своим размерам, объединяются в соответствующие группы, которые называются гранулометрическими фракциями породы. Гранулометрический состав породы зависит от сочетания гранулометрических фракций, которые обычно выражают в процентном отношении к весу абсолютно сухого образца.

По преобладанию обломков различного размера среди песчаных пород (рыхлых — псаммитов и плотных — псаммитолитов) выделяют следующие группы, содержащие более 60% обломков определенных размеров (мм):

Гравий . . . . .	>2,0
Грубозернистые . . . . .	1,0—2,0
Крупнозернистые . . . . .	0,5—1,0
Среднезернистые . . . . .	0,25—1,0
Мелкозернистые . . . . .	0,10—0,25

Песчаные породы, содержащие более 10% других фракций, называются соответственно глинистыми, алевритистыми и т. д. В природе широко распространены пески различных генетических видов со всевозможным сочетанием гранулометрических фракций.

В СССР алевритовыми породами, по предложению А. Н. Заварицкого, называют породы, состоящие более чем на 50—60% из обломков диаметром от 0,10 до 0,01 мм. Эту группу пород расчленяют на мелкоалевритовую и крупноалевритовую с размерами зерен от 0,01 до 0,05 и от 0,05 до 0,10 мм.

Многие авторы описывали алевритовые породы под названием тонкозернистых песчаников.

Для обозначения сцементированных алевритов В. П. Батурич (1934) ввел термин алевролит. Л. Б. Рухин (1956) предлагает считать алевритовыми частицы размером от 0,05 до 0,005 мм («силт», по данным американских авторов) и подразделяет их на крупные (0,05—0,01 мм) и мелкие (0,01—0,005 мм).

И. В. Попов ограничивает нижнюю границу песчаной фракции диаметром 0,05 мм, исходя из того, что свойства песков значительно изменяются при прибавлении к ним пылеватых частиц. Так, прибавление к песку частиц размером 0,25—0,05 мм мало влияет на его свойства, в то время как прибавление к песку пылеватых частиц

значительно уменьшает его пористость, фильтрационную способность и увеличивает капиллярное поднятие. Фракция 0,25—0,05 мм практически является водопроницаемой, тогда как пылеватые частицы, подобно глинистым, практически водонепроницаемы и с трудом отдадут воду.

Изучение свойств песчано-алевритовых коллекторов газа и нефти действительно показывает, что породы, сложенные крупноалевритовой фракцией (0,10—0,05 мм), близки по своим свойствам к песчаным породам.

Встречающиеся на больших глубинах (свыше 3000 м) алевролиты с преобладанием крупноалевритовой фракции могут обладать достаточной пористостью и проницаемостью, представляющей практический интерес, тогда как в этих же условиях залегающие алевролиты, содержащие в основном мелкоалевритовую фракцию (0,05—0,01 мм), чаще всего практически непроницаемы.

Н. Н. Карлов (1955) алевритовые фракции принимает в границах 0,10—0,005 мм и разделяет их на три фракции: крупноалевритовую (0,10—0,05 мм), среднеалевритовую (0,05—0,01 мм) и мелкоалевритовую с диаметром частиц от 0,01 до 0,005 мм. Частицы фракции диаметром меньше 0,01 мм называют пелитом: крупным (0,01—0,001 мм) и мелким или тонким (меньше 0,001 мм). В практике инженерно-геологических работ иногда частицы менее 0,01 мм называют физической глиной. К собственно глинистым относят частицы диаметром меньше 0,001 мм.

С. С. Морозов, изучая физические свойства фракций от 0,01 до 0,001 и менее 0,001 мм, выделенных из лёссов и глин, указывал, что наблюдается резкое изменение минералогического состава, физических свойств и емкости поглощения у частиц меньше 0,001 мм по сравнению с более крупными частицами.

Весьма дробная гранулометрическая классификация песков разработана Е. М. Сергеевым (1953). Она основана на инженерно-строительных свойствах пород в зависимости от их гранулометрического состава. Пески подразделяются на три класса в зависимости от наличия в них гравийных, песчаных и пылеватых частиц. Каждый класс распадается на три группы песков по степени их отсортированности. В свою очередь группы песков подразделяются на определенное количество видов песков, в зависимости от степени их дисперсности.

Классификацию обломочных пород по размеру частиц в США обычно производят по шкале Уэнтворса. Частицы породы разбиты на разряды по размерам; средний размер зерна в разряде составляет половину медианы частиц следующего разряда, более грубозернистых (Ханин, 1965).

В грунтоведении большой известностью пользуется гранулометрическая классификация грунтов В. В. Охотина (1933), построенная на основе изучения физических и механических свойств грунтов. Применение классификации В. В. Охотина при оценке пород-коллекторов вызывает трудности, связанные с отличием размеров

и наименования гранулометрических фракций от таковых в нефтяной геологии. В. П. Флоренский, Г. И. Теодорович, А. В. Максимов, Л. В. Пустовалов, М. А. Кашкай, Ш. А. Азизбеков, Н. В. Кирсанов, Ю. В. Сементовский и Л. Б. Рухин для классификации пелито-

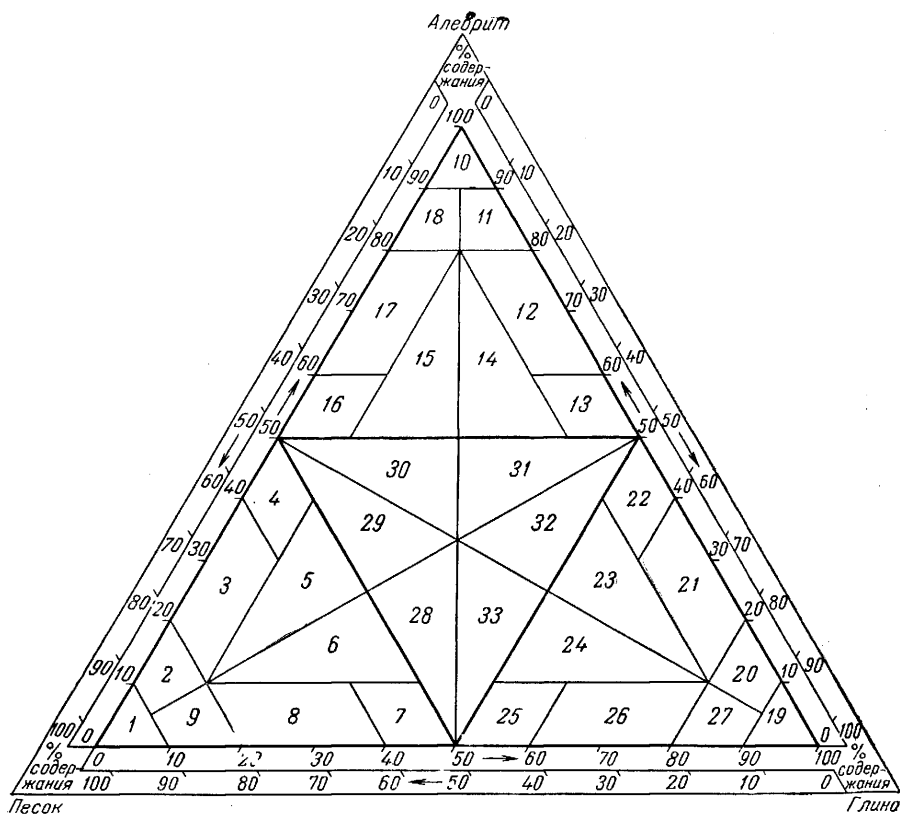


Рис. 4. Схема классификации глинисто-алевроито-песчаных пород (по Теодоровичу, 1938).

1 — песок; 2 — песок слабоалевроитовый; 3 — песок алевроитовый; 4 — песок сильно алевроитовый; 5 — песок глинисто-алевроитовый; 6 — песок алевроито-глинистый; 7 — песок сильно глинистый; 8 — песок глинистый; 9 — песок слабоглинистый; 10 — алевроит; 11 — алевроит слабоглинистый; 12 — алевроит глинистый; 13 — алевроит сильно глинистый; 14 — алевроит песчано-глинистый; 15 — алевроит глинисто-песчаный; 16 — алевроит сильно песчаный; 17 — алевроит песчаный; 18 — алевроит слабо песчаный; 19 — глина; 20 — глина слабо алевроитовая; 21 — глина алевроитовая; 22 — глина сильно алевроитовая; 23 — глина песчано-алевроитовая; 24 — глина алевроито-песчаная; 25 — глина сильно песчаная; 26 — глина песчаная; 27 — глина слабо песчаная; 28 — супесь глинистая; 29 — супесь алевроитовая; 30 — гипалевроит песчаный; 31 — гипалевроит глинистый; 32 — суглинок алевроитовый; 33 — суглинок песчаный

алевроито-песчаных пород применили разностороннюю треугольную диаграмму, построенную в барицентрических координатах.

В классификации Г. И. Теодоровича (1938) песками, алевроитами и глинами называются породы, в которых главный компонент составляет не менее 90% породы (рис. 4).



Из рис. 4 видно, что если глинисто-алеврито-песчаная порода содержит более 50% какого-либо компонента, то этим определяется принадлежность ее к группе песков, алевритов или глин. Название породы уточняется на основании примеси частиц (одной, а иногда и двух групп), содержание которых в породе более 10%. Породы, в которых количество каждого компонента не достигает 50%, называются в зависимости от преобладания тех или иных фракций песка (супесь), глины (суглинок) или алеврита (гипалеврит).

Классификация Л. В. Пустовалова, М. А. Кашкай, Ш. А. Азизбекова, А. Г. Алиева, С. Г. Саркисяна, А. Д. Султанова и Г. Ю. Фукс-Романовой предусматривает содержание в песках, алевролитах и глинах не менее 80% главного компонента (Ханин, 1965).

В классификации глинисто-алеврито-песчаных пород Л. В. Пустовалова (1947) выделяются всего 13 групп разновидностей пород. Это удобно, так как позволяет быстро отнести породу к тому или иному типу. Кроме того, данная классификация является генетической. Классификация песчано-алеврито-глинистых пород Л. Б. Рухина (1956) менее подробная, чем другие подобные классификации.

## Глава III

### ПОРИСТОСТЬ

#### Общие сведения. Пористость терригенных и карбонатных пород

Породы-коллекторы осадочного происхождения состоят из механически или химически отложившихся твердых материалов или из остатков животных и растений. Для того чтобы осадочные породы могли служить коллекторами нефти и газа, они должны содержать пустоты.

Пористыми материалами вообще называются твердые тела, содержащие в достаточно большом количестве пустоты, размер которых значительно меньше размера тела.

Пористое пространство пород определяется не только размерами и конфигурацией зерен, но и наличием трещин, плоскостей напластования и присутствием в порах цементирующих веществ.

Пористость пород может обуславливаться как процессами седиментации, так и процессами химического растворения. В большинстве карбонатных коллекторов пористость является следствием растворения кальцита пластовыми водами, содержащими растворенную углекислоту. Поровые пространства таких пород представлены обычно каналами и кавернами. В осадочных породах пористость обуславливается наличием промежутков между отдельными зернами породы (межзерновая пористость).

Пористость  $m$  определяется отношением пустотного пространства породы к ее общему объему и выражается обычно в процентах или долях единицы.

Величина пор пор песчано-алевритовых пород сильно колеблется в зависимости от величины и формы зерен, плотности укладки и цементированности зерен.

Величина пористости различных пород изменяется в широких пределах от долей процента до нескольких десятков процентов. Для бакинских нефтяных песков пористость колеблется от 18 до 52%, ставропольских газоносных алевритов — от 30 до 40%, волгоградских (Арчеда, Жирное) нефтеносных яснополянских песчаников — от 20 до 27% и т. д. Пористость карбонатных пород обычно колеблется в пределах 3—30%. Пористость глин может достигать

40—50% и выше. Так, пористость сарматских глин северо-западного Приазовья оказалась равной 53% (Ханин, 1963). Наиболее распространенные значения пористости терригенных коллекторов Русской платформы — 17—24%.

По данным А. Мелчера (A. F. Melcher, 1921), границы пористости нефтеносных и газоносных песков лежат в пределах от 7 до 41%:

	%
Пески из Пей, Пенсильвания . . . . .	7—19
Нефтеносный песок из Бредфорда . . . . .	15—19
Песок из Ферст-Уол-Крик, Вайоминг . . . . .	17—26
Нефтеносный песок из Нью-Кастль . . . . .	12—26
Нефтеносный песок из Бартлес-Фильд, Оклахома . . . . .	12—39
Песок Хикман из Бербанк . . . . .	13—33
Песок Пей из Голф-Кост, Техас . . . . .	8—34
Газоносный песок, Луизиана . . . . .	14—41

Породы-коллекторы пористостью меньше 5%, лишенные трещин, разломов и каверн, считаются обычно непромышленными.

А. И. Леворсен (1958) приводит приблизительную полевую оценку пористости: пренебрежимо малая — 0—5%, плохая — 5—10%, удовлетворительная — 10—15%, хорошая — 15—20%, очень хорошая — 20—25%. Однако следует помнить, что в зависимости от granulометрического состава, сложения и цементации песчано-алевритовые породы могут значительно отличаться по свойствам. Так, при равной пористости песчаники и алевролиты характеризуются различной фильтрационной способностью, зависящей от крупности сечений поровых каналов и их содержания в поровом объеме.

Пористая среда характеризуется рядом геометрических свойств: пористостью общей, пористостью открытой (учитывающей объем только взаимосвязанного порового пространства), удельной внутренней поверхностью и извилистостью.

Удельная внутренняя поверхность характеризуется отношением внутренней поверхности твердой фазы к вмещающему объему и выражается в единицах, обратных длине.

Извилистость ранее вводилась как кинематическая характеристика. Она равна относительной средней длине пути, пройденного жидкой частицей от одной стороны пористой среды к другой, и является безразмерной величиной.

Ряд исследователей (Archie, 1942; Wyllie, Spangler, 1952 и др.) считали возможным определять извилистость путем измерения электрического сопротивления, так как ток должен протекать по системе капилляров, составляющих поры. Существует еще понятие о геометрической величине, характеризующей размеры пор любой пористой среды. Однако система пор пористых тел образует сложную поверхность, которую геометрически трудно представить.

Размер пор удобно характеризовать диаметром. Однако представление о диаметре возможно в случае круглых пор, что бывает весьма редко. Кроме того, стенки пор расходятся и сходятся, поэтому

поры не обладают нормальным сечением. Тем не менее приближенно определяют размер пор и их распределение.

В отличие от идеальной породы зерна осадочных отложений обычно бывают различной формы. Даже хорошо окатанные песчаники редко имеют правильную сферическую форму. Пористость породы, состоящей из сферических зерен разной величины, может быть выше или ниже теоретической в зависимости от степени разнообразия величины составляющих зерен.

Теоретическая пористость агрегатов, составленных из сфер одинакового диаметра, в зависимости от укладки (ромбической и кубической) может колебаться от 25,96 до 47,6%. Эти пределы хорошо совпадают с пределами пористости песков, большинство которых при естественном залегании имеет пористость от 30 до 50%. При кубической (менее плотной) укладке сферических зерен пористость можно подсчитать следующим образом. Элемент пористой среды представляет собой некоторый куб с размером ребер  $2r$ , где  $r$  — радиус единичного сферического зерна. Следовательно, полный объем пористого элемента

$$V_1 = (2r)^3 = 8r^3.$$

Так как элемент пористой среды состоит из восьми частиц, каждая из которых составляет  $1/8$  сферы, то объем зерен в элементе равен

$$V_2 = \frac{4\pi r^3}{3}.$$

Таким образом, пористость рассматриваемого элемента

$$\frac{V_3}{V_1} \cdot 100 = \frac{V_1 - V_2}{V_1} = \frac{8r^3 - \frac{4}{3}\pi r^3}{8r^3} \cdot 100 = \left(1 - \frac{\pi}{2 \cdot 3}\right) \cdot 100 = 47,6\%,$$

где  $V_3$  — поровый объем элемента.

К. Сликтер (Slichter, 1899) указывал, что значения теоретической пористости не зависят от величины зерен, а изменяются только в зависимости от плотности их укладки. Однако это не всегда справедливо. Измерения показали, что даже в хорошо отсортированных песках пористость увеличивается при уменьшении размера зерен. Обычно размер зерен в породах различен, что позволяет меньшим зернам располагаться в порах, образованных большими, с уменьшением при этом величины пористости. В отличие от хорошо отсортированных плохо отсортированные материалы характеризуются меньшей пористостью. Плохо отсортированные осадки образуются в условиях, когда скорость течения внезапно уменьшается и весь транспортируемый материал осаждается в одном месте.

В. Энгельгардт (1964) приводит примеры значений пористости современных осадков Северного моря и Калифорнийского берега в зависимости от медианного диаметра зерен. Пробы взяты из верхнего донного слоя на глубинах моря от 3 до 30 м. Осадки Северного

моря с медианным диаметром 120 и 240 мк имеют пористость, равную 0,40 и 0,44, независимо от размеров зерен. Для калифорнийских песков при медианном диаметре зерен 200—700 мк пористость равна 0,38 и 0,45. При меньшем медианном диаметре зерен пористость осадков значительно возрастает.

Пористость песчаников, алевролитов и глин может быть одинакова, но неравноценна с точки зрения коллекторских свойств. Песчано-алевритовые породы при благоприятной пористости являются коллекторами нефти и газа, тогда как глины при той же пористости практически непроницаемы.

И. М. Губкин (1932) указывал, что под «высокой пористостью» обычно понимают обилие в породе различных отверстий, но выражение «низкая пористость» указывает не столько на отсутствие или небольшое количество пор вообще, сколько на недостаток пор, могущих содержать и отдавать нефть. Следовательно, для накопления нефти или газа в породе или извлечения их имеют значение не только относительное количество пор, но и их абсолютные размеры.

Зерна реального грунта по своей форме не являются сферическими. Наличие в породе глинистых, карбонатных и других цементирующих веществ, зерна которых меньше зерен преобладающей фракции песка, ведет к уменьшению пористости песчаной породы. Чем больше поверхность соприкосновения между зернами породы, тем меньше пористость.

Коэффициент однородности для различных песков нефтеносных районов СССР колеблется от 1 до 20. Чем больше неоднородность, тем меньше коэффициент пористости.

Угловатые, неправильной формы зерна могут укладываться или более плотно, или более рыхло, чем сферические. В связи с этим они могут характеризоваться меньшей или большей пористостью по сравнению с идеально сферическими зернами. При наименьшей пористости зерна должны иметь одну и ту же угловатую форму и в укладке их должно быть соблюдено смещение поверхностей.

В природных условиях довольно часто наблюдается сравнительно рыхлая укладка зерен, обладающих неправильной, угловатой формой, что отражается на величине пористости.

Г. Фразер (Fraser, 1935) изучал влияние формы зерен на пористость. Опыты показали, что при упаковке неокругленных зерен одинаковой формы и размера пористость больше, чем пористость при упаковке шарообразных зерен. Самая низкая пористость (0,35—0,38) получена в случае с шарами и шаровидными песчаными зернами. Более высокую пористость имеет смесь раздробленного кварца (0,41), зерен кальцита (0,41) и каменной соли (0,43). Наибольшая пористость получена при упаковке слюд пластинчатой формы (0,86).

В. Энгельгардт (1964) указывает, что пористость естественных песков тем больше, чем резче форма их зерен отличается от шарообразной. Таким образом, можно прийти к выводу, что величина и форма зерен являются важнейшими факторами, от которых зависит пористость песков.

Относительно высокая пористость в осадках часто сохраняется и при значительном их погружении. По-видимому, силы трения и сцепления препятствуют уплотнению осадка, и они должны наиболее полно проявляться у зерен с шероховатой поверхностью. Пески даже при сильной нагрузке вышележащих слоев могут в значительной мере сохранять первоначальную пористость, если они не заполнены вторичными образованиями (Энгельгардт, 1964).

В табл. 2 приведена пористость глубоко залегающих песчаников.

Таблица 2

Пористость глубокозалегающих песчаников  
(по Энгельгардту, 1964)

Местонахождение	Формация, возраст	Глубина, м	Пористость
Рэнджли, Колорадо	Вебер, пенсильваний	1860	0.176
Кэти, Техас	Кокфилд, эоцен	2100	0.298
Луизиана	Миоцен	2160	0.280
Вайоминг	Пенсильваний	2280	0.195
Девис-Ленс, Техас	Эоцен	2320	0.270
Либерти, Техас	»	2340	0.315
Фишер-Риф, Техас	Фрио, олигоцен	2720	0.282
Линдсей, Оклахома	Ойл-крик, ордовик	3260	0.067
Филмор, Калифорния	Плиоцен	4300	0.200
Картер-Покс, Оклахома	Бромайд, ордовик	4600	0.050

Уплотнение песков встряхиванием приводит к уменьшению пористости на 8—10%. По данным Г. Фразера (Fraser, 1935), для песков с диаметром зерен 1,5 мм первоначальная пористость, в рыхлом состоянии равная 41%, при встряхивании уменьшилась до 37%.

В экспериментах Дж. Максвелла и П. Фералла (Maxwell, Vergall, 1943) при уплотнении песка под действием больших нагрузок пористость сокращалась с 45 до 25%. Пористость при этом изменилась не только в результате переориентировки зерен, но и за счет некоторого дробления зерен и заполнения мелкой фракцией части порового пространства.

Как показали исследования Э. А. Прозоровича (1935), пески при уплотнении до 200 кг/см<sup>2</sup> сократили свой объем всего лишь на 2—3%.

Поверхность соприкосновения меняется в зависимости от давления, геометрического расположения зерен и их формы. Форма порового пространства пород принимает более извилистый характер при менее окатанном и отсортированном зернистом обломочном материале.

Уменьшение пористости песчаных пород под действием давления вышележащих пород происходит до определенного предела, зависящего от прочности обломочных зерен на сжатие. В природных условиях этот предел обычно не достигается; протекают процессы пре-

образования породы под влиянием химического и механического факторов.

Интенсивность давления по Дж. Тейлору (Taylor, 1950, 1964) определяется типом контактов между зернами и их количеством, приходящимся на одно зерно. Контакты бывают тангенциальные, линейные, выпукло-вогнутые и сутуровидные. Протяженность контактов, по О. А. Черникову (1964), может служить критерием, определяющим степень вторичного преобразования песчаных пород. За величину, определяющую эту степень, он принял удельную протяженность контактов между зернами песчаников. Для определения удельной протяженности контактов между зернами в шлифах был применен метод случайных секущих С. А. Салтыкова (1958).

Практическое определение удельной протяженности контактов, по данным О. А. Черникова (1964), производится следующим образом. Шлиф породы просматривается под микроскопом через окуляр-микрометр; в каждом поле зрения подсчитывается количество пересечений линейки окуляр-микрометра и контактов 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.

Суммарная протяженность линий  $\sum l$ , нанесенных на плоскости в единице площади, равна числу пересечений этих линий, приходящемуся на единицу длины секущего контура  $n$ , умноженному на  $\frac{\pi}{2}$

$$\sum l = 1,571n \text{ мм/мм}^2.$$

На величину удельной протяженности контактов между зернами песчаников влияет также гранулометрический и минералогический состав. С целью учета гранулометрического состава О. А. Черников ввел гранулометрический параметр — суммарный удельный периметр зерен песчаника со среднеарифметическим диаметром  $\bar{d}$ , равный  $4/\bar{d}$ . Обе части приведенной выше формулы он разделил на суммарный периметр зерен  $4/\bar{d}$ . Полученную при этом величину О. А. Черников назвал коэффициентом метаморфичности  $c$

$$c = 0,392n\bar{d}.$$

Однако указанный коэффициент является все же в большей степени гранулометрической характеристикой, чем метаморфической.

В. Энгельгардт (1964) делает предположение, что песчаные зерна растворяются в местах с малыми поверхностями контактов, направленными перпендикулярно давлению, и растворимое в поровой жидкости вещество снова осаждается где-нибудь в поровом пространстве на поверхности тех же песчаных зерен. Чем выше нагрузка, давление на местах контактов и растворимость соответствующего

минерала, тем быстрее будет происходить внутреннее перемещение материала.

Первичная пористость глинистых осадков значительно выше пористости песчаных. Пористость свежееотложенных тонких глинистых осадков превышает 0,8. В процессе осадконакопления в результате проявления поверхностных сил наблюдается флокуляция глинистых частиц; создаются рыхлые структуры, характеризующиеся весьма высокой пористостью. Наиболее высокую пористость имеет осадок, образующийся в воде, свободной от электролитов. Глинистые породы самых древних формаций были обезвожены и осушены под действием в первую очередь механического давления вышележащих слоев (Weller, 1959). Пористость глин и глинистых пород находится во многих случаях в простой зависимости от глубины залегания (Вассоевич, 1960; Энгельгардт, 1964; Мухин, 1965).

Карбонатные породы отличаются большим разнообразием по пористости. Чистые карбонатные породы образуются из неуплотненных карбонатных илов, состоящих из метастабильного арагонита. Пористость известковых илов на поверхности дна у берегов Флориды составляет 0,87, на глубине 120 см — 0,78, на глубине 280 см — 0,75 и на глубине 340 см — 0,75 (Энгельгардт, 1964). В скважинах, пробуренных на атоллах в Океании, на глубине 150—300 м были встречены еще не уплотненные мягкие известняки.

Имеются многочисленные примеры значительного уменьшения порового объема известковых илов в процессе диагенеза. Структура порового пространства чистых карбонатов в значительной степени зависит от процессов растворения и осаждения. Более грубые карбонатные породы сложены из раковин организмов или неорганических сооружений ооидов. Их первичная пористость в той или иной мере напоминает пористость кластических осадков.

В силу относительно высокой растворимости карбонатов они подвергаются перекристаллизации и превращению. Растворение под давлением играет для них важную роль. В карбонатных породах встречаются стилолиты и сутуры давления больших размеров, образовавшиеся путем растворения уже твердых пород. П. Стокдал (Stockdale, 1926) по длине стилолитов вычислил, что объем нижне-миссисипских известняков сократился на 13—34%.

В результате растворения и переотложения из неуплотненных морских известковых осадков образуются твердые породы. Атмосферные воды способствуют образованию карстовых полостей и трещин растворения. В случае перекрытия закарстованных пород осадками отвердевший остов плотного известняка в состоянии выдерживать большие давления вышележащих толщ. Имеется много примеров присутствия нефти и газа в промышленных объемах в закарстованных известняках, перекрытых непроницаемыми осадками.

Карбонатные породы, первоначально состоящие из кальцита и арагонита, доломитизируются в результате реакции между Са-ионами и Mg-ионами.



В 1837 г. Бомонт (Beaumont) нашел, что при указанной реакции происходит уменьшение объема примерно на 12,3%. В доломитах и доломитизированных известняках часто наблюдается высокая пористость, в силу чего они служат коллекторами нефти и газа на многих месторождениях (Лима, Паренти, Лак и др.).

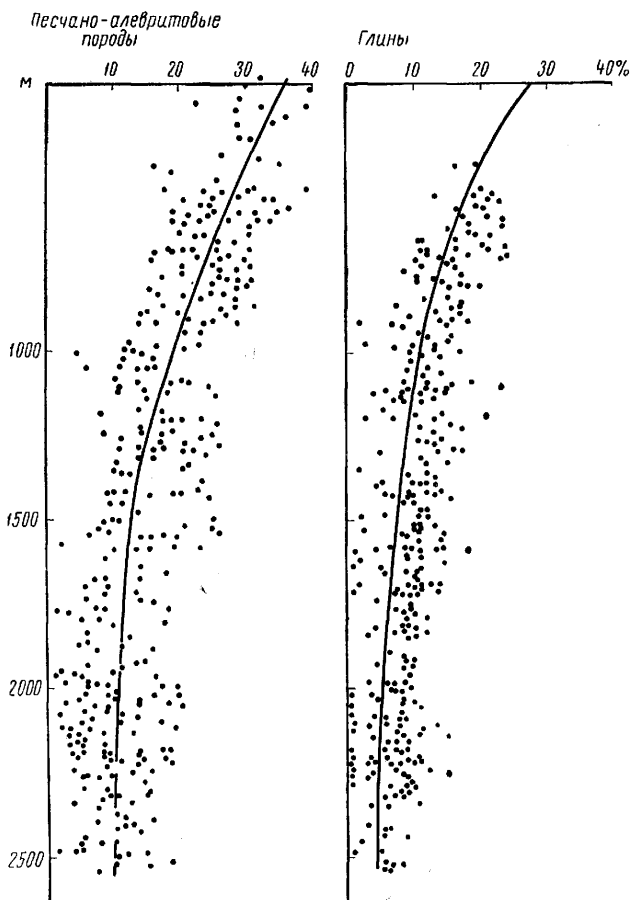


Рис. 5. Изменение абсолютной пористости с глубиной. Миоценовые отложения северо-востока о. Сахалин (по К. М. Обморушеву, 1965).

По мнению многих исследователей, доломитизация сопровождается изменением объемных соотношений породы и увеличением пористости, независимо от стадий литогенеза. Однако, как показали исследования Л. П. Гмид, И. В. Звоницкой и др., доломитизация на всегда приводит к увеличению пористости. Увеличение пористости при доломитизации происходит в том случае, когда оно протекает в породе неравномерно, участками.

В. Энгельгардт (1964) указывает, что если доломитизация происходит в раннедиагенетический период, когда осадок еще не уплотнен, уменьшение объема не выразится в увеличении пористости. В горных породах конфигурация и величина сечения пор могут быть разные. Так, поры ячеистой и каналовидной формы встречаются у известняков. Поры, близкие к ромбоидальным и тетраэдрическим, часто наблюдаются у пород с хорошо отсортированными и окатанными зернами. Трециновидные поры характерны для пород с жесткой связью, испытавших действие тектонических сил, процессов выветривания, кристаллизации и т. д.

Обычно с увеличением глубины залегания пород пористость уменьшается. Особенно это относится к глинистым осадкам (рис. 5). Песчаные же отложения с достаточно высокой пористостью в случае малых давлений, не превышающих величин, приводящих к скалыванию граней зерен породы (более  $300 \text{ кг/см}^2$ ), встречаются и на относительно больших глубинах.

Поры подразделяют на макропоры ( $> 1 \text{ мм}$ ) и микропоры ( $< 1 \text{ мм}$ ). Среди микропор выделяют поры ультракапиллярные (субкапиллярные) размером меньше  $0,1 \text{ мк}$ . Величина капиллярных пор колеблется от  $0,0002$  до  $0,1 \text{ мм}$ . Жидкости в этих порах движутся вследствие действия капиллярных сил, преодолеваемая силу тяжести. В субкапиллярных порах передвижение воды под действием капиллярных сил затруднено или совсем отсутствует, так как поры сечением  $0,1 \text{ мк}$  при смачивании полностью заполняются связанной водой, которая прочно связана со стенками пор.

Для совокупности трещин Е. С. Смехов (1962) предложил термин трещиноватость, характеризующий значительное рассечение горных пород трещинами, имеющими региональное развитие. При этом трещиноватость рассматривается как своеобразная пористость, при которой относительную роль зерен играют блоки (нетрещиноватые массивы породы), а роль пор — трещины.

Трециновидные поры Е. М. Смехов (1958) подразделяет на микротрещины с раскрытостью от  $0,01$  до  $0,1 \text{ мм}$  и макротрещины с раскрытостью больше  $0,1 \text{ мм}$ . Последние хорошо видны невооруженным глазом.

В карбонатных породах может быть развит не только межгранулярный и трещинный тип пористости, но также карстовый, благодаря которому возникают крупные полости (мегапоры) изменчивых конфигураций.

Образовавшиеся в результате карстовых процессов пустоты при благоприятной геологической обстановке в последующем могут служить вместилищами для газа, нефти и воды.

Сведения о роли подземного карста в миграции флюидов приведены в работе В. А. Кротовой (1962).

Карстовая мегапористость распространена в карбонатных коллекторах высокой продуктивности. В известняках Фоссельман (силур) на месторождении Доллархайд Западного Техаса в США обнаружена каверна, заполненная нефтью. Она имеет площадь более

2,5 км<sup>2</sup>, высоту около 5 м (Леворсен, 1958). Характерна приуроченность крупных промышленных нефте- и газопроявлений к карбонатным отложениям, в которых преимущественно развиваются карстовые процессы.

На месторождениях Волго-Уральской нефтеносной области регионально нефтеносными являются обычно верхняя часть турнейского яруса и башкирские слои. Следы размыва, погребенные долины, перекрытые континентальными осадками, — все это указывает на благоприятные условия для карстообразования.

Характерной чертой залежей нефти и газа, приуроченных к карстовым зонам, является резкое различие дебитов даже в соседних скважинах. В карстовых коллекторах может также отсутствовать гидродинамическая связь между участками и каждая из карстовых систем может иметь свою газогидродинамическую характеристику. Карстовые пустоты приурочены к карбонатным осадкам с низким процентом нерастворимого остатка и довольно часто наблюдаются вдоль тектонических трещин, являющихся первичными путями фильтрации карстовых вод.

Карстовые пустоты не могут быть изучены по данным керна. Определение коллекторских свойств закарстованных зон, вскрытых скважинами, может быть выполнено с помощью геофизических методов, однако последние еще не являются достаточно надежными методами для определения пористости, проницаемости и нефтенасыщенности (Дахнов, Галимов, 1960).

Чтобы оценить емкостные и фильтрационные свойства карбонатной породы, прежде всего рассматривают структуру пор. Этому вопросу значительное внимание уделено в работах Г. И. Теодоровича. Ввиду неоднородности известняковых и доломитовых пород, слагающих пласты, нельзя определить пористость и проницаемость по небольшому образцу породы, отделив его от керна. В этих случаях следует отбирать большие куски керна пород. Однако возникают трудности с экстрагированием больших образцов керна, дифференцированным определением различных типов пористости и определением проницаемости перпендикулярно оси керна.

Анализ трещиноватости, проведенный Е. М. Смеховым, показал, что существенное значение в образовании трещиноватых зон и трещинных коллекторов имеют перерывы в отложениях осадков. Поверхности несогласий часто являются наиболее благоприятными зонами, где, благодаря процессам эрозии, а в последующем при выщелачивании осадков широко развивается трещиноватость пород. Подавляющее большинство карбонатных коллекторов обычно несогласно перекрыто вышележащими осадками, играющими роль покрывки. Примером служат известняки асмари (Иран), высокая продуктивность которых обязана эрозионным процессам; рифовые известняки Предуралья, намюрские известняки Покровки и Шугурово, турнейские известняки Туймазов и др.

На коллекторские свойства трещиноватых пород значительное влияние оказывает литологический фактор; характер распределения

и интенсивность проявления трещиноватости тесно связаны с вещественным составом исследуемых пород и структурно-текстурными особенностями. Фактор метаморфизма увеличивает трещиноватость пород. Наиболее трещиноватыми являются доломитизированные известняки, затем следуют чистые известняки, доломиты, аргиллиты, песчано-алевритовые породы, соли, ангидрито-доломитовые породы и ангидриты.

Литолого-петрографический анализ (Гмид, 1958) устанавливает положительное влияние на трещиноватость процессов перекристаллизации, доломитизации, эпигенетической сульфатизации, окремнения и начального метаморфизма. Чем интенсивней перекристаллизована порода, чем она более неоднородна по своим структурным особенностям, более доломитизирована, окремнена или сульфатизирована, тем она более трещиновата и проницаема.

Изучение 4000 шлифов из трещиноватых пород (Гмид, 1958) показало, что главную роль в миграции нефти и газа в палеозойских отложениях Иркутского амфитеатра, Южно-Минусинской впадины, Башкирского Приуралья и мезозойских отложений Чечено-Ингушской АССР играют микротрещины, ширина которых колеблется от 5 до 100 мк. Микротрещины с данной раскрытостью обеспечивают промышленный приток нефти и газа к забоям скважин.

Вопросы классификации трещин рядом исследователей решаются в различных аспектах, исходя из представлений о происхождении и закономерностях развития трещиноватости. Согласно схеме классификации трещин Е. М. Смехова и др. (1962), в горных породах распространены преимущественно тектонические трещины, которые в основном распределены по определенным системам. Ими же установлено, что макротрещины, наблюдаемые в эрозийной зоне земной коры, обычно развиваются по микротрещинам. Наблюдение над тектонической трещиноватостью как наиболее широко распространенной деформацией горных пород включает: а) разделение трещин на генетические типы, исходя из условий их образования; б) выделение систем тектонических трещин; в) замер элементов залегания, а также истинной плотности — количества трещин по нормали к их поверхности с последующим пересчетом на 1 м для каждой из выделенных систем; г) описание выделенных систем трещин, при котором отмечаются их морфология, характер раскрытости на дневной поверхности и в глубине обнажения; д) изучение состава заполнителя и взаимоотношения систем трещин между собой и напластованием отложений; е) отбор образцов пород на различные виды анализа.

При наличии прямых и косвенных признаков нефтегазоносности (выходы жидкой нефти, ее пленок, газа, сероводородных источников) выясняется их связь с трещинами отдельных систем.

В полевых условиях анализ тектонических трещин производится на основании установленных и широко известных представлений о характере их распространения, взаимоотношении с основными

элементами структур и напластованием пород, а также на основании морфологических и качественных характеристик.

При определении отличий трещин тектонического происхождения от нетектонического существенным является следующее: а) относительная прямолинейность и выдержанная направленность тектонических трещин по простиранию и падению при пересечении с различными пластами; б) объединение трещин в сравнительно параллельные ряды (системы), пересекающиеся под постоянными углами и образующие более или менее правильные геометрические сетки; в) на отдельных участках определено выдержанная густота или равенство интервалов между трещинами с одинаковыми элементами залегания, а также закономерная связь ориентировок сопряженных систем трещин с элементами тектонических структур.

### Классификация пород-коллекторов по структурным признакам

Е. М. Смехов с сотрудниками (1958) предложили схему классификации карбонатных пород-коллекторов, в основу которой положены условия фильтрации и аккумуляции нефти в коллекторе. Согласно этой схеме все коллекторы подразделяются на два основных класса: поровые и трещинные. Трещинные коллекторы включают в себя два типа: чисто трещинные и смешанные. Последние в свою очередь подразделяются на многочисленные подклассы: трещинно-поровые, трещинно-каверновые, трещинно-порово-каверновые коллекторы и т. д. Наиболее распространены коллекторы смешанного типа.

Г. И. Теодорович на примере изучения карбонатных пород Башкирского Приуралья предложил классификацию карбонатных коллекторов (1942). В ней породы-коллекторы по характеру пространственного распределения сообщающихся пустот подразделяются на четыре группы: А — более или менее равномерно проницаемые по порам; Б — неравномерно проницаемые по порам; В — проницаемые по трещинам; Г — смешанные.

По величине проницаемости в каждой из выделенных групп породы-коллекторы подразделяются на пять классов: I класс — очень хорошо проницаемые ( $>1000$  мд); II класс — хорошо проницаемые (100—1000 мд); III класс — среднепроницаемые (10—100 мд); IV класс — слабопроницаемые (1—10 мд); V класс — практически непроницаемые ( $<1$  мд).

М. К. Калинин (1958) предложил общую классификацию коллекторов, базирующуюся в основном на морфологии пустотных пространств или их связи со структурой и текстурой породы.

Классификации карбонатных пород посвящены работы Г. Арчи (Archie, 1952), У. Вальдшмидта и др. (Waldschmidt et al, 1956).

Г. Арчи (1952) за основу классификации принял два основных признака: структуру скелета породы и структуру порового пространства. По структуре скелета породы этот автор выделяет три типа пород: 1) плотный кристаллический известняк; 2) мелоподобный известняк; 3) зернистый, или сахаровидный известняк.

По структуре порового пространства Г. Арчи выделяет несколько классов коллекторов: класс А — диаметр пор менее 0,01 мм; класс В — видимые поры имеют диаметр более 0,1 мм (но меньше размера частиц шлама); класс D — размер пор больше кусочков шлама.

В работе У. Вальдшмидта и др. (1956) разработана классификация пористости и трещиноватости коллекторов. Она основана на учете характера пустот и окаменелостей. Карбонатные породы подразделяются на пять основных групп:

- 1) беспустотные;
- 2) пустотные, в которых пустоты не заполнены кристаллическими минералами;
- 3) пустотные с частичным заполнением пустот новообразованными минералами;
- 4) пустотные с полным заполнением пустот новообразованными минералами;
- 5) содержащие ископаемые органические остатки с ячейками небольшого размера (фузулины и др.).

В каждой из выделенных групп по величине межкристаллической пористости основной массы выделяются породы с пористостью очень хорошей, хорошей, посредственной, плохой и очень плохой. Трещины классифицируются на открытые, частично заполненные, заполненные и закрытые.

В ранней работе Г. И. Теодорович (1942), изучая породы-коллекторы нефти Ишимбайско-Стерлитамакского района, подразделяет пустоты более подробно, чем это дано в работе У. Вальдшмидта и др. (Waldschmidt et al, 1956). Особое внимание Г. И. Теодорович уделяет генезису пустот в карбонатных породах, типам структур и сообщаемости пор друг с другом.

Л. П. Гмид и И. В. Звоницкая приводят генетическую классификацию пористости карбонатных пород. В ней учитываются также морфологические особенности пор. По генезису и морфологическим особенностям выделяют первичные межгранулярные поры (седиментационная и диагенетическая пористость), первичные межформенные поры, вторичные (эпигенетические) межгранулярные поры (возникшие в результате перекристаллизации или растворения), вторичные поры растворения и остаточные поры (частичное заполнение полостей пор вторичными минералами).

А. И. Леворсен (1958), применяя в значительной степени генетический принцип, довольно схематично делит породы-коллекторы на три группы: 1) обломочные (кластические породы, частицы от коллоидных до галечника и валунов); 2) хемогенные или биохемогенные (осадочные, главным образом карбонатные породы); 3) смешанные (обычно изверженные и метаморфизованные породы).

Сложные коллекторы характеризуются А. И. Леворсеном по литологии, генезису или возрасту. Например, песчанистый известняк, континентальный песчаник, девонский грубозернистый песчаник.

А. И. Леворсен считает излишним построение общей классификации коллекторов, как слишком сложной и предназначенной в основном для специалистов по петрографии осадочных пород. Можно вполне разделить мнение, что классификации коллекторов должны быть по возможности простыми и в то же время обобщенными. Однако

Таблица 3

Классификационная схема распределения пород-коллекторов нефти и газа по общим структурным признакам

Класс коллектора	Тип коллектора	Характер пористости	Состав цемента	Общий индекс коллектора
A <sub>1</sub>	Песчано-алевритовый	Межзерновая (М)	Карбонатный (1)	A <sub>1</sub> <sup>1</sup> M
			Глинистый (2)	A <sub>1</sub> <sup>2</sup> M
			Смешанный (3)	A <sub>1</sub> <sup>3</sup> M
		Трещинная (Т)	Карбонатный	A <sub>1</sub> <sup>1</sup> T
			Глинистый	A <sub>1</sub> <sup>2</sup> T
			Смешанный	A <sub>1</sub> <sup>3</sup> T
		Смешанная (С)	Карбонатный	A <sub>1</sub> <sup>1</sup> C
			Глинистый	A <sub>1</sub> <sup>2</sup> C
			Смешанный	A <sub>1</sub> <sup>3</sup> C
A <sub>2</sub>	Песчано-алевритовый с прослоями карбонатных и глинистых пород	Межзерновая	Карбонатный	A <sub>2</sub> <sup>1</sup> M
			Глинистый	A <sub>2</sub> <sup>2</sup> M
			Смешанный	A <sub>2</sub> <sup>3</sup> M
		Трещинная	Карбонатный	A <sub>2</sub> <sup>1</sup> T
			Глинистый	A <sub>2</sub> <sup>2</sup> T
			Смешанный	A <sub>2</sub> <sup>3</sup> T
		Смешанная	Карбонатный	A <sub>2</sub> <sup>1</sup> C
			Глинистый	A <sub>2</sub> <sup>2</sup> C
			Смешанный	A <sub>2</sub> <sup>3</sup> C
A <sub>3</sub>	Песчано-алевритовый, тонко переслоенный глинами	Межзерновая	Карбонатный	A <sub>3</sub> <sup>1</sup> M
			Глинистый	A <sub>3</sub> <sup>2</sup> M
			Смешанный	A <sub>3</sub> <sup>3</sup> M
		Трещинная	Карбонатный	A <sub>3</sub> <sup>1</sup> T
			Глинистый	A <sub>3</sub> <sup>2</sup> T
			Смешанный	A <sub>3</sub> <sup>3</sup> T
		Смешанная	Карбонатный	A <sub>3</sub> <sup>1</sup> C
			Глинистый	A <sub>3</sub> <sup>2</sup> C
			Смешанный	A <sub>3</sub> <sup>3</sup> C
В	Карбонатный	Межзерновая	V <sub>M</sub>	
		Трещинная	V <sub>T</sub>	
		Смешанная	V <sub>C</sub>	
С	Метаморфический и изверженный (выветрелый и трещиноватый)	Межзерновая	C <sub>M</sub>	
		Трещинная	C <sub>T</sub>	
		Смешанная	C <sub>C</sub>	

Примечание. В скобках указан индекс.

крайне схематичное деление коллекторов на три группы и весьма поверхностная полевая оценка их пористости и проницаемости, данная А. И. Леворсеном, не могут полностью удовлетворить специалистов, изучающих коллекторы нефти и газа.

Если до настоящего времени породы-коллекторы изучались и оценивались только как пористые среды с естественной структурой, притом породы с низкой проницаемостью рассматривались как малоэффективные для добычи нефти и газа, то теперь при искусственном воздействии на призабойную зону скважин возникла необходимость в изменении самой структуры порового пространства.

Мы предложили схему классификации (табл. 3), которая может быть полезна не только для характеристики пластовых коллекторов как объектов применения методов интенсификации притоков нефти и газа, но и для группировки коллекторов при поисках и разведке залежей нефти и газа.

**Удельный вес** (минералогическая плотность). Удельным весом называется отношение веса вещества к весу равной ему по объему массы воды при температуре  $4^{\circ}\text{C}$ . Удельный вес горных пород определяется в порошках и зернах, прошедших через сито с отверстиями диаметром 0,20 мм.

Удельный вес минеральной части породы определяют с помощью пикнометра. Метод заключается в определении объема воды, соответствующего объему взятых частиц. Частное от деления веса сухих частиц на объем вытесняемой ими воды и будет равно удельному весу.

В системе СГС (физической) единицей измерения удельных весов является  $\text{дин}/\text{см}^3$ , в системе МКС (практической) и СИ (международ-

Таблица 4

**Удельные веса основных типов осадочных горных пород**  
(по Кобрановой, 1962)

Порода	Удельный вес, $\text{Г}/\text{см}^3$			
	от	до	наиболее вероятные значения	
			от	до
Пески . . . . .	2.62	2.78	2.64	2.68
Песчаники . . . . .	2.40	3.20	2.60	2.70
Алевролиты . . . . .	2.40	3.04	2.63	2.73
Глины . . . . .	2.20	3.45	2.65	2.80
Аргиллиты . . . . .	2.63	2.86	—	—
Мергели . . . . .	2.37	2.92	2.65	2.80
Известняки . . . . .	2.41	2.98	2.70	2.75
Мел . . . . .	2.63	2.73	—	—
Доломиты . . . . .	2.55	2.99	2.77	2.88
Доломитовая мука . . . . .	2.81	2.91	—	—
Ангидриты . . . . .	2.72	2.99	2.87	2.98



ной) —  $n/m^3$ , в технической системе МКГСС —  $кГ/м^3$  и внесистемной единицей измерения является  $Г/см^3$ . Последнюю единицу применяют чаще всего.

Удельный вес минералов зависит от их химического состава и структуры. Он тем больше, чем больше содержится в минерале тяжелых атомов и чем меньше их радиус.

По удельному весу минералы подразделяются на тяжелые (более  $4 Г/см^3$ ), среднего удельного веса (от  $2,5$  до  $4 Г/см^3$ ) и легкие (менее  $2,50 Г/см^3$ ).

Удельный вес породообразующих минералов осадочных горных пород колеблется от  $1,85$  до  $5,18 Г/см^3$ , большинство из них является минералами среднего удельного веса ( $2,6—2,8 Г/см^3$ ).

Удельный вес породы определяется величиной средневзвешенного удельного веса составляющих ее минералов. Удельные веса главных осадочных горных пород приведены в табл. 4.

Объемный вес и плотность. Объемным весом осадочной породы называется вес единицы ее объема ( $1 см^3$ ). Объемный вес зависит как от минералогического состава, так и от пористости породы, и потому может служить для плотных пород характеристикой пористости, в особенности когда состав пород известен. Для рыхлых и сцементированных пород объемный вес зависит также от степени влажности.

Объемный вес пород имеет ту же размерность, что и удельный вес пород. Обычно объемный вес выражают единицей измерения  $Г/см^3$ . Объемный вес в общем случае меньше удельного веса жидкой и газообразной фаз, содержащихся в породах.

Объемный вес минералов вследствие незначительной пористости практически равен их удельному весу.

Таблица 5

Плотности основных типов осадочных пород  
(по Кобрановой, 1962)

Порода	Плотность, $г/см^3$			
	от	до	наиболее вероятные значения	
			от	до
Пески . . . . .	1.37	2.19	—	—
Песчаники . . . . .	1.53	2.95	2.10	2.39
Алевролиты . . . . .	1.75	2.97	2.20	2.54
Глины . . . . .	1.30	3.24	2.10	2.44
Аргиллиты . . . . .	2.06	2.70	2.28	2.51
Мергели . . . . .	1.84	2.74	2.10	2.61
Известняки . . . . .	1.53	3.0	2.40	2.66
Доломиты . . . . .	1.95	3.04	2.28	2.74
Ангидриты . . . . .	2.09	2.98	2.86	2.95
Гипсы . . . . .	2.15	2.36	2.30	2.32
Каменная соль . . . . .	2.12	2.22	—	—
Угли . . . . .	0.8	2.0	—	—

Плотностью твердой (жидкой, газообразной) фазы называется отношение массы фазы к ее объему. Под плотностью породы подразумевают отношение массы породы с естественными влажностью и структурой к ее объему. Объемной плотностью называют отношение массы сухой породы к ее объему. Плотность в системе СГС выражается в  $г/см^3$ . Практически плотность пород соответствует объемному весу.

Объемный вес (плотность) пород зависит от глубины залегания последних. Обычно с глубиной объемный вес возрастает, что связано с уменьшением пористости пород. В особенности это относится к глинам и глинистым тонкозернистым песчаникам и алевролитам. На увеличение объемного веса пород также в значительной степени влияют процессы цементации, в особенности железистым, доломитовым, сидеритовым и другими тяжелыми цементами. Данные о плотности основных типов осадочных пород представлены в табл. 5.

### Виды пористости и ее измерение

Общий объем образца породы  $V_n$  состоит из объема минеральных зерен  $V_m$  и объема порового пространства  $V_{пор}$

$$V_n = V_m + V_{пор}$$

Пористость  $m$  определяется как часть общего объема, занимаемая поровым пространством:

$$m = \frac{V_{пор}}{V_n} = \frac{V_n - V_m}{V_n}$$

Отношение объема пустот к общему объему породы называется пористостью. Она подразделяется на общую (абсолютную) и открытую (взаимосвязанную).

Под общей пористостью понимается пористость, характеризующая общим объемом всех пустот породы, включая поры, каверны, трещины, связанные и не связанные между собой.

Под открытой пористостью  $m_o$  понимают пористость, включающую объем только сообщающихся между собой пор. Открытая пористость меньше общей на объем изолированных пор. Ряд зарубежных исследователей открытую пористость называют эффективной или полезной, а также активной. Однако если различать эффективную (полезную) пористость, то ее нельзя характеризовать только как пористость, образованную взаимосвязанными поровыми каналами. Так, поровое пространство какой-либо глинистой или вообще тонкозернистой породы осадочного происхождения может состоять в значительной мере из взаимосвязанных тонких по сечению каналов. Однако поровое пространство системы подобных каналов нельзя назвать эффективным (полезным), так как в пластовых условиях оно будет заполнено водой, находящейся в капиллярно-удержанном состоянии, в силу чего для размещения нефти и газа в подобной системе пор может и не быть места.

В результате длительного процесса, связанного с образованием залежей нефти и газа, из поровой системы естественного резервуара вытесняется вода. Силы вытеснения способны удалить из поровой системы не всю воду. Часть воды, называемой остаточной, продолжает присутствовать в порах пласта, занимая долю порового объема.

Эффективная (полезная) пористость в нашем понимании характеризует объем поровой системы, способный вместить нефть и газ, с учетом остаточной водонасыщенности.

Понятие эффективной пористости, данное акад. Л. С. Лейбензоном (1947), характеризует свободный объем системы взаимосвязанных пор с учетом части порового пространства, занятого связанной (остаточной) водой. Этот вид пористости по существу характеризует полезную емкость пород для нефти и газа и отражает газонефте-насыщенность.

При изучении изменения пористости в зависимости от давления, когда изменяется объем не только пор, но и исследуемого образца, различают также относительную (приведенную) пористость  $m_{отн}$ :

$$m_{отн} = \frac{V_{пор}}{V_m}.$$

Пористость абсолютная  $m_{абс}$  и пористость относительная  $m_{отн}$  взаимосвязаны:

$$m_{абс} = \frac{m_{отн}}{1 + m_{отн}}; \quad m_{отн} = \frac{m_{абс}}{1 - m_{абс}}.$$

Их можно определить, зная плотность (удельный вес) минеральных зерен  $\Delta$ , составляющих породу, и плотность (объемный вес) породы  $\gamma$ , поры которой заполнены воздухом. Так как плотность воздуха мала, обычно при расчетах пористости ею пренебрегают. Расчет пористости с учетом плотностей производят следующим образом:

$$m_{абс} = 1 - \frac{\gamma}{\Delta},$$

$$m_{отн} = \frac{\Delta}{\gamma} - 1.$$

Общую пористость пород определяют методом А. Мелчера (Melcher, 1921). Общий объем образца чаще всего вычисляют путем измерения жидкости, вытесняемой при погружении покрытого непроницаемой оболочкой образца в пикнометр или другой сосуд (для создания оболочки применяют парафин и другие вещества). Вносят соответствующую поправку на объем и плотность покрытия образца, после чего покрытие удаляют и определяют объем минеральной части образца путем его размельчения до отдельных составляющих его зерен и измерения объема зерен по вытеснению жидкости в пикнометре. Взвешивание проводят на аналитических весах. Пористость общую в некоторых случаях определяют, используя

результаты измерения геометрических элементов образца, его вес в сухом состоянии и удельный вес составляющих породу зерен. По результатам измерения образца вычисляют его объем. Путем деления веса образца на его объем определяют объемный вес. Пористость, выраженную в долях единицы, определяют по разности между удельным и объемным весом образца, отнесенной к его удельному весу.

Открытую (активную) пористость чаще всего определяют методом И. А. Преображенского путем заполнения пустот очищенным керосином и взвешиванием предварительно экстрагированного и высушенного образца в воздухе и керосине.

Пористость открытая равна отношению объема взаимосвязанных (открытых) пор к объему образца породы.

Пористость открытая, определяемая методом И. А. Преображенского, равна отношению веса керосина, содержащегося в порах образца, к весу керосина, вытесненного образцом.

Объем образца, кроме того, можно определить путем погружения образца в ртуть. В силу большого поверхностного натяжения ртути на границе с воздухом она не входит в поровые каналы малых размеров. Однако при наличии каверн и крупных пор в породах метод ртутного пикнометра не позволяет провести точное измерение объема. Объем образца в зарубежной лабораторной практике определяют с помощью прибора В. Расселла (Russell, 1926) с применением четыреххлористого этана.

Открытую пористость пород также определяют с помощью газовых порозиметров Е. Уашборна и Е. Бантинга (Washburn, Bunting, 1922), А. Стевенса (Stevens, 1939), Кобе (Beeson, 1950), М. А. Геймана и А. Д. Столярова (1950), В. В. Владимирова (1953) и др.

Существуют также и другие методы измерения пористости. К ним прежде всего относятся оптические методы, основанные на наблюдении сечения пористой среды через микроскоп. Ряд методов связан с фотографированием сечения через микроскоп и последующим планиметрированием его. Некоторые стохастические методы связаны с оценкой микрофотографий относительно пористости (Chalkley, Cornfield, Park, 1949).

Х. Чокли, Дж. Корнфилд и Х. Парк (1949) использовали принцип, основанный на наличии в пористых материалах неупорядоченной поровой структуры. В этом случае поверхностная пористость (просветность) произвольного сечения образца должна совпадать с его объемной пористостью. Просветность определяется как доля площади плоского сечения, приходящаяся на пустоты. Она равна вероятности случайного попадания точки в область, занятую пустотами. Измеряя эту вероятность, можно определить пористость  $m$ . На увеличенную микрофотографию произвольного сечения пористого материала много раз случайным образом бросается иголка. Предел, к которому стремится отношение числа попаданий острия иголки в область, занятую пустотами, к общему числу бросаний иголки, равен  $m$ .

В связи с тем, что на фотографии изображены сообщающиеся и несообщающиеся поры, этим методом подсчитывается общая (абсолютная пористость  $m_{\text{абс}}$ ) (Р. Коллинз, 1964). Имеются методы, основанные на насыщении пористой среды воском или окрашенными пластиками (Waldo, Juster, 1937; Авдусин и Цветкова, 1938; Locke, Bliss, 1950; Орлов и Малинин, 1962 и др.). Эти методы позволяют отметить различие между взаимосвязанным и общим поровым пространством, так как при инъекции пластик заполняет только взаимосвязанные поры.

И. П. Зинин и Б. Ф. Борисов (1962) указывают на возможность определения пористости кусочков шлама. Навеску, состоящую из 2—6 кусочков шлама размером 4—10 мм, насыщали керосином. Сравнение данных пористости по керну и шламу (дробленный керн) показало расхождение в величине пористости в пределах 1%.

### Изучение пустотного пространства карбонатных и других трещиноватых пород

При изучении пустотного пространства карбонатных пород Л. И. Орлов и В. Ф. Малинин (1962) применили метод заполнения взаимосвязанного пустотного пространства жидким веществом, которое затем застывало и после растворения скелета породы в кислоте образовывало слепок пустотного пространства. Для этих целей были испробованы парафин, сплав Вуда, бакелитовый лак и плексиглас. Опыты по насыщению образцов парафином показали, что он недостаточно рельефно отражает структуру пустотного пространства породы; кроме того, парафин в процессе растворения в кислоте непрочен и разрушается конвекционными потоками.

Более наглядная картина структуры пустотного пространства кавернозных пород была получена при насыщении их сплавом Вуда. Однако в более мелкие поры данный сплав не проникает и тем самым позволяет охарактеризовать только часть пустотного пространства. При использовании для этих целей бакелитового лака Л. И. Орлов и В. Ф. Малинин наблюдали значительное уменьшение его объема при полимеризации, в силу чего он также оказался малоприменен. Наилучшие результаты показало применение метилметакрилата, исходного продукта для получения плексигласа (рис. 6). Получение метилметакрилата осуществляется путем перегонки кусков плексигласа при температуре 270—300° С. При этой температуре плексиглас (полимер) превращается в метилметакрилат (мономер). При первичной перегонке вместе с мономером частично перегоняются более сложные соединения, в связи с этим для очистки мономера от примесей требуется вторичная перегонка, которую осуществляют при температуре 100° С. Полученный мономер представляет собой жидкость с температурой кипения 100° С, вязкостью 0,7 *спз* и плотностью 0,93 *г/см<sup>3</sup>*. После добавки в метилметакрилат 0,2%-ной перекиси бензоила, действующего как катализатор, испытываемые образцы горной породы насыщают под вакуумом метилметакрилатом.

том с предварительным отдельным вакуумированием образцов и жидкости.

Способ насыщения образцов породы метилметакрилатом (Куликова, 1965) заключается в следующем. Готовится смесь из  $100 \text{ см}^3$  свежеперегнанного метилметакрилата,  $20\text{--}25 \text{ см}^3$  венилацетата,  $0,4\text{--}0,5 \text{ г}$  судана-III и  $0,8\text{--}1 \text{ г}$  перекиси бензоила. Перекись бензоила тщательно высушивают на фильтровальной бумаге, а затем растирают до образования тонкого порошка. Смесь вакуумируют  $10\text{--}15 \text{ мин}$  и заливают ею под вакуумом предварительно высушенные и вакуумированные образцы.

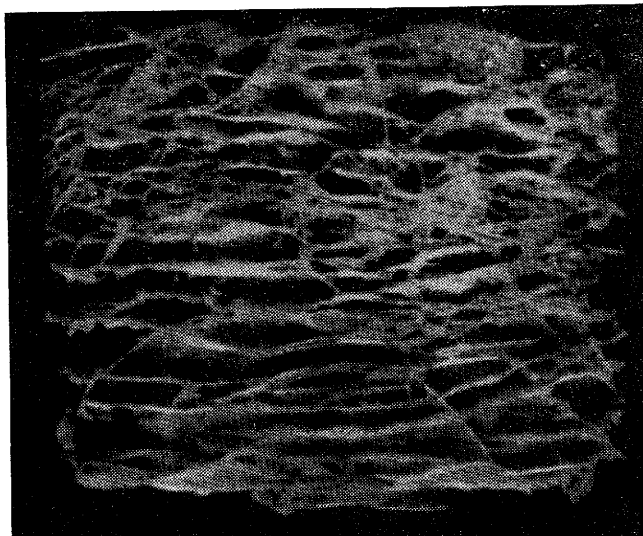


Рис. 6. Структура порового пространства кавернозного известняка (поровое пространство заполнено плексигласом; по Л. И. Орлову, 1965). Ув. 2.

После насыщения образцов (хорошо проницаемые разности насыщаются в течение 2 ч, средне- и плохо проницаемые — в течение  $10\text{--}12 \text{ ч}$ ) приступают к полимеризации. Для этого образцы и жидкость переносят в емкость с обратным холодильником. Емкость погружают в водяную баню, и начальный процесс полимеризации метилметакрилата проводят при температуре  $70^\circ \text{C}$ . Периодически помешивая жидкость в течение  $1,5\text{--}5 \text{ ч}$ , ее доводят до сиропообразного состояния. При этом нельзя допускать вспенивания массы. Извлеченные из этой массы образцы слегка обтирают и помещают в термостат, где выдерживают при температуре  $30\text{--}60^\circ \text{C}$  до окончательного затвердевания плексигласа, на что потребуется  $2\text{--}3 \text{ суток}$ .

Насыщенные метилметакрилатом (с последующим его переходом в плексиглас) образцы очищают с боковой поверхности от слоя плек-

сигласа с помощью шлифовального круга, после чего подвергают их обработке соляной кислотой. В результате кислота растворяет карбонатный скелет образца и остается модель пустотного пространства, заполненного плексигласом.

Рассматривая модель пустотного пространства испытуемого образца карбонатной породы, можно проследить характер распространения пор, трещин, их густоту и замерить ширину раскрытости при помощи микрометра, бинокля и микроскопа.

Заполнение пустотного пространства описанным способом с добавкой к метилметакрилату красящего вещества позволяет получить большие шлифы хорошего качества, проследить направление, характер и густоту трещин, определить трещинную пористость, не опасаясь, что в процессе изготовления шлифа раскрытость трещин изменилась (Орлов, Малинин, 1962; Куликова, 1965).

Для определения открытой пористости пород, характеризующихся малой пористостью, за рубежом применяют метод, основанный на нагнетании ртути под высоким давлением в образцы пород, из которых был предварительно выкачан воздух (Hogner, 1944). Зная количество ртути, потребовавшееся для заполнения пор, и предварительно измерив общий объем породы при помощи ртути, вытесняемой из пикнометра при атмосферном давлении, рассчитывают пористость.

Карбонатные породы-коллекторы благодаря многообразию форм проявления их пористости (что связано с различными факторами ее образования) требуют особого подхода при изучении их коллекторских свойств. В этих породах по способу образования обычно различают следующие основные типы пористости: а) межзерновую; б) кавернозную; в) трещинную.

Определение физических параметров в карбонатных породах с межзерновой пористостью производится теми же методами, которые применяются при изучении терригенных коллекторов.

Изучение кавернозных и трещинных пород-коллекторов в лабораторных условиях вызывает определенные трудности. Однако учитывая все более частое обнаружение таких пород, наличие в некоторых разрезах трещиноватых коллекторов терригенного состава и, наконец, возможность развития кавернозных коллекторов среди хемогенных образований смешанного сульфатно-галогенного состава, определение емкостной и фильтрационной характеристик подобного типа пород совершенно необходимо. В связи с этим важное значение приобретают общегеологическое и тектоническое изучение месторождений, связанных с коллекторами указанных типов, наблюдения за условиями бурения на этих месторождениях, проведение наиболее полного комплекса промыслово-геофизических исследований (в том числе и регистрация скорости проходки) и др.

При геолого-тектоническом изучении месторождений, связанных с кавернозными и трещиноватыми коллекторами, необходимо кроме состава и текстурно-структурных особенностей пород устанавливать условия образования этих толщ, наличие или отсутствие перерывов

в осадконакоплении, характер последующих преобразований отложений и характер тектонических перестроек района месторождения с одновременным выяснением общей направленности основных систем трещин.

В процессе бурения скважин в трещиноватых и кавернозных породах следует фиксировать глубины провала инструмента, поглощения глинистого раствора и другие нарушения нормального хода бурения, не связанные с техническими неполадками.

Все результаты литологического и геолого-тектонического изучения разрезов продуктивных горизонтов, сложенных трещиноватыми и кавернозными коллекторами, должны тщательно увязываться с наблюдениями, полученными в процессе бурения скважин, и материалами промыслово-геофизических исследований. По совокупности полученных данных определяются общий характер структуры емкости резервуара и приближенные сведения о проницаемости отдельных его частей. Характер структуры порового пространства такого коллектора и его фильтрующие свойства устанавливаются по кернам, по возможности больших размеров. Методы определения основных физических параметров коллектора по керну выбираются в зависимости от их эффективности. Так открытую пористость кавернозных и кавернозно-трещинных пород лучше определять газовольюметрическим методом.

Для получения достоверного фактического материала о полезной емкости трещиноватых и кавернозных коллекторов необходимо периодически пересчитывать запасы нефтяных и газовых залежей, приуроченных к таким коллекторам, и по ним рассчитывать эффективную пористость. В последующем эти данные следует использовать при определении коллекторских свойств пород аналогичных месторождений.

В трещиноватой породе присутствуют и поры (в карбонатных породах также каверны, карстовые и другие полости), и трещины. Трещинная пористость, по данным С. Д. Пирсона (1961), составляет примерно 10% от общей пористости коллектора.

Трещиноватость усиливает фильтрацию пластовых флюидов, а также в совокупности с кавернами и карстовыми полостями играет определенную роль как емкость для газа и нефти.

Важнейшими параметрами трещиноватости являются раскрытость трещин, величина объемной плотности трещин и элементы ориентировки трещин в пространстве. Все известные в настоящее время методы определения параметров трещиноватости разделяют на три большие группы: геологические, геофизические и гидродинамические.

Наиболее распространенным геологическим методом исследования трещиноватых горных пород является изучение трещин в обнажениях; в лабораторных условиях изучают ориентировку трещин, их раскрытость в кернах пород и в шлифах под микроскопом.

Геофизические методы исследования трещиноватости в настоящее время еще недостаточно разработаны. Однако измерения удельного электрического сопротивления трещиноватых пород позволяют



определять ориентировку преобладающих систем трещин и относительное изменение плотности трещиноватости в зависимости от выбранного направления.

Качественное изучение трещиноватости в лабораторных условиях проводится путем ультразвукового прослушивания ядра горных пород с помощью пьезоэлектрического излучателя, изготовленного из пластинок кварца или титаната бария (Багринцева, 1963). При работе с двумя щупами на осциллографе дефектоскопа отмечаются начальный и донный импульсы; скорость ультразвука определяется расчетным путем.

К. И. Багринцева обнаружила зависимость скорости распространения продольных ультразвуковых волн от литологического состава пород. В плотных известняках скорость ультразвука составила 5,9—6,3 км/сек, в глинистых известняках 4,4—5,4 км/сек, в пористых, кавернозных, доломитизированных известняках 4,74 км/сек, фораминиферовых мергелях 3,92 км/сек и в песчаниках 3,73 км/сек. Применение ультразвукового прослушивания позволяет различать пористые и трещиноватые участки в образцах ядра горных пород.

Гидродинамические исследования главным образом связаны с изучением фильтрации в трещиноватых и трещинно-пористых средах. Наиболее прогрессивным является представление Г. И. Баренблатта и Ю. П. Желтова (1960) о трещинно-поровом коллекторе как о сложной среде, состоящей из вложенных одна в другую трещиноватой и пористой сред, что позволяет рассматривать процессы фильтрации с учетом перетока жидкости между системами трещин и порами блоков.

Существует два мнения о емкости трещин. Одни (А. А. Трофимук, 1955), считают, что емкость трещин может существенно влиять на подсчет запасов нефти, другие (Г. К. Максимович, 1958 и др.) утверждают, что именно межзерновая пористость определяет емкость породы, рассеченной трещинами. Так, Е. М. Смехов (1958, 1962, 1963) считает, что трещиноватость главным образом сказывается на фильтрации флюидов. Емкость же трещинного пласта-коллектора мало зависит от нее.

Если придерживаться последнего взгляда на оценку трещинных коллекторов, то очевидно, что при определении их емкости решающее значение имеет емкость каверн, карстовых и других полостей в совокупности с межзерновой пористостью. Проницаемость трещиноватых пород находится в прямой зависимости от ширины трещин и их густоты. Трещинная проницаемость обычно больше межзерновой.

Литолого-петрографические исследования (Гмид, 1958) показывают, что трещинная пористость не играет существенной роли в определении емкости пласта-коллектора. Она обычно не превышает 0,10%.

Для характеристики удельного объема трещин в породе чаще всего употребляют термин трещинная пористость (Ромм, 1966 и др.). Некоторые авторы оперируют термином коэффициент трещинова-

тости (Котяхов, 1961). Однако трещиноватость определяется многими параметрами, такими, как объемная плотность, поверхностная плотность, густота, раскрытость и ориентировка трещин и др., что вносит в название коэффициента некоторую неопределенность (Ромм, 1966).

Е. С. Ромм пришел к выводу, что в условиях глубокого залегания трещиноватых пластов-коллекторов раскрытость трещин составляет обычно от 10 до 40 мк, достигая 100—150 мк, что обеспечивает получение высоких дебитов нефти и газа.

В настоящее время известно три метода определения трещинной пористости: метод шлифов; метод, основанный на сопоставлении данных БКЗ и НГК, и метод, связанный с фотокаротажем скважин и их испытанием.

Метод исследования микротрещин в шлифах под микроскопом, предложенный Е. М. Смеховым Л. П. Гмид, М. Х. Булач и др. (1962), позволил изучить много тысяч шлифов из образцов различных горных пород. Метод шлифов является статистическим. Для получения данных с определенной степенью приближения, по мнению Е. М. Смехова (1965), необходимо исследовать достаточное количество шлифов. Оно зависит от мощности исследуемого интервала, при частоте отбора не меньше, чем один шлиф на 1 м проходки. Осреднению могут быть подвергнуты данные, полученные не менее чем по 15—20 шлифам при мощности интервала менее 15 м.

Для подсчета трещинной пористости пользуются формулой

$$m_{\tau} = \frac{bl}{F},$$

где  $m_{\tau}$  — трещинная пористость;  $b$  — кажущееся значение раскрытости трещин;  $l$  — длина следов трещин в шлифе;  $F$  — площадь шлифа.

Метод, связанный с сопоставлением данных БКЗ и НГК (Нечай, 1960), применяется при вычислении трещинной пористости чисто трещинного коллектора, характеризующегося отсутствием в разрезе глин.

Метод, основанный на применении фотокаротажа скважин и данных промысловых исследований скважин (Ф. И. Котяхов, С. А. Серебренников, Т. В. Щербакова), позволяет определить удельную плотность открытых трещин и подсчитать коэффициент трещинной пористости по формуле, справедливой для случая течения жидкости к скважине в изотропной трещиноватой породе. Формула выведена из известных формул Дюпюи и Буссинеска

$$m_{\tau} = \frac{1}{577.9} \sqrt[3]{\frac{\eta_{тс\mu} \lg R_{к}/R_{с} s^2}{h_{\tau}}},$$

где  $m_{\tau}$  — коэффициент трещинной пористости;  $\eta_{т}$  — коэффициент продуктивности скважины за счет трещин в м<sup>3</sup>/сутки · ат;  $s$  — объемный коэффициент жидкости;  $\mu$  — динамическая вязкость в сПз;

$R_k$  и  $R_c$  — радиусы контура питания и скважины в м;  $h$  — мощность пласта в м;  $s$  — удельная плотность трещин (отношение суммарной длины трещин на фотоснимках к суммарной площади снимков) в 1/см.

Применимость метода глубинного фотографирования стенок скважин ограничена условиями проведения работ, так как в это время скважина должна быть или сухой, или заполненной прозрачной жидкостью, что позволяет получить четкие фотографии.

При подсчете запасов нефти и газа Ю. Ф. Клейносов (1965) вычислял трещинную пористость, используя метод промысловых исследований скважин в сочетании с методом шлифов. Формулы для определения трещинной пористости этим методом выведены Б. В. Позиненко (1965) с учетом анизотропии коллектора.

Вычисление трещинной пористости для коллектора нефти проводилось по следующей формуле:

$$m_T = \frac{1}{577.9} \sqrt[3]{\frac{c\eta\mu \lg R_k/R_c T^2}{h} \left( \sqrt{\frac{k_{11}}{k_{22}}} + \sqrt{\frac{k_{22}}{k_{11}}} \right)},$$

где  $c$  — объемный коэффициент нефти;  $\eta$  — коэффициент продуктивности в м<sup>3</sup>/сутки·ат;  $\mu$  — вязкость нефти в снз;  $R_k$  и  $R_c$  — радиусы контура питания и скважины в м;  $T$  — объемная плотность открытых трещин в 1/см;  $h$  — мощности пласта в м;  $k_{11}$  и  $k_{22}$  — экстремальные значения проницаемости пласта в д.

Вычисление трещинной пористости для коллектора газа проводилось по следующей формуле:

$$m_T = \frac{1}{458} \sqrt[3]{\frac{(273 + t_{пл}) z\mu \lg R_k/R_c T^2}{(273 + t_{пов}) h} \frac{Q}{p_k^2 - p_0^2} \left( \sqrt{\frac{k_{11}}{k_{22}}} + \sqrt{\frac{k_{22}}{k_{11}}} \right)},$$

где  $t_{пл}$ ,  $t_{пов}$  — пластовая и поверхностная температура в °С;  $z$  — коэффициент сжимаемости газа;  $\mu$  — вязкость газа в снз;  $Q$  — дебит газа в м<sup>3</sup>/сутки;  $p_k$  и  $p_c$  — пластовое и забойное давление на контуре питания и в скважине в ат.

Приведенные формулы расчета трещинной пористости для коллекторов нефти и газа справедливы при наличии в пласте только вертикальных трещин. Как и во всех ранее приведенных формулах, в них не учитывается емкость пустот выщелачивания, приуроченных к трещинам.

Объемная плотность трещин  $T$  определяется в шлифах по формуле  $T = \frac{\pi}{2} \cdot \frac{l}{F}$ . Она также ориентировочно может быть определена визуально по керну (Клейносов, 1965).

### Сопоставление результатов измерения пористости различными методами

Опытные данные по сопоставлению общей и открытой пористости при массовом изучении образцов горных пород, отобранных из различных по геологическому возрасту и строению нефтегазоносных

районов, показывают, что общая (абсолютная) пористость больше открытой пористости.

На рис. 7 приведены зависимости абсолютной (кривая 1) и открытой (кривая 2) пористости от плотности пород. Кривые построены по результатам изучения 191 образца различных пород. На графике отчетливо видно, что сглаженная кривая 1, построенная по точкам, соответствующим определениям пористости и плотности методом Мельчера (парафинирования), располагается выше сглаженной кривой 2, соединяющей точки, полученные методом Преображенского

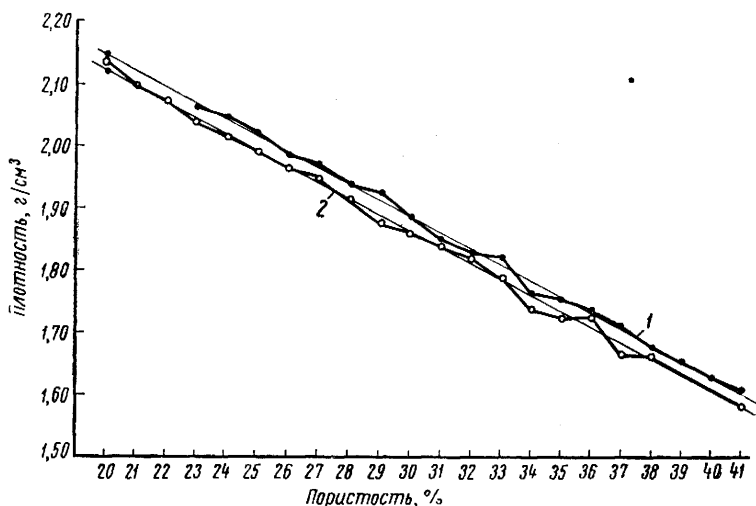


Рис. 7. Соотношение между пористостью и плотностью (для песчано-алевритовых пород).

1 — пористость по методу Мельчера (парафинированием); 2 — пористость по методу Преображенского (керосинонасыщением)

(керосинонасыщения). Так же себя ведут и теоретические кривые. Все это подтверждает вывод о том, что у большинства цементированных песчано-алевритовых пород общая пористость выше пористости открытой. Совпадение общей пористости с открытой пористостью возможно как частный случай при отсутствии в породе закрытых и топких пор.

В песках общая пористость близка к открытой пористости. В песчаниках и алевролитах благодаря цементации каналов некоторое количество пор оказывается изолированным. Особенно большое количество замкнутых пор встречается в известняках, опоках и туфовидных породах. В этих породах различие между общей и открытой пористостью может быть весьма велико.

Работы, проведенные во ВНИИГазе под нашим руководством, показали, что если коллектором газа служат алевролиты или цементированные песчано-алевритовые породы, то открытую пористость

их необходимо определять методом газонасыщения, применяя газовый порозиметр. При определении открытой пористости этих пород с помощью газового порозиметра величины ее получаются выше, чем при методе керосинонасыщения. В значения открытой пористости, установленные керосинонасыщением, необходимо вводить поправку — коэффициент завышения. Величина последнего для пород различных месторождений может быть неодинакова. Поэтому для вычисления необходимой поправки в каждом конкретном случае следует провести серию опытных замеров пористости методами газо- и керосинонасыщения.

Так, изучение 53 образцов алевролитов и алевропесчаников газоносных горизонтов месторождения Газли показало, что пористость открытая, измеренная по газонасыщению, выше, чем определенная по керосинонасыщению. При этом коэффициент завышения составил 5%. В том числе, когда коллектором газа являются песчаные породы (рыхлые, слабо- и среднесцементированные), открытая пористость их в общем с допустимой точностью может определяться любым из перечисленных выше двух методов. Пористость слабосцементированных песчаниковых и алевролитовых пород, рассыпающихся при насыщении их керосином, а также сильно сцементированных пород с малой пористостью необходимо измерять на газовом порозиметре, так как определение обоих названных типов пород керосинонасыщением приводит к большим ошибкам.

Следует отметить часто наблюдаемую значительную погрешность метода керосинонасыщения при определении открытой пористости плотных пород, характеризующихся пористостью меньше 5%. В данном случае величина открытой пористости, определенная по насыщению керосином, может быть выше общей пористости, что не отвечает действительности. Это объясняется тем, что вес керосина, вошедшего в поры образца плотной породы, получается завышенным за счет веса пленки керосина, удерживаемой боковой и торцевыми поверхностями образца. Поровый объем породы при этом настолько мал, что в него в процессе опыта входит ничтожный объем керосина. В этих условиях неснимаемая с поверхности образца пленка керосина, несмотря на казалось бы ничтожные объем и вес, влияет на общий объем и вес керосина, вошедшего в поровую систему образца породы.

### **Принципы выделения коллекторов и определения пористости с помощью геофизических методов**

Методами промысловой геофизики решаются задачи выделения коллекторов, разделения их на газоносные и водоносные, подсчета эффективных мощностей, определения величин коэффициентов пористости и нефтегазонасыщения.

При разведке нефтяных и газовых месторождений и оценке запасов используют результаты изучения керна, а также данные промыслово-геофизических исследований скважин.

Особое развитие получили методы электрометрии скважин, которые в комплексе с другими методами (потенциалов собственной поляризации, радиометрии) позволяют выделять в разрезе проницаемые пласты-коллекторы нефти и газа, получать информацию о строении и свойствах коллекторов нефти и газа.

Горные породы и породообразующие минералы весьма разнообразны по своим электрическим свойствам. Удельное сопротивление горных пород колеблется от  $10^{-2}$  до  $10^{16}$  ом·см (Пархоменко, 1965).

Электрическое сопротивление горной породы, не содержащей глинистой фракции, главным образом зависит от содержания и распределения в ней воды при постоянной ее минерализации.

Количество минерализованной воды в пласте обычно связано с пустотным пространством горных пород, слагающих пласт.

Для выражения зависимости между электрическим сопротивлением водоносной породы и величиной ее пористости в чистых (неглинистых) коллекторах Г. Арчи (Archie, 1942) предложил соотношение

$$P_{\text{н}} = m^{-b},$$

где  $P_{\text{н}}$  — относительное сопротивление (параметр пористости), равное отношению сопротивления водоносной породы к сопротивлению воды, насыщающей породу;  $m$  — пористость;  $b$  — структурный показатель, изменяющийся в зависимости от степени уплотнения породы от 1,3 (рыхлые пески, оолитовые известняки) до 2,2 (хорошо сцементированные песчаники с низким коэффициентом пористости, известняки, доломиты).

Породы с высокой пористостью обычно имеют более низкие значения  $b$ , чем породы с низкой пористостью.

Хембл предложил соотношение для выражения зависимости между  $P_{\text{н}}$  и  $m$  в виде

$$P_{\text{н}} = 0,62m^{-2,15}.$$

С. Пирсон (1961) приводит сравнение графика  $P_{\text{н}} = f(m)$ , рассчитанного по формуле Хембла, с графиками  $P_{\text{н}} = f(m)$  Г. Арчи для различных  $b = \text{const}$  (рис. 8).

В. Н. Дахновым (1959), М. Р. Вилли и А. Р. Грегори (1957) дан более общий вид зависимости

$$P_{\text{н}} = \frac{a_{\text{н}}}{m^b},$$

где  $a_{\text{н}}$  — постоянная величина для пород определенного типа  $n$ .

В. Н. Дахнов соотношение между параметром насыщения  $P_{\text{н}}$  (отношение сопротивления нефтеносной породы к сопротивлению той же породы, насыщенной соленой водой при минерализации ее, равной минерализации связанной воды) и коэффициентом водонасыщенности  $k_{\text{в}}$  выразил в виде:

$$P_{\text{н}} = \frac{a}{k_{\text{в}}^n}.$$

Для песчано-глинистых пород (при  $k_n > 40\%$ )  $a = 0,6$  и  $n = 2,25$ ; для карбонатных пород (при  $k_n > 25\%$ )  $a = 0,4$  и  $n = 2,1$ .

Для разных месторождений характер зависимости  $P_n = f(k_n)$  различный. Наибольшее влияние на приведенный вид связи оказывает смачиваемость поверхности зерен породы, сказывающаяся на неоднородном распределении связанной воды при одном и том же ее содержании в породе (Келлер, 1957).

Различный характер смачиваемости поверхности обуславливает различное распределение связанной воды, что сказывается на величине электрического сопротивления, которая может не быть одинаковой при одной и той же водонасыщенности.

Электрическое сопротивление нефтеносных пород может быть резко завышено при высоких поверхностно-активных свойствах флюидов, заполняющих поровое пространство. В этом случае возможно образование эмульсии типа воды в масле, либо перегородок из нефти, что вызывает значительную разобщенность отдельных водяных капель в поровом пространстве (Котов, 1964).

Нефтеносные породы в зависимости от минерального состава, количества и минерализации связанной воды могут иметь самые различные величины сопротивлений: от 1,5 до 1000  $ом \cdot м$  и более. Для нефтеносных известняков значения сопротивлений колеблются от 7 до 34 тыс.  $ом \cdot м$ .

Для девонских продуктивных пластов Волго-Уральской нефтегазосной области характерно удельное электрическое сопротивление, определенное методом бокового электрического зондирования, 10—700  $ом \cdot м$ , редко 1000—1400  $ом \cdot м$ ; для угленосной толщи 8—1200  $ом \cdot м$ . Карбонатные нефтеносные породы турнейского возраста имеют удельное сопротивление от 2 до 280  $ом \cdot м$ . Для продуктивных карбонатных пластов верхнефаменского возраста наиболее типичным является удельное сопротивление 150—280  $ом \cdot м$ .

Изучение коллекторов межзернового типа более просто. Признаками этого коллектора служат: а) отрицательная аномалия на кривой потенциалов собственной поляризации; б) превышение показаний микропотенциал-зонда над показаниями микроградиент-зонда

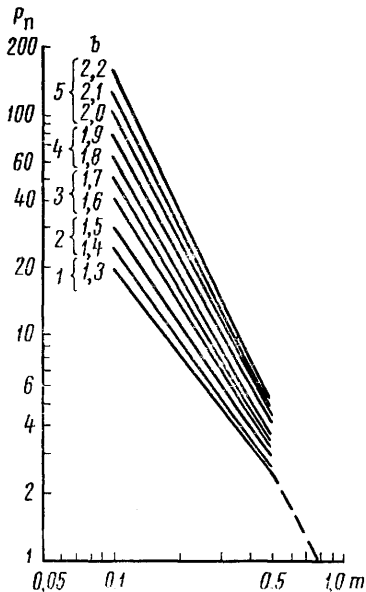


Рис. 8. Расчетные графики  $P_n = f(m)$  для различных значений структурного показателя  $b$  (по С. Пирсону).

Пунктиром дана зависимость  $P_n = f(m)$ , рассчитанная по формуле Хембла. Коллекторы: 1 — хорошо сцементированные; 2 — средне-сцементированные; 3 — слабо сцементированные; 4 — очень слабо сцементированные; 5 — несцементированные

и низкие значения  $\rho_k$ ; в) низкие и средние значения естественной радиоактивности; г) сужение диаметра скважины на кавернограмме; д) более низкая интенсивность радиационного гамма-излучения по сравнению с плотными породами и более высокая по сравнению с глинами.

Разделение коллекторов на нефтеносные (газоносные) и водоносные производят по данным метода сопротивлений. Признаком продуктивного пласта при низком удельном сопротивлении  $\rho_p$  бурового раствора служит понижение удельного сопротивления пласта в зоне проникновения фильтрата бурового раствора (понижающее проникновение). Признаком водоносного коллектора является повышение удельного сопротивления пласта в зоне проникновения фильтрата бурового раствора (повышающее проникновение), когда удельное сопротивление фильтрата бурового раствора более чем в 2 раза превышает удельное сопротивление пластовой воды. Большая часть продуктивных коллекторов характеризуется отсутствием заметной зоны проникновения (двухслойная кривая зондирования).

В случае коллекторов, содержащих глинистый материал в рассеянном виде или в виде тонких прослоев, прибегают к различным способам учета глинистости по данным метода потенциалов собственной поляризации или метода естественного гамма-излучения. Опытным путем по данным БЭЗ и опробования устанавливается величина критического удельного сопротивления  $\rho_{\text{ккр}}$ , минимальное значение удельного сопротивления, при котором в результате опробования получают воду с нефтью (газом). Учет ухудшения коллекторских свойств за счет глинизации порового пространства производится, например, путем сопоставления величин аномалий СП с отношением  $\rho_{\text{эл}}/\rho_{\text{п}}$  удельных сопротивлений зоны проникновения и пласта.

В случае тонкопереслаивающейся песчано-глинистой пачки удельное сопротивление нефтеносного (газоносного) пласта определяется с учетом мощности непроницаемых прослоев, вычисляемой по данным метода потенциалов собственной поляризации и естественной радиоактивности.

Эффективную мощность нефте- и газонасыщенных интервалов определяют по расстоянию между границами пластов.

В случае массивной залежи определяют и учитывают границы переходной зоны. Последняя учитывается и в пластовых залежах, в скважинах, в которых вскрыт контакт газ — вода. В тонкопереслаивающихся песчано-глинистых разрезах по данным метода потенциалов собственной поляризации и естественной радиоактивности подсчитывают и исключают суммарную мощность глинистых прослоев.

Согласно современным представлениям влияние глинистости на проводимость горных пород связано с образованием двойного электрического слоя на поверхности минеральных частиц при соприкосновении их с водными растворами.

В основу представлений о строении двойного слоя в настоящее время положена теория Гуи-Штерна, согласно которой двойной



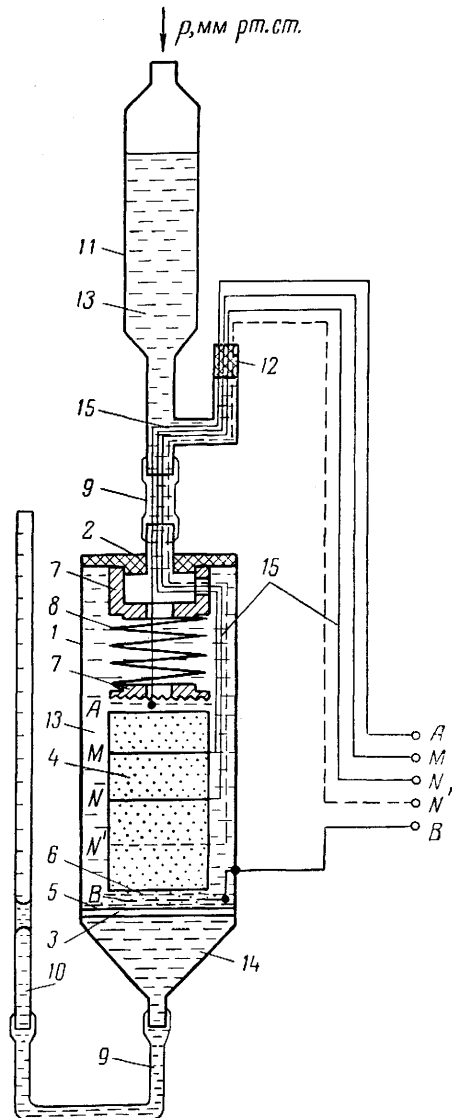
слой рассматривается как плоский конденсатор. По гипотезе Гуи-Штерна на поверхности твердого тела находится избыток зарядов одного знака, образующий одну из обкладок конденсатора (внутреннюю). Противоположно заряженные ионы в жидкости образуют два слоя. Первый слой — неподвижный адсорбционный, играющий роль наружной обкладки конденсатора и определяющий его емкость, второй слой — диффузионный. Проводимость внутри пористых систем определяется проводимостью трех составляющих: свободного раствора, диффузной и адсорбционной частей двойного электрического слоя.

Не все геофизические методы изучения коллекторских свойств разработаны в равной степени, некоторые требуют дальнейшего развития. К числу наиболее разработанных методов определения пористости пород по геофизическим данным относятся методы, основанные на измерениях: 1) удельного сопротивления пород и пластовых вод; 2) потенциалов собственной поляризации; 3) плотностей надтепловых и тепловых нейтронов и интенсивности рассеянного гамма-излучения.

Для измерения электрического сопротивления горных пород в настоящее время используется различная аппаратура. В большинстве случаев используется четырехэлектродная компенсационная схема

Рис. 9. Капиллярметрический резистивиметр.

1 — корпус; 2 — крышка; 3 — полупроницаемая мембрана (мелкопористый фильтр); 4 — образец песчаника; 5 — прокладка из фильтровальной бумаги; 6 — кварцевая пудра; 7 — плексигласовые прокладки; 8 — пружина; 9 — соединительная резиновая трубка; 10 — микропищетка; 11 — стеклянная трубка; 12 — менделеевская замазка; 13 — вытесняющая жидкость (керосин или нефть); 14 — солевая вода; 15 — соединительные провода; А — токовый верхний электрод (медная сетка); В — токовый нижний электрод (тонкая медная проволочка); М, N, N' — измерительные электроды



с пульсатором и потенциометром (Кобранова, 1962). Основным ее преимуществом является отсутствие влияния переходного (контактного) сопротивления на результаты измерений. Пользуясь данной схемой, можно проводить измерения как на водо-, так и на нефтеводонасыщенных образцах породы.

Измерение электрических сопротивлений при различной насыщенности жидкостями проводят на приборах, принцип действия которых основан на капиллярном давлении воды (Reichertz, 1951).

Так применяют капилляриметрический резистивиметр (рис. 9), пользуясь которым можно производить замеры электрического сопротивления, по мере отжатия воды из образца породы (Золотов, Орлов, 1959). Капилляриметрический резистивиметр позволяет проследить изменение электрического сопротивления и параметра насыщения на одном и том же образце породы в большом диапазоне изменения водонасыщенности.

Образец, насыщенный 4 н. раствором NaCl, устанавливается на полупроницаемую мембрану и прижимается к ней пружиной. Токовые электроды А и В устанавливаются на торцах образца. Нижний электрод расположен между образцом и мембраной. Он представляет собой диск из фильтровальной бумаги, смоченной 4 н. раствором NaCl. Для надежности электрического контакта между листами фильтровальной бумаги расположены медные проволочки диаметром 0,05 мм, которые соединяются с корпусом капилляриметра. Верхний питающий электрод представляет собой металлическую сетку, прижимаемую пружиной к верхнему торцу образца. Сетка изолирована от пружины и корпуса прокладками из плексигласа. Измерительными электродами М и N являются кольца из медной проволоки диаметром 0,5—0,8 мм, которую прочно закручивают вокруг образца; расстояние между кольцами 10 мм. Для проверки равномерности распределения воды и нефти на отдельных образцах устанавливают несколько (до трех) измерительных электродов. Все провода от электродов изолируют и выводят через стеклянную трубку. Вывод трубки герметизируют менделеевской замазкой.

Измерения проводят в следующем порядке. После установки 100%-ного водонасыщенного образца в капилляриметр измеряют сопротивление образца. Далее последовательно повышают давление до 300—350 мм рт. ст. Если позволяет мембрана, то давление доводят до 1—1,5 ат, в зависимости от проницаемости породы и достижения предела неснижаемой водонасыщенности. Вытеснение воды из образца воздухом либо моделью нефти продолжается 16—45 дней. В течение этого времени 2 раза в сутки измеряют сопротивление образца. Количество вытесненной из образца воды отмечают по уровню в микрошпигетке.

Исследования показали (Дахнов, 1959; Пирсон, 1964), что относительное сопротивление породы зависит от ее пористости и формы порового пространства. Сопротивление тем больше, чем меньше пористость породы и чем сложнее форма порового пространства.

Если поровые каналы равномерно распределены в породе, имеют простую форму и их структурный коэффициент равен единице, можно установить коэффициент пористости.

В ряде случаев удается определить пористость по относительному сопротивлению породы и тогда, когда структурный коэффициент больше единицы. Для этого проводят соответствующие эксперименты в лаборатории.

В основу метода сопротивлений положена обратностепенная зависимость между коэффициентом  $m$  и параметром пористости породы  $P_{II}$  (Дахнов, Долина, 1959).

Наилучшим объектом для определения пористости пород методом сопротивлений являются пески, слабо- и среднесцементированные песчаники и рыхлые известняки (с преобладанием межгранулярных пор). Если коллектор глинистый и насыщен водами слабой минерализации, то надо ввести поправки на влияние проводимости глинистого материала. Однако указанным методом трудно, а иногда и невозможно определить пористость пород, содержащих нефть и газ.

Определение  $m$  по данным метода сопротивлений состоит из следующих операций: а) составление на основании данных лабораторных исследований или лабораторных исследований и бокового электрического зондирования экспериментальных графиков  $P_{II} = f(m)$  или выбор их из числа имеющихся; б) определение удельного сопротивления  $\rho_{вн}$  породы, полностью насыщенной водой; в) определение удельного сопротивления воды  $\rho_{в}$ ; г) вычисление  $P_{II} = \frac{\rho_{вн}}{\rho_{в}}$ ; д) определение  $m$  по выбранной зависимости  $P_{II} = f(m)$ .

Удельное электрическое сопротивление горных пород, не содержащих глинистого цемента, пропорционально удельному сопротивлению насыщающей их жидкости. Относительное сопротивление таких пород  $P_{II}$  зависит от объема и формы порового пространства и не связано с  $\rho_{в}$ . Поэтому с помощью графиков корреляций  $P_{в} = f(m)$ , составленных для изучаемых неглинистых пород, можно определить открытую пористость  $m_0$  (рис. 10 и 11).

Определение пористости по удельному сопротивлению возможно с помощью метода микрозондов, метода сопротивления зоны проникновения фильтрата бурового раствора и по сопротивлению пласта за зоной проникновения.

Методом микрозондов определяется пористость терригенных коллекторов при значениях последнего не менее 10%. Для этого используются диаграммы идеального микропотенциал-зонда А0,05М, микроградиент-зонда А0,025М0,025N, зарегистрированные одновременно в крупном масштабе, кривые разистивметра и кривые  $\rho_k$  индукции, зарегистрированные идеальным зондом А0,4М. Толщина глинистой корки на стенках скважины должна быть не более 1,5 см.

Для определения пористости по сопротивлению  $\rho_{зп}$  зоны проникновения фильтрата бурового раствора используют диаграммы БЭЗ, а также диаграммы потенциал- и градиент-зондов малого размера. При определении пористости указанным способом учитывают

фактор смешения фильтрата с пластовой водой, который оказывается тем сильнее, чем хуже проницаемость коллектора. Фактор смешения зависит от пористости и проницаемости, от глубины проникновения, а также от времени, прошедшего с момента вскрытия пласта.

Определение  $m_0$  по сопротивлению водоносного пласта за зоной проникновения вне контура нефте- и газоносности производится по диаграммам БЭЗ с помощью трехслойных палеток, а при неглубоком проникновении — по среднему значению  $\rho_k$  на диаграммах

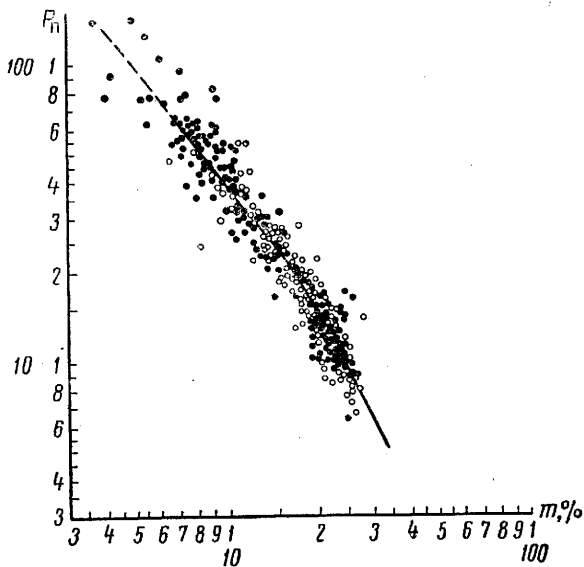


Рис. 10. Зависимость параметра пористости  $P_n$  от пористости для девонских водоносных песчаников и алеволитов Туймазинского нефтяного месторождения (по Орлову, 1965)

больших градиент-зондов (более 4 м). Рекомендуется использовать для этой цели также диаграммы больших потенциал-зондов.

Определение  $m_0$  по диаграммам потенциалов собственной поляризации ( $U_{СП}$ ) возможно только при наличии достаточно тесной связи между пористостью и глинистостью для изучаемых коллекторов при постоянной минерализации и химическом составе пластовой воды, однородном составе цемента (преобладание глинистого), хорошей сортированности обломочных зерен породы. Определение производится по корреляционным зависимостям амплитуды  $U_{СП}$  от  $m_0$ . При этом предпочтение следует отдавать способу относительных значений амплитуд  $U_{СП}$ .

Определение пористости пород по данным потенциалов собственной поляризации основано на зависимости диффузионно-адсорб-

ционной активности от отношения удельной поверхности поровых каналов породы к ее пористости. Определение пористости данным методом производится по экспериментально установленным зависимостям между относительным значениям величины аномалии потенциалов собственной поляризации и пористостью породы или по зависимости между величиной диффузионно-адсорбционной активности и пористостью породы.

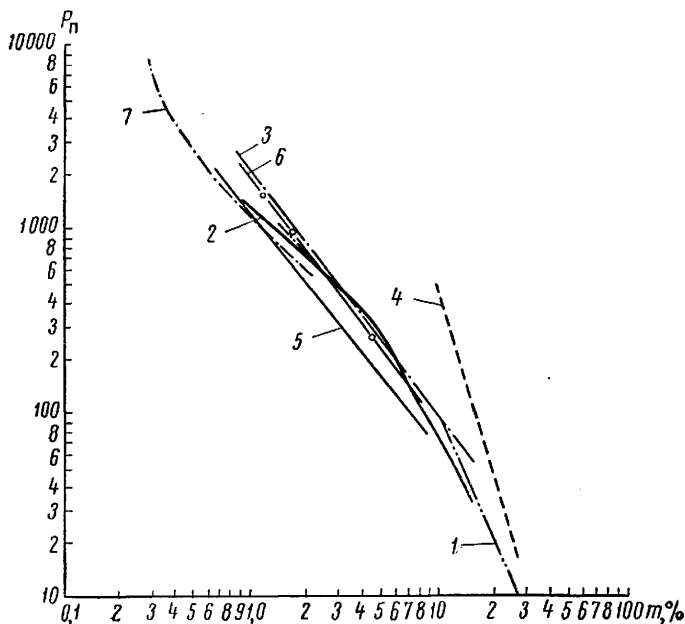


Рис. 11. Усредненные зависимости параметра пористости  $P_n$  от пористости  $m$  для карбонатных пород с межзерновой пористостью различного возраста районов Башкирии (по Орлову, 1965).

1 — каширо-подольский горизонт; 2 — турнейский ярус; 3, 4 — сакмаро-артинский горизонт; 5 — Кунакбаевская площадь; 6 — Грачевская площадь; 7 — фаменский ярус; 8 — тульский горизонт; 9 — бийский горизонт

Определение пористости пород по данным нейтрон-нейтронного и гамма-нейтронного методов основано на зависимости измеряемых параметров плотности  $n$  тепловых и надтепловых нейтронов и интенсивности радиационного гамма-излучения водорода. Применение этих методов затрудняется в глинистых коллекторах, в условиях которых необходимо знать количество глинистого материала и среднее содержание в нем кристаллизационной воды.

Пористость песчано-глинистых коллекторов в тех случаях, когда наблюдается зависимость между пористостью породы и содержанием в ней глинистого материала и в коллекторах отсутствуют грубообломочные включения радиоактивных минералов, может быть изучена по данным измерения естественного гамма-излучения.

В настоящее время применяют три способа определения пористости по данным нейтронного гамма-метода: а) по величине интенсивности радиационного гамма-излучения; б) по данным измерения интенсивности гамма-излучения двумя зондами различного размера; в) боковым нейтронным гамма-зондированием.

Недостатком первого способа является малая точность при высоких значениях коэффициента пористости и трудность учета заглиненов и загипсованности. При втором способе можно более точно оценивать пористость как плотных, так и высокопористых карбонатных отложений при разном нефтенасыщении и минерализации пластовых вод. Последний способ целесообразно применять при непостоянной минерализации пластовых вод и изменяющейся глубине проникновения фильтрата бурового раствора в коллекторы, насыщенные сильно минерализованными пластовыми водами.

Пористость определяют также по методу изотопов, основанному на изучении радиоактивности горных пород, вскрытых скважиной на растворах, содержащих радиоактивные элементы. Количество радиоактивных веществ, поступивших при фильтрации бурового раствора в коллектор, находится в прямой зависимости от количества жидкости, заполнившей поровое пространство коллектора.

Сущность метода рассеянного гамма-излучения основана на четкой зависимости между интенсивностью рассеянного гамма-излучения и плотностью пород, окружающих скважину, а также между плотностью и пористостью.

В карбонатных разрезах изучение коллекторов усложняется значительной изменчивостью коллекторских характеристик по разрезу. Исключения представляют сравнительно редко встречающиеся карбонатные коллекторы межзернового типа, аналогичные песчаным.

Ввиду того, что число неизвестных величин, влияющих на показания методов промысловой геофизики, в карбонатных коллекторах весьма велико, при изучении последних рекомендуется наиболее полный комплекс методов. Для выделения коллекторов целесообразно использовать диаграммы потенциалов собственной поляризации, микрозондов, кавернометрии и дифференциальной термометрии; целесообразно проводить совместную интерпретацию данных метода сопротивления и нейтронного гамма-метода (Перьков, 1963; Дахнов, 1959). В Советском Союзе по показаниям нейтронного гамма-картажа определяют пористость главным образом карбонатных коллекторов.

Признаками коллекторов трещинного типа являются низкие значения амплитуд  $U_{СП}$ . В ряде случаев коллекторы могут характеризоваться и повышенными значениями  $U_{СП}$ , проникновением фильтрата бурового раствора в пласт по данным микроградиент-зонда при низких значениях коэффициента пористости, устанавливаемого методами сопротивления и нейтронного гамма-метода.

Признаками коллектора в закарстованных толщах служит особенно сильная изменчивость коллекторских свойств, наличие в одном

массиве участков плотных пород, пористых, кавернозных, трещиноватых зон, устанавливаемых различными промыслово-геофизическими методами, в том числе регистрацией продолжительности проходки по повышению в отдельных участках скорости проходки и провалам бурового инструмента.

Для разделения коллекторов на водоносные и газонефтеносные в однородных участках используется метод, основанный на сопоставлении величины относительного сопротивления с интенсивностью радиационного гамма-излучения, и метод больших потенциал-зондов.

Для определения коэффициента пористости карбонатных коллекторов практически наиболее применимы методы электрометрии по сопротивлению зоны проникновения фильтрата бурового раствора и нейтронный гамма-метод. Возможно использование для указанной цели метода микрозондов, если величина  $m_0$  превышает 15%.

Определение  $m_0$  методом сопротивления зоны проникновения возможно по левой ветви кривой БЭЗ или по диаграмме одного зонда малого радиуса исследования, в частности симметричного градиент-зонда, идеального потенциал-зонда, трехэлектродного потенциал-зонда.

Газо- и нефтеводонасыщение в общем случае в карбонатных коллекторах не определяется. Исключение представляют коллекторы межзернового типа.

Изложение методов выделения коллекторских толщ путем интерпретации геофизических материалов и определения коллекторских свойств приведено в работах И. Эйсмана (1956), С. Комарова (1956, 1963), З. Кейвсара (1958), В. Дахнова (1959, 1962), В. Дахнова и Л. Долиной (1959), Л. Долиной (1959), И. Эйсмана и С. Финкельштейна (1960), С. Итенберга (1961), С. Пирсона (1961), В. Кобрановой (1962), Н. Перькова (1963), Б. Вендельштейна и В. Ларионова (1964), А. Нечая (1964), В. Долицкого (1965), Б. Вендельштейна (1966) и др.

Оценивая данные о пористости объекта исследования, сопоставляют результаты измерения пористости и других параметров, полученных по керну, с каротажными диаграммами скважин, что позволяет в ряде случаев установить корреляционную зависимость между каротажными данными и лабораторными определениями свойств пород-коллекторов по образцам кернов. Такое сопоставление позволяет выделить коллекторские и неколлекторские породы, что важно для подсчета суммарной мощности коллекторов в разрезе и выделения интервалов глубин для опробовательских работ на приток.

Для объективной оценки порового объема продуктивного горизонта необходимо определить достоверно среднюю величину его пористости. С этой целью весьма важно правильно разместить по разрезу точки отбора образцов керна для исследования.

Частота точек отбора образцов для изучения физических свойств по керну обуславливается характером отложений и увеличивается

с увеличением степени изменчивости последних. Коллекция образцов должна отображать не только все детали строения и состава пород, слагающих продуктивные горизонты, но и общий характер распределения отдельных типов пород по разрезу и по площади.

В мощных литологических однородных пластах пород, представленных хорошими коллекторами, образцы следует брать через 2—3 м. При чередовании маломощных пластов (2—3 м) образцы необходимо отбирать из каждого пласта, причем желательнее из верхней и нижней частей этого пласта.

В карбонатных газо- и нефтеносных породах частота отбора образцов также определяется изменчивостью текстурно-структурной характеристики пород. В общем случае образцы отбираются не реже, чем через 0,5 м. Для лабораторных исследований по возможности отбираются образцы полного (цилиндрического) керна.

Образцы пород, способных при высыхании менять свой текстурный облик (растрескиваться, рассыпаться и т. д.), необходимо перед отправкой в лабораторию парафинизировать через марлю так же, как это делается с керном из скважин, пройденных на нефтяной основе.

Каждый образец должен быть снабжен этикеткой, в которой кроме номера образца должны быть указаны месторождение (или район бурения), номер скважины, интервал бурения, место отбора образца в этом интервале и краткое название породы.

Вычисляя средние величины, следует вначале определить по разрезу и каротажным диаграммам мощность плохо проницаемых пород, залегающих в интервалах отбора керна, и исключить их из подсчета мощности горизонта, а также из подсчета средних величин пористости и проницаемости. Плохо проницаемыми породами-коллекторами, не представляющими промышленного интереса, следует считать такие, которые характеризуются абсолютной газопроницаемостью от 1 мд и меньше. Среднюю пористость вычисляют как взвешенную по площади или объему продуктивного пласта.

Средневзвешенную по объему величину пористости продуктивного пласта вычисляют с использованием карты равной пористости и карты равной эффективной нефтенасыщенной мощности. Эти карты накладывают одну на другую и в точках пересечения изолиний мощности и пористости находят их произведения  $hm$ , по которым строят новую карту.

По карте произведений  $hm$  вычисляют средневзвешенную по площади величину произведения  $(mh)_F$ . Разделив средневзвешенную по площади величину произведения  $(mh)_F$  на средневзвешенную по площади величину мощности пласта  $h_F$ , находят средневзвешенное по объему значение пористости (Мелик-Пашаев, Кочетов, Кузнецов, Долина, 1963).



## Глава IV. ПРОНИЦАЕМОСТЬ

### Общие сведения. Закон Дарси

Проницаемость пористой среды по отношению к жидкостям и газам есть способность этой среды пропускать через себя жидкости или газы при наличии перепада давления. Проницаемость является свойством пористой среды и мерой проводимости ее для жидкостей и газов. Установившаяся скорость течения и его направление связаны с различными физическими свойствами движущегося флюида (плотность, вязкость, сжимаемость, упругость и т. д.), а также с особенностями геометрии порового пространства (размеры поперечного сечения и форма поровых каналов, их распределение в поровом объеме), которые определяют пропускную способность пористой среды. Проницаемость тесно связана со структурой пустотного пространства, поэтому определение проницаемости дает возможность глубже понять характер пористой среды.

Знание процессов движения пластовых флюидов в пористых средах имеет большое значение для решения ряда практических задач, в том числе и в области добычи нефти и газа.

Вопросы течения жидкостей и газов сквозь пористые среды изложены в монографиях Г. Н. Каменского (1933), Л. С. Лейбензона (1947), П. Я. Полубариновой-Кочиной (1952), Маскета (Muskat, 1937, 1949), Манегольда (Manegold, 1955), Кармана (Carman, 1956), Шейдеггера (Scheidegger, 1957) и др.

Характеристика проницаемости среды для жидкости была дана французским инженером А. Дарси (Darcy, 1856), который исследовал течение воды через песчаные пакки в связи с водоснабжением г. Дижона.

Эксперименты заключались в пропускании водного потока сверху вниз через вертикально поставленную трубу, заполненную песком, и наблюдении скорости течения потока при различном давлении между входом и выходом. Мерой давления служила высота уровня воды в манометре, отнесенная к общему нулевому уровню.

Дарси установил, что расход  $Q$  жидкости пропорционален гидростатическому напору  $gh_p$ , увеличенному на давление  $p$ , оказываемое на свободную поверхность жидкости, иначе пропорционален

давлению  $P = (p + gh\rho)$ , вызывающему фильтрацию жидкости сквозь пористую среду на пути длиной  $l$ . Закон Дарси в элементарной форме выражается соотношением

$$Q = -Fk \frac{\Delta(p + gh\rho)}{l} = -Fk \frac{\Delta p}{l},$$

где  $F$  — площадь поперечного сечения, перпендикулярного направлению потока;  $k$  — коэффициент пропорциональности, названный Дарси коэффициентом, зависящим от проницаемости пласта;  $g$  — ускорение силы тяжести;  $h$  — высота над данным постоянным уровнем;  $\rho$  — плотность жидкости. Знак минус в выражении для  $Q$  показывает, что течение имеет направление, противоположное увеличению. Дарси проводил свои исследования только с водой, вязкость которой равна единице. Для того чтобы формула Дарси могла быть использована и для других жидкостей, в дальнейшем в нее были внесены некоторые изменения, связанные с тем, что  $k$  обратно пропорционален вязкости  $\mu$  и пропорционален плотности жидкости  $\rho$

$$k \approx \frac{\rho}{\mu}.$$

В связи с этим была определена новая постоянная  $k'$ , которая не зависит от свойств жидкости

$$k' = \frac{\mu}{\rho} k.$$

В формулу Дарси вместо показаний манометра вводят новую постоянную  $k = \frac{k'}{g}$ . Постоянная  $k$  называется проницаемостью, или пропускной способностью.

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости жидкости.

Ниже приводим уравнение, которое действительно только для течения несжимаемой жидкости, плотность которой не зависит от давления:

$$v = \frac{Q}{F} = k \frac{1}{\mu} \frac{\Delta p}{L},$$

где  $Q$  — объемный расход жидкости в единицу времени;  $v$  — скорость линейной фильтрации;  $\Delta p$  — перепад давления;  $L$  — длина пористой среды;  $F$  — площадь поперечного сечения элемента пласта;  $\mu$  — вязкость жидкости;  $k$  — проницаемость.

Согласно этому закону проницаемость является константой пропорциональности, характеризующей пористую среду, причем в идеальном случае она не зависит от типа фильтруемой жидкости

$$k = \frac{Q\mu L}{\Delta p F}.$$

Если все величины, входящие в уравнение, измерены в системе СГС, проницаемость  $k$  измеряется в квадратных сантиметрах. Практической единицей измерения является дарси.

Проницаемость пористой системы, через которую фильтруется жидкость с вязкостью  $1 \text{ снз}$ , при расходе жидкости  $8,64 \text{ м}^3/\text{сутки}$ , градиенте давления  $1 \text{ ат}$  ( $760 \text{ мм}$ ) на  $1 \text{ м}$  и площади сечения пористой среды  $1 \text{ м}^2$ , составляет  $1 \text{ д}$ , или  $1000 \text{ мд}$ .

Для перехода от практической единицы измерения проницаемости  $k$  к единицам измерения проницаемости в технической  $k_1$  и физической  $k_2$  системах служат формулы:  $k = 0,981 \cdot 10^{-12} k_1$ ,  $k = 0,981 \cdot 10^{-8} k_2$ .

В системе СИ за единицу проницаемости в  $1 \text{ м}^2$  (приблизительно в  $10^{12}$  раз больше проницаемости в  $1 \text{ д}$ ) принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью  $1 \text{ м}^2$  и длиной  $1 \text{ м}$  при перепаде давления  $1 \text{ н/м}^2$  расход жидкости вязкостью  $1 \text{ н} \cdot \text{сек/м}^2$  составляет  $1 \text{ м}^3/\text{сек}$ .

Алгебраическое выражение закона Дарси имеет много форм в соответствии с большим разнообразием случаев, в которых он применяется. Закон Дарси справедлив только для условий ламинарного движения. При определении проницаемости поровые каналы должны быть на  $100\%$  насыщены фильтрующейся жидкостью. При этом пористая среда не должна реагировать с жидкостью, так как при этом проницаемость породы в процессе фильтрации может меняться.

Опытным путем было установлено, что проницаемость не зависит от размеров пористой среды, перепада давления и вязкости. К. Сликтер (Slichter, 1899) показал влияние упаковки шаров на проницаемость

$$k = \frac{10,3}{k_s} d,$$

где  $d$  — диаметр шаров в  $\text{см}$ ;  $k_s$  — коэффициент упаковки, зависящий от пористости (табл. 6).

Таблица 6

Зависимость коэффициента упаковки  $k_s$  от пористости  $m$

Упаковка	$m, \%$	$k_s$
Гексагональная	26.0	84.4
	30.0	52.5
	35.0	31.6
	40.0	20.3
	45.0	13.7
Кубическая	45.0	13.7

И. Козени (Kozeny, 1927) приводит следующую зависимость проницаемости от пористости для нецементированной упаковки:

$$k = \frac{m^3}{5s_0^2(1-m^2)},$$

где  $s_0^2$  — суммарная поверхность частиц в единице объема породы за вычетом объема пор;  $m$  — пористость.

Для сферических частиц удельная поверхность обратно пропорциональна диаметру зерен, поэтому формула Козени может быть представлена в следующем виде:

$$k = cd^2 \frac{m^3}{(1-m)^2},$$

где  $c$  — постоянный коэффициент, зависящий от выбора единиц измерения.

Проницаемость прямо пропорциональна квадрату размера зерен. По формуле Козени проницаемость получается в  $см^2$ ;  $1 см^2$  соответствует  $1,013 \cdot 10^8 \varnothing$ .

Многие исследователи считают, что формула Козени характеризует внутреннюю связь проницаемости и взаимосвязанного порового пространства — открытой пористости. Однако на самом деле эта связь проявляется в значительно более сложной форме. Она зависит от геометрии пористой системы.

Попытка учесть влияние формы, размера и распределения зерен, гранулометрического состава и упаковки на проницаемость песчаной нецементированной породы была сделана В. Крумбейном и Г. Монком (Krumbein, Monk, 1942). В случае, когда форма зерен близка к сферической и распределение зерен по размерам близко к гауссову, В. Крумбейн и Г. Монк обнаружили связь между проницаемостью, среднегеометрическим диаметром зерен и дисперсией функции распределения. Они предложили следующую эмпирическую формулу:

$$k = cd^2 e^{-1,31t},$$

где  $t$  — стандартное отклонение песка от геометрического среднего диаметра в  $мм$ ;  $c$  — постоянная величина, равная 760.

Т. Петтиджон (Pettijohn, 1949) для рыхлых песчано-алевритовых пород приводит следующую формулу зависимости проницаемости от гранулометрического состава:

$$k = bd^2 e^{a\delta},$$

где  $d$  — медианный диаметр в  $мм$ ;  $\delta$  — коэффициент сортировки (статистический);  $a$  и  $b$  — эмпирические коэффициенты, характерные для каждого типа пород.

Коэффициент фильтрации зависит от тех же факторов, что и коэффициент проницаемости.

Математическая зависимость между коэффициентом фильтрации  $k_{\phi}$ , выраженным в *см/сек*, и коэффициентом проницаемости  $k$ , выраженным в  $\partial$ , представляется следующим образом:

$$k_{\phi} = 0,1k \frac{\gamma}{\mu},$$

где  $\gamma$  — удельный вес жидкости;  $\mu$  — вязкость.

Зависимость коэффициента фильтрации от гранулометрического состава для мелкозернистых песков может быть выражена формулой А. Хазена (Hazen, 1892)

$$k_{\phi} = cd_{10}^2 (0,7 + 0,03t),$$

где  $k_{\phi}$  — коэффициент фильтрации;  $c$  — эмпирический коэффициент чистоты и однородности (для чистых песков он колеблется от 1200 до 800, для неоднородных и глинистых — 800—400);  $d$  — диаметр частиц, меньше которого содержится 10% всех частиц, определяемый как абсцисса пересечения кумулятивной кривой с ординатой 10%;  $t$  — температура фильтрующейся воды.

Для крупнозернистых песков зависимость является более сложной.

Хотя из формулы Дарси следует, что проницаемость породы не должна зависеть от перепада давления, на самом деле среднее давление оказывает некоторое влияние на проницаемость, в особенности для газов, обладающих большой сжимаемостью.

Л. Клинкенберг (Klinkenberg, 1941) показал, что проницаемость, измеренная по газу и по жидкости, не реагирующих с породой, различна. Изменение проницаемости объясняется проскальзыванием газа. При высоком среднем давлении средняя длина свободного пробега молекул значительно уменьшается. Когда диаметр капилляра соизмерим с длиной среднего свободного пробега молекулы газа, являющейся функцией размера молекулы и кинетической энергии газа, происходит проскальзывание газа. Эффект Клинкенберга зависит от свойств газа, который используется при определении проницаемости горных пород. При высоких давлениях проницаемость, измеренная по газу, будет приближаться к проницаемости, измеренной по жидкости:

$$k_{\text{в}} = k_{\infty} \left( 1 + \frac{b}{p} \right),$$

где  $k_{\text{в}}$  — проницаемость по воздуху при среднем давлении  $\bar{p}$ ;  $k_{\infty}$  — экстраполированное значение проницаемости при бесконечном давлении;  $b$  — постоянная величина, зависящая от размера и распределения поровых каналов и приблизительно обратно пропорциональная радиусу капилляров. С уменьшением проницаемости она возрастает.

Проницаемость  $k_{\infty}$  по Клинкенбергу, т. е. проницаемость при бесконечном давлении, эквивалентна значению проницаемости по жидкости. В плотных породах-коллекторах с проницаемостью меньше

1 мд  $k_v$ , определенная обычными лабораторными методами, может оказаться на 50—100% выше, чем эквивалентная проницаемость  $k_\infty$  по жидкости, определенная методом Клинкаберга (Пирсон, 1961). Если провести ряд измерений проницаемости какого-либо образца горной породы по воздуху (газу) при различных средних давлениях, после чего полученные опытные данные нанести на график зависимости воздухопроницаемости от величины, обратной среднему давлению  $1/\bar{p}$ , то получится прямая линия. Отрезок, отсекаемый этой линией по оси  $k_v$ , будет равен  $k_\infty$ . Величина  $b$  определяется по наклону кривой  $k_v$  к оси  $1/\bar{p}$ . Если образцы горных пород не содержат набухающего компонента, то проницаемость по газу при различных средних давлениях и экстраполяции до бесконечного давления (по Л. Клинкабергу) практически может совпадать с проницаемостью по жидкости.

Простое уравнение Дарси справедливо лишь в известных пределах скоростей фильтрации (Шейдеггер, 1960). Отклонение от закона Дарси наблюдается при условии, когда скорость течения в узких фильтрующих каналах будет настолько большой, что сила инерции наряду с силой внутреннего трения начнет заметно увеличиваться. Мерой отношения силы инерции к силе внутреннего трения служит в гидродинамике число Рейнольдса (Re)

$$Re = \frac{\rho q^2}{l} : \frac{\mu q}{l^2} = \frac{\rho q l}{\mu},$$

где  $\rho$  — плотность;  $q$  — линейная скорость;  $\mu$  — вязкость и  $l$  — длина.

Число Рейнольдса является критерием перехода потока с ламинарного режима на турбулентный (Шейдеггер, 1960; Требин, 1959; Ромм, 1963, 1966 и др.). В случае идеально гладкого цилиндра турбулентная область начинается при  $Re = 1000$ . Ламинарное течение в пористой среде сохраняется при  $Re < 1$ .

По Фенчеру и Льюису применение закона Дарси для различных песков и слабоуплотненных песчаников возможно при  $Re = 1 \div 10$ . При величине  $Re$  выше указанного предела наблюдается более высокое сопротивление течению. Критическое число Рейнольдса характеризуется значением

$$Re' = \frac{\rho q d}{\mu} \leq 1,$$

где  $d$  — средний диаметр зерен.

По данным Г. Ф. Требина (1959), изучавшего фильтрацию газа через различные пористые среды, следует, что нарушение линейного закона фильтрации происходит при значении  $Re = 0,2 \div 0,3$ . При течении вдоль плотных перегородок газы ведут себя иначе, чем жидкости. Первые как бы скользят вдоль стенок перегородок, тогда как вторые, взаимодействуя с ними в краевом слое, плотно прилипают к перегородке. В связи с этим скорость течения газа в тонком капилляре выше, чем скорость жидкости. Поправка на скольжение

играет роль при условии, если радиус капилляра равен средней свободной длине пути газовой молекулы или составляет величину того же порядка. Течение газа в породе с тонкой системой поровых каналов рассчитывается по формуле

$$q_1 = \frac{k}{\mu} \frac{\bar{p}}{p_1} \frac{\Delta p}{l} + c \sqrt{\frac{T}{M}} \frac{1}{p_1} \frac{\Delta p}{l},$$

где  $q_1$  — объем газа, проходящий в 1 сек;  $k$  — проницаемость;  $\mu$  — вязкость;  $\Delta p$  — перепад давления на выходном и входном сечении, равный  $(p_2 - p_1)$ ;  $\bar{p}$  — среднее давление  $\left(\frac{p_2 + p_1}{2}\right)$ ;  $l$  — длина образца породы (длина пути прохождения газа);  $c$  — постоянная скольжения;  $T$  — абсолютная температура;  $M$  — молекулярный вес.

П. Карман (Carman, 1956) приводит данные о том, что для различных пористых сред проницаемость и постоянная скольжения являются величинами постоянными, не зависящими от свойств протекающего газа. На основании измерений П. Карман высчитал величину коэффициентов скольжения для кнудсеновского течения в пористых средах.

При температуре  $0^\circ \text{C}$  и различном давлении  $\bar{p}$  действительные средние длины свободного пути газовых молекул, приведенные в табл. 7.

Таблица 7  
Средняя длина свободного пути газовых молекул (в см)

Газ	$p$ , мм рт. ст.		
	760	$10^{-3}$	$10^{-5}$
Кислород . . . . .	$6.3 \cdot 10^{-6}$	4.8	480
Водяной пар . . . . .	$3.8 \cdot 10^{-6}$	2.9	290
Углекислый газ . . . . .	$3.9 \cdot 10^{-6}$	3.0	300

Заметное превышение скорости течения в связи со скольжением ожидается в том случае, когда поровый радиус примерно в 100 раз превосходит среднюю свободную длину пути молекулы. Отклонение от закона Дарси наблюдается для течения газа в породах, диаметр пор которых в среднем меньше  $10^{-3}$  см. С повышением давления граница перемещается в сторону уменьшения диаметра. В. Энгельгардт (1964) указывает, что диффузионное течение возникает при давлении  $1 \text{ ат}$  в том случае, если диаметр пор меньше  $0,1 \cdot 10^{-4}$  см, так как при этом газы не подчиняются закону Дарси-Пуазейля и текут со скольжением согласно теории Кнудсена. В условиях кнудсеновского течения через систему тонких пор газа проходит больше, чем жидкости. Это отличие газа от вязкого потока играет большую роль в процессах миграции флюидов в земной коре.

При диффузионном течении через тонкопористую породу происходит разделение газов по их молекулярному весу. Это явление

связано с тем, что в смеси различных газов каждый из них будет продвигаться независимо от другого со скоростью, зависящей от его молекулярного веса и градиента парциального давления.

При весьма малой пористости диффузионное течение газа не зависит от вязкости и имеет скорость, обратно пропорциональную корню квадратному из молекулярного веса (табл. 8).

Таблица 8

Молекулярный вес некоторых газов и расчетная величина  $100 \sqrt{M}$ , пропорциональная скоростям диффузионного течения при равных условиях (по Энгельгардту, 1964)

Газы	Молекулярный вес	$100 \sqrt{M}$	Газы	Молекулярный вес	$100 \sqrt{M}$
He	4,0	500	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30,07	181
CH <sub>4</sub>	16,04	250	CO <sub>2</sub>	44,01	151
H <sub>2</sub> O	18,00	236	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44,09	151
N <sub>2</sub>	28,01	189	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,12	131

Если скольжение и кнудсеновское течение в тонкопористых породах повышает скорость течения газа, то для ряда жидкостей, движущихся сквозь тонкие поровые каналы, возникают дополнительные сопротивления течению. Особенно это относится к водам с малой соленостью, контактирующим при движении по пласту с набухающим глинистым веществом, распределенным в поровой системе пород.

В. Энгельгардт и Е. Шиндевольф (Engelhardt, Schindewolf, 1952) приводят данные о проницаемости уплотненного на фильтре осадка, образованного суспензиями глины в растворах с различным содержанием NaCl (табл. 9).

Таблица 9

Проницаемость уплотненного на фильтре глинистого осадка при различном содержании электролита в растворе

Содержание NaCl, г/л	Пористость	Проницаемость, $\delta$ ( $p=7 \text{ ат}$ )	Содержание NaCl, г/л	Пористость	Проницаемость, $\delta$ ( $p=7 \text{ ат}$ )
1,0	0,618	$6,73 \cdot 10^{-6}$	20,0	0,628	$16,11 \cdot 10^{-6}$
5,0	0,603	$10,19 \cdot 10^{-6}$	25,0	0,646	$17,66 \cdot 10^{-6}$
15,0	0,626	$14,83 \cdot 10^{-6}$	30,0	0,666	$21,02 \cdot 10^{-6}$

Из табл. 9 следует, что неполярные органические жидкости фильтруются через глинистые породы по закону Дарси. Дистиллированная вода и растворы электролитов испытывают при течении дополнительное сопротивление, которое тем больше, чем меньше минерализация раствора.

Потери энергии при движении реальной однородной жидкости в пористой среде складываются из потерь на преодоление вязкого



сопротивления жидкости и потерь на преодоление ее инерции. При малых скоростях фильтрации основную роль в сопротивлении играют силы трения, зависящие от вязкости жидкости. Потери энергии, необходимые для преодоления этих сил, возрастают пропорционально скорости фильтрации и коэффициенту вязкости жидкости.

Вследствие микронеоднородности порового пространства и извилистости фильтрующих поровых каналов движущиеся по ним флюиды в каждый момент времени характеризуются локальной скоростью, изменяющейся от точки к точке.

Местное изменение скорости движения жидкости обуславливает возникновение инерционных сил. Потери энергии, необходимые на преодоление этих сил, возрастают пропорционально плотности жидкости и квадрату скорости фильтрации.

При высоких значениях скоростей фильтрации основную роль играют силы инерции. Влияние сил инерции на проницаемость может быть заметным и при относительно низких скоростях фильтрации.

Линейный закон фильтрации не учитывает влияние инерционных сил, обусловленных неровностями, шероховатостью, извилистостью поровых каналов, неравномерностью, разнонаправленностью и различной скоростью движения в них флюидов.

Основным отличием фильтрации газа от фильтрации жидкости является то, что при фильтрации газа более существенная роль принадлежит инерционным силам сопротивления и поэтому отмечается более резкое отклонение от линейного закона Дарси (Коротаев, Полянский, 1961).

Процесс течения жидкостей и газов сквозь пористые среды описывается двучленной формулой, состоящей из линейного и квадратичного членов, учитывающих влияние сил вязкости и инерции (Адамов, 1951; Минский, 1951; Чекалюк и Кутова, 1962 и др.).

Двучленная формула фильтрации чаще всего применяется в расчетах по газодинамике при составлении проектов разработки газовых залежей. При лабораторных исследованиях проницаемости горных пород она применяется сравнительно редко, в то же время Э. Б. Чекалюк и Д. В. Кутова (1962) показали преимущество использования двучленной формулы:

$$\frac{\Delta p}{\Delta l} = \frac{\mu v}{k_{\mu}} + \frac{\rho v^2}{k_{\rho}},$$

где  $\Delta p/\Delta l$  — градиент давления;  $v$  — скорость фильтрации;  $\mu$  — вязкость жидкости или газа;  $\rho$  — плотность жидкости или газа;  $k_{\mu}$  и  $k_{\rho}$  — постоянные коэффициенты, характеризующие пропускную способность породы, зависящую от ее структурных особенностей.

Измерение расхода жидкости или газа производят при различных перепадах давления, пользуясь обычными приборами для определения проницаемости.

Связь между расходом жидкости  $Q$  и градиентом давления  $\Delta p$  устанавливаются в виде

$$\frac{\Delta p}{\Delta l} = aQ + bQ^2,$$

где  $a$  и  $b$  — соответственно вязкостной и инерционный коэффициенты сопротивления пористой среды.

На основании полученных данных строят график зависимости величин  $\frac{\Delta p}{\Delta l Q} = f(Q)$  при фильтрации жидкости. При фильтрации газа, учитывая его значительную подверженность изменениям в объеме, в зависимости от давления экспериментальные данные выражаются графически в координатах

$$\frac{\Delta p}{\bar{Q}l} = f(\bar{Q}),$$

где

$$\bar{Q} = \frac{2Qp_2}{p_1 + p_2}.$$

Коэффициент  $a$  равен отрезку, отсекаемому прямой на оси  $\Delta p/Ql$ . Коэффициент  $b$  равен тангенсу угла наклона прямой к горизонтальной линии.

Коэффициенты, характеризующие пропускную способность пористой среды, определяют следующим образом:

$$k_{\mu} = \frac{Q\mu l}{F\Delta l} = \frac{\mu}{aF}; \quad k_{\rho} = \frac{Q^2\rho l}{F^2\Delta p} = \frac{\rho}{bF^2},$$

где  $Q$  — расход жидкости (газа) в  $см^3/сек$ ;  $\Delta l$  — перепад давления в  $бар$ ;  $F$  — площадь сечения образца породы в  $см^2$ ;  $l$  — длина образца в  $см$ ;  $\mu$  — вязкость жидкости в  $мн\ сек/м^2$ ;  $\rho$  — плотность жидкости (газа) в  $г/см^3$ ;  $k_{\mu}$  — вязкостной коэффициент, характеризующий пропускную способность породы для идеальной вязкости неплотной жидкости и соответствующий коэффициенту проницаемости, определяемому по закону Дарси;  $k_{\rho}$  — плотностной коэффициент, характеризующий пропускную способность породы для идеальной плотной, но не вязкой жидкости.

Выразив величины, входящие в приведенное выше уравнение, в системе единиц СИ, получим

$$[Q] = \frac{м^3}{сек}, \quad [F] = м^2, \quad [l] = м, \quad [\mu] = \frac{н \cdot сек}{м^2},$$

$$[\rho] = \frac{кг}{м^3}, \quad [\Delta p] = \frac{н}{м^2} = \frac{кг}{м \cdot сек^2},$$

$$[k_{\mu}] = \frac{м^3 \cdot н \cdot сек \cdot м \cdot м^2}{сек \cdot м^2 \cdot н \cdot м^2} = м^2,$$

$$[k_{\rho}] = \frac{м^6 \cdot кг \cdot м \cdot м \cdot сек^2}{сек^2 \cdot м^3 \cdot м^4 \cdot кг} = м.$$

## Проницаемость некоторых нефтегазоносных горных пород

Нефте(газо)носная площадь	Продуктивный горизонт, свита	Порода	Проницаемость, мД (средние данные)
Газли	IX сеноманский	Песчаники мелкозернистые	1500
»	X сеноманский	То же	1100
»	XII альбский	» »	850
»	XIII неоком-аптский	Песчаники мелкозернистые с глинисто-карбонатным и железистым цементом	700
Шебелинская	Араукаритовая свита верхнего карбона	Песчаники мелкозернистые	<10—15
»	Нижняя пермь	Алевролиты, песчаники мелкозернистые глинистые	10—20
Бильче-Волица	Угерская	Песчаники мелкозернистые	830
Ленинградская	Нижний мел	Песчаники мелко- и среднезернистые	2300
Кирмакинская долина	Свита ПК	Алевролиты глинистые	340
То же	»	Песчаники мелкозернистые	500
Ахтырско-Бугундырская	Абазинская	Алевролиты	147
Туймазинская	D <sub>1</sub> , пашийский	Песчаники мелкозернистые	600
Ромашкинская	D <sub>1</sub> , пашийский	Песчаники мелкозернистые и алевролиты	70—950
Зольненская	B <sub>2</sub> , угленосный	Песчаники мелкозернистые	2400
Покровская	A <sub>4</sub> , башкирский	Известняки пористо-трещиноватые	1—3500
Бугурусланская	КС, казанский	Доломиты пористые	До 100
Султангуловская	Турнейский	Известняки доломитизированные, органогенные	0.25—100
Генеральская	B <sub>1</sub> , черепетский	Известняки органогенно-детритусовые, трещиноватые	1—500
Анастасиевско-Троицкая	V, IV, мзотический	Песчаники мелкозернистые, алевролиты песчаные	60—900
Березовская	II юрско-валавжинский	Песчаники мелко- и среднезернистые	1400—2000
Биби-Эйбатская	ПК	Песчаники мелкозернистые, алевролиты	200
То же	КС	То же	50
» »	НКП	» »	До 90
Небит-Дагская	НК-7, НК-1, красноватая	Песчаники, пески, алевролиты	1—760

Вязкостной коэффициент  $k_{\mu}$  имеет размерность площади и выражается единицей Дарси, определяемой расходом идеальной вязкой неплотной жидкости в  $1 \text{ см}^3/\text{сек}$ , с вязкостью  $1 \text{ мн сек/м}^2$  сквозь поперечное сечение в  $1 \text{ см}^2$ , при перепаде давления в  $1 \text{ бар}$  на  $1 \text{ см}$  длины образца пористой среды.

Коэффициент  $k_p$  имеет размерность длины. Он характеризует расход идеальной невязкой жидкости в  $1 \text{ см}^3/\text{сек}$  с плотностью в  $1 \text{ г/см}^3$  сквозь поперечное сечение в  $1 \text{ см}^2$  при перепаде давления в  $1 \text{ бар (ат)}$  на  $1 \text{ см}$  длины образца при линейной скорости фильтрации жидкости в  $1 \text{ см/сек}$ .

Коэффициент  $k_{\mu}$  характеризует площадь сечения поровых каналов,  $k_p$  — длину пути или извилистость поровых каналов, по которым происходит фильтрация жидкости. Чем больше площадь сечения поровых каналов, тем выше значение  $k_{\mu}$ ; с уменьшением извилистости поровых каналов  $k_p$  возрастает.

Методика расчета коэффициентов проницаемости  $k_{\mu}$  и  $k_p$  на основе двучленной формулы имеет то преимущество, что получаемые коэффициенты не зависят от перепада давления и служат более полными характеристиками фильтрационных свойств пород. Породы-коллекторы нефти и газа весьма разнообразны по проницаемости, что можно видеть из табл. 10.

### Виды проницаемости

Проницаемость подразделяют на абсолютную, эффективную и относительную. Абсолютной (физической или удельной) проницаемостью называется проницаемость пористой среды для газа или однородной жидкости при отсутствии физико-химического взаимодействия между жидкостью и пористой средой и при условии полного заполнения пор среды газом или жидкостью.

Эффективной проницаемостью называется проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при одновременном присутствии в порах другой фазы — жидкой или газовой. Если часть порового пространства занята другой фазой, то сопротивление течению подвижной фазы усиливается, т. е. проницаемость для этой жидкости становится меньше. Для примера на рис. 12 приведена эффективная газопроницаемость мелкозернистых песчаников шигровского горизонта девона Березовского месторождения Самарской Луки. С увеличением водонасыщенности снижается эффективная газопроницаемость. Эффективная проницаемость имеет большое значение для оценки породы и изменяется в зависимости от свойств жидкости или газа, температуры и перепада давлений. По отношению к сложной системе пористой среды и насыщающих ее жидкостей пропускная способность среды должна выражаться проницаемостью для отдельных присутствующих жидких фаз. Ее можно назвать эффективной проницаемостью. Обычно эту проницаемость выражают в долях абсолютной проницаемости, т. е. как относительную проницаемость.

Относительная проницаемость породы характеризуется отношением между величинами эффективной и абсолютной ее проницаемости и выражается безразмерным числом, меньшим единицы.

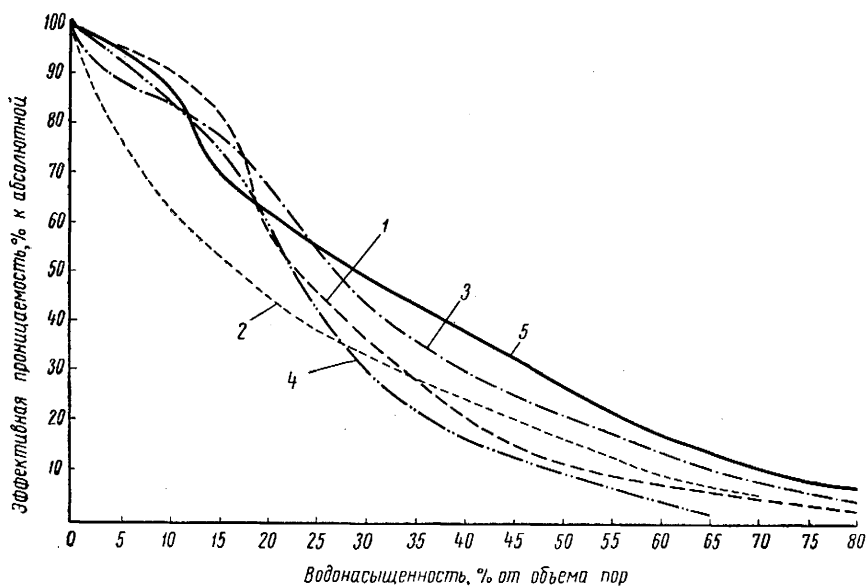


Рис. 12. Зависимость эффективной проницаемости по газу от водонасыщенности (по О. Ф. Корчагину и А. А. Ханину).

1 —  $k = 375$  мд ( $m = 19\%$ ); 2 —  $k = 81$  мд ( $m = 18\%$ ); 3 —  $k = 125$  мд; ( $m = 19\%$ ); 4 —  $k = 1225$  мд ( $m = 22\%$ ); 5 —  $k = 1270$  мд ( $m = 23\%$ )

### Проницаемость линейных и радиальных систем

Проницаемость системы определяется ее геометрической формой и величиной точечной проницаемости, проницаемости бесконечно малого объема пласта. Знание точечной проницаемости позволяет определить проницаемость всей пористой системы.

Тензор проницаемости породы состоит из двух компонентов: анизотропии и гетерогенности. Первый связан с изменением в напластованиях породы, а второй — с изменением размера зерен. Результирующая направленная проницаемость является суммой двух частей тензора проницаемости. Для решения промысловых задач удобнее выражать проницаемость в технических единицах. Приводим пересчет закона Дарси в технических единицах (Джонс, 1947). Закон Дарси определяется выражением

$$k' = \frac{\mu q'}{f' \frac{dp}{dx}},$$

где  $k'$  — точечная проницаемость;  $\mu$  — вязкость жидкости;  $q'$  — расход жидкости;  $f'$  — поперечное сечение пористой среды;  $dp/dx$  — градиент давления.

Принимаем проницаемость на длине  $l$  постоянной, тогда

$$k = \frac{\mu q l}{f \Delta p},$$

где  $\Delta p$  — потеря напора на длине  $l$ .

В системе СГС приведенная формула имеет следующие размерности:  $k$  — выражается в  $\partial$ ;  $\mu$  — в  $спз$ ;  $q$  — в  $мл/сек$ ;  $f$  — в  $см^2$ ;  $\Delta p$  — в  $ат$  на  $760 \text{ мм рт. ст.}$ , или  $1,033 \text{ кг/см}^2$ . Обозначим  $Q$  — расход жидкости в  $м^3/сутки$ ;  $L$  — длину системы в  $м$ ;  $F$  — ее поперечное сечение в  $м^2$ ;  $\Delta p_1$  — перепад давления в  $кг/см^2$ .

Тогда

$$q = \frac{Q \cdot 100\,000}{86\,400}; \quad L = l \cdot 100; \quad F = f \cdot 10\,000;$$

$$\Delta p_1 = \frac{\Delta p}{1,033}.$$

Подставляем эти значения в формулу Дарси

$$k = \frac{\mu Q \cdot 100\,000 \cdot L \cdot 100 \cdot 1,033}{86\,400 \cdot F \cdot 10\,000 \cdot \Delta p_1} = 0,120 \frac{\mu Q L}{F \Delta p_1}.$$

Приведенное уравнение верно для случая, когда величины являются средними для всей пористой системы. Практически же пористые системы являются неоднородными, вследствие чего закон Дарси следует относить к элементу пласта. В этом случае уравнение примет вид:

$$k = 0,120 \frac{\mu Q}{F' \Delta p'},$$

где  $F'$  — поперечное сечение элемента пласта в  $м^2$ ;  $\Delta p'$  — градиент давления в данном элементе пласта в  $кг/см^2$ ;  $Q$  — расход жидкости в  $м^3/сутки$ .

### П р о н и ц а е м о с т ь   р а д и а л ь н ы х   с и с т е м

В радиальных пористых системах поперечное сечение пласта не является постоянным, оно увеличивается с увеличением расстояния от оси скважины.

В радиальной системе мощностью  $h$  м поперечное сечение пласта на расстоянии  $x$  от оси скважины будет составлять

$$F_1 = 2\pi h x.$$

Если принять проницаемость неизменной для всей системы, то при постоянном перепаде давлений через систему будем иметь:

$$k = 0,12 \frac{\mu Q \int_r^R \frac{dx}{x}}{p_R \int_{p_n} dp},$$

где  $p_R$  — давление у радиуса дренажа;  $p_n$  — давление на забое скважины;  $R$  — радиус дренажа;  $r$  — радиус скважины;  $\mu$  — вязкость.

$$k = 0,06 \frac{\mu Q \ln \frac{R}{r}}{\pi h \Delta p},$$

где  $\Delta p$  — перепад давления, или

$$k = 0,044 \frac{\mu Q \lg \frac{R}{r}}{h \Delta p}.$$

П р о н и ц а е м о с т ь   п а р а л л е л ь н ы х   п л а с т о в

Проницаемость системы параллельных слоев в случае перемещения жидкости в направлении напластования равна

$$k = \frac{\sum F_{\text{II}} k_{\text{II}}}{\sum F_{\text{II}}},$$

где  $F_{\text{II}}$  — поперечное сечение отдельного пропластка;  $k_{\text{II}}$  — проницаемость отдельного пропластка.

В случае движения жидкости в направлении, перпендикулярном плоскости напластования, проницаемость системы составит

$$k = \frac{\sum h_{\text{II}}}{\sum \frac{h_{\text{II}}}{k_{\text{II}}}},$$

где  $\sum h_{\text{II}}$  и  $\sum k_{\text{II}}$  — соответственно сумма мощностей отдельных пропластков и сумма проницаемостей отдельных пропластков.

П р о н и ц а е м о с т ь   п о с л е д о в а т е л ь н о  
с о е д и н е н н ы х   п л а с т о в

Если два пласта одинакового поперечного сечения соединены последовательно, то проницаемость системы равна

$$k = \frac{k_1 k_2 (L_1 + L_2)}{k_2 L_1 + k_1 L_2},$$

где  $L_1$  и  $L_2$  — длина пластов;  $k_1$  и  $k_2$  — проницаемость пластов.

## Проницаемость неоднородных радиальных систем

В случае одинакового поперечного сечения радиальной системы, неоднородной по проницаемости, среднее значение проницаемости равно

$$k = \frac{k_1 k_2 \lg \frac{R}{r}}{k_1 \lg \frac{R}{x} + k_2 \lg \frac{x}{r}},$$

где  $k_1$  — проницаемость радиальной системы на расстоянии  $x$  м от оси скважины;  $k_2$  — проницаемость радиальной системы на расстоянии от  $x$  до  $R$  м от оси скважины;  $r$  — радиус скважины.

## Проницаемость круглых каналов

В карбонатных коллекторах поровое пространство в ряде случаев представлено мелкими каналами округленного сечения, образованными за счет растворения кальцита пластовыми водами, содержащими углекислоту. Диаметр таких каналов не остается постоянным, и их гидравлические особенности определяются минимальным диаметром (Г. И. Теодорович, 1958).

Из трубной гидравлики известно (П. Джонс, 1947), что потеря напора при движении жидкости в круглом канале определяется уравнением

$$h = \lambda \frac{l}{d} \frac{v^2}{2g},$$

где  $l$  — длина канала;  $\lambda$  — коэффициент трения;  $g$  — ускорение силы тяжести;  $d$  — диаметр пор;  $v$  — скорость струи (средняя линейная скорость).

При струйном движении жидкости коэффициент трения  $\lambda$  определяется выражением

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}},$$

где  $\text{Re}$  — число Рейнольдса, равное  $\frac{vd}{\nu}$ . Здесь  $\nu$  — кинематическая вязкость жидкости.

Следовательно,

$$h = \frac{64\nu lv}{d^2 2g}.$$

Обозначим  $Q$  — расход жидкости в  $\text{м}^3/\text{сутки}$ ;  $\mu$  — абсолютная вязкость в  $\text{снз}$ ;  $\gamma$  — удельный вес жидкости в  $\text{Г/см}^3$ ;  $\Delta p$  — потеря напора в канале в  $\text{кг/см}^2$ ;  $F$  — поперечное сечение канала в  $\text{м}^2$ . Тогда

$$v = \frac{Q}{86400F}; \quad h = \frac{\Delta p \cdot 10}{\gamma}; \quad \nu = \frac{\mu}{\gamma \cdot 1000}.$$



Подставив эти значения в формулу потери напора, получим

$$\Delta p = \frac{\mu Q l}{2660 F d^2 \cdot 10^8}.$$

Из формулы

$$k = 0,12 \frac{\mu Q l}{F \Delta p}$$

получаем

$$\Delta p = \frac{0,12 \mu Q l}{F k}.$$

Следовательно,

$$0,12 \frac{\mu Q l}{F k} = \frac{\mu Q l}{2660 F d^2 \cdot 10^8}$$

и  $k = 32\,000\,000\,000\,d^2 \partial$ . Выразив  $d$  в мм, получим  $k = 32\,000\,d^2$ . Следовательно, проницаемость канала диаметром всего 0,1 мм составляет 320  $\partial$ .

### П р о н и ц а е м о с т ь т р е щ и н

Потеря напора при истечении жидкости через щелевидные отверстия определяется формулой

$$\Delta p = \frac{1,42 \mu Q l}{10^{12} b^2},$$

где  $\Delta p$  — потеря напора в  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ ;  $\mu$  — вязкость в  $\text{спз}$ ;  $Q$  — расход жидкости в  $\text{м}^3/\text{сутки}$ ;  $l$  — длина щели в м;  $b$  — поперечное сечение щели в м.

Из уравнения Буссинеска

$$\Delta p = 0,12 \frac{\mu Q l}{F k}.$$

Следовательно,

$$\frac{1,42 \mu Q l}{10^{12} b^2} = 0,12 \frac{\mu Q l}{F k}.$$

Откуда

$$k = 85 \cdot 10^9 b^2.$$

Если  $b$  в мм, то формула получит вид

$$k = 85\,000\,b^2 \partial.$$

При ширине трещины всего 0,25 мм ее проницаемость составит  $k = 5300 \partial$ .

Для того чтобы перейти от проницаемости трещин к проницаемости породы, которую эта трещина сечет, Е. С. Ромм (1958) предложил умножить правую часть равенства  $k = 8500\,b^2$  на трещинную пористость породы  $m_r$ .

Таким образом, проницаемость трещиноватой породы по Е. С. Ромму должна определяться соотношением

$$k = 85\,000\,b^2 m_r,$$

где  $k$  — проницаемость в  $\partial$ ;  $b$  — раскрытость трещин в  $мм$ ;  $l$  — длина трещин в  $мм$ ;  $F$  — площадь фильтрующей породы в  $мм^2$ .

Е. М. Смеховым с сотрудниками (1958) предложен метод определения проницаемости трещинных пород, основанный на визуальном исследовании плоскопараллельных шлифов под микроскопом. При этом методе изучения шлифов под микроскопом производят замеры всех параметров, входящих в приведенную выше формулу, и по полученным таким образом значениям вычисляют проницаемость. Отсюда вытекает статистичность этого метода, заключающаяся в необходимости исследования максимально большого количества шлифов изучаемого участка разреза, проницаемость которого должна быть определена.

Для использования метода шлифов при определении трещинной проницаемости необходимо по Е. С. Ромму (1966) иметь данные об ориентировке трещин в пространстве и о связи между параметрами трещиноватости и фильтрационными свойствами трещиноватой среды

$$k_r = A \frac{b^3 l}{F},$$

где  $A$  — численный коэффициент, зависящий от геометрии систем трещин в породе.

Используя уравнение Буссинеска и сопоставляя его с формулой Дарси, Ф. И. Котяхов (1956) предложил формулу

$$k_r \approx 82 \cdot 10^5 m c^2,$$

где  $k_r$  — проницаемость трещиноватой породы в  $\partial$ ;  $m$  — коэффициент трещиноватости в долях единицы;  $c$  — высота щели в  $см$ .

В случае, если на каждой единице поверхности пласта имеется всего лишь одна трещина высотой  $c$  и шириной  $a$ , равной стороне квадрата единицы поверхности, через которую происходит фильтрация, Ф. И. Котяхов допускает  $m = c$ . Тогда скорость фильтрации в трещиноватой породе по уравнению Буссинеска будет равна

$$v_\phi = \frac{m^3 \Delta p}{12 \mu l}.$$

Однако в случае, если число трещин на единице поверхности пласта будет превышать одну, то расчет скорости фильтрации, расхода жидкости и коэффициента трещиноватости значительно усложняется и потребует более сложных формул и методов (Котяхов, 1961; Ромм, 1966).

Результаты измерения проницаемости керна с помощью приборов, а также данные пластовой проницаемости, полученные при испытании скважин, в ряде случаев отличаются от данных, получаемых при изучении больших петрографических шлифов.

Проницаемость образцов плотных и трещиноватых пород (в случае наличия в керне микротрещин) ряд исследователей определяют в образцах сравнительно больших размеров (10—20  $см$ ) путем про-

пускания флюидов через искусственно сделанное в центре образца сквозное отверстие (диаметром 2—4 мм), создавая при этом перепад давлений. Расчет проницаемости производится по формуле радиальной фильтрации.

Е. С. Ромм (1963) приходит к выводу, что этим методом можно пользоваться в тех случаях, если в испытуемом образце находится минимум десять параллельных трещин, перпендикулярных оси керна.

Г. И. Теодорович (1943, 1949) установил зависимость величины проницаемости карбонатных (и песчаниковых) коллекторов от структуры порового пространства; показана качественная и количественная зависимость, имеющая приближенный характер. Основными факторами, определяющими величину проницаемости карбонатных и крепко сцементированных песчаных коллекторов, являются характер морфологии пустотного пространства, степень пустотности, величина пустот, степень вытянутости их, количество цемента. Эти зависимости установлены при просмотре прозрачных шлифов в сопоставлении с результатами изучения образцов на эмпирических таблицах.

Ввиду неоднородности известняковых и доломитовых пород, слагающих пласты, нельзя определить пористость и проницаемость по небольшому образцу породы, отделив его от керна. Наиболее благоприятно в этих случаях подвергнуть изучению большие куски керна пород.

Л. Лок и Дж. Блосс (Locke, Bliss, 1950) рекомендуют изучать керны длиной 0,6 м. После их экстракции (наиболее трудоемкая операция) и высушивания керн помещают под вакуум и далее постепенно нагнетают флюид, доводя давление насыщения до 70,3 ат.

Общий объем вошедшего в образец флюида считается равным открытому поровому пространству. Зависимость объема вошедшего в керн флюида от давления и времени является мерой проницаемости, при этом измеряется не направленная проницаемость, а проницаемость всего керна, что значительно больше отвечает условиям пласта.

### Проницаемость при фильтрации газа

Если через пористую среду будет фильтроваться газ, то в условиях линейного потока проницаемость равна

$$k = 0,12 \frac{Q_1 \mu l}{F (p_1 - p_2)},$$

где  $Q_1$  выражается в  $m^3/сутки$  газа, приведенного к условиям пластового давления и температуры.

Пересчет расхода газа для нормальных температуры и давления может быть произведен по формуле

$$Q_1 = \frac{2QTz \cdot 1,033}{273 (p_1 + p_2)} = 0,00757 \frac{QTz}{p_1 + p_2},$$

где  $Q$  — расход газа в нормальных условиях;  $T$  — пластовая температура;  $z$  — коэффициент сжимаемости газа;  $\frac{p_1 + p_2}{2}$  — среднее пластовое давление.

Тогда

$$k = 0,12 \frac{0,00757 \mu l Q T z}{F (p_1 + p_2) (p_1 - p_2)} = 0,000907 \frac{\mu l Q T z}{F (p_1^2 - p_2^2)}.$$

Газовая проницаемость радиальных систем рассчитывается по формуле

$$k = 0,000332 \frac{\mu Q T z \lg \frac{R}{r}}{h (p_R^2 - p_b^2)},$$

где  $R$  — радиус дренажа;  $r$  — радиус скважины;  $h$  — мощность пласта;  $p_b$  — давление на забое скважины;  $p_R$  — давление у радиуса дренажа.

### Измерение проницаемости керна

Проницаемость пород пласта определяют по образцам, отобранным из пласта, а также при исследовании скважин. Образцы горных пород, изучаемые на проницаемость, обычно имеют цилиндрическую форму, диаметр 2—3 см, длину 2,5—3 см. Проницаемость карбонатных и других плотных трещиноватых пород предпочтительней определять на образцах, имеющих форму куба.

Абсолютную проницаемость образца горной породы определяют путем пропускания через него азота или воздуха. Для этого существуют различные виды аппаратуры (ЛП-1, ВВК-1, ГК-5, УИПК и др.), различающиеся главным образом конструкцией кернодержателя. Одни приборы рассчитаны на работу с высоким давлением, другие — с низким; в одних конструкциях керн не уплотняется, в других он односторонне или всесторонне сжат.

Определение количества газа, прошедшего сквозь образец породы, производится при помощи газометра, реометра или газовых часов.

В комплект АКМ (аппаратура керна модернизированная) входят два аппарата, служащие для определения проницаемости горных пород: ГК-5 и УИПК-1м. Аппарат ГК-5 предназначен для определения коэффициента абсолютной проницаемости горных пород. На приборе УИПК-1м возможно определение проницаемости (абсолютной, относительной и фазовой) в условиях, приближающихся к пластовым. Приборы подробно описаны М. К. Калинин (1963).

Основными элементами существующих многочисленных приборов для определения проницаемости горных пород в лабораторных условиях являются: кернодержатель; манометры (образцовые, ртутные, водяные) для измерения давления в испытуемом образце на входе и выходе; расходомеры и установки, создающие и поддерживающие постоянный расход жидкости или газа через образец породы.

Прибор ГК-5 имеет ртутный манометр на входе в образец и позволяет измерять проницаемость при перепадах давления до 1,0 бар (ат).

Ряд приборов (Товарова, Владимирова и др.) являются вакуумными. Перепады давлений, создаваемые при определении проницаемости на этих приборах, сравнительно небольшие и достигают 400 (прибор Товарова) — 900 мм вод. ст. (прибор Владимирова).

Прибор ЛП-1 имеет манометр при входе в образец и усовершенствованное уплотнение кернодержателя, что позволяет измерять проницаемость при повышенных общих давлениях (до 40—50 ат) и значительных перепадах давления (А. А. Ханин, О. Ф. Корчагин, 1949).

В большинстве приборов применяется кернодержатель с винтовым нерегулируемым зажимом. Образец породы уплотняется

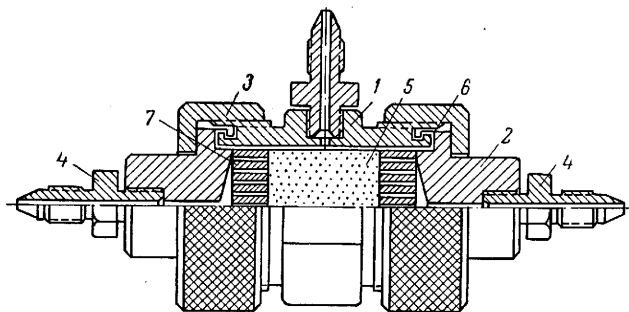


Рис. 13. Общий вид кернодержателя с всесторонним обжимом образца породы.

1 — корпус; 2 — крышка; 3 — гайки; 4 — штуцера; 5 — образец породы; 6 — резиновая манжета; 7 — регулировочные вставки.

в резиновом кольце, которое вставляется в металлический конусный стакан. Уплотнение достигается путем сжатия резинового кольца при затяжке винтового зажима.

Определение проницаемости образца породы при нерегулируемом уплотнении образца может быть неточным. Исследования ряда авторов показали, что внешнее давление оказывает влияние на величину проницаемости. Основное снижение проницаемости наблюдается в интервале внешнего давления сжатия от 5 до 300 ат.

Наиболее благоприятными являются кернодержатели с регулируемым внешним обжимом, пользуясь которыми можно определять проницаемость в атмосферных условиях с незначительным внешним давлением, не вызывающим деформации порового пространства породы. И. А. Бурлаков для этих условий рекомендует принять величину внешнего давления для средне- и крепкосцементированных пород 5—15 ат и для слабо сцементированных пород 5 ат.

Кернодержатель ЗК-8 (рис. 13, 14) характеризуется устройством для всестороннего обжима образца породы диаметром 30 мм и длиной до 50 мм, вставляемого в резиновую эластичную обойму. Горное давление имитируется при помощи гидравлического давления (масляный пресс) на боковую поверхность образца через резиновую

обойму и на торцы образца при помощи поршня и штуцеров. Давление может достигать до 600 ат. Общее давление фильтруемого агента можно изменять до 300 ат. Термостатирующее устройство в корпусе кернодержателя позволяет получить различные температурные режимы до 95° С и при применении электроспиралей — до 130—150° С.

При исследовании проницаемости и применении кернодержателя ЗК-8 или другой системы, позволяющей применить гидрообъемные испытуемых образцов горных пород, величина последнего  $p_r$  устанавливается по формуле

$$p_r = \gamma H \frac{\ln \frac{k_0}{k_x}}{\ln \frac{k_0}{k_H}},$$

где  $\gamma$  — объемный вес покрывающих пород в  $\kappa\Gamma/\text{см}^3$ ;  $H$  — мощность покрывающих пород в  $\text{см}$ ;  $k_0$  — проницаемость пород, разгруженных от горного давления, в  $\text{мд}$ ;  $k_H$  — проницаемость в массиве при давлении пород  $\gamma H$  в  $\text{мд}$ ;  $k_x$  — проницаемость пород в массиве в заданной точке в  $\text{мд}$ .

Проницаемость керна применительно к пластовым условиям в ряде лабораторий изучается на установке УИПК-1м, принципиальная схема которой приведена на рис. 15. Основные узлы установки следующие.

А. Два пресса 2, 3 емкостью по 200  $\text{см}^3$ . Поршни прессов приводятся в движение от электродвигателя 4, через фрикционно-планетарный регулятор скорости 5, который позволяет плавно регулировать производительность прессов от  $10^{-4}$  до 1,0  $\text{см}^3/\text{сек}$ .

Прессы соединены с электродвигателем так, что при включении электродвигателя их поршни движутся в разных направлениях.

Б. Поршневой разделитель емкостью 600  $\text{см}^3$ , работающий от пресса 2 и обеспечивающий продавливание через образец рабочего агента с пластовым давлением. По одну сторону поршня-разделителя находится фильтрующий агент, поступающий затем в кернодержатель, по другую — масло. Производительность поршневого разделителя соответствует производительности пресса.

В. Емкость 7 для заполнения системы фильтруемой жидкостью, бачок 15 для заполнения пресса 2 маслом, ручной пресс 17 для увеличения или уменьшения давления в системе, контактный манометр 9, устраняющий возможность получения в системе давлений, превы-

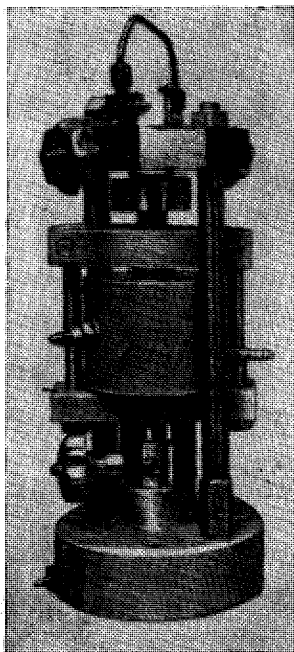


Рис. 14. Внешний вид кернодержателя ЗК-8.

шающих допустимое; образцовые манометры 10, 11, 12 для контроля за внешним давлением на образец, а также за давлением до и после керна; фильтры 13, предохраняющие керн от загрязнений, манометры, рукоятки, регулирующие работу фрикционно-планетарного регулятора скорости движения поршней прессов, рукоятки вентилей, кнопки включения и выключения электродвигателя и сигнальные лампочки размещены на передней стенке панели установки.

При определении проницаемости на установке УИПК-1м пресс 2 и ручной пресс заполняются маслом, пресс 3 и вся система установки после вакуумирования заполняются фильтруемой жидкостью

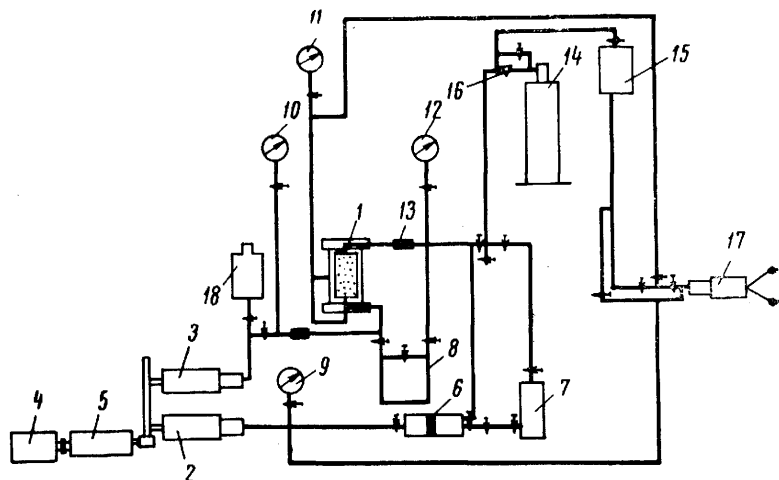


Рис. 15. Принципиальная схема установки УИПК-1м для исследования керна в пластовых условиях.

1 — кернодержатель; 2, 3 — прессы, 4 — электромотор; 5 — фрикционно-планетарный регулятор скорости; 6 — поршневой разделитель; 7 — емкость для фильтруемой жидкости; 8 — дифференциальный манометр; 9 — контактный манометр; 10, 12 — образцовые манометры; 11 — технический манометр; 13 — фильтры; 14 — баллон со сжатым воздухом; 15 — бачок для масла; 16 — редуктор; 17 — ручной пресс; 18 — емкость для заполнения второго прессы.

(керосином). Для лучшего заполнения используется сжатый воздух, который, поступаая из баллона 14 в емкость 7, вытесняет керосин в установку.

При заполнении системы пространство до и после керна сообщается. После создания общего (пластового) давления оно разобщается и фильтрация идет только сквозь керн. Изменение объема прессы за определенное время, измеренное секундомером, позволяет рассчитать расход фильтруемого агента. Измерение расхода производится при установившемся режиме фильтрации, когда давление до и после керна стабилизируется.

Перепад давления при значительных его величинах определяется с помощью образцовых манометров. При малых значениях перепада давления его величину определяют с помощью дифференциального

манометра. Наилучшей конструкцией такого манометра является дифференциальный компенсационный манометр высокого давления ДМК-6. Он позволяет регистрировать перепады давления до 2,0 ат при общем давлении до 400 ат.

### **Определение проницаемости и пористости по данным исследования скважин**

При исследовании скважин при нестационарных режимах фильтрации имеется возможность получить кривые нарастания давления на забое после закрытия скважины, работавшей с определенным дебитом; кривые стабилизации забойного давления и дебита с момента пуска скважины в эксплуатацию до наступления практически стационарных условий ее работы; кривые перераспределения забойного давления при эксплуатации скважины с постоянным дебитом; кривые перераспределения дебита при работе скважины с постоянным забойным или устьевым давлением.

В практике нефтяной промышленности применяется так называемый метод просудушивания скважин. Одну скважину пускают в работу на заданном режиме, а в соседней скважине наблюдают за характером изменения давления.

В результате соответствующей обработки материалов исследования (Коротаяев, Полянский, 1961) можно рассчитать величины осредненной проницаемости и пористости пласта.

Прямое сравнение значений проницаемости, полученных по анализам кернов и по кривым восстановления давления, неправильно. Проницаемость, рассчитанная по кривой восстановления давления, является средней эффективной проницаемостью зоны дренирования скважины, а проницаемость керна характеризует только точечное значение проницаемости пласта. Поэтому необходимо произвести осреднение данных проницаемости, полученных при анализе керна, что позволит получить представление о пространственном распределении проницаемости в пласте. Отобранные образцы керна должны характеризовать пласт в пределах площади дренирования скважины.

### **Изучение фильтрационных свойств нецементированных и слабо цементированных песчаных пород**

Наиболее сложно определять фильтрационные и емкостные свойства нецементированных и слабо цементированных нефтегазосодержащих песчаных пород. Существующие методы анализа разработаны в применении главным образом к крепко цементированным горным породам. Образцы последних экстрагируются от нефти, высушиваются, после чего определяются их пористость и проницаемость.

При экстрагировании и высушивании слабо цементированных песчаных пород очень часто нарушается сцепление между зернами, составляющими породу, в силу чего естественная структура нарушается.



В природных условиях часто встречаются нефтяные и газовые коллекторы, состоящие из песков и алевритов, обладающих определенной структурой и устойчивостью в естественном залегании. Так, ряд пластовых песчаных коллекторов продуктивной толщи Апшерона более или менее устойчив благодаря сцеплению между зернами песка и насыщающей их нефтью, а также наличию остаточной воды. Достаточно устойчивы и коллекторы газа, развитые в хадумском горизонте Ставрополя. Они представлены алевритами, залегающими в виде тонких прослоев среди глин.

При проведении анализа обычными методами (экстрагирование, высушивание) образцы таких пород теряют первоначальную структуру, что затрудняет измерение пористости и проницаемости. Проницаемость иногда определяют по небольшим кусочкам породы, искусственно вкрапленным как мозаика в цементную массу, имеющую форму плоского цилиндра (в затвердевшем состоянии).

Структурное состояние слабо сцементированных пород при насыщении их водой вод вакуумом удается сохранить с помощью тонкой резиновой «рубашки». Это особенно важно при определении остаточной водонасыщенности косвенными методами.

Сложность определения проницаемости и пористости несцементированных и слабо сцементированных песчаных пород в лабораторных условиях связана с несовпадением результатов измерений в искусственных моделях и образцах с естественной структурой. Ниже приводим результаты экспериментальных работ с подобными породами по А. А. Ханину и О. Ф. Корчагину (1949).

Опыт с мелкозернистым слабо сцементированным песчаником показал следующее. Проницаемость песчаника с естественной структурой параллельно напластованию была равна  $1,97 \text{ д}$  и перпендикулярно —  $1,93 \text{ д}$ . После разрушения первоначальной структуры образца нажатием резинового пестика из песка была изготовлена модель, испытывавшаяся на проницаемость при различном уплотнении с целью достижения величин проницаемости, полученных для песчаника с ненарушенной структурой. При уплотнении от нуля до  $450 \text{ кг/см}^2$  проницаемость модели песка была от  $14,8$  до  $7,3 \text{ д}$ . В результате не были достигнуты первоначальная структура образца и первоначальная проницаемость.

Так как наиболее трудно определять пористость и проницаемость песков, если их естественная структура неизвестна, ниже приводятся некоторые опытные данные, показывающие, как изменяется величина газопроницаемости песков в зависимости от их уплотнения.

При изготовлении песчаных моделей были использованы песчаные смеси, состоящие из различных фракций люберецкого кварцевого песка и их комбинаций.

В табл. 11 приведены опытные данные определения газопроницаемости моделей песка, составленных из различных фракций, при изменении уплотнения. Из таблицы 11 следует, что величины проницаемости, объемного веса и пористости песчаных моделей уменьшаются с возрастанием уплотнения моделей. Если на оси ординат

## Изменение проницаемости, объемного веса и пористости моделей песка, составленного из различных фракций, в зависимости от уплотнения

Коллекторские свойства	Уплотнение, кг/см <sup>3</sup>				
	без давлени- я (с ут- руской)	110	190	370	560
I модель (фракция 0,1 мм)					
Проницаемость, мд . . . . .	3636	3050	2768	2160	1745
Плотность, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1,72	1,82	1,85	1,94	1,98
Пористость, % . . . . .	35,43	31,58	30,45	27,07	25,56
II модель (фракция 0,25—0,1 мм)					
Проницаемость, мд . . . . .	23 230	18 660	16 652	12 813	9781
Плотность, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1,72	1,82	1,87	1,94	1,97
Пористость, % . . . . .	35,34	31,53	29,70	27,07	25,94
III модель (фракция более 0,25 мм)					
Проницаемость, мд . . . . .	45 546	40 500	36 000	30 300	22 750
Плотность, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1,72	1,77	1,79	1,80	1,83
Пористость, % . . . . .	35,34	33,46	32,71	32,33	31,20
IV модель (фракция более 0,1 мм—50%; фракция 0,25—0,10 мм—50%)					
Проницаемость, мд . . . . .	4230	4124	3580	2750	2495
Плотность, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1,72	1,80	1,82	1,88	1,90
Пористость, % . . . . .	35,34	32,33	31,58	29,32	28,57
V модель (фракция более 0,25 мм—50% и менее 0,10 мм—50%)					
Проницаемость, мд . . . . .	5360	4880	4180	3380	2665
Плотность, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1,72	1,77	1,80	1,82	1,85
Пористость, % . . . . .	35,34	33,46	32,33	31,58	30,45
VI модель (фракция 0,25—0,10 мм—50% и более 0,25 мм—50%)					
Проницаемость, мд . . . . .	28 250	24 800	21 830	18 630	13 600
Плотность, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1,72	1,80	1,84	1,85	1,89
Пористость, % . . . . .	35,34	32,33	30,83	30,45	28,95

отложить величины плотности, а на оси абсцисс — проницаемости, то при одной и той же плотности угол падения линий проницаемости на графике будет тем меньше, чем крупнее диаметры песчаных зерен, составляющих модели.

Наиболее крутое падение линии проницаемости наблюдается у I модели и наиболее пологое у III модели; остальные линии проницаемости, изображенные на графике, занимают промежуточное положение (рис. 16).

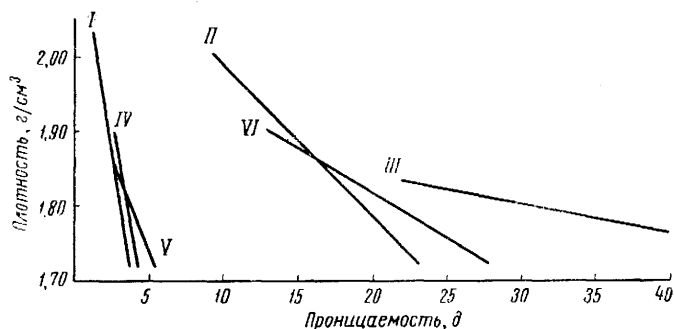


Рис. 16. Соотношение между плотностью и проницаемостью (по газу) для сухих песчаных моделей (фракционный состав для моделей I—VI приведен в табл. 11).

Такая же закономерность наблюдается и в том случае, если на оси ординат отложены значения пористости, а на оси абсцисс — газопроницаемости. Используя график (рис. 16), можно для песчаных несцементированных пород с известным гранулометрическим составом и плотностью приблизительно установить их проницаемость.

В ряде случаев пористость несцементированных песчаных пород, слагающих тот или иной пласт, можно определять по образцам, отобранным боковым грунтоносом. В настоящее время назрела необходимость решить проблему отбора образцов керна пород с сохранением их естественной структуры.

## ЭЛЕМЕНТЫ МЕХАНИКИ ПЛАСТА И ХАРАКТЕРИСТИКА ВМЕЩАЮЩИХ ФЛЮИДОВ

### Общие сведения. Источники пластовой энергии

Жидкости и газы в пластовых условиях находятся под действием сил, способствующих перемещению нефти и газа к забоям эксплуатационных скважин или, наоборот, удерживающих нефть в пласте.

К основным источникам энергии, проявляющей себя при движении подземных флюидов к забоям действующих скважин, по М. Маскету (1953) относятся: 1) сжимаемость нефти и воды в породах-коллекторах; 2) гравитационная энергия нефти в верхних слоях пласта по сравнению с энергией на его погружении; 3) упругость сжатого и растворенного газа в нефти и воде внутри продуктивного слоя или в зонах свободного газа, лежащих поверх горизонта, насыщенного нефтью; 4) упругое сжатие воды в пластах, сообщающихся с нефтяным резервуаром. Эти виды энергии проявляют себя при эксплуатации скважин. Энергия расходуется на преодоление сопротивления породы течению жидкостей и газа, перемещающихся в области с более низким содержанием энергии и давления.

Другим источником энергии, который может играть некоторую роль в нефтеотдаче, является упругое сжатие самой породы. После снижения пластового давления может в какой-то мере произойти изменение объема порового пространства пород-коллекторов, связанное с воздействием горного давления. Однако этот процесс в достаточной мере еще не изучен.

К основным источникам давления жидкостей в нефтяных пластах относятся вес столба воды над точкой измерения давления на поверхности земли и вес перекрывающих продуктивный пласт пород.

В большинстве нефтяных залежей пластовые давления являются результатом воздействия столба воды до пьезометрической поверхности или статического уровня. Однако в некоторых залежах основным источником пластового давления является давление, передаваемое вмещающими породами. Для таких залежей характерно превышение пластовых давлений по сравнению с нормальным давлением для той или иной глубины.

Превышение пластового давления над нормальным встречается в залежах, приуроченных к изолированным линзам, не имеющим гидродинамической связи с площадью питания на поверхности земли.

Под действием веса налегающих пород мягкие осадочные породы уменьшаются в объеме главным образом за счет изменения порового пространства, что приводит к возрастанию пластового давления. Давление, развившееся в результате уплотнения мягких пород, передается воде и определяет градиент давления.

Давление, связанное с вмещающими породами, также встречается в залежах, приуроченных к региональным несогласиям, где проницаемые пласты переходят, выклиниваясь, в непроницаемые породы по всем направлениям (А. И. Леворсен, 1958).

Под режимом газовых и нефтяных месторождений понимают характер и количество энергии, способствующей извлечению нефти и газа из пластов. На характер изменения сил, движущих нефть и газ к забою скважин, в значительной мере влияют темпы разработки. Различия в коэффициентах вязкости газа и нефти, а также другие факторы влияют на характер разработки нефтяных и газовых месторождений.

Режим газоносных пластов бывает газовый, водонапорный и упруговодонапорный. Нефтеносные пласты рассматриваются при режиме растворенного газа, газовой шапки и водонапорном.

При газовом режиме движущей силой газа в системе пласт — скважина является давление газа в процессе его расширения. По мере равномерного отбора газа давление его в залежи падает. Добыча нефти из пласта осуществляется за счет расширения выделяющегося из раствора газа, замещающего объем, прежде занятый нефтью.

Режим растворенного газа в чистом виде наблюдается при отсутствии продвижения контурной воды и отсутствии газовой шапки. Вытеснение нефти из пласта осуществляется также за счет внешних источников энергии, например контурной воды (водонапорный режим) или расширяющейся газовой шапки (газонапорный режим).

Водонапорный режим характеризуется восстановлением давления в нефтяной и газовой залежах в процессе их разработки за счет поступления пластовых вод, окружающих залежи. При этом чем интенсивней поступает вода в пористое пространство пород-коллекторов продуктивного пласта вслед за извлекаемой нефтью (газом), тем меньше падает давление залежи. Различают идеальный водонапорный режим, при котором вода успевает полностью заместить газ или нефть, отобранные из пласта, и отстающий водонапорный режим, при котором вода только отчасти возмещает отобранные углеводороды.

Упруговодонапорный режим отличается от водонапорного тем, что при первом на залежь нефти или газа воздействуют упругие силы расширения поступающих в залежь пластовых вод (коэффициент упругого расширения воды  $1/22000$  на  $1 \text{ ат}$ ), проявляющие себя в зоне падения давления (Щелкачев, 1948), тогда как при

водонапорном режиме вода поступает в результате перепада давления между областями питания и разгрузки (региональный естественный поток по Корценштейну, 1960).

## Давление

Жидкости и газы, заключенные в порах коллектора, залегают под определенным давлением, которое называют пластовым. Это давление, которое существует в пласте в равновесных условиях перед началом эксплуатации залежи или после того, как установится ее режим (Пирсон, 1961). Пластовое давление повышается почти линейно с глубиной залегания пласта.

В ряде случаев еще до вскрытия залежей их пластовое давление приблизительно можно подсчитать путем умножения глубины их залегания, считая от уровня подземных вод, на 0,1. Однако, как указывает С. Пирсон (1961), встречается много исключений из этого правила, особенно на глубинах более 2100 м, что связывает с пластической деформацией части горных пород.

Степень повышения давления в пласте колеблется от 0,45—0,68  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$  до 2,04—2,3  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$  на каждые 10 м глубины скважины. Наиболее часто наблюдается повышение давления 1,04  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$  на 10 м глубины.

Нефть и газ, образующие залежи, обычно находятся под высоким давлением, которое создается напором краевых или подошвенных вод, а также давлением вышележащих горных пород.

Давление, оказываемое весом средней породы (при средней плотности осадочных пород 2,3  $\text{г}/\text{см}^3$ ), составляет примерно 0,23  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$  на 1 м. Такое давление называют геостатическим давлением земли. Геостатическое давление передается породами, а внутри породы — слагающими их зернами (скелетом). Давление, возникшее как следствие диастрофизма и деформации пород, называют геодинамическим давлением (тектоническое давление по Снарскому, 1961; геотектоническое давление по Тхостову, 1966).

Горным давлением называется давление, оказываемое вышележащими горными породами на образования, слагающие данный пласт. Горное давление является следствием воздействия на пласт геостатического и геодинамического давлений. Геостатическому давлению противодействует пластовое давление, которое передается жидкостью или газом, содержащимися в пласте.

Гидростатическое давление передается через жидкости, заполняющие поровую систему. Горное давление передается через породу, ее составные элементы, воспринимающие нагрузку. Если объем поровой системы, заполненной жидкостями, изменяется под действием горного давления, то последнее передается на жидкости. Давление нефти и газа в залежах всегда меньше горного давления.

Гидростатический напор является причиной подъема воды в водоносном горизонте над его кровлей, когда последний вскрыт скважиной, по достижении статического уровня. Вода в стволе скважины

поднимается до определенного уровня, пока столб воды не уравновесит пластовое давление. Скважина играет роль водяного манометра.

Поверхность равновесия воздушно-водяного зеркала при 1 ат, изображенная графически для одного и того же водяного горизонта, называется пьезометрической, а наблюдательные скважины пьезометрами.

Если пьезометрическая поверхность находится выше кровли водоносного горизонта, пробуренная скважина оказывается артезианской.

При горизонтальной пьезометрической поверхности движения воды в пласте не наблюдается и преобладают гидростатические условия (Чекалюк, 1961).

Наличие наклонной поверхности указывает на существование гидродинамического градиента давления, обеспечивающего движение воды из области с большим напором в область с меньшим напором. Гидродинамический градиент выражается в метрах падения напора на 1 км.

При отборе жидкости из скважины вокруг нее происходит падение пластового давления, создается местный градиент гидродинамического давления по направлению к скважине. Подобное явление происходит и вокруг других скважин. Депрессионные воронки, образовавшиеся вокруг скважин, смыкаются друг с другом до момента, когда давление на всей площади залежи станет меньше, чем начальное пластовое давление. Падение пластового давления при отборе нефти и газа распространяется по залежи с различной скоростью и на различные расстояния в зависимости от проницаемости пород-коллекторов и условий их залегания в пласте.

Давление на устье закрытой скважины обычно называют статическим. Пластовое давление в залежи определяется по давлению на забое закрытой скважины. Статическое давление на забое действующей скважины обычно ниже начального пластового давления в залежи.

Разность между начальным пластовым давлением и давлением в закрытой скважине соответствует степени падения пластового давления. При значительных углах наклона газового и нефтяного пласта начальное пластовое давление в различных его частях различно, причем в сводовой части залежи оно будет наименьшим, а на крыльях наибольшим.

Значительное превышение начального пластового давления над гидростатическим называют аномальным. Причины образования аномально повышенных давлений те же, что и пластовых давлений нормальных значений (Тхостов, 1966). Различия в величине давлений обусловлены рядом факторов, немаловажная роль среди которых отводится тектоническим процессам воздействия на уже сформировавшиеся залежи, сжатию пород, уплотнению, резкому изменению литологии пласта и коллекторских свойств и др.

Анализ причин возникновения аномальных пластовых давлений, а также описание характера распределения давления в разрабаты-

ваемом пласте приведены в работах Б. А. Тхостова (1966), А. Н. Снарского (1961) и др.

Противодавлением называют давление, тормозящее выход нефти и газа, иначе сопротивление фонтанированию в скважине. Это давление измеряют на трубной головке. К нему прибавляют вес столба жидкостей в скважине. Пластовое давление падает с отбором жидкостей и газов.

Установление кривой падения давления в пласте в начале разработки залежи дает возможность судить о запасах и продуктивных возможностях пласта. Так, в случае быстрого падения давления на единицу объема нефти или газа, извлеченных из недр, объем продуктивных пластов, очевидно, мал. При медленном падении давления объем залежи может быть большим.

Замеры забойного давления производят специальными манометрами, отличающимися повышенной точностью. Подобные расчеты производят и в случае вычисления давления в газовой скважине, соответственно учитывая вес столба газа в  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ , а также температуру (Коротаяев, Полянский, 1961).

Пластовое давление в газовой залежи рассчитывают по следующей формуле:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{ст. уст}} e^{0,03415\gamma/H T_{\text{ср}} z_{\text{ср}}},$$

где  $P_{\text{пл}}$  — пластовое давление в  $\text{ат}$ ;  $P_{\text{ст. уст}}$  — статическое давление на устье в  $\text{ат}$ ;  $\gamma$  — относительный удельный вес газа по воздуху;  $H$  — длина ствола скважины от устья до середины испытываемого горизонта в  $\text{м}$ ;  $T_{\text{ср}}$  — значение температуры газа, среднее по длине ствола скважины в  $^{\circ}\text{К}$ ;  $z_{\text{ср}}$  — значение поправки на сверхсжимаемость газа, среднее по длине ствола скважины.

Давление газа в газовых залежах обуславливается в большинстве случаев напором краевых вод. Если известны абсолютная отметка контакта газ — вода и напор контурных вод, то можно с большой степенью точности определить давление газовой залежи, применив для этого формулу

$$P_{\text{пл}} = \frac{H\gamma_{\text{в}}}{10},$$

где  $P_{\text{пл}}$  — пластовое давление (в водоносном пласте) в  $\text{ат}$ ;  $H$  — высота статического уровня воды над контактом газ — вода в  $\text{м}$ ;  $\gamma_{\text{в}}$  — удельный вес воды в скважине в  $\Gamma/\text{см}^3$ .

Высота столба воды в скважине над контактом газ — вода, которая определяет напор воды на этом контакте, равна отметке статического уровня воды над уровнем моря минус отметка контакта газ — вода.

Если, как часто бывает, статический уровень пластовых вод выше уровня моря, а контакт газ — вода ниже уровня моря, то абсолютные значения отметок складываются.

Точные замеры пластового давления воды, нефти и газа позволяют оконтурить продуктивные залежи (Савченко, 1967). Эти замеры



могут быть использованы для определения высоты положения газовой, водонефтяной и газоводонефтяной контактов, тогда когда последние либо не вскрыты скважинами, либо вскрыты, но по данным электрометрии скважин или испытания скважин не могут быть достоверно установлены.

Различают два случая равновесного состояния газа, нефти и воды в пласте: когда пластовая вода не движется и когда находится в движении. В первом случае напор воды продуктивного пласта этой залежи одинаков, газодной контакт горизонтальный. Если одной скважиной вскрыта газовая залежь, а другой пластовая вода, то, замерив пластовое давление газа  $p_g$  и воды  $p_w$ , можно определить высотное положение газодной контакта по формуле, предложенной В. П. Савченко

$$h_r = \frac{\gamma_w h_{гв} - 10(p_w - p_g)}{\gamma_w - \gamma_g},$$

где  $p_w$ ,  $p_g$  — пластовое давление соответственно воды и газа в точках замера в  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ ;  $\gamma_w$ ,  $\gamma_g$  — удельный вес в пластовых условиях соответственно воды и газа в  $\Gamma/\text{см}^3$ ;  $h_r$  — превышение отметки точки замера пластового давления газа в газовой скважине над отметкой газодной контакта в м;  $h_{гв}$  — разность высотного положения точек замера пластового давления газа  $p_g$  и воды  $p_w$  в м.

### Температура

Температура является одним из основных факторов, влияющих на газо- и нефтенасыщенность и отдачу пласта. Повышение температуры вызывает увеличение объема составляющих элементов пласта (минеральных зерен и флюидов) на весьма малую величину.

При ограниченной протяженности коллектора с повышением температуры давление в пластовых жидкостях возрастает с последующим расширением породы за счет уменьшения ее пористости. Повышение температуры отражается на уменьшении растворимости газа в нефти и способствует увеличению растворимости солей в воде.

Весьма важно знание закономерностей, которым подчиняется температура, для познания процессов, влияющих на жидкости, заключенные в пластах недр земли.

С глубиной наблюдается увеличение степени тепла, заключенного в недрах. Скорость нарастания температуры с глубиной называется геотермическим градиентом. Расчет геотермического градиента производят путем деления разности между температурой пласта и средней годовой температурой на поверхности земли на глубину пласта в метрах. Обычно геотермический градиент определяют по изменению температуры пород, отнесенному к интервалу 100 м.

При геотермических исследованиях различают также геотермическую ступень, характеризующую расстояние по вертикали в метрах, на протяжении которого температура изменяется на  $1^\circ\text{C}$  (в среднем 27 м). Геотермическая ступень находится в обратной зависимости

от геотермического градиента. Величина геотермической ступени колеблется от 11 до 98 м на  $1^{\circ}$  С. На изменение величин геотермической ступени влияет ряд факторов, к которым прежде всего относят тепловые свойства пород и близость последних к источникам тепловой энергии (поток тепла от центрального ядра земли; распад радиоактивных элементов; тепло конвекционных токов в верхних слоях земной коры).

Способность вещества передавать тепло характеризуется теплопроводностью. Теплопроводностью называют количество тепла, измеряемое в калориях, которое передается в 1 сек через пластинку вещества толщиной 1 см на площади  $1 \text{ см}^2$  при разности температур  $1^{\circ}$  С.

Коэффициент теплопроводности (удельная теплопроводность) характеризует способность горных пород передавать тепло. Величину, обратную удельной теплопроводности, называют удельным тепловым сопротивлением. Оно характеризует сопротивление пород передаче тепла.

Тепловое сопротивление горных пород зависит от их плотности, насыщенности жидкостями, проницаемости, температуры и структурных условий. С увеличением плотности пород тепловое сопротивление понижается. Особенно четко это наблюдается с глубиной, что отражается на увеличении геотермической ступени. Тепловое сопротивление горных пород уменьшается при увеличении влажности горных пород, а также при возрастании проницаемости последних в условиях движения гравитационных вод. Таким образом, на скорость переноса тепла в значительной степени влияют гидродинамические факторы. На тепловое сопротивление пород влияет природа вещества, насыщающего поровое пространство. Так, тепловое сопротивление нефти в 4 раза больше, чем воды. Газонасыщенные породы также способствуют увеличению теплового сопротивления.

Основные физические параметры залежи (температура, давление, нефте-, водо- и газонасыщенность) находятся в равновесии с окружающей средой. Со вскрытием залежи и началом отбора пластовых флюидов это равновесие нарушается.

### Капиллярные силы

К поверхностным явлениям, протекающим на разделе двух фаз, относятся возникновение поверхностей свободной энергии, поверхностного натяжения, натяжения на поверхности двух фаз, адсорбционных сил, прилипания и смачиваемости.

Взаимодействие между жидкостями и породами в пластовых условиях во многом зависит от капиллярных эффектов, которые проявляют себя на поверхности раздела двух фаз.

Молекулы, расположенные на границе жидкости с газообразной фазой, лишь частично окружены молекулами жидкости и испытывают тенденцию быть втянутыми внутрь жидкости (проявление сил Ван-дер-Ваальса), чему мешают силы поверхностного натя-

жения способствующие образованию поверхности типа упругой мембраны.

Поверхностное натяжение жидкостей является следствием их молекулярных свойств, проявляющихся вблизи поверхности на границе раздела двух жидкостей или жидкости с газом. Поверхностное натяжение выражается в стремлении жидкости уменьшить до минимума свою свободную поверхность, при этом затрачивается энергия. Количество работы, необходимой для образования  $1 \text{ см}^2$  поверхностной площади ( $\text{эрг/см}^2$ ), называют поверхностной энергией вещества. Натяжение поверхности жидкости на разделе фаз называется поверхностным натяжением и выражается как сила, необходимая для растяжения сжатой поверхности на расстояние в  $1 \text{ см}$  ( $\text{дин/см}$ ) и численно равная величине поверхностной энергии в  $\text{эрг/см}^2$ .

Поверхностное натяжение на границе между равновесными жидкой и паровой фазами является функцией давления, температуры и состава фаз. С повышением температуры поверхностное натяжение жидкости уменьшается, то же самое происходит и с повышением давления.

Поверхностное натяжение на границе раздела фаз также снижается, если давление становится выше давления в точке насыщения при растворении газа в нефти. Уменьшение поверхностного натяжения наблюдается с уменьшением разности в плотности между водой и нефтью.

Нефти различного химического состава характеризуются различной величиной поверхностного натяжения на границе с водой и неодинаковым содержанием полярных компонентов.

Притяжение поверхностных молекул на границе раздела двух фаз силами Ван-дер-Ваальса называют энергией прилипания. С уменьшением поверхностного натяжения увеличивается энергия прилипания (адгезия — сцепление разнородных молекул друг с другом). Она измеряется количеством работы, затраченной на разделение двух веществ, и численно равна сумме поверхностных натяжений отдельно взятых веществ минус поверхностное натяжение на границе раздела двух фаз.

Применение поверхностно-активных веществ, положительно адсорбирующихся в пограничном слое, приводит к уменьшению поверхностного натяжения на границе раздела двух фаз, что способствует образованию более тесной смеси двух, иным путем несмешивающихся жидкостей (нефть и вода) или повышению энергии прилипания жидкостей к минеральным зернам горной породы.

Низкое поверхностное натяжение на границе двух фаз способствует образованию эмульсии (устойчивое диспергирование одной жидкости в другой). Эмульгатором является поверхностно-активное вещество, в небольшой степени растворимое в одной из жидкостей и адсорбируемое на ее поверхности.

В лабораторных условиях поверхностное натяжение измеряется тензометрическим методом счета капель, методом удержания пузырька, методом отрыва кольца, методом капиллярного подъема и др.

Смачиваемость представляет собой одно из проявлений сил прилипания. Жидкости, характеризующиеся наименьшей полярностью и как следствие наименьшим поверхностным натяжением, активной смачивают твердую поверхность, чем жидкости с высокой полярностью. Поверхностное натяжение ртути примерно в 7 раз больше воды. При смачивании стекла ртути последняя собирается в сферические капли, образуя угол со стеклом больше  $90^\circ$ . В отличие от ртути вода является смачивающей жидкостью. Мерой смачивания является краевой угол, образованный поверхностью твердого тела с касательной, приведенной к поверхности капли в точке соприкосновения ее с твердым телом.

Угол смачивания поверхности твердого тела жидкостями зависит от смачивающих свойств жидкости и поверхности породы. При нулевом значении угла жидкость полностью смачивает поверхность твердого тела и при  $180^\circ$  не смачивает поверхности. При смачивании твердого тела жидкостью выделяется тепло, носящее название теплоты смачивания. Оно тем больше, чем выше избирательная смачиваемость жидкости.

При движении смачивающих фаз вдоль твердой поверхности наблюдается явление кинетического гистерезиса смачивания, сказывающееся на образовании углов наступления и отступления, величина которых может значительно отличаться от величины статического краевого угла. С увеличением скорости движения мениска в капилляре угол наступления увеличивается, а угол отступления уменьшается.

Поровая система пород-коллекторов обладает огромным количеством капиллярных пор, в которых под действием капиллярных сил породы впитывают жидкость (нефть или воду) и в то же время удерживают ее в порах, противодействуя силам движения (рис. 17). Проявление капиллярных сил является выражением совместного действия поверхностного натяжения, внутреннего сцепления жидкости и молекулярного притяжения между жидкостью и поверхностью минеральных зерен породы.

Разность давлений между двумя фазами, измеренная на прилегающих точках по обе стороны раздела искривленной поверхности контакта, носит название капиллярного давления ( $\text{дин/см}^2$ ). Капиллярное давление  $p_k$  зависит от среднего размера капилляров, определяющего кривизну поверхности раздела двух фаз

$$p_k = p_1 - p_2 = \sigma \left( \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right),$$

где  $p_1 - p_2$  — разность давлений на выпуклой и вогнутой сторонах искривленной контактной поверхности;  $\sigma$  — поверхностное натяжение на границе раздела двух фаз;  $r_1$  и  $r_2$  — главные радиусы кривизны, взятые под прямым углом друг к другу.

Если кривизна представлена отрезком сферы, то

$$r_1 = r_2 = r \text{ и } p_k = \frac{2\sigma}{r}.$$

Если слева на содержимое трубки (рис. 17), находящейся в равновесном состоянии, приложить некоторое давление, то флюид будет перемещаться к правому ее концу. Слева, со стороны повышенного давления, мениск станет более вогнутым, с меньшим радиусом кривизны  $r_1$ . Справа, где пониженное давление, мениск делается менее вогнутым, а радиус его кривизны  $r_2$  будет больше, чем прежде.

С уменьшением радиуса кривизны контактной поверхности на разделе двух фаз капиллярное давление увеличивается. Оно также возрастает с увеличением поверхностного натяжения. Эффект капиллярного давления проявляет себя в подъеме уровня жидкости в капиллярной трубке. Поверхность раздела жидкость — воздух образует со стенками капилляра острый угол  $\theta$  (краевой угол поверхности раздела со стенками капилляра). Чем меньше угол  $\theta$ , тем больше сила адгезии, тем выше эффект смачивания. С подъемом мениска под влиянием сил капиллярного давления угол  $\theta$  возрастает, в то же время эффект адгезии уменьшается. Подъем мениска происходит до момента уравнивания капиллярного давления, направленного вверх,

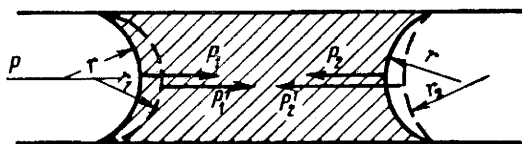


Рис. 17. Столбик жидкости в капиллярной трубке.

с весом жидкости в капилляре (трубке), давящим книзу. При  $\theta < 90^\circ$  жидкость в трубке поднимается вверх.

Измерение капиллярного давления в кернах в лабораторных условиях проводится методами: 1) полупроницаемой мембраны (дренирование и вытеснение), 2) центробежным (применение специальной центрифуги со стробоскопом), 3) нагнетанием ртути (под вакуумом), 4) динамическим (по замеру разности давления двух фаз при установившемся течении) и 5) выпаривания.

Лабораторные данные капиллярного давления приводят к промысловым условиям. Капиллярное давление в пластовых условиях ( $p_{кп}$ ) может быть рассчитано по лабораторным данным ( $p_{кл}$ ) в случае, если известно поверхностное натяжение на границе фаз, изучаемых и рассматриваемых в лаборатории  $\sigma_x$ , и в пластовых условиях  $\sigma_n$

$$p_{кп} = \frac{\sigma_n}{\sigma_x} p_{кл}.$$

По К. Хокотту (Hocott, 1939) коэффициент, выражающий отношение приведенных в формуле поверхностных натяжений, приблизительно равен 38. При внесении этой поправки условно принимается, что краевые углы смачивания и радиусы кривизны менисков одинаковы при данной степени насыщения.

Капиллярное давление  $p_k$  зависит от насыщенности на данной высоте  $h$  над границей раздела нефть — вода. Поэтому для отобранных кернов необходимо отмечать высоту места отбора керна над водонефтяным контактом.

Для нефтепромысловых расчетов капиллярное давление может быть выражено в  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$  следующим образом:

$$p_k = \frac{h(\gamma_v - \gamma_n)}{10},$$

где  $p_k$  — капиллярное давление в  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ ;  $h$  — высота поверхности раздела фаз в м;  $\gamma_v$  и  $\gamma_n$  — плотности воды и нефти в  $\text{г}/\text{см}^3$ .

Решая данное уравнение относительно высоты  $h$  (считая высоту над уровнем свободной поверхности воды в м) и принимая капиллярное давление  $p_k$ , плотность воды  $\gamma_v$  и нефти  $\gamma_n$  равными их значениям в пластовых условиях, можно с приближением определить водонасыщенность пород в любой точке залежи по вертикали.

Высоту уровня воды находят по непродуктивным скважинам, по данным исследований скважин испытателем пластов, а также по геофизическим исследованиям скважин. Используя приведенное уравнение, можно по лабораторным данным о капиллярном давлении построить зависимость водонасыщенности от высоты залежи. Кривые капиллярного давления позволяют определить соотношение насыщенных в пласте и дополнить данные электрометрии скважин.

Величина перепада давления, необходимая для преодоления капиллярных сил, тем больше, чем меньше сечение поровых каналов и чем выше поверхностное натяжение. В случае движения двух смешивающихся жидкостей, вследствие неодинаковой скорости движения водонефтяного контакта в порах разного сечения, наблюдается явление, при котором часть участков пористой среды, заполненной нефтью, окружена водой, а отдельные поры, заполненные водой, окружены нефтью. В случае движения газированной жидкости подобное явление носит название эффекта Жамена.

Для преодоления капиллярных сил, обусловленных этим явлением, необходимы значительные перепады давления, которые обычно отсутствуют. С данным явлением связывают неполную нефтеотдачу пластов и снижение проницаемости пористой среды при последовательной прокачке через нее двух не смешивающихся между собой жидкостей или жидкости и газа (Котяхов, 1956).

Нефтеотдача пласта при вытеснении нефти водой или газом зависит от капиллярных эффектов. Если бы они отсутствовали, то вытеснение жидкостей из пористой среды происходило бы полностью (Лютин, 1954).

Максимальная нефтеотдача пластов обычно не превышает 75—80% от первоначального объема нефти в пласте. С увеличением вязкости нефти нефтеотдача пласта снижается.

Влияние вязкости нефти на нефтеотдачу макрооднородной пористой среды в безводный период сказывается при вязкости, не превышающей 25 *снз*.

### Упругие свойства горных пород

При передаче давлений на не полностью сформировавшиеся породы осадочного происхождения в результате геостатического давления могут произойти деформации, выражающиеся в изменении

структуры (особенно пористости) и влажности породы. При больших давлениях может измениться и дисперсность составляющих породу зерен.

По своему характеру деформации разделяются на упругие и остаточные. Упругие деформации исчезают при снятии нагрузки, остаточные — не исчезают. Последние особенно характерны для дисперсных горных пород.

Сущность упругих деформаций по Е. М. Сергееву (1959) заключается в том, что в процессе сжатия твердого тела расстояние между атомами уменьшается, в связи с чем происходит увеличение сил отталкивания. Они уравнивают внешнее давление до определенного предела, характерного для каждой породы, после чего породы разрушаются. При уменьшении внешнего давления, которое не перешло предел разрушения, силы отталкивания вызывают увеличение расстояния между элементами кристаллической решетки. При полном удалении нагрузки часть горных пород способна к восстановлению прежних расстояний между узлами кристаллической решетки, а часть из них, например глины, способна давать остаточные деформации. Остаточные деформации глин связаны со значительным перемещением частиц и с разрушением отдельных структурных элементов микроагрегатов.

В породах-коллекторах различают пластическое (остаточная деформация) и упругое (упругая деформация) уплотнение. Пластическое уплотнение в песчаниках определяется по сжатым и деформированным мягким минералам, по перераспределению и более плотной упаковке зерен, а также по обломанным граням зерен. Породы, деформированные пластически, не восстанавливаются в своем исходном объеме.

При упругом уплотнении при снятии нагрузки происходит частичное восстановление первоначального объема. Этот процесс возможен главным образом в цементированных породах, например в плотных песчаниках.

А. И. Леворсен (1958) высказывает предположение, что приток нефти, газа и воды к большинству скважин осуществляется в результате гидростатического давления, так как упругое сжатие пород пласта как источника давления, по сравнению со сжатием жидкостей, является ничтожным. Остаточные деформации в песках и слабо цементированных песчаных породах обусловлены в значительной мере разрушением самих частиц при сравнительно небольшом их перемещении относительно друг друга.

Е. М. Сергеев (1949) исследовал изменение дисперсности песков различного минералогического и гранулометрического состава и влажности при сжатии под давлением 200, 500, 1000 и 3000  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ . Опыты показали, что интенсивность дробления песчаных частиц зависит от минералогического и гранулометрического состава песков и их влажности. Чем больше в песках содержится физически прочных минералов, тем меньше изменение их дисперсности под нагрузками. Чем крупнее песчаные частицы, тем больше степень их разрушения

под одним и тем же давлением, что объясняется различным характером напряжений, испытываемых отдельными частицами. Это явление Е. М. Сергеев объясняет тем, что у крупнозернистых песков количество контактов между частицами на единицу объема значительно меньше, чем у мелкозернистых, поэтому в первом случае нагрузка передается на меньшую площадь, чем во втором. Это приводит к более интенсивному разрушению частиц в местах контактов у крупнозернистых песков по сравнению с мелкозернистыми песками.

В песках, исследованных Е. М. Сергеевым, первоначальное содержание частиц фракции 0,1—0,05 мм не превышало 13%, пылеватых частиц (0,05—0,01 мм) — 5% и глинистых — 2,15%. После давления 3000 кг/см<sup>2</sup> максимальное содержание частиц увеличилось: фракции 0,1—0,05 мм — до 51%, пылеватых — до 23% и глинистых — до 5,42%.

При больших нагрузках (3000 кг/см<sup>2</sup>) влажность не оказывает значительного влияния на изменение дисперсности песков. При относительно небольших нагрузках (200 кг/см<sup>2</sup>) влажность оказывает различное влияние на процесс дробления частиц в зависимости от их минералогического состава. Пески, содержащие значительное количество кварца, сильно дробятся в сухом состоянии; во влажном состоянии обломочным зернам легче перемещаться и принять наиболее плотную упаковку, при которой разрушение частиц происходит менее интенсивно.

Пески, содержащие глауконит, кальцит, слюды, полевые шпаты и некоторые другие минералы, снижают свою прочность при увеличении влажности, что приводит к увеличению их дисперсности при воздействии давлений 200 кг/см<sup>2</sup>.

В опытах Е. М. Сергеева в результате давления 3000 кг/см<sup>2</sup> пористость песков (до уплотнения 36—48%) становится более однородной (21—28%).

Экспериментальные работы, проведенные А. А. Ханиным и О. Ф. Корчагиным (1949) с уплотнением кварцевых песков под влиянием внешней нагрузки, показали, что при уплотнении 250 кг/см<sup>2</sup> наблюдается резкое возрастание суммы разрушенных зерен песка, причем измельчение зерен песка происходит главным образом у крупных фракций; при уплотнении 450 кг/см<sup>2</sup> содержание разрушенных зерен песков достигает 13%. Опыты показали, что крупные фракции по сравнению с мелкими уплотняются в меньшей степени. Под влиянием нагрузки 100 кг/см<sup>2</sup> модель, составленная из частиц диаметром больше 0,25 мм, уплотняется на 3% по отношению к первоначальному рыхлому состоянию, при 200 кг/см<sup>2</sup> — на 4%, при 400 кг/см<sup>2</sup> — на 5% и при 600 кг/см<sup>2</sup> — на 6%.

Модель песка, составленная из частиц диаметром меньше 0,1 мм, при нагрузке 100 кг/см<sup>2</sup> уплотняется по отношению к первоначальному рыхлому состоянию на 5%, при 200 кг/см<sup>2</sup> — на 7%, при 400 кг/см<sup>2</sup> — на 12% и при 600 кг/см<sup>2</sup> — на 15%.

Экспериментально не удается без разрушения зерен уменьшить коэффициент пористости хорошо отсортированных песков до значе-



ний, обусловленных наиболее плотной ромбической упаковкой ( $m = 25,9\%$ ). Этому препятствуют силы трения, возникающие между зернами породы при их перемещении. В условиях длительного воздействия горного давления, проявляющегося в геологическое время, величина трения между зернами может несколько снизиться за счет растворимости минерального скелета в точках контактов зерен, происходит сближение частиц и создается более плотная упаковка.

Для характеристики упругих свойств материала обычно служат модуль Юнга  $E$ , модуль сдвига  $G$ , модуль объемного сжатия  $K$  (или его обратное значение — сжимаемость  $\beta$ ) и коэффициент Пуассона  $\mu$ .

Модуль Юнга  $E$  (модуль линейного удлинения) представляет собой коэффициент пропорциональности между действующим изолированно продольным растягивающим или сжимающим напряжением и соответствующей ему деформацией. В системе СГС  $E$  измеряется в  $\text{дин}/\text{см}^2$ .

Коэффициент поперечного сжатия или коэффициент Пуассона  $\mu$  представляет собой коэффициент пропорциональности между деформациями в продольном и поперечном направлениях при простом одностороннем сжатии или растяжении. Измеряется в тех же единицах, что и модуль Юнга.

Модуль сдвига  $G$  устанавливает пропорциональность между касательным напряжением, действующим изолированно, и соответствующей деформацией. Модуль сдвига измеряется в тех же единицах, что и модуль Юнга.

Модуль объемного сжатия  $K$  определяет пропорциональность относительного объемного расширения или сжатия образца действующим равновеликим всесторонним напряжением, что соответствует всестороннему гидростатическому давлению. В системе СГС  $K$  измеряется в  $\text{дин}/\text{см}^2$ .

Величина  $\beta$ , обратная модулю  $K$ , называется коэффициентом объемного (всестороннего) сжатия, или сжимаемостью. Единицами измерения сжимаемости служат  $\text{см}^2/\text{дин}$ ,  $\text{см}^2/\text{кг}$  и  $\text{мм}^2/\text{кг}$ . Модули Юнга, сдвига и всестороннего сжатия резко возрастают с увеличением плотности пород, при этом сжимаемость их соответственно уменьшается.

Горные породы с малой пористостью, с небольшим содержанием жидкой и газообразной фаз при напряжениях, не превышающих предела упругости, ведут себя как однородные упругие среды, полностью восстанавливающие свои размеры и форму после удаления деформирующих сил. Эти породы условно называют идеально упругими (Кобранова, 1962) в отличие от дифференциально упругих пород (Gassman, 1951), содержащих жидкую и газообразную фазы в объемах, заметно сказывающихся на их упругих свойствах. К дифференциально упругим относится большинство пород-коллекторов.

В табл. 12 приведены значения модуля Юнга некоторых минералов и пород.

Таблица 12

Минерал	Модуль упругости Юнга, $\kappa\Gamma/\text{мм}^2$	Горная порода	Модуль упругости (Юнга), $\kappa\Gamma/\text{мм}^2$
Гипс . . . . .	1 300	Песчаник . . . . .	5 000 и выше
Кальцит . . . . .	7 000	Известняк . . . . .	До 8 500
Полевые шпаты . . . . .	8 000	Гранит . . . . .	» 6 000
Кварц . . . . .	9 000	Базальт . . . . .	» 8 500
Корунд . . . . .	52 000	Кварцит . . . . .	» 10 000

В условиях всестороннего сжатия кристаллы большинства минералов по-разному изменяют свои упругие, пластические и прочностные свойства в зависимости от строения их кристаллической решетки.

Основные породообразующие минералы осадочных пород характеризуются следующим порядком увеличения их твердости и соответственно уменьшения их способности к пластической деформации: 1) гипс, ангидрит; 2) галит, сильвин; 3) кальцит, доломит; 4) биотит; 5) амфиболы; 6) полевые шпаты; 7) пироксены; 8) кварц. Предел прочности на сжатие у кварца достигает 23 000—28 000  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ . По степени напряжения сдвига (в  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ ) при трехосном сжатии 10 000  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$  минералы, по данным Д. Григса (1949), в порядке увеличения располагаются так: 1) галит — 900; 2) гипс — 1000; 3) кальцит — 1000; 4) пироксены (авгит) — 1100—1400; 5) амфиболы (роговая обманка) — 1100; 6) серицит — 13 000 и кварц — 14 500 (оба испытаны при всестороннем сжатии 50 000  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ ).

Для характеристики упругих свойств вещества в недрах Земли применяют отношение модуля объемного сжатия  $K$  к модулю сдвига  $G$ . В табл. 13 представлены величины этого отношения при различных давлениях для некоторых горных пород и плексигласа, вычисленные М. П. Воларовичем (1962).

Таблица 13

Зависимость отношения модулей объемного сжатия  $K_d$  и модулей сдвига  $G_d$ , определенных динамическим методом, от всестороннего давления для горных пород и плексигласа

Горная порода	Всестороннее давление, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$						$\frac{(K_d/G_d)_{1000}}{(K_d/G_d)_1}$
	1	200	400	600	800	1000	
Диабаз . . . . .	1.50	1.53	1.58	1.60	1.64	1.64	1.09
Базальт . . . . .	1.42	1.52	1.59	1.64	1.64	1.67	1.18
Гранит . . . . .	1.04	1.08	1.22	1.30	1.39	1.42	1.36
Известняк . . . . .	1.85	2.16	2.24	2.28	2.29	2.37	1.28
Плексиглас . . . . .	2.49	2.56	2.57	2.58	2.61	2.64	1.06

Из табл. 13 следует, что отношение  $K_x/G_x$  увеличивается с повышением давления, что согласуется с данными сейсмических наблюдений.

М. П. Воларовичем были изучены упругие свойства горных пород (диабаз, базальт, гранит и известняк) при высоких всесторонних давлениях (до  $1000 \text{ кг/см}^2$ ) различными статическими и динамическими методами. Исследование показало, что все упругие параметры горных пород, определенные различными методами, непрерывно увеличиваются с повышением давления. При этом изменения статических упругих параметров больше, чем динамических; меньше всего меняются модули сдвига.

С повышением температуры модуль Юнга для изученных М. П. Воларовичем пород (гранитов, габбро, диорита, лабрадорита, базальта, мрамора и низкопористого известняка) непрерывно уменьшается. Например, он уменьшается в 6 раз при повышении температуры гранита до  $600^\circ \text{C}$ , а далее остается почти постоянным.

Плотность магматических пород тем выше, чем меньше они содержат кремнекислоты. Модули Юнга, сдвига и всестороннего (объемного) сжатия для основных магматических пород обычно имеют более высокие значения, чем для кислых разновидностей этих пород.

Различают дифференциально упругие породы с совершенной и с несовершенной связью между фазами, а также породы, у которых связь между фазами отсутствует. Упругие свойства этих пород зависят от свойств составляющих их фаз, а также упругих свойств их скелета. Они также зависят от степени связанности составляющих их зерен и изотропности скелета.

У пород с совершенной связью между фазами фильтрация по гранулярным порам практически отсутствует. При несовершенной связи между фазами (твердое вещество скелета, газ или жидкость) или при отсутствии ее изменения напряжений действуют лишь на твердое вещество и на скелет породы, не изменяя напряжения заполнителя порового пространства. Такие породы могут служить коллекторами гранулярного типа.

По Ф. Гасману (1951) составляющие дифференциально упругих пород ведут себя как идеально упругие изотропные и однородные среды, к которым применимы законы теории упругости в дифференциальной форме.

Подробное рассмотрение упругих свойств дифференциально упругих пород приведено в работе В. Н. Кобрановой (1962).

### Прочность при различных деформациях

Знание физико-химических характеристик горных пород весьма необходимо при проведении различных мер воздействия на призабойную зону скважин, а также на процесс бурения пород (Булатов, 1966).

Под механической прочностью горных пород понимают их способность сопротивляться внешним силам, которые стремятся

разрушить не только существующие связи между зернами, составляющими породу, но и сами зерна.

Горные породы испытывают на механическую прочность по отношению к сжатию, растяжению, изгибу, скалыванию и удару.

Прочность на сжатие характеризуется временным сопротивлением породы сжатию или пределом прочности на сжатие. Предельная нагрузка, при которой образец породы разрушается, выражается в  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ .

Механическая прочность горных пород определяется минералогическим составом слагающих их зерен и цемента, характером связей между ними и степенью выветрелости отдельных минералов. Прочность на сжатие осадочных пород колеблется в очень широких пределах (от  $< 1$  до  $4000 \kappa\Gamma/\text{см}^2$ ). Прочность тех же пород на разрыв, изгиб и сдвиг составляет лишь десятые и сотые доли от прочности их на сжатие.

Механическая прочность магматических пород обычно больше, чем метаморфических. Величина временного сопротивления сжатию у магматических пород в среднем колеблется от 1000 до  $5000 \kappa\Gamma/\text{см}^2$ , у метаморфических от 800 до  $3000 \kappa\Gamma/\text{см}^2$  и у сцементированных осадочных — от 20 до  $4000 \kappa\Gamma/\text{см}^2$  (Ханин, 1965). Сланцеватость метаморфических пород обуславливает их механическую анизотропность.

### Влияние внешнего давления на пористость и проницаемость пород

При поисках нефтяных и газовых залежей на сравнительно больших глубинах кроме других факторов имеет важное значение возможность обнаружения благоприятных пластов-коллекторов, способных вместить нефть и газ. На больших глубинах породы испытывают воздействие высоких давлений и температур, в результате чего они деформируются и изменяют свои физические свойства.

Изменение пористости и проницаемости песчаников под действием давления определяется деформациями, изменяющими объем порового пространства. Величина деформации зависит от состава породы и ее текстурно-структурных свойств. Объемные изменения в поровом пространстве под влиянием давления могут быть охарактеризованы при помощи коэффициента сжимаемости пор.

Из трех основных литологических групп осадочных пород (глинистых, песчаных и карбонатных) изменение свойств с глубиной залегания наиболее полно изучено для глинистых пород как наиболее подверженных гравитационному уплотнению.

Глины различного состава уплотняются по-разному. Наиболее хорошо уплотняются каолиновые глины, затем маршалит и в меньшей степени бентонит.

По Л. Эви (Athy, 1930), глинистая порода на глубине 2400 м достигает лишь 75% теоретически возможного уплотнения.

Л. С. Полак (1956), Э. Э. Фотиади (1957) и др., изучая образцы глинистых пород из скважин с глубин меньше 2500 м, пришли к вы-

воду, что их пористость изменяется с глубиной по логарифмическому закону.

Уплотнение песков и песчаников с глубиной и изменение их коллекторских свойств происходит неоднозначно в различных районах, что связано с особенностями осадкообразования, состава пород, протекающих сквозь них подземных вод, состава и свойств пород вышележащих толщ и др.

Нефтегазосодержащие породы находятся в напряженном состоянии под действием так называемого эффективного давления

$$P_{эф} = P_{вн} - nP_{пл},$$

где  $P_{вн}$  — давление вышележащих пород (внешнее);  $P_{пл}$  — пластовое давление (внутреннее);  $n$  — коэффициент, характеризующий величину внутреннего давления, идущего на разгрузку внешнего давления.

В. М. Добрынин (1963, 1965) и И. Фэтт (Fatt, 1958) указывают, что только 85% внутреннего пластового давления в породах направлено на разгрузку внешнего давления.

Эффективное давление на породы нефтяного (газового) пласта не остается постоянным в процессе разработки залежи. При падении пластового давления оно возрастает и может уменьшаться при искусственных методах восстановления пластового давления. Породы продуктивного пласта, в особенности в призабойных зонах скважин, при отборах из них жидкости или газа испытывают постоянные возрастающие во времени нагрузки, которые могут исчезнуть при прекращении отбора и восстановлении пластового давления.

Деформации, возникающие в результате сжимающих усилий вышележащих пород, могут носить упругий и необратимый характер и отрицательно влиять на коллекторские свойства пород.

Изменение порового пространства пород пласта при снижении пластового давления связано отчасти с упругим расширением зерен породы, а в основном с возрастанием усилий, передающихся на скелет от веса вышележащих пород.

Влияние внешнего давления сказывается также и на проницаемости горных пород, что важно учитывать в теории и практике разработки нефтяных и газовых залежей.

Изучение нефтегазосодержащих пород нижнего мела ряда месторождений Восточного Ставрополя, проведенное И. А. Бурлаковым, показало, что основное уменьшение проницаемости наблюдается при увеличении эффективного давления до 100—300 бар. Последующее повышение эффективного давления не вызывает значительных изменений проницаемости пород. Степень влияния эффективного давления на проницаемость увеличивается по мере уменьшения начальной проницаемости пород.

Экспериментальные исследования, связанные с изучением проницаемости пород при повышении и постепенном уменьшении эффективного давления, свидетельствуют о том, что после разгрузки

проницаемость не достигает своей прежней величины, в особенности у пород со значительным содержанием глинистых частиц. Это свидетельствует о развитии остаточных деформаций в породах.

Изучение образцов карбонатных и глинистых горных пород, поднятых из сверхглубокой Аралсорской скважины (4—5 тыс. м), проведенное В. М. Добрыниным и Я. Р. Морозовичем (1965) на специальной установке, позволившей имитировать условия всестороннего сжатия, показало, что необходимо учитывать критическую точку, характеризующую порог статического уплотнения, за пределами которой наблюдается накопление необратимых изменений.

В результате экспериментальных исследований по уплотнению и цементации песчаных коллекторов, проведенных В. П. Якушевым и Н. В. Смирновой (1964), стало ясно, что всестороннее давление действует различно на рыхлые кварцевые пески и природные песчаники. При всестороннем давлении равном 300 ат в зернах, слагающих сухие пески, образуются трещины, причем около 30% зерен разрушается. Кварцевые песчаники продуктивных горизонтов девона Волго-Уральской нефтегазопосной области, характеризующиеся пористостью 18—24%, выдерживают давления до 7000 ат без образования трещин в зернах и дробления последних. Прочность изученных песчаников объясняется развитием в них цементации путем срастания зерен.

И. А. Бурлаков, изучая проницаемость пород нижнего мела Восточного Ставрополя, пришел к выводу, что в пластовых условиях она ниже, чем в атмосферных для хорошо проницаемых образцов на 12—40% и для слабопроницаемых, содержащих значительное количество глинистых частиц, на 40—80%.

Изучение влияния эффективного давления на проницаемость пород проводилось И. А. Бурлаковым на установке УИПК-1м с использованием кернодержателя со всесторонним регулируемым обжимом образца породы до 600 бар. Внутреннее давление изменялось в широких пределах (1—300 бар).

По данным В. М. Добрынина (1963, 1965) возможное изменение коэффициента пористости цементированных песчаников при изменении эффективных давлений от нуля до 1400 ат (глубина около 9000 м) находится в пределах от нуля до 10%. Однако пределы изменения пористости могут быть и большими в случае своеобразия в составе, текстуре и структуре пород. Под воздействием всестороннего давления может происходить сужение и усложнение конфигурации поровых каналов, что влияет на проницаемость в сторону ее снижения.

В отличие от пористости проницаемость песчаников изменяется с давлением в значительно более широком диапазоне. Породы с высокими значениями коэффициента максимальной сжимаемости пор ( $3,0 \cdot 10^{-4} \text{ ат}^{-1}$  и выше) при эффективных давлениях, достигающих 1400 ат, снижают проницаемость более чем вдвое по сравнению с проницаемостью, измеренной при атмосферных условиях.

Изменение проницаемости в зависимости от изменения пластового давления исследуют в связи с разработкой залежей нефти и газа, особенно залегающих на больших глубинах. И. Фэтт и Д. Дэвис (Fatt, Davis, 1956) изучали образцы песчаника в условиях всестороннего давления до  $1025 \text{ ат}$  и при внутреннем постоянном давлении в порах не более  $1,1 \text{ ат}$ . Образцы песчаника характеризовались абсолютной проницаемостью от  $4,3$  до  $632 \text{ мд}$ . При давлении обжима равном  $1025 \text{ ат}$  проницаемость песчаников уменьшилась до  $11-41\%$  по отношению к проницаемости без обжима. Основное снижение проницаемости при увеличении обжима происходило в пределах изменения давления от  $1$  до  $200 \text{ ат}$ .

Опыты И. Фэтта (Fatt, 1953) показали, что образцы песчаника, характеризующиеся проницаемостью от  $110$  до  $335 \text{ мд}$  и пористостью открытой от  $15$  до  $25\%$  (при отсутствии обжима), помещенные в гидравлическую бомбу, где давление обжима изменялось от нуля до  $340 \text{ ат}$ , при давлении  $340 \text{ ат}$  уменьшили проницаемость до  $25\%$  и пористость — до  $5\%$ .

В опытах А. Лэтчи, П. Хемстока и Ф. Юнга давление обжима изменялось от нуля до  $350 \text{ ат}$  при постоянном давлении жидкости в образце. Для высокопроницаемых чистых песчаников первоначальная проницаемость не восстанавливалась примерно на  $4\%$ , а в глинистых образцах песчаников с низкой проницаемостью необратимое снижение проницаемости доходило до  $60\%$ .

М. М. Кусаков и Н. С. Гудок (1958) изучали песчаники и известняки проницаемостью от  $0,2$  до  $1000 \text{ мд}$  и пористостью от  $3$  до  $25\%$ . Действию давления обжима подвергалась только боковая поверхность образцов пород. Песчаники с малым содержанием цементирующего вещества показали обратимое изменение проницаемости при увеличении и последующем уменьшении давления обжима. Необратимое изменение проницаемости от давления обжима наблюдается у известняков, доломитов и пород, содержащих глинистый цемент. К подобным выводам также пришли И. А. Бурлаков, Н. П. Фурсова, В. И. Черкашенинов и др.

Проведенное В. И. Черкашениновым исследование показало, что для известняков и доломитов заметное прекращение снижения проницаемости наступило при давлениях сжатия  $80-170 \text{ ат}$ , для ангидритов —  $110 \text{ ат}$ , для гипсов —  $160-190 \text{ ат}$ . При этих давлениях проницаемость известняков ( $10^{-5}-10^{-2} \text{ мд}$ ) снизилась на  $30-92\%$ , доломитов ( $10^{-4}-10^{-3} \text{ мд}$ ) — на  $30-70\%$ , ангидритов ( $10^{-4} \text{ мд}$ ) — на  $44-64\%$  и гипсов ( $10^{-4}-10^{-2} \text{ мд}$ ) — на  $95-97\%$ . Изменение проницаемости за счет упругих деформаций при всестороннем сжатии образцов для известняка составило  $9-37\%$ , доломита —  $13-20\%$ , ангидрита —  $5-24\%$  и гипса —  $10-22\%$ , а за счет остаточных деформаций для известняка —  $10-74\%$ , доломита —  $10-57\%$ , ангидрита —  $20-59\%$  и гипса  $75-86\%$  (рис. 18).

В ряде работ рассматривается изменение электропроводности и пористости горных пород в зависимости от давления.

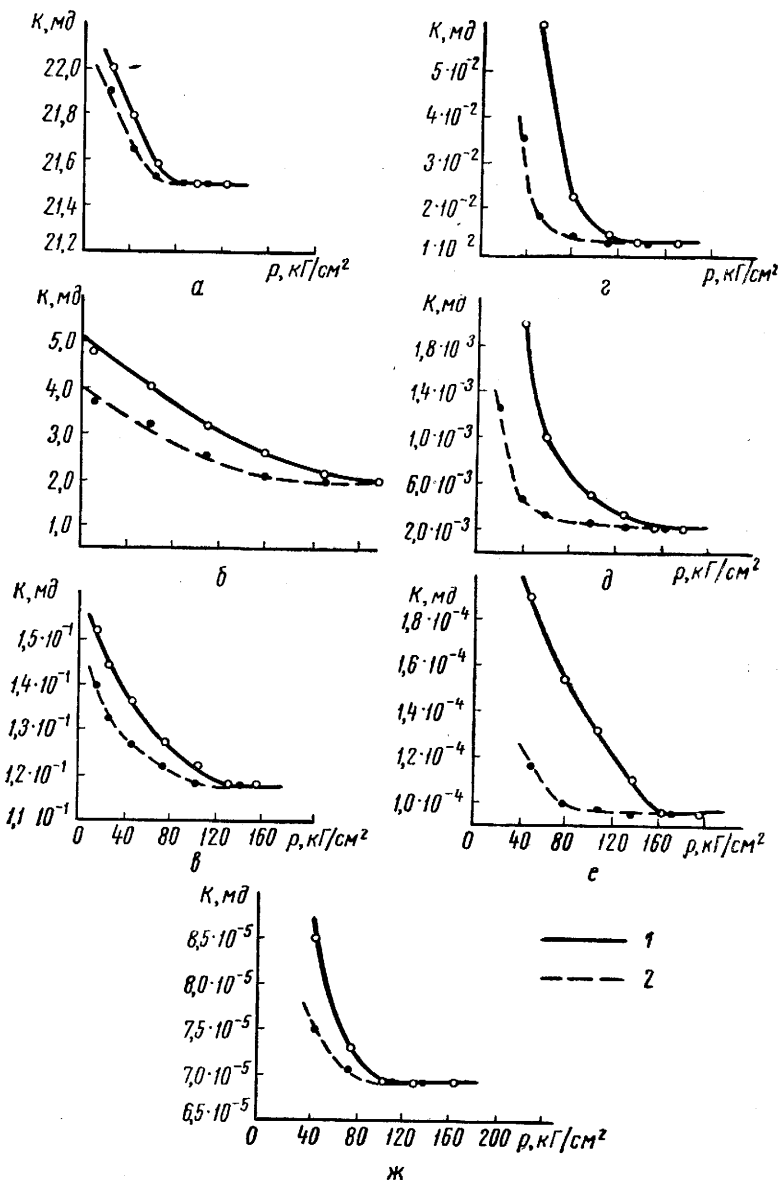


Рис. 18. Результаты лабораторных исследований проницаемости пород при всестороннем уплотнении без противодействия, флюид — азот,  $P_{\phi} = 10 \text{ ат}$  (по Черкашенинову, 1966).

*a* — известняк, обр. 312,  $k = 22,0$  мД; *б* — песчаник, обр. 4042,  $k = 4,8$  мД; *в* — известняк, обр. 313,  $k = 1,5 \cdot 10^{-1}$  мД; *г* — гипс, обр. 319,  $k = 6,0 \cdot 10^{-2}$  мД; *д* — гипс, обр. 582,  $k = 2,0 \cdot 10^{-3}$  мД; *е* — доломит, обр. 376,  $k = 1,9 \cdot 10^{-4}$  мД; *ж* — ангидрит, обр. 363,  $k = 8,5 \cdot 10^{-5}$  мД; 1 — проницаемость при увеличении всестороннего давления на образец породы; 2 — проницаемость при снятии давления.



И. Фэтт (Fatt, 1958) рассматривал параметр пористости (отношение удельного сопротивления образцов горных пород к удельному сопротивлению насыщающих их жидкостей) как функцию, зависящую от пористости и от внешнего давления. Им было установлено, что при внешнем всестороннем давлении, изменяющемся от 1 до 350 *ат*, величина параметра пористости в песчаниках возрастает на 35%, при этом пористость уменьшается на 1—2%, а проницаемость — на 50%.

Работа Х. Хьюза (Hughes, 1955) связана с характеристикой физических свойств горных пород, залегающих на больших глубинах, где электропроводность определяется не ионной, а электронной проводимостью.

Л. М. Мarmorштейн, И. М. Петухов и др. (1962) подчеркивают влияние давления на электропроводность горных пород. С изменением величины объемного сжатия от нуля до 400 *ат* электрическое сопротивление горных пород при испытании образцов песчаника и алевролита меняется в значительном диапазоне (в среднем на 200—300%). Величина изменения сопротивления возрастает с увеличением содержания пелитового цементирующего вещества и пористости, установленной в образце породы при атмосферном давлении.

В. М. Добрынин (1965) анализирует влияние давления на физические свойства горных пород (преимущественно песчано-глинистых и карбонатных разностей) и обосновывает вывод системы приближенных уравнений, связывающих изменение физических свойств песчаников с величиной всестороннего давления на скелет пород и с коэффициентом их сжимаемости.

Он приводит данные об изменении пористости некоторых осадочных пород в результате упругой деформации в зависимости от всестороннего эффективного давления или глубины отбора керна. Наименьшие упругие изменения коэффициента пористости наблюдаются у хорошо отсортированных песчаников и сильно уплотненных аргиллитов. Средняя величина уменьшения пористости этих пород при давлениях около 1500 *ат*, что соответствует глубине залегания пластов 6000—10 000 м, составляет 6,2%; средняя величина уменьшения пористости при давлениях около 100 *ат* (глубина залегания пластов 300—500 м) равна 1,5%. Наиболее значительное уменьшение пористости отмечено у плохо отсортированных и плохо окатанных песчаников. Уменьшение пористости таких песчаников достигает 18,5% при давлениях около 1500 *ат*. Средняя величина уменьшения пористости изученных плохо отсортированных песчаников при давлениях около 1500 *ат* составляет 13%; при давлениях около 100 *ат* она равна 2,5% и при 320 *ат* (1300—2000 м) — 7%.

В карбонатных породах этот автор наблюдал широкий предел изменения пористости под действием давлений. Наибольшее уменьшение пористости (до 20%) при давлении около 1000 *ат* (4000—6000 м) зафиксировано у низкопористых тонко- и скрытокристаллических и частично пелитоморфных разностей известняка,

наименьшее (около 2%) при том же давлении отмечено у более пористых доломитизированных известняков.

Е. И. Стетюха (1964), несколько упростив уравнение Эзи (1930), предложил следующее уравнение, позволяющее описывать изменение пористости песчаников, известняков и мергелей с глубиной

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

где  $m^h$  — пористость на глубине  $h$ ;  $m^{h=0}$  — пористость породы при залегании ее вблизи поверхности;  $\beta_n(t)$  — коэффициент необратимого уплотнения породы (соответствует относительному уменьшению порового пространства  $\frac{dv_n}{v_n}$ ). Для случая чисто упругих деформаций он равен нулю.

В. М. Добрынин (1965) для этих же целей предложил уравнение

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

Если пренебречь изменением внешнего объема породы, то уравнение примет вид

$$m^h = m^{h=0} e^{-0,25\beta_n(t)h}$$

В отличие от пористости проницаемость весьма существенно уменьшается с возрастанием эффективного давления. При этом наблюдается, что уменьшение проницаемости происходит тем больше, чем выше сжимаемость горной породы. Наибольшее изменение проницаемости с давлением происходит у сильно глинистых песчано-алевритовых пород.

В. М. Добрынин (1965) приводит уравнение, выражающее зависимость коэффициента проницаемости от глубины залегания породы

$$k^h = k^{h=0} \left\{ \frac{e^{-0,25\beta_n(t)h}}{1 - m^{h=0} [1 - e^{-0,25\beta_n(t)h}]} \right\}^4,$$

где  $k^h$  — коэффициент проницаемости породы на глубине  $h$ ;  $k^{h=0}$  — коэффициент проницаемости вблизи дневной поверхности.

Пользуясь данным уравнением, он приводит расчет коэффициента проницаемости с глубиной для песчаников Предкавказья, имеющих  $\beta_n(t)h = 19 \cdot 10^{-4} \text{ ат}^{-1}$ ;  $k^{h=0} = 10^3 \div 10^4 \text{ мд}$ ;  $m^{h=0} = 33\%$  (табл. 14).

Приближенные значения коэффициента проницаемости песчаников  
в зависимости от глубины залегания  
(на основании теоретического расчета)

h, м	0	1000	2000	4000	6000
$k^h$ , мд	$10^3-10^4$	$10^2-10^3$	$10^1-10^2$	$10^0-10^1$	$10^{-1}-10^0$

### Свойства пластовых жидкостей и газов

Смесь природных углеводородов в зависимости от пластового давления и температуры может существовать в пласте в различном физическом состоянии. В зависимости от состояния смеси углеводороды относятся к нефти или природному газу. Изучение свойств и состава пластовых флюидов имеет большое значение при их добыче и переработке.

### Состав и свойства природных углеводородов

Большинство природных нефтей на 95—99% состоит из углерода и водорода; при этом содержание углерода колеблется от 83 до 87,4%, а водорода — от 9,3 до 15%. С увеличением процентного содержания водорода в нефти плотность последней снижается. В пластовых условиях нефть почти всегда содержит то или иное количество растворенных в ней природных газов.

Углеводороды нефти соответственно их молекулярному строению подразделяются на ряды. Каждый ряд состоит из большого числа возможных соединений с разным молекулярным весом, но с определенной аналогией в строении молекул; отношение атомов углеводорода и водорода в них может быть выражено определенной формулой.

Низшие (более легкие) члены рядов имеют наименьшее число атомов в молекуле; такие углеводороды кипят и плавятся при более низких температурах, чем последующие члены гомологического ряда с более крупными молекулами, плавящимися и кипящими при более высоких температурах.

Все углеводороды в зависимости от их молекулярного строения подразделяют на две большие группы: 1) с открытой цепью (ациклические углеводороды) и 2) с замкнутой цепью (циклические), т. е. кольца.

Процесс расщепления крупных молекул на более мелкие и простые называют крекингом. С увеличением молекулярного веса и сложности строения легкость расщепления молекул обычно возрастает. При крекинге (диссоциации) происходят многочисленные сложные реакции. В лабораторных условиях температура диссоциации молекул

колеблется от 400 до 800° С; в присутствии соответствующих катализаторов процесс расщепления молекул происходит при более низких температурах. Так, метан диссоциирует без катализаторов при температуре 650° С, а в присутствии палладия он разлагается на водород и углерод при 250° С.

Углеводороды, присутствующие в нефти, в основном подразделяют на три класса: парафиновые, нафтеновые и ароматические.

Парафиновые (метановые) углеводороды характеризуются общей формулой  $C_nH_{2n+2}$ . Из всех углеводородов метан наиболее богат водородом. Он также является наиболее химически стойким, т. е. труднее всех диссоциирует и вступает в химические реакции. Члены парафинного ряда по сравнению с членами других рядов являются химически наиболее стойкими; их молекулы относятся к числу насыщенных, с незамкнутой цепью.

Нефтей, состоящих исключительно из парафиновых углеводородов, не существует. Озокерит и природный газ образованы почти одними метановыми углеводородами; жидкие продукты, получаемые при перегонке нефти, и конденсаты природного газа могут на 75% состоять из углеводородов парафинного ряда.

Нефти метанового ряда иногда содержат до 20—35% твердого парафина (мезозойские нефти Озек-Суата и Зимней Ставки), в них также содержатся ценные смазочные масла.

Метановые нефти добываются в США — в Пенсильвании и Луизиане. В СССР нефти метанового типа, содержащие твердые парафины, добываются в Октябрьском месторождении Грозненской нефтегазоносной области, в Дагестане и др. Парафинистые нефти метанового типа характерны для более глубоких зон стратисферы, которые начали разрабатываться в связи с успехами в технике бурения.

Различают три основных генетических типа нефтей: 1) нефти, претерпевшие наименьшие вторичные изменения; 2) нефти, испытавшие воздействие повышенных температур (более 100° С); 3) нефти, подвергшиеся окислению (обычно залегают на глубинах менее 2000 м).

Углеводороды нафтенного ряда имеют общую формулу  $C_nH_{2n}$ , циклическую структуру и насыщенную молекулу. В сравнении с метановыми углеводородами члены нафтенного ряда, имеющие те же температуры кипения, обладают более высокой плотностью. Однако они являются химически менее стойкими.

Тяжелые фракции нефтей нафтенного типа могут содержать очень мало твердых парафинов или не содержать их. Они характеризуются значительным количеством асфальто-смолистых веществ. Углеводороды ароматического ряда имеют общую формулу  $C_nH_{2n-6}$ , циклическую структуру и ненасыщенную молекулу. Члены данного ряда менее стойки химически и быстрее окисляются, чем члены парафинного и нафтенного рядов; они вступают в реакцию с концентрированной серной кислотой.

Нефти, состоящие исключительно из ароматических углеводородов, в природе неизвестны; однако все нефти содержат некоторое количество ароматических углеводородов. Относительно высокому процентному содержанию ароматических углеводородов обычно сопутствует большое количество асфальто-смолистых веществ, что связано со способностью ароматических углеводородов легко окисляться.

Для выделения и анализа различных веществ, присутствующих в нефти, применяют ряд методов. Одним из самых распространенных методов является дистилляция, которая дает хорошие результаты при выделении компонентов, имеющих низкие температуры кипения со значительным интервалом в точках кипения. При близких точках кипения ряда соединений, входящих в состав тяжелых фракций, а также разложения многих сложных веществ при нагревании дистилляция не дает положительных результатов. Для суждения о составе нефтей могут использоваться плотность, показатель преломления, вязкость и другие физические и химические свойства.

В каждой отдельной нефти может преобладать какой-либо определенный ряд, характеризующий тип нефти в целом. Во всех типах нефтей газолиновая фракция содержит наибольшее количество парафиновых углеводородов. В большинстве нефтей процентное содержание парафиновых углеводородов в газолиновой фракции составляет 40—60%, иногда снижаясь до 20%.

В нефтях в различных количествах присутствуют сера, азот и кислород. Содержание серы колеблется от 0,01 до 5% (тяжелые мексиканские нефти). Нефти с содержанием серы от 2% и более обычно тяжелее. В легких нефтях, особенно парафинового основания, содержание серы чаще всего низкое, 0,01—0,22%.

Сернистые соединения в нефтях представлены меркаптанами, сероводородом и другими сульфидами; в большом количестве сера содержится в смолах и асфальтенах. В нефтях свободная сера редко встречается.

По данным А. Саханена (Sachanen, 1945) содержание азота в нефтях не превышает 1%, а во многих случаях оно менее 0,1%. Содержание кислорода в нефти обычно составляет менее 0,5% и лишь изредка превышает 2%. В одной и той же нефти содержание кислорода выше в более тяжелых фракциях. Природные асфальты, состоящие в значительной степени из смол и асфальтенов, содержат до 5% кислорода. Сильно полярные асфальтены, содержащиеся в сырой нефти и состоящие из кальциевых и магниевых нафтенатов, адсорбируются породой, в случае гидрофобности.

В асфальтах, асфальтовых нефтях и горючих сланцах присутствуют порфирины — сложные органические вещества, генетически связанные с хлорофиллом и гемоглобином, разрушающиеся под влиянием кислорода и высокой температуры.

Происхождение порфиринов в нефтях еще не ясно. По данным О. А. Радченко и Л. С. Шешиной, часть порфиринов привносится в нефти в условиях залежи микроорганизмами.

Состав зольного остатка интересен в связи с проблемой происхождения и миграции нефти. Зольный остаток присутствует в нефти в незначительном количестве, обычно 0,01—0,05%. Наиболее низко его содержание отмечается в самых легких нефтях и возрастает с увеличением их плотности.

В составе золы наибольший интерес представляют редкие металлы, например никель и ванадий. Исследования показывают, что чем тяжелее нефть, тем большее количество никеля содержится в составе золы. По данным У. Рамсея (Ramsay, 1934), содержание никеля в нефтях колеблется от 0,0001 до 0,0083%. Ванадий обычно отсутствует в легких нефтях и нефтях, не содержащих асфальта. В зольных остатках нефтей асфальтового основания ванадий составляет до 30% и более. Отношение ванадия к никелю в тяжелых нефтях по Мак-Коннелю-Сандерсу (Mc Connell-Saunders, 1938) варьирует от 0,16 до 2,88. Спектральные методы определения содержания редких металлов в нефтяном зольном остатке наиболее совершенны.

Для суждения об образовании и миграции нефти, а также химических изменениях ее в процессе перемещения важно установить, в каком состоянии находятся металлы в нефти: в виде истинного раствора или в виде коллоидного. Нахождение их в виде солей, растворимых в нефти, дает возможность предположить, что они могли мигрировать с нефтью из материнских пород.

Природный газ в основном состоит из метана, более тяжелых летучих углеводородов и небольшого количества азота. Углеводороды, присутствующие в природном газе, относятся в основном к парафиновому ряду и являются гомологами метана. В газах, добываемых с нефтью и сопутствующих нефти, количество парафиновых углеводородов, помимо метана, может достигать до 50% и более. В зависимости от количества газолиновых паров природный газ называют сухим, тощим или жирным.

В природном газе содержится метан ( $\text{CH}_4$ ), этан ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), пропан ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), бутан ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) и пентан ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ).

Плотность чистого метана по отношению к воздуху равна 0,554; другие углеводороды, присутствующие в природном газе, тяжелее воздуха; сухой природный газ может иметь плотность 0,6; жирные газы тяжелее воздуха.

Кроме углеводородов в природном газе содержится азот. Сухие газы могут содержать 90—99% метана, остальная часть приходится в основном на азот. Углекислый газ отсутствует во многих природных газах. Иногда он обнаруживается в количестве не более 2%. Однако имеются примеры газов, богатых углекислотой (более 98% — область Скалистых гор; месторождение Пануко в Мексике; Новая Зеландия). Гелий в количествах около 0,01% встречается во многих природных газах; концентрация его редко больше 0,5%. В Канзасе, Оклахоме, Техасе, районе Скалистых гор в ряде газовых месторождений зафиксировано содержание гелия 1% и выше. Содержание сероводорода в природном газе обычно невелико, при содержании более

0,46—0,70 г/м<sup>3</sup> сероводород чаще всего удаляется. Природный газ, получаемый из известняков и доломитов, обычно содержит больше сероводорода, чем газ из песчаников.

Нефти в результате различий в составе и условиях залегания в пласте (давление, температура) могут различаться по своим физическим свойствам (плотность, вязкость, цвет, растворимость, точки кипения и застывания, оптическая активность, критическая температура и давление, поверхностное натяжение и др.).

Плотность нефтей колеблется от 0,65 до 1 г/см<sup>3</sup>; нефти плотностью менее 0,75 и более 0,95 г/см<sup>3</sup> встречаются редко. Плотность асфальта может доходить до 1,1 г/см<sup>3</sup>. Плотность нефти в породах-коллекторах меньше, чем замеренная на поверхности. На глубинах около 2500 м нефти могут иметь плотность от 0,55 до 0,65 г/см<sup>3</sup>.

Растворимость углеводородных газов в воде и нефти при постоянной температуре с повышением давления возрастает. Наблюдается большое различие в точках кипения различных углеводородов. Так, точка кипения бензола 80,1° С, метана — 161,7° С, этана — 88,6° С, пропана — 42,2° С и т. д. Вязкость нефти снижается при растворении газа в нефти.

Критические температуры и давления углеводородных смесей значительно отличаются от критических температур и давлений отдельных ее компонентов.

Явление ретроградной конденсации наблюдается в смесях природного газа с легкими жидкими углеводородами. Оно фиксируется при высоких давлениях и при температурах, не достигающих критической.

Газоконденсатная пластовая система представляет собой смесь углеводородов с некоторой примесью неорганических соединений (азот, углекислота, пары влаги, редкие газы, сероводород). В этой смеси 75—95% составляет метан. В зависимости от условий образования залежи, а также пластового давления и температуры в состав газоконденсата могут входить очень тяжелые углеводороды.

В процессах миграции нефти и газа большое значение приобретает поверхностное межфазное натяжение между газом и нефтью, газом и водой, нефтью и водой, а также между газом, нефтью, водой, с одной стороны, и стенками пористой среды с другой. При обычных температурах поверхностное натяжение (в *дин/см<sup>2</sup>*) для нефти в воздухе равно 24—28, для воды в воздухе — 73, для воды в нефти 33—54. На глубине в пластовых коллекторах поверхностное натяжение значительно меньше. Поверхностное натяжение воды на контакте с газом при увеличении давления от нуля до 250 *кГ/см<sup>2</sup>* снижается на 60%; на контакте нефть — газ с возрастанием давления до 350 *кГ/см<sup>2</sup>* оно приближается к нулю (Hocott, 1938). Поверхностное натяжение уменьшается с повышением температуры.

Нефти обладают высоким электрическим сопротивлением, измеряемым от 10<sup>11</sup> до 10<sup>18</sup> *ом·см*, что позволяет использовать это свойство для выявления нефти в разрезах скважин. Диэлектрическая постоянная нефти равна 2, льда — 93,9, обычных горных пород — от 6 до 11.

## С о с т а в и с в о й с т в а п л а с т о в о й в о д ы

Воды нефтяных и газовых месторождений в зависимости от условий залегания по отношению к продуктивным горизонтам называют верхними, подошвенными и краевыми, или контурными. В продуктивных пластах, кроме нефти и газа, содержится остаточная вода. По характеру минерализации различают воды пресные, соленые и рассолы.

Воды нефтяных и газовых месторождений обычно характеризуются бессульфатностью. В. А. Сулин (1948) выделил четыре типа вод: хлоркальциевые, хлормagneиные, гидрокарбонатнонатриевые и сульфатнонатриевые.

В подземных водах нефтяных и газовых месторождений содержание хлоридов натрия и калия достигает 90—95%, второе место занимают гидрокарбонаты кальция, затем гидрокарбонаты магния и сульфаты магния. Содержание хлоридов кальция для разных районов колеблется от долей процентов солевого остатка до десятков процентов. Наибольшие содержания хлоридов кальция характерны для вод нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной области.

Одной из особенностей подземных вод является их газонасыщенность, которая в зависимости от ряда причин, так же как и состав растворенных газов, может быть резко различна. Данные о составе и упругости (давление насыщения) растворенных в подземных водах газов во многих случаях используются при поисковых работах, а также для выяснения условий формирования и развития залежей нефти и газа.

Упругость растворенных газов подземных вод вычисляется по формуле  $V = kp$ , которая служит математическим выражением закона Генри. Количество газа  $V$  (в  $см^3/л$ ), растворенного в жидкости, пропорционально абсолютному давлению  $p$  (в  $ат$ ), которое производится газом на жидкость при прочих условиях ( $k$  — коэффициент растворимости газа в  $см^3/л$ ).

Расчеты упругости, основанные на законе Генри, применимы для низких давлений насыщения и для преимущественно однокомпонентного состава растворенных газов. Низшие предельные углеводороды  $C_1 - C_4$ , которые являются при нормальных условиях газами, а также жидкие углеводороды  $C_6$  и выше имеют незначительные коэффициенты растворимости в воде. Высокомолекулярные углеводороды при нормальных условиях в воде практически не растворяются.

При сложном составе растворенных газов требуется знать коэффициенты растворимости каждого из газов, составляющих газовую смесь. Пользуясь результатами анализа газа и соответствующими коэффициентами растворимости, определяют парциальные упругости каждого газа в отдельности, а общую упругость находят как сумму парциальных давлений, основываясь на законе Дальтона. Для си-



стемы жидкость — смесь газов Дальтон установил следующее: газы, входящие в состав смеси, растворяются в жидкости пропорционально той доле парциального давления, которая приходится на каждый газ в отдельности. Коэффициенты растворимости газов в воде зависят от температуры и минерализации воды, а также от состава растворенных газов и солей. Растворимость газа в воде с увеличением ее минерализации уменьшается. В зависимости от минерализации растворимость газа в воде определяют по формуле

$$\lg S_1 = \lg S - aN,$$

где  $N$  — минерализация в  $\text{кмоль}/\text{м}^3$ ;  $a$  — коэффициент, зависящий от состава газа;  $S_1$  — растворимость газа в минерализованной воде в  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $S$  — растворимость газа в чистой (пресной) воде в  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

Используя метод фазового равновесия, можно определить упругость растворенных газов для сложного состава газовой смеси и высоких давлений насыщения (более 25—50 ат).

Одним из физических свойств воды являются ее сжимаемость. Сжимаемость пресной воды зависит от давления, температуры и количества газа, растворенного в воде. Сжимаемость пресной воды при давлении 420 ат и температуре 93,3° С составляет около  $4 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{ат}$  (Амикс, Басс, Уайтинг, 1962). Она увеличивается с растворением в ней газа.

При существующих в нефтяных пластах температурах и давлениях растворимость газа и давление оказывают малое влияние на тепловое расширение воды.

Для оценки объема воды в поровом пространстве пласта необходимо знание пластового объемного фактора воды. Объемный коэффициент пластовой воды характеризует отношение удельного объема воды в пластовых условиях к удельному объему ее в стандартных условиях. Он зависит от давления и температуры. Увеличение давления приводит к уменьшению объемного фактора воды; повышение температуры при постоянном давлении увеличивает пластовый объемный фактор воды.

Плотность воды определяется отношением наблюдаемой плотности (отношение массы к единице объема воды) к плотности, измеренной обычно при стандартных условиях ( $p_{\text{абс}} = 1 \text{ ат}$ , температура 15,5° С).

Вязкость пресной воды, находящейся при давлении упругости паров, с увеличением давления от 0,006 до 6,27 ат снижается по К. Билу с 1,79 до 0,174 *спз*. При повышении температуры с 10 до 93,3° С вязкость воды уменьшается с 1,4 до 0,3 *спз*.

Вязкость пресной воды, находящейся под различными давлениями и при различных температурах, в небольшой степени изменяется в пределах давлений от 0,994 до 497 ат. Так, при 0° С вязкость соответственно колеблется от 1,792 до 1,680 *спз*, при 30° С — от 0,871 до 0,895 *спз* и при 75° С — от 0,396 до 0,411 *спз*.

Более значительно вязкость воды изменяется при давлениях выше 497 ат. Так, при давлении 1988 ат и температуре 0° С вязкость равна 1,71 *снз*, при 10° С — 1,35 *снз* и при 75° С — 0,461 *снз*.

Электрическое сопротивление воды является важным физическим свойством ее и используется при электрометрии скважин. Удельное сопротивление воды зависит от ее химического состава и температуры, а также от давления, которое оказывает влияние на растворимость газа в воде.

Движение воды сквозь пористые пласты происходит неравномерно, оно обусловлено величиной проницаемости составляющих их элементов. По более проницаемым участкам пород движение вод осуществляется быстрее и, наоборот, по менее проницаемым — медленнее. Скорость фильтрации вод через осадочные толщи кроме градиентов приведенных давлений определяется также характером структуры порового пространства пород, слагающих эти толщи, а также фазовыми состояниями насыщающих поровую систему флюидов.

## ВОДО-, НЕФТЕ- И ГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ

### Общие сведения. Остаточная вода

Насыщенность порового пространства пластовых коллекторов нефтью, водой и газом представляет практический интерес при подсчете запасов нефти и газа и разработки залежей.

Формирование нефтяных и газовых залежей происходит путем вытеснения из пористых пород воды нефтью и газом. При этом вода частично остается в порах породы (остаточная вода), где ее содержание тем больше, чем меньше диаметр пор, слагающих породу частиц. Остаточная вода, содержащаяся в породах-коллекторах нефти и газа, удерживается в пористой среде поверхностно-молекулярными и капиллярными силами и в продукции скважин при их эксплуатации обычно не обнаруживается.

Содержание остаточной воды, выраженное в процентах от суммарной емкости пор, может меняться от нескольких до 70% и более, составляя в большинстве песчано-алевритовых коллекторов нефти 20—30%.

Н. Т. Линдтроп и В. М. Николаев (1929) приводят данные о содержании остаточной воды в образцах нефтеносных песков из Шубанинской штольни (Баку). При средней пористости песков 30,4% в них содержалось в среднем 12,1% остаточной воды, а общее содержание воды и нефти составляло 92,25%. Содержание остаточной воды в песчаных коллекторах свиты КС вблизи выходов ее на поверхность в районе Кирмакинской долины по В. М. Барышеву 0,4—33%. Содержание остаточной воды в центральной части залежи подкирмакинской свиты районов Хоросаны и о. Артема по А. Т. Кочмареву и А. А. Симонян также непостоянно по разрезу и колеблется от 3,07 до 37% от объема пор, составляя в среднем 19,6%. Согласно Р. Шильтзиусу (Schilthius, 1938) в чисто газовых песках содержание остаточной воды может быть даже выше чем в нефтяных.

Знание остаточной водонасыщенности в нефтяных и газовых коллекторах необходимо не только для установления газо- и нефтенасыщенности и нефтеотдачи, но и для решения вопросов, связанных

с образованием нефтяных и газовых залежей. Поэтому определению остаточной водонасыщенности придают такое большое значение.

Коллекторские свойства пород в значительной мере зависят от содержания в них глинистых минералов. От присутствия последних прежде всего зависит и величина остаточного водонасыщения, которая влияет на полезную емкость и эффективную проницаемость пород.

По химическому составу глинистые минералы подразделяются на три группы: 1) монтмориллонитовую, представленную алюмини-евыми и магниевыми силикатами с небольшим содержанием железа и различным количеством воды; 2) каолинитовую, содержащую главным образом алюмосиликаты с различным количеством воды и 3) гидрослюдистую или иллитовую, в основном содержащую алюмосиликаты калия, железа, алюминия с различным количеством воды.

Степень набухания глинистых минералов зависит от типа глинистых минералов и количества воды, которое может удержать тот или иной минерал. Наименьшая остаточная водонасыщенность фиксируется в пористой среде с участием каолинитовой глины. Высокая остаточная водонасыщенность пористой среды с участием монтмориллонитовой глины при насыщенности ее дистиллированной водой объясняется интенсивным катионным обменом с поглощением воды.

Монтмориллонит обладает раздвижной кристаллической решеткой, допускающей увеличение объема между отдельными пакетами до 3 раз, вследствие чего глина набухает за счет поглощения объема воды. В морской воде монтмориллонит и другие глины не набухают.

Свойства глин, по И. В. Попову и Г. Г. Зубкович (1963), зависят от их кристоструктуры (размер, форма и относительное расположение элементарных субмикроскопических частиц). Гипотеза о кристоструктурах глин основана на силах межчастичной связи (химическая, промежуточная, межмолекулярная — вандерваальсова), кристаллохимических особенностях поверхности глинистых минералов (с точки зрения их энергетической активности), формах поверхности глинистых частиц (слоистая структура кристаллической решетки), силе тяжести агрегатов (влияющей на структурообразование) и влиянии воды, обменных катионов и электролитов на процесс взаимодействия глинистых частиц. Гидратация рассматривается как сложный процесс, связанный с высвобождением электрических зарядов в наиболее ослабленных участках за счет разрыва межчастичных связей.

По Л. Кейсу (Cose, 1955) термин реликтовая или первоначальная вода, встречающаяся в нефтяных и газовых пластах, неудачный. Он рекомендует применять термин неснижающаяся водонасыщенность. Неснижающаяся водонасыщенность — это такая насыщенность продуктивных пород смачивающей фазой, при которой последняя при существующих в пласте капиллярных давлениях теряет подвижность.

В дальнейшем большинство советских исследователей, следуя С. Л. Заксу (1947), эту воду, оставшуюся в порах пласта при формировании залежей нефти и газа, стало называть остаточной.

При водонасыщенности пласта, превышающей капиллярно-связанное состояние, вода может находиться и в свободном виде. При соответствующем перепаде давления она движется вместе с нефтью и газом к забоям эксплуатационных скважин и извлекается на поверхность.

Распределение воды в коллекторе определяется различием в критических капиллярного давления для отдельных слоев пласта. Макропористые и более проницаемые прослои пород обладают меньшим давлением вытеснения воды, и для осуществления равновесия капиллярного давления между фазами вода — газ или вода — нефть требуется меньшая водонасыщенность. Под остаточной водой или неснижающейся водонасыщенностью понимают следующие виды воды: адсорбционную или физически связанную пленочную воду прочно и рыхло связанную; воду тонких капилляров или капиллярную; воду углов пор или контактную.

Остаточная вода, находясь в поровой системе нефтегазоносных горных пород, занимает часть их объема. Разность объемов, занимаемых открытыми порами и остаточной водой, характеризует полезную емкость коллектора для газа и нефти. Выраженная в процентах к объему породы она по существу отражает эффективную (полезную) пористость, а отнесенная к объему открытого порового пространства — степень газо- и нефтенасыщенности, иначе характеризует коэффициенты газо- и нефтенасыщенности. Эффективная (полезная) пористость для газового пласта равна произведению пористости открытой на коэффициент газонасыщенности и для нефтяного пласта — на коэффициент нефтенасыщенности.

Эффективная (полезная) пористость характеризует не только продуктивный пласт. Она может характеризовать и перспективные пласты-коллекторы, которые разведываются с целью поисков в них нефти или газа, что позволяет судить о их возможной полезной емкости.

### **Виды воды и ее распределение в нефтегазоносных горных породах**

Ниже кратко остановимся на существующих классификациях видов воды в горных породах и в частности в нефтегазоносных породах.

А. Ф. Лебедев (1936), исходя из состояния воды и ее подвижности, выделяет в породах воду кристаллизационную и химически связанную, гигроскопическую, пленочную, гравитационную, паробразную и в твердом состоянии.

А. В. Думанский (1934) по характеру связи воды с породой выделяет три категории воды: химически связанную, физически связанную и свободную. К категории химически связанной относится

вода конституционная и кристаллизационная; к физически связанной — вода адсорбционная или гигроскопическая, образовавшаяся за счет действия адсорбционных сил на поверхности гидрофильных коллоидных систем; к свободной — вода, содержащаяся в капиллярах.

С. И. Долгов (1948), исходя из тех же принципов, что и А. Ф. Лебедев, выделяет три вида воды в почвах и грунтах: сорбированную, свободную и парообразную. К сорбированной воде С. И. Долгов относит воду прочно и рыхло связанную, причем к прочно связанной он относит адсорбированную (гигроскопическую и пленочную) воду. Рыхло связанная вода рассматривается им как осмотическая или вода диффузионных слоев. К категории свободной воды относится вода, содержащаяся в тонких капиллярах, более крупных поровых каналах, вода, в основном подверженная влиянию гравитационных сил при просачивании, и свободная вода в состоянии потока. К категории воды, содержащейся в тонких капиллярах, относится вода, находящаяся в капиллярно-неподвижном и стыковом (контактная) состояниях. Вода, находящаяся в более крупных поровых каналах, имеет капиллярно-подвижное, четочное и капиллярно-легкоподвижное состояние; ее движение осуществляется главным образом за счет капиллярных (менисковых) сил.

В. А. Приклонский (1955), исходя из подвижности воды и характера ее взаимодействия с механическими элементами, составляющими породу, в основном подразделяет воду на две категории — связанную и свободную. К связанной относится кристаллизационная и конституционная вода; адсорбционная вода, содержащаяся на поверхности минералов; вода, удерживаемая в поровой системе капиллярными силами, проявляющими себя на поверхности раздела вода — воздух. К свободной — вода, способная сравнительно легко передвигаться в порах и пустотах пород под влиянием гравитационных сил. Различают также иммобилизованную воду, неподвижную, так как она находится в изолированных пустотах пород.

Н. Н. Серб-Сербина и П. А. Ребиндер (1958) и Ф. Д. Овчаренко (1958), изучая состояние и свойства воды, содержащейся в глинистых породах и глинах, и основываясь на величине свободной энергии связи, выделяют связанную и свободную воду.

Связанная вода характеризуется ими как адсорбционная вода первого мономолекулярного слоя (прочно связанная или гигроскопическая). К свободной воде отнесена вода диффузных двойных слоев и вода капилляров.

По данным Е. М. Сергеева и его сотрудников, количество прочно связанной воды глины соответствует величине максимальной гигроскопической влажности. Одновременно с этим он доказал, что прочно связанная вода, особенно у каолинита, носит островной характер.

Р. И. Злочевская (1965), изучая взаимодействие водных растворов с поверхностью частиц глинистых грунтов, подразделяет связанную воду на рыхло и прочно связанную. Она пришла к выводу, что связанная вода глины состоит в основном из пяти энергетически

различных форм влаги, которые подразделяются следующим образом:

1) вода поверхностного слоя кристаллической решетки минералов (заключенная между обменными катионами и анионами или ОН и О группами кристаллической решетки);

2) вода «ближней» гидратации обменных катионов;

3) вода условного монослоя, непосредственно связанная с поверхностью частиц (молекулярно адсорбированная на незаряженной поверхности и связанная водородными связями со структурными группами ОН и О);

4) вода, вторично ориентированная вблизи молекул воды условного монослоя (вода «дальней» гидратации катионов и ориентированная вблизи молекул воды, связанных непосредственно с поверхностью);

5) вода осмотически связанная.

Н. П. Затенацкая (1963), рассматривая ряд классификаций видов воды в породах, приходит к мысли, что о связанной воде нет единого представления. Одна группа исследователей (Думанский, 1934; Серб-Сербина и Ребиндер, 1958; Овчаренко, 1958), опираясь на теорию свободной энергии связи, относит пленочную воду, или воду диффузных слоев, к свободной, в то время как другая группа исследователей (Долгов, 1948; Роде, 1952; Приклонский, 1955) относит ее к рыхло связанной по степени подвижности воды в породе и другим данным. Н. П. Затенацкая разделяет представление первой группы исследователей. По нашему мнению, характеризуя категории и виды воды, содержащейся в продуктивных пластах, следует говорить об остаточной воде или остаточной водонасыщенности, т. е. о той воде, которая осталась в пласте или пластах в процессе формирования залежей нефти и газа. По мере поступления в ловушку нефти и газа и преодоления сил капиллярного давления воды в поровой системе коллектора происходит вытеснение свободной воды. Однако можно полагать, что не вся свободная вода при этом вытесняется. В первую очередь вытесняется свободная вода, присутствующая в поровой системе в состоянии потока, далее вода, находящаяся в капиллярно-легкоподвижном состоянии в сравнительно крупных взаимосвязанных поровых каналах, и отчасти вода, содержащаяся в тонких поровых каналах сечением меньше 0,002 мм. Для последнего вида воды характерно капиллярно-неподвижное и стыковое состояние; уменьшение в этих условиях водонасыщенности требует приложения значительных сил вытеснения для преодоления в тонкопоровой системе капиллярного давления. Обычно при формировании залежей нефти и газа этих сил вытеснения не хватает для отжатия воды из системы тонких пор. В особенности это относится к глинистым породам-покрышкам залежей нефти и газа, в которых поровое пространство полностью насыщено связанной водой. Практика изучения пород-коллекторов, в особенности коллекторов газа, показывает, что остаточная вода всегда присутствует в системе взаимосвязанных пор и содержится в капиллярно-неподвижном

состоянии обычно в поровых каналах сечением меньше 2 мк, а в более крупных — в виде стыковой и пленочной воды (имеются примеры разрыва пленки).

Таким образом, понятие остаточной воды, содержащейся в породах-коллекторах нефти и газа, является собирательным, включающим различные категории и виды воды: сорбированную воду (крепко и рыхло связанную) и частично воду свободную, которая удерживается капиллярными силами в системе тонких капилляров и на контактах зерен породы (А. А. Ханин, 1963). Однако дифференциация остаточной воды на отдельные составляющие ее виды и их изучение является практически полезным делом не только потому, что свойства этих видов воды различны, но и в связи со спецификой нефте- и газодобычи. Это в частности относится к отбору газа, если он осуществляется при депрессиях больших, чем позволяют капиллярно удерживающие остаточную воду силы. Часть рыхло связанной воды может вытесняться из поровой системы пород-коллекторов и вместе с газом поступать в скважину. В связи с этим необходимо предусматривать улавливание этой воды, т. е. систему осушки газа, прежде чем направить газ в магистральный газопровод.

Толщина слоя связанной воды обусловлена сферой действия электромолекулярных сил и взаимоотношением связанной воды мельчайших капилляров.

А. В. Думанский в своей работе (1960) приводит данные ряда исследователей, которые пытались определить толщину пленки жидкости на поверхности твердого тела. Эти данные весьма разнообразны. Так, по Майеру, толщина пленки  $6 \div 9 \cdot 10^{-3}$  см, по Веберу —  $10^{-6}$  см. Гохбах считает адсорбционный слой воды на пластинке слюды равным 20—30 молекулярным слоям. Гарди приводит данные о слое жидкости 7—8 мк, характеризующемся аномальными свойствами. Т. Петтиджон отмечал существование адсорбционных слоев воды толщиной до 1000 Å; те же данные получены Буцаг и Ф. Боуден. С. Бастоу и Ф. Боуден показали, что переходный слой жидкости у стеклянной поверхности не может превышать 0,2—0,3 мк. Причем толщина пристеночного слоя жидкости с аномальными свойствами не должна превышать 0,1 мк.

В опытах Б. В. Дерягина было показано наличие непосредственно у поверхности твердой фазы слоя жидкости толщиной 0,075 мк (в дальнейшем эта величина была изменена до нескольких десятков ангстрем) с измененными свойствами, напоминающими свойства твердого тела (наличие модуля сдвига, пониженная упругость пара, высокая плотность, низкая температура замерзания и др.). Дальнейшие исследования свойств тонких слоев привели к обнаружению их расклинивающего действия. Тонкие мономолекулярные слои сообщают дисперсной системе дополнительную свободную энергию.

Г. И. Фукс экспериментально показал, что граничные слои жидкости на твердых телах обладают отличными от остальной части жидкости структурой и механическими свойствами. Эффект влияния возрастает по мере приближения к твердому телу.



Общая толщина слоев связанной воды различными исследователями принимается равной от 4 до 20 000 Å. Опубликован ряд работ, касающихся изучения толщины тонких смачивающих слоев жидкости. Однако большинство их относится к измерению толщины тонких слоев жидкости на плоской твердой поверхности.

Толщина слоя связанной воды зависит от гидрофильности минерального скелета, от внешних условий (относительной влажности, давления, температуры), от условий равновесия между силой, отнимающей воду, и силой, связывающей воду у твердой поверхности, от присутствия тех или иных катионов, от степени концентрации электролитов в пластовой воде, а также от размеров частиц породы.

Как указывает М. М. Кусаков (1953), прямых измерений толщины смачивающих пленок воды или нефти на поверхности частиц породы до сих пор еще не сделано.

Измерения равновесной толщины смачивающих пленок, выполненные оптическим методом для воды и водных растворов солей, проведенные Б. В. Дерягиным и М. М. Кусаковым (1936), а также для различных индивидуальных углеводородных жидкостей, проведенные М. М. Кусаковым на различных твердых гладких поверхностях (кварц, алмаз, стекло и др.), показали, что толщина таких слоев составляет около 0,1 мк. О размерах поровых каналов породы можно получить представление из формулы  $r = 0,9 \sqrt{\frac{k_{пр}}{m}}$ , показывающей зависимость величины пористости, проницаемости и размеров поровых каналов ( $r$  — средний радиус поровых каналов в мк;  $k_{пр}$  — проницаемость в мд;  $m$  — пористость в %).

Г. А. Бабалян (1956) применил данную формулу для расчета толщины пристенных слоев жидкости, причем указал на условность такого подсчета.

Толщину условного пленочного слоя воды (допуская существование сплошной пленки воды на зернах породы), по К. Г. Оркину (1949), можно подсчитать, пользуясь формулой

$$\tau = \frac{\alpha m}{s \cdot 100},$$

где  $s$  — удельная поверхность породы в  $см^2/см^3$ ;  $\alpha$  — остаточная вода в % к объему пор;  $m$  — коэффициент пористости в долях единицы;  $\tau$  — толщина условного пленочного слоя воды в см.

На основании данных об остаточной водонасыщенности образцов пород из скважин, пробуренных на нефти, К. Г. Оркин, пользуясь данной формулой, установил толщину пленки воды равную 0,45 мк.

Л. И. Рубинштейн (1950) для девонских кварцевых песчаников, отличающихся хорошей сортированностью обломочного материала и малым содержанием пелитовых частиц, определил толщину пленки в 0,19 мк.

И. А. Мухаринская (1955) подсчитала толщину условного пленочного слоя воды для образцов пород подкирмакинской свиты

Апшеронского полуострова из двух скважин площади Хоросаны, пробуренных на нефти. Полученные значения условного пленочного слоя воды колебались в пределах 0,10—0,87 мк, составляя в среднем по 33 образцам 0,454 мк.

А. М. Кулиев (1957), исходя из того, что остаточная вода не может располагаться в виде пленок, обволакивающих отдельные зерна породы, в силу частичной или полной гидрофобизации поверхности минералов адсорбирующимися молекулами поверхностно-активных веществ из нефти, исключает возможность определения содержания остаточной воды методом подсчета величины суммарной толщины пленок воды в пористой среде. В то же время исследования Л. И. Орлова (1963) по распределению остаточной воды в нефтеносных песчаниках указывают на возможность пленочного распределения остаточной воды.

Измерению средней толщины жидкой пленки, оставшейся на внутренней поверхности капиллярной трубки, позади отступающего мениска, посвящена работа С. С. Козловского (1950). По его данным толщина жидкой пленки на стекле составляет  $10^{-3}$ — $10^{-4}$  см и зависит от скорости продвижения мениска жидкости.

М. М. Кусаков и Л. И. Мекеницкая (1959) изучали среднюю толщину пленки дистиллированной воды в пористой среде различной проницаемости. Средняя толщина пленки дистиллированной воды вычислялась по разности между общим количеством остаточной жидкости и количеством капиллярно-удержанной жидкости, а также по величине удельной поверхности образцов. Она оказалась равной  $10^{-5}$  см (0,1 мк).

Е. С. Ромм, изучая фильтрацию жидкости в сверхтонких щелях (1963, 1966) и влияние аномальных свойств пристеночных слоев жидкости на процесс ее движения, приходит к выводу, что предельное значение радиуса действия поверхностных сил должно быть меньше 0,016 мк. Оно оказалось примерно в 6 раз меньше, чем у С. Бастоу и Ф. Боудена.

По данным Ф. Д. Овчаренко (1961), глинистые минералы по величине удельной поверхности и по количеству связываемой воды располагаются в следующий ряд: монтмориллонит > иллит > галлуазит > монотермит > каолинит > пиррофиллит. Толщина пленки связанной воды зависит от гидрофильности минералов; удельной поверхности частиц; состава катионов, проникших в адсорбционные слои из раствора свободной воды; величины радиуса действия молекулярных сил притяжения; давления и температуры. Давление и температура уменьшают толщину пленки связанной воды.

Минеральные частицы глинистого осадка отделены друг от друга окружающими частицами пленки связанной воды, в промежутках между которыми находится свободная вода. Уплотнение глинистого осадка происходит за счет удаления (отжатия) из поровой системы сначала свободной воды, затем верхней части диффузных слоев (рыхлосвязанной воды) и при дальнейшем уплотнении более значительной части диффузных слоев. Однако выдавливания прочно связанной

воды с увеличением внешней нагрузки не происходит, как это считает В. Ф. Линецкий (1965), так как вандерваальсовы силы сцепления воды с минеральными частицами значительно превосходят силы уплотнения. Поэтому уплотнение глин имеет свой предел.

Исходя из особенностей образования нефтяных и газовых месторождений, а также характера смачиваемости пород, обычно считают, что остаточная вода может находиться в пленочном состоянии, когда она окружает поверхность обломочных зерен; в виде менисков в случае нахождения на контактах минеральных зерен; в капельном состоянии, когда она собрана на поверхности зерен в отдельные капли, что бывает при малом ее содержании в породе и при гидрофобных свойствах составляющих породу частиц; вода также находится в тонких поровых каналах и удерживается капиллярными силами.

Остаточная вода, содержащая ионы хлора, делается видимой при введении проявляющего реагента. Для этой цели Л. И. Орлов (1963) применил 10%-ный раствор азотнокислого серебра  $\text{AgNO}_3$  и насыщенный раствор азотнокислой ртути  $\text{Hg}_2(\text{NO}_3)_2$ , образующие с ионом хлора нерастворимый осадок белого цвета. При нанесении на скол породы капли проявляющего раствора поверхность зерен, содержащая остаточную воду, покрывается осадком белого цвета, который легко обнаруживается при просмотре под микроскопом. Если порода содержала нефть, то она предварительно разбавляется керосином, в силу чего происходит отеснение ее с зерен породы и остается зона, благоприятная для наблюдения за выпавшим осадком.

Изучение распределения остаточной воды в образцах терригенных нефтенасыщенных пород пластов  $D_1$  и  $D_{11}$  разреза скв. 1282 Туймазинского месторождения, поднятых с естественной пластовой влажностью (бурение скважины в интервале залегания продуктивных пластов было осуществлено на соляробитумном растворе), показало следующее. Капельное распределение воды характерно для песчаных пород с высокой пористостью и проницаемостью ( $m_0 > 23\%$ ,  $k_{np} > 1000 \text{ мд}$ ); менисковое распределение воды типично для пород с  $m_0 \approx 23\%$  и  $k_{np} \approx 300 \div 1000 \text{ мд}$ ; пленочная вода отмечается при  $m_0 < 20\%$  и  $k_{np} < 300 \text{ мд}$ .

Л. И. Орлов (1963) приходит к выводу, что распределение остаточной воды даже в пределах образца керна может быть неоднородным, в особенности при наличии различных по гранулометрическому составу разностей пород, что находит отражение в различии электрических сопротивлений отдельных участков керна породы. В пластовых условиях эти различия возрастают. Так, изучение сопротивлений пласта  $D_1$  показало, что они изменяются от 3—7 ом·м (глины, глинистые алевролиты, практически не содержащие нефти) до десятков и сотен тысяч для нефтенасыщенных песчаников с высокими коллекторскими свойствами и малым содержанием остаточной воды (менее 4%).

## Свойства и состав воды

Свойства прочно связанной и свободной воды различны. Прочно связанная вода не способна растворять ряд веществ, в том числе соли, сахара. При ее образовании происходит выделение теплоты смачивания, что объясняется переходом молекул воды из свободного в связанное состояние. Она лишена электропроводности, имеет диэлектрическую постоянную 2,2 и характеризуется повышенной плотностью ( $1,7 \text{ г/см}^3$ ) в силу ориентированного и более плотного расположения дипольных молекул воды на поверхности частиц твердой фазы. Теплоемкость ее приближается к теплоемкости льда и равна  $0,5 \text{ кал/г} \cdot \text{град}$ . Упругость пара связанной воды меньше упругости пара свободной воды, поэтому связанная вода замерзает при более низких температурах. Температура замерзания связанной воды —  $78^\circ \text{C}$ .

Прочно связанная вода обладает упругими свойствами. Критическая толщина слоя воды, обладающего упругостью формы, по Б. П. Дерягину составляет около  $0,15 \text{ мк}$ . Замеренный им модуль сдвига при толщине слоя связанной воды  $0,09 \text{ мк}$  равен  $1,7 \times 10^{-7} \text{ дин/см}^2$ . Прочно связанная вода удерживается на поверхности частиц вандерваальсовыми силами притяжения, достигающими десятков тысяч атмосфер и обусловленными по Ф. Д. Овчаренко (1958) водородной связью и гидроксильными группами воды. Передвижение прочно связанной воды происходит только в парообразном состоянии.

Ряд исследователей показал, что при благоприятных условиях некоторые из поверхностно-активных веществ, присутствующих в нефти, могут диффундировать через пленку воды и вытеснять ее из активных центров. Таким образом, во многих случаях пленка воды между нефтью и твердой фазой отсутствует, что в значительной степени сказывается на величине остаточной нефтенасыщенности.

М. М. Кусаков и Л. И. Мекеницкая (1959) в результате проведенных исследований, с целью изучения существования связанной воды в виде тонких смачивающих слоев, пришли к выводу, что при высоких концентрациях электролита за счет десольватирующего действия ионов тонкие слои прорываются, и жидкость, оставшаяся в керне, находится в капиллярно-удержанном состоянии — в субкапиллярных порах, в кольцевых менисках, образующихся в узких местах контакта зерен, в тушиковых порах, а также в виде отдельных капелек, которые могут остаться после разрыва пленки.

По своему составу остаточная вода может сильно отличаться от контурной воды и от воды, добываемой вместе с нефтью и газом. Обычно минерализация остаточной воды выше минерализации подошвенной и законтурной вод. Исследования показывают, что остаточная вода примерно в 3—10 раз солонее, чем морская. Нормальная морская вода в среднем содержит 3,5% NaCl.

Исследования С. Л. Закса и В. Ф. Бурмистровой (1956) также выявили большую концентрацию хлор-иона в остаточной воде по сравнению с пластовой.

Содержание солей в пластовых водах колеблется от 10 000 до 200 000 мг/л. Соленость морской воды составляет 35 000 мг/л. По своему составу остаточная вода может сильно отличаться от контурной воды и от воды, добываемой вместе с нефтью и газом. Повышенную соленость остаточной (погребенной) воды объясняют испарением молекул воды, а также воздействием геохимического градиента.

С. Л. Закс (1947) характеризовал остаточную воду по содержанию в ней хлора. Для этой цели использовали сухие остатки пород после извлечения из них воды и нефти в экстракционно-дистилляционных приборах ЛП-4. Из этих остатков готовили водную вытяжку солей, в которой определяли содержание хлора в миллиграммах на литр остаточной воды. Среднее содержание хлора в остаточной воде в девонском песчанике Ярегского месторождения оказалось в 2,5 раза выше, чем в воде, добываемой вместе с нефтью, причем между содержанием связанной воды (в % к весу породы) и концентрацией в ней хлора наметилась обратная зависимость.

Изучение продуктивного разреза Кирмакинского месторождения С. Л. Заксом и В. Ф. Бурмистровой (1956) показало, что концентрация хлора в остаточной воде глин (7200 мг/л) ниже, чем в остаточной воде нефтеносных песчаников (9580 мг/л). Содержание хлора с увеличением количества воды снижается. В связи с этим высказано предположение о частичном испарении воды в процессе формирования нефтяного месторождения, в результате чего концентрация хлоридов в остаточной воде повысилась. Эти же исследователи изучали состав остаточной воды в песках ПК-3 Бузовнинского месторождения по водной вытяжке, в которой оказалось много сульфатов и карбонатов и очень мало хлоридов, меньше, чем в контурной воде.

Содержание хлора в остаточной воде доломитов Ново-Степановского месторождения колеблется от 19 до 335 тыс. мг/л. Среднее содержание хлора в пластовой воде по этому месторождению составляет около 100 тыс. мг/л.

В дальнейших своих исследованиях С. Л. Закс для выделения остаточной воды и изучения ее свойств и состава избрал метод сжатия образцов с уменьшением емкости пор и выделением из них части воды и нефти.

При давлениях от 860 до 8600 кг/см<sup>2</sup> и продолжительности истечения от 0,5 до 90 ч, при весе образцов породы, загруженной в патрон, от 150 до 218 г, было отжато воды от 0,5 до 7,8 мл и нефти от 2,7 до 12,0 мл, причем из образца глины весом 151 г при давлениях 100—8165 кг/см<sup>2</sup> и времени проведения опыта 5,5 ч отжалась всего лишь одна капля воды.

Определение содержания хлоридов в остаточной воде алевроглинистых хадумских газоносных пород разреза скв. 17 Пелагиадинской площади Ставрополя было проведено Ю. С. Мельниковой (1958) методом, основанным на титровании водного раствора вытяжек солей из экстрагированных кернов раствором азотнокислого серебра. Одновременно с этим результаты определения хлоридов в пересчете

на хлористый натрий выражали в весовых процентах, для чего вес хлоридов относили к суммарному весу хлоридов и воды, отогнанной из образцов в аппарате ЛП-4.

Проведенное исследование показало, что содержание хлоридов в остаточной воде хадумских отложений колеблется в довольно широких пределах: от 1,76 до 4,6%. Наибольшее содержание хлоридов в остаточной воде наблюдается в алевролитах (2,8—4,6%) и алевритах (2,1—2,5%), наименьшее — в глинах (1,82—2,10%). Наибольшее содержание хлоридов в остаточной воде наблюдается в газосодержащих породах. Это явление, по-видимому, также можно объяснить частичным испарением воды, находящейся в порах пород, в процессе формирования газовой залежи. Минерализация остаточной воды оказалась выше минерализации подошвенной и законтурной вод (2,13%). В связи с этим определение количества остаточной воды по каротажным данным и удельному электрическому сопротивлению подошвенной или краевой воды приводит к значительному завышению содержания воды в продуктивных пластах и в разрезе хадумских газоносных отложений скв. 17.

По данным Ю. С. Мельниковой, которая изучала нефтяные девонские песчаники в разрезе скв. 1529 Туймазинского месторождения, пробуренной на безводной нефти, содержание хлоридов в остаточной (погребенной) воде колеблется от 12,5 до 26,2%, составляя в среднем 18,5%.

Изучение концентрации хлоридов в воде керна, отобранного из скважин, пробуренных на водном глинистом растворе на месторождениях Башкирии, показало, что в алевролитах, характеризующихся низкими значениями пористости (от 5 до 10%) и проницаемости (меньше 1 мд), при водосодержании до 90% концентрация хлоридов составляла 14—18,6% в пересчете на хлористый натрий. Содержание хлоридов в законтурных водах нефтяных пластов  $D_I$  и  $D_{II}$  22—24%. Оказалось, что концентрация хлоридов в остаточной (погребенной) воде ниже, чем в законтурной, тогда как в большинстве случаев обычно бывает наоборот. Этот факт, по-видимому, можно объяснить особенностями осадкообразования отложений, слагающих пласты  $D_I$  и  $D_{II}$ , в условиях дельты с пониженной соленостью вод.

Изучение поровых вод морских осадков проводилось Н. В. Тагеевой и М. М. Тихомировой (1962) с целью выяснения процессов диагенеза, а также особенностей первых этапов формирования в них подземных вод.

Отпрессовывание поровых растворов из осадков и пород производилось в специальной прессформе при наибольшем давлении на грунт  $249 \text{ кг/см}^2$ , что далеко недостаточно для отжатия связанной воды. Таким образом, рассмотрение геохимии поровых вод свелось к изучению свободной воды, отпрессованной из осадков и пород.

Принималось, что содержание связанной воды находится между значениями одинарной и двойной максимальной гигроскопичности.

Среднее содержание связанной воды в современных осадках по Н. В. Тагеевой и М. М. Тихомировой составляет около 0,3. В результате исследования было установлено, что ранний диагенез характеризуется миграцией всех компонентов раствора через глинистое вещество, при этом химический состав оставшегося раствора существенно не изменяется. Поздний диагенез, по-видимому, характеризуется миграцией только части компонентов порового раствора через глинистое вещество осадка; в результате повышается концентрация и изменяется химический состав оставшегося порового раствора.

Исследованиями П. А. Крюкова и Н. А. Комаровой по отжатию воды из глин, почв и торфа при давлениях до 20 000 *at* установлена почти линейная зависимость между влажностью и давлением отпрессовывания. Особенно это относится к бентониту, каолиниту, чернозему и серозему и в меньшей степени к торфу и аскангелю.

Состав поровых вод при их отжатию под давлением неодинаков. Ряд исследователей доказал, что минерализация последовательно отжимающегося раствора непрерывно уменьшается и в последних порциях составляет около 20% от начальной.

В интервале давлений 270—1000 *at* снижение минерализации в последовательных порциях раствора весьма небольшое. Оно значительно возрастает в интервале давлений 1000—5000 *at*. Разность в минерализации первой порции и последней (при давлении 5000 *at*) в опытах П. А. Крюкова и Н. П. Цыбы составляла 28%, причем влажность породы с 28% (естественная влажность) понизилась до 13%. Свободная вода, содержащаяся в глинистых породах, отделяется от них при давлении до 500 *at*.

### Методы определения водо-, нефте- и газонасыщенности

Получению точных данных о водо-, нефте- и газонасыщенности мешает загрязнение кернов промывочным раствором, особенно сильное в случае, если промывочная жидкость имеет водную основу. Подавляющее большинство залежей газа и нефти содержит воду только в пленочном и капиллярно-связанном состоянии. Существующие прямые и косвенные методы рассчитаны на суммарное определение этих форм воды.

### Прямые методы

Определение водо-, нефте- и газонасыщенности пород по данным анализа кернов заключается в следующем. С помощью соответствующих приборов определяют содержание воды в образце и общую потерю веса образца после экстрагирования и высушивания.

Сумма коэффициентов насыщенности породы нефтью, водой и газом равна единице, поэтому газонасыщенность определяется по разности. Количество нефти, содержащейся в образце, определяют вычитанием веса извлеченной воды из общей потери в весе.

Водонасыщенность образца породы методом перегонки определяют дистилляционными методами Дина и Старка (образец погружен в кипящий растворитель), Закса, Юстера, Сокслета, Ролла и Талиаферро (образец установлен над кипящим растворителем). Растворителями служат ксилол, толуол.

В приборе Дина и Старка после окончания дистилляции воды патрон вместе с образцом переносят в соклет для окончательной экстракции нефти.

При методах С. Юстера (Juster, 1944), К. Ролла и Д. Талиаферро (Rall and Taliaferro, 1947) и Закса (1947) дистилляция и полное экстрагирование осуществляется в одном аппарате, без переноса патрона с образцом в соклет. При исследовании крупных образцов керна, содержащих 5—10 см<sup>3</sup> воды, последние методы дают точность определения до 2%. По разности весов до и после экстракции определяют суммарную насыщенность образца водой и нефтью. Из полученной суммарной насыщенности путем вычитания веса отогнанной воды находят вес нефти, а затем делением этого веса на ее плотность определяют объем. Из полученных данных можно подсчитать водо- и нефтенасыщенность в процентах к поровому пространству.

Коэффициентами нефте-, газо- и водонасыщенности называется отношение соответственно объемов нефти, газа и воды, содержащихся в поровом пространстве породы, к объему пор  $V_n$ , выраженное в процентах.

Определение водо- и нефтенасыщенности проводят с помощью аппаратов Дина и Старка и Закса. Коэффициент нефтенасыщенности рассчитывают по формуле

$$q_n = \frac{V_n \gamma_n}{mP},$$

где  $V_n$  — объем нефти в образце в см<sup>3</sup>;  $\gamma_n$  — объемный вес породы в г/см<sup>3</sup>;  $m$  — коэффициент абсолютной пористости в долях единицы;  $P$  — вес породы после экстракции в г.

Аналогичная формула служит для определения водонасыщенности.

Коэффициент газонасыщенности определяют по формуле

$$q_g = 1 - (q_n \beta_n + q_w \beta_w),$$

где  $q_n$  — коэффициенты нефте- и водонасыщенности;  $\beta_n$  и  $\beta_w$  — объемные коэффициенты нефти и воды.

Водонасыщенность можно определить методом титрования. Для этого извлекают воду из образца породы безводным спиртом (метиловым, этиловым или изопропиловым), после чего полученный спиртовой раствор титруют. Измельчение породы ускоряет извлечение воды и сушку. Вода может быть отогнана из образцов и другим способом, например путем нагревания их под вакуумом и конденсацией водяных паров в ловушке, охлаждаемой сухим льдом. Титрование во всех случаях производят реагентом фишера (двуокись серы, йод и пиридин, растворенный в безводном метиловом спирте),



который из-за своей неустойчивости должен быть защищен от света и водяных паров. Двуокись серы в присутствии воды восстанавливает йод; коричневый цвет йода указывает на окончание реакции, что связано с полным извлечением воды из керна. Содержание нефти определяют по разности весов образца до и после экстракции и сушки за вычетом объема воды, установленного титрованием.

## Косвенные методы

Бурение скважин на известково-битумном растворе, позволяющем отбирать керны с пластовой влажностью, осуществляется еще редко, поэтому в практике лабораторных работ применяют ряд косвенных методов определения остаточной воды в образцах керна: 1) полупроницаемой мембраны; 2) центрифугирования; 3) нагнетания ртути; 4) испарения; 5) хлоридный; 6) по данным электропроводности; 7) капиллярного впитывания; 8) по остаточной керосинонасыщенности; 9) фазовой газопроницаемости.

Метод полупроницаемой мембраны основан на отжати свободной воды силами капиллярного давления с сохранением в образце породы остаточной воды.

О. Торнтон и Д. Маршалл (Thornton and Marshall, 1947) предложили вместо прямых измерений содержания связанной воды использовать кривые капиллярного давления.

Ряд исследователей считают, что применение данного метода позволяет в какой-то мере моделировать условия вытеснения свободной воды газом или нефтью в процессе формирования месторождений.

Применяемый метод состоит в вытеснении воды из первоначально насыщенного ею образца в отсутствие других флюидов. Приложение давления к вытесняющей фазе (воздух или светлый нефтепродукт) приводит к тому, что насыщающая образец вода удаляется через смачиваемую водой тонкопористую мембрану, проницаемую только для воды. Измеряя насыщенность образца жидкостью и разность давлений между жидкостью и воздухом, можно построить кривую, выражающую зависимость между водонасыщенностью и давлением, прилагаемым к вытесняющей фазе. Остаточная водонасыщенность, доведенная до постоянного значения, соответствует содержанию связанной воды для данной породы.

Для создания давления в несколько атмосфер, что необходимо для кернов с малой проницаемостью, изготавливают металлические воронки и подбирают мембраны с размером пор меньше 2 мк. Определение остаточной водонасыщенности, или как ее еще называют неснижающейся водонасыщенности, методом капиллярного давления (полупроницаемой мембраны) требует длительного времени и для кернов с низкой проницаемостью необходимо применение относительно высоких давлений. При методе полупроницаемой мембраны иногда необходимо достичь сравнительно высоких капиллярных давлений, до 10—15 кг/см<sup>2</sup> и выше. Тогда применяют крме

фарфоровых мембран, обычно выдерживающих до  $1,5 \text{ кг/см}^2$ , мембраны, изготовленные из подвергнутого спеканию порошкового алюминия, а также целлофановые пленки.

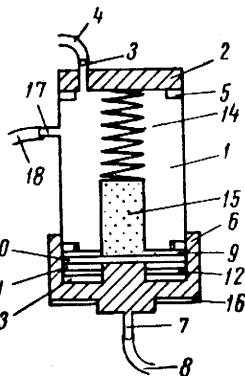


Рис. 19. Схема металлического стакана капилляриметра с испытуемым образцом.

1 — металлический стакан; 2 — металлическая крышка; 3 — металлическая соединительная трубка от стакана к манометру; 4 — резиновый полувакуумный шланг к ртутному манометру на  $1,5 \text{ ат}$  или шланг к образцовому манометру, обычно на  $3 \text{ ат}$ ; 5 — резиновая прокладка; 6 — основание, привинчивающееся к стакану; 7 — металлический отвод от основания; 8 — резиновый шланг к стеклянной делительной бюретке на  $5 \text{ см}^3$ ; 9 — резиновая прокладка; 10 — фарфоровая мембрана со средним размером диаметра пор  $2 \text{ мк}$  и меньше; 11 — резиновая прокладка; 12 — металлическая прокладка; 13 — металлическая прокладка с резьбой, ввинчивающаяся в цилиндр для полной герметичности мембраны; 14 — пружина из нержавеющей стали, плотно прижимающая образец к фильтру для создания единой капиллярной системы; 15 — образец испытуемой горной породы; 16 — резиновая прокладка в основании; 17 — металлическая трубка для подачи газа (азота) на образец; 18 — резиновый шланг.

Определение остаточной воды методом полупроницаемой мембраны проводят на приборе, называемом капилляриметром. Основной частью прибора является герметически устроенный металлический стакан с мембраной (фильтром), на которую устанавливается испытуемый образец (рис. 19).

Образец горной породы 15, имеющий форму цилиндра и предварительно проэкстрагированный и высушенный, насыщается под вакуумом 3%-ным раствором NaCl, ставится на влажный бумажный фильтр, покрывающий мембрану 10 и плотно прижимается к ней пружиной 14 при закрытой крышке 2.

С увеличением давления внутри стакана, осуществляемого порциями, по мере отжатия воды из образца газом увеличивается ее количество в бюретке (цена деления  $0,02 \text{ мм}$  и меньше), что заметно по поднятию мениска. Каждому увеличению давления вытеснения соответствует определенный объем воды, отжатый из образца в мерную бюретку. Поступающий в стакан с образцом газ в первую очередь вытесняет воду из более крупных поровых каналов. При высоких давлениях вытеснения вода остается лишь в поровых каналах наименьшего диаметра. В дальнейшем наступает момент, когда с повышением капиллярного давления водонасыщенность не снижается. Эту неснижающуюся водонасыщенность называют остаточной. Замер вытесненной воды из керна по поднятию мениска в бюретке в конце опыта для контроля дополняется взвешиванием керна. Обычно для достижения неснижающейся водонасыщенности в образце породы требуется 2—3 недели. При этом замеренные объемы воды могут послужить исходными данными для расчета и

построения порометрической диаграммы. Если же требуется измерить только остаточное водосодержание, то процесс отжатия ускоряется и может быть закончен в 2—3 дня.

Обработка опытных данных производится следующим образом. Каждой величине капиллярного давления  $p_k$  соответствует опре-

деленное значение водонасыщенности  $w$ . Графически эта зависимость изображается кривой  $w = f(p_k)$ . По оси абсцисс отложены величины давления в интервале  $p_{кв} - p_{к\max}$ , выраженные в мм рт. ст., а по оси ординат — значения водонасыщенности в % от объема пор в интервале от нуля до 100% (рис. 20). Кривая капиллярного давления асимптотически приближается к горизонтальной прямой, проведенной через точку, отвечающую равновесной насыщенности смачивающей фазой (неснижающейся водонасыщенности).

Метод центрифугирования основан на отжатии свободной воды из образца породы. До последнего времени при центрифугировании применялась высокая скорость вращения, в силу чего из образцов пород, подвергнутых центрифугированию, отжималась часть остаточной воды. Это приводило к несоответствию данных

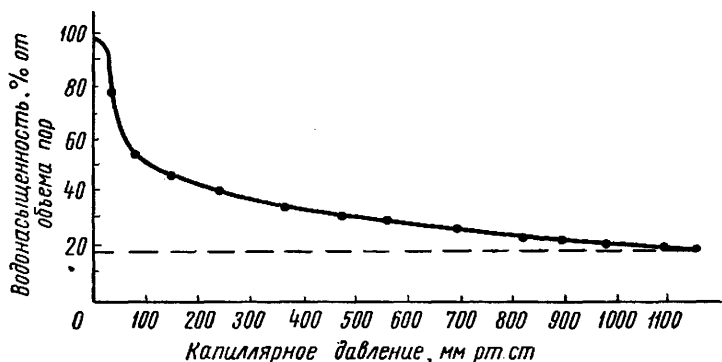


Рис. 20. Кривая капиллярного давления для воды (песчаник крупнозернистый;  $k = 3100$  мд;  $m_0 = 24\%$ ; остаточная водонасыщенность 19%).

о водонасыщенности, получаемых центрифугированием, и данных других методов. Некоторые исследователи необоснованно отрицают возможность применения центрифуги для определения остаточной воды в образцах зерна пород.

Метод центрифугирования был впервые применен А. Ф. Лебедевым при изучении видов воды в почвах и грунтах. Центрифугирование проводилось на высоких оборотах свыше 18 000 д. В результате в породах оставалась только физически связанная вода.

В практику анализа зерна нефтяных пород метод был перенесен Р. Слободом (1950), Дж. Галловеем (Galloway, 1951), Л. Рубинштейном (1950) и другими исследователями. Некоторые из них приходят к мысли, что в результате работы центрифуги внутри образца породы возникают силы, действие которых на флюиды аналогично действию капиллярных сил в процессе определения остаточной воды методом капиллярного давления. Поэтому результаты количественного определения остаточной воды, полученные этими методами, должны быть одни и те же.

Исследования Р. Слобода, А. Чеймберса и В. Прена (Slobod, Chambers, Prehn, 1951), Дж. Галловей (1951), А. А. Ханина и О. Ф. Корчагина (1962), показали, что результаты определения остаточной воды методом центрифугирования совпадают или близки к данным, получаемым с помощью метода полупроницаемой мембраны. В опытах А. А. Ханина и О. Ф. Корчагина (1962) центрифугирование осуществлялось при скорости 3800 об/мин или 1950—2000 g и времени вращения 30 мин. При этом создавалось давление

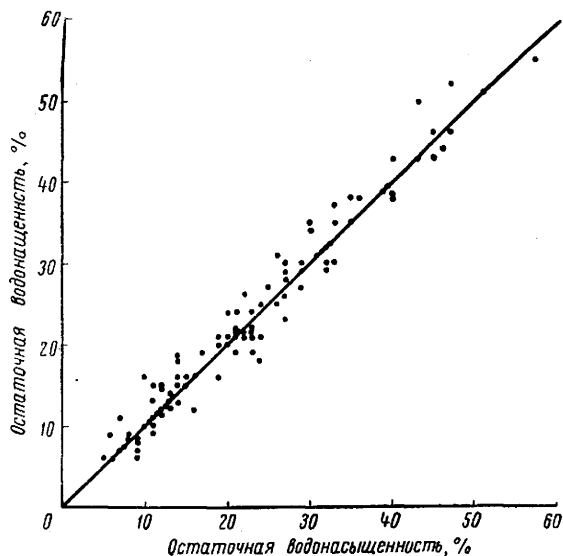


Рис. 21. График корреляции остаточной водонасыщенности, определенной методами полупроницаемой мембраны (по оси ординат) и центрифугирования при скорости вращения 3800 об/мин (по оси абсцисс).

вытеснения до 3 ат, которое позволяло значительной части рыхло связанной и контактной воде сохраниться в поровом пространстве породы. Для карбонатных пород центрифугирование целесообразней проводить при 4600 об/мин, при этом результаты измерения остаточной водонасыщенности близки к данным полупроницаемой мембраны.

Центрифугирование должно осуществляться при скоростях, обеспечивающих давление вытеснения гравитационной воды и позволяющих сохранить в поровом пространстве остаточную воду (Ханин, Корчагин, 1962). Сопоставление данных, полученных центрифугированием, с методом полупроницаемой мембраны показало их хорошую сходимость (рис. 21).

При определении остаточной воды центрифугированием (Дж. Галловей (1951) изучал образцы цилиндрической формы длиной 2,54 см и диаметром 1,9 см. Во время центрифугирования при 4000 об/мин

вода вытеснялась из кернов под давлением около 8,4 ат. Для кернов с проницаемостью не менее 1 мд равновесие устанавливалось за 2 ч.

Результаты измерений ряда образцов с различной проницаемостью показывают, что в известных пределах величина насыщения остаточной воды  $\alpha$  обратно пропорциональна логарифму проницаемости для воздуха  $k_v$

$$\alpha = \frac{1}{\lg k_v}.$$

Это соотношение в ряде случаев соблюдается при значениях проницаемости, превышающих 2 мд.

В СССР в лабораториях используется отечественная центрифуга типа ЦЭ-3 с предельным количеством оборотов ротора 6200 в минуту. О. Ф. Корчагин увеличил диаметр пробирок до 30 мм, благодаря чему стало возможным не перетачивать опытные образцы для уменьшения их размеров. После определения проницаемости образцы помещают в пробирки центрифуги; отжимая центрифугированием свободную воду, определяют остаточную водонасыщенность.

На рис. 22 изображен кернодержатель в центрифугах нормальной скорости. Для плавного пуска и регулирования числа оборотов держателя пробирок центрифуги ЦЭ-3 применяется автотрансформатор типа ЛАТР-1. С этой целью в верхней части центрифуги устанавливают тахометр и скорость вращения сопоставляют с напряжениями, получаемыми с помощью ЛАТР-1. Скорости вращения 3800 об/мин соответствует напряжение в сети 70 в. В лабораториях используется также угловая центрифуга марки ЦЛС-2 с встроенным в ее корпус тахометром. Для нее скорость вращения установлена равной 4200 об/мин при времени вращения 20—24 мин.

Определение остаточной воды слабо сцементированных и рыхлых пород можно провести моделированием, применяя для этого специальные алюминиевые стаканчики. Сопоставление результатов определения остаточной водонасыщенности пород, находящихся в естественно структурном состоянии и в моделях, показало, что в первом случае воды содержится больше, чем во втором. При этом ошибка в определении остаточной воды, связанная с разрушением пород, колеблется от 16 до 40%.

Для снятия кривых капиллярного давления за рубежом применяют специальные центрифуги, позволяющие использовать промежуточные скорости вращения, и для каждого равновесного состояния измеряют число оборотов центрифуги с целью определения перепада давления между фазами и объем вытесненной воды.

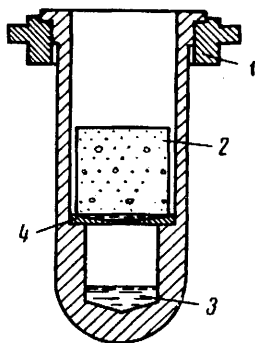


Рис. 22. Кернодержатель в центрифугах нормальной скорости.

1 — круглая цапфа; 2 — керн; 3 — вытесненные флюиды; 4 — съемная платформа, поддерживающая керн.

Измерение капиллярных давлений с помощью специальных центрифуг с магнитным стробоскопическим устройством или фотоэлементом для измерения объема жидкости и скорости вращения проводится значительно быстрее, чем методом полупроницаемой мембраны или методом вдавливания ртути. С этой целью скорость вращения центрифуги постепенно увеличивают до максимума — около 3100 об/мин (применяется стандартная модель центрифуги СА), причем ускорение в среднем составляет 3,9 и 7,7 об/мин. Периодические замеры скорости вращения центрифуги и положения поверхности воды — воздух и дна сборника жидкости производят с интервалами 1 мин.

Некоторые исследователи (Marle, 1962) считают метод центрифугирования менее надежным в связи с неоднородностью распределения капиллярного давления в образце. Оно меняется по длине зерна, так как каждому расстоянию от оси соответствует свое капиллярное давление. Другие исследователи (Hoffman, 1963 и др.), сравнивая данные определения кривых капиллярного давления при помощи центрифуги с постоянным ускорением, с результатами, полученными с помощью метода полупроницаемой мембраны, наоборот, считают возможным использование центрифуги. В связи с тем, что насыщенность зерна жидкостью изменится в зависимости от радиуса вращения, Р. Гоффман (1963) расчет капиллярного давления производил по более сложным формулам, чем обычно это делается:

$$p_{к, r_1} = \frac{1}{2} \varphi \omega^2 (r_2^2 - r_1^2),$$

где  $p_{к, r_1}$  — капиллярное давление;  $r_1$  — значение радиуса вращения на внутреннем торце зерна;  $r_2$  — значение радиуса вращения на внешнем торце зерна;  $\varphi$  — плотность жидкости;  $\omega$  — угловая скорость центрифуги.

Если принять, что  $r_1 = r_2$  (для очень коротких зерен при большом радиусе вращения), то формула примет вид

$$p_{к, r_1} = \int_0^{p_{к, r_1}} w(p_{к, r_1}) dp_{к, r_1}$$

или

$$w(p_{к, r_1}) = \frac{d}{dp_{к, r_1}} (p_{к, r_1} \bar{w}),$$

где  $w$  — насыщенность смачивающей фазой;  $\bar{w}$  — средняя насыщенность смачивающей фазой для всего зерна;  $w(p_{к, r_1})$  — насыщенность  $w$  в функции капиллярного давления  $p_{к, r_1}$  при радиусе вращения на внешнем торце зерна  $r_1$ .

Другие исследователи, используя при центрифугировании короткие зерна, все же считают, что, несмотря на небольшую высоту зерна  $h$ , между фазами развиваются большие перепады давления  $\Delta p$ :

$$\Delta p = (\varphi_1 - \varphi_2) gh,$$

где  $\varphi_1$  и  $\varphi_2$  — плотности двух флюидов в пористой среде;  $g$  — ускорение силы тяжести;  $h$  — высота зерна.

Значительные перепады давления происходят из-за большого ускорения при высоких скоростях вращения.

Разность давлений вычисляется по следующей формуле:

$$\Delta p = 1,11 \cdot 10^{-8} (\varphi_1 - \varphi_2) n^2 r h,$$

где  $n$  — число оборотов в минуту;  $r$  — радиус вращения в см;  $h$  — высота зерна в см.

Приведенная формула необходима в случае построения кривых капиллярного давления.

По окончании центрифугирования (для центрифуг без стробоскопического устройства) образец взвешивается на аналитических весах, после чего определяется остаточная водонасыщенность

$$\alpha = \frac{C_3 - C_1}{V_n \gamma_v} \cdot 100,$$

где  $C_1$  — вес сухого образца;  $C_3$  — вес образца после центрифугирования;  $V_n$  — объем пор в образце ( $V_n = \frac{C_2 - C_1}{\gamma_v}$ ; здесь  $C_2$  — вес образца, насыщенного водой, в г);  $\gamma_v$  — удельный вес воды при данной температуре.

Метод нагнетания ртути в керны предложен В. Перселлом (Purcell, 1949) для измерения капиллярных давлений (рис. 23). В отличие от метода полупроницаемой мембраны он позволяет ускорить определение остаточной водонасыщенности как плотных, слабопроницаемых кернов, так и слабо сцементированных.

Чтобы определить капиллярное давление, соответствующее насыщению зерна водой, В. Перселл принимал краевой угол смачивания равным нулю для воды и  $140^\circ$  для ртути. В таком случае капиллярные давления для ртути и воды будут относиться приблизительно как 5 : 1.

По аналогии с капиллярной трубкой отношение капиллярного давления для ртути к капиллярному давлению на границе раздела вода — воздух составит

$$\frac{p_{крт}}{p_{кв}} = \frac{\sigma_{рт} \cos 140^\circ}{\sigma_v \cos 0^\circ}.$$

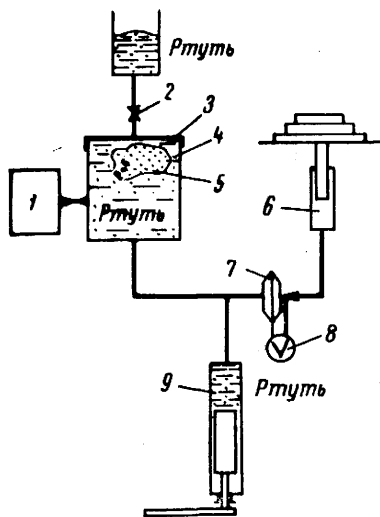


Рис. 23. Схема установки для исследования капиллярного давления методом нагнетания ртути.

1 — вакуумный насос; 2 — кран; 3 — крышка; 4 — сосуд с ртутью; 5 — керн; 6 — грузовой манометр; 7 — контактная мембрана; 8 — вольтметр; 9 — ртутный пресс.

Принимая поверхностное натяжение для ртути  $\sigma_{рт} = 480 \text{ дин/см}$  и поверхностное натяжение для воды  $\sigma_{в} = 70 \text{ дин/см}$ , получим приведенное отношение равным

$$\frac{P_{крт}}{P_{кв}} = 5.$$

В связи с тем, что поры пород характеризуются сложной конфигурацией и геометрией, соотношение между кривизной поверхности раздела и радиусом пор необязательно является функцией косинуса угла смачивания (Brown, 1951). В связи с этим средняя кривизна поверхности раздела в пористой среде также определяется функцией насыщенности жидкости. Тогда отношение давлений можно представить в виде:

$$\frac{P_{крт}}{P_{кв}} = \frac{\sigma_{рт}}{\sigma_{в}} = \frac{480}{70} = 6,57.$$

Х. Браун (Brown, 1951), В. Перселл (Purcell, 1949) и Дж. Амикс и др. (1962) указывают, что поправочный коэффициент для перехода от метода полупроницаемой мембраны к методу нагнетания ртути для различных горных пород может иметь не постоянные значения.

Для карбонатных пород Х. Браун получил величину переводного коэффициента 6,4. Из рис. 24 видно, что для песчаника поправочный коэффициент равен 7,5, для известняка — 5,8.

На рис. 25 и 26 приведены типичные кривые капиллярного давления, полученные методами полупроницаемой мембраны и нагнетания ртути. При правильно выбранном коэффициенте пересчета достигается вполне удовлетворительная сходимость конфигурации

кривых зависимости капиллярного давления от водонасыщенности, получаемых методами вдавливания ртути и полупроницаемой мембраны. Для карбонатных пород эта сходимость наблюдается на всех

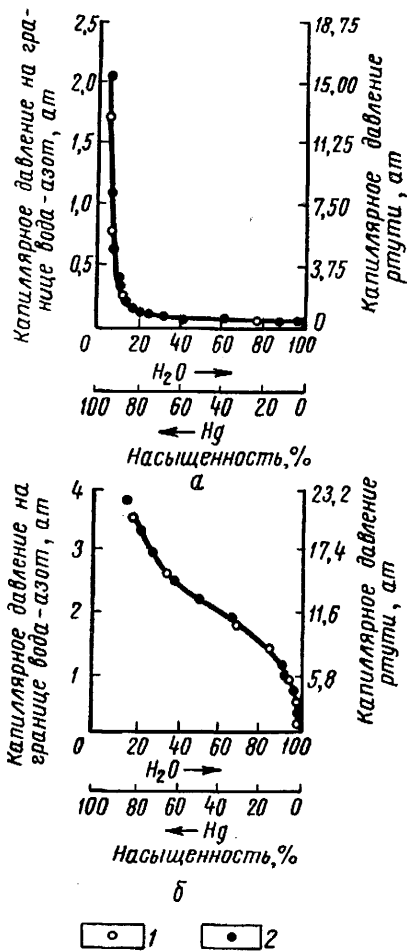


Рис. 24. Кривые капиллярного давления, полученные методами полупроницаемой мембраны и нагнетания ртути (по Брауну, 1951).

1 — метод полупроницаемой мембраны; 2 — метод нагнетания ртути; а — керн песчаника;  $k = 1,43$  мД;  $\sigma = 28,1\%$ ; коэффициент пересчета 7,5; б — керн известняка;  $k = 3,36$  мД;  $\sigma = 23,0\%$ ; коэффициент пересчета 5,8.



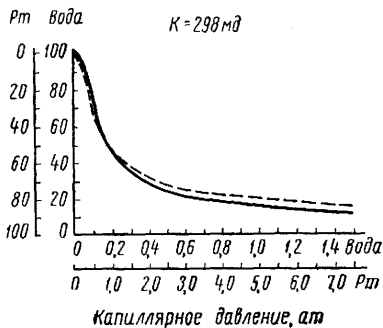
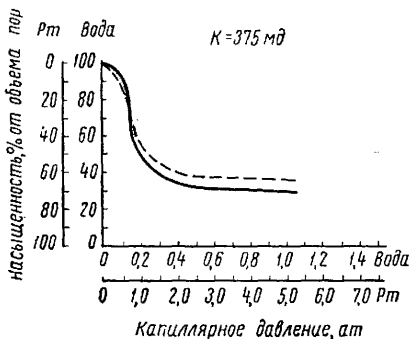
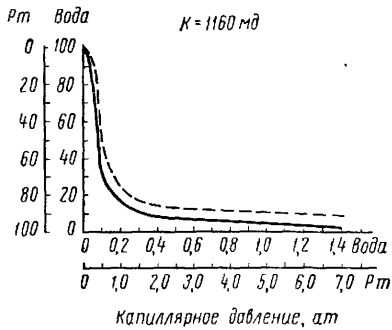
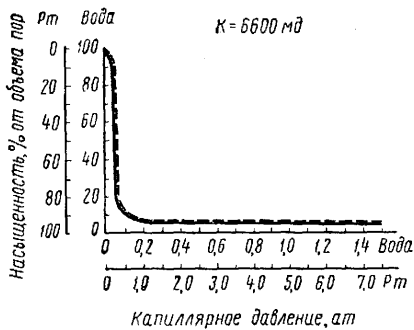


Рис. 25. Сопоставление кривых капиллярного давления, полученных методами полупроницаемой мембраны и нагнетания ртути для карбонатных пород (по Колосковой, Кургузовой и Ханину, 1965).

1 — кривая по ртути; 2 — кривая по воде; коэффициент пересчета 5.

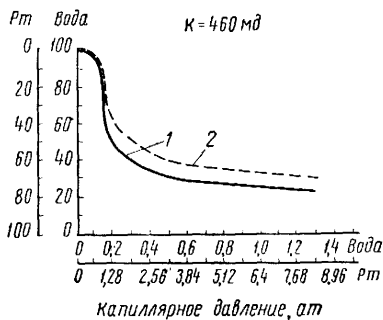
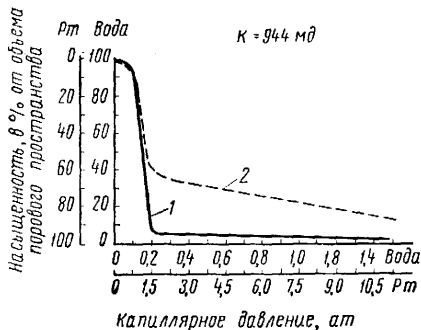


Рис. 26. Сопоставление кривых капиллярного давления, полученных методами полупроницаемой мембраны и нагнетания ртути для терригенных пород (по Колосковой, Кургузовой и Ханину, 1965).

1 — кривая по ртути с коэффициентом пересчета 7,5; 2 — кривая по воде с коэффициентом пересчета 5.

интервалах капиллярных давлений, для терригенных — на интервалах давлений, соответствующих диаметрам основных фильтрующих поровых каналов (свыше 10—15 мк). Для пород с тонкопористой структурой, обладающих высоким значением водонасыщенности и характеризующихся низкой проницаемостью, в случае использования капиллярных давлений ртути и пересчета их на кривые капиллярного давления воды особенно важен правильный подбор переводного коэффициента. Таким образом, конверсия кривых капиллярного давления ртути в кривые капиллярного давления воды может быть осуществлена путем расчетов, для чего необходимо пользоваться коэффициентами пересчета, величина которых неодинакова для пород с различной структурой порового пространства, проницаемостью и составом гидратирующихся минералов. В ближайшее время необходимо провести исследовательскую работу, которая позволила бы сгруппировать породы по определенным признакам, и, сообразуясь с величиной угла смачивания горных пород для вод различной минерализации, а также для ртути, выбрать соответствующие переходные коэффициенты для конверсии указанных выше кривых капиллярного давления.

Метод испарения предложен Е. Мессером (Messier, 1950). Он основан на действии давления паров жидкости, вызывающих испарение воды из породы.

Определение остаточной водонасыщенности этим методом производится в следующем порядке. Из куска породы вытачивают образец цилиндрической формы, высушивают при 105° С и взвешивают. Порода насыщается водой под вакуумом после предварительной эвакуации из нее воздуха и затем взвешивается. Образец, боковая поверхность которого изолируется с помощью резиновой рубашки, устанавливается торцом в направлении к току воздуха. Периодически, через каждые 10 мин обдувания, образец взвешивают. Обработка результатов опыта заключается в построении графика изменения водонасыщенности во времени. Для установления участка кривой, на которой водонасыщенность стабилизируется, строится дополнительный график изменения удельной потери воды в процентах от объема порового пространства во времени. Ордината точки перегиба кривой соответствует остаточной водонасыщенности. Определение остаточной воды данным методом требует мало времени (1—1,5 ч).

Однако в результате проведения опыта, по-видимому, фиксируется главным образом физически связанная вода, составляющая часть остаточной.

Х л о р и д н ы й м е т о д основан на данных о содержании хлоридов в породе и в контурной или подошвенной водах. Для определения солёности может быть использована связанная вода, экстрагированная из сравнительно плотных или малопроницаемых кернов, так как при подъеме их по стволу скважины маловероятно вытеснение связанной воды фильтратом бурового раствора. Хлориды определяются химическим титрованием или по данным электропровод-

ности. Содержание связанной воды в керне находят по количеству ионов хлора, которое можно извлечь из образца.

Содержание хлора в керне подсчитывают по формуле

$$x = \frac{AV}{V_1},$$

где  $x$  — содержание хлора в образце;  $A$  — количество раствора азотнокислого серебра, израсходованного на титрование;  $V$  — количество дистиллированной воды, израсходованной на растворение хлоридов;  $V_1$  — объем фильтрата, взятого для титрования.

Содержание связанной воды  $\alpha$  в образце весом  $P$  при найденном количестве хлора  $x$  и известном процентном содержании хлора в остаточной воде  $r$  равно

$$\alpha = \frac{x \cdot 10\gamma}{rPt} \%,$$

где  $\gamma$  — плотность породы в  $г/см^3$ ;  $t$  — коэффициент пористости в долях единицы.

Описанный метод основан на определении содержания лишь одного иона, в то время как в связанной воде содержится большое число других ионов.

Метод электропроводности учитывает содержание всех ионов в воде. Он основан на измерении электропроводности воды, экстрагированной из измельченного керна. При этом пользуются стандартной ячейкой для измерения электропроводности с мостом переменного тока.

По найденной электропроводности определяют содержание связанной воды в керне. Для этого калибруют измерительную ячейку по хорошо изученной остаточной (погребенной) воде (В. Н. Кобранова и Н. Д. Лепарская, 1957). Сложность заключается в получении образца с остаточной водой, так как минерализация контурной и подошвенной вод будет иная. Имеются и технические трудности, связанные с измерением электропроводности воды, экстрагированной из измельченного керна, который отобран из продуктивного пласта при бурении скважин на битумном растворе, так как на величину электропроводности будет влиять не только минерализация остаточной воды, но и присутствующий битумный раствор.

Метод капиллярного впитывания основан на извлечении свободной и части капиллярной воды из испытуемого образца породы капиллярными силами пористой среды (тонкий песок, толченый мел и др.), в которую помещают насыщенный водой образец. Как указывают авторы метода Д. А. Антонов и В. М. Березин (1957), продолжительность опыта составляет 48 ч.

Данный метод сходен с методом влагоемких сред или пресса А. Ф. Лебедева, при котором свободную воду и часть капиллярной воды удаляют фильтровальной бумагой, плотно прижатой к испытуемому образцу породы. При применении данных методов часть остаточной воды теряется, что влияет на их точность.

С. И. Шишигин (1964) внес дополнения в определение остаточной водонасыщенности методом капиллярного впитывания. Прослеживается скорость удаления воды из образца и строится соответствующая кривая. На последней находят точку перегиба, отождествляемую автором с остаточной водонасыщенностью. Данным методом определяется только часть остаточной воды.

Метод определения остаточной воды по отжатию керосина из предварительно насыщенного керна. Как показали опыты А. С. Гусевой (1960), объем остаточного керосина соответствует водонасыщенности. По-видимому, при монтмориллонитовом составе глин, цементирующих

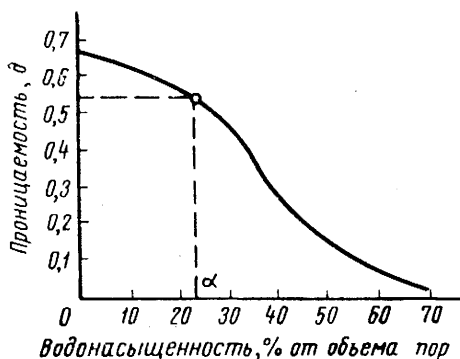


Рис. 27. Соотношение между эффективной газопроницаемостью и водонасыщенностью (образец песчаника мелкозернистого слабоглинистого),  $\alpha$  — остаточная водонасыщенность, равная 23%.

му для каждого опытного образца породы между эффективной газопроницаемостью и водонасыщенностью. Изменяя степень водонасыщенности породы путем пропускания тока воздуха, для различных ее значений определяют проницаемость по газу. С уменьшением степени водонасыщенности возрастает проницаемость.

На основании опытных данных строят график зависимости проницаемости по газу от степени водонасыщенности для каждого исследуемого образца породы (рис. 27). В верхней части полученной кривой находят точку перегиба, соответствующую, как показало сравнение с результатами метода полупроницаемой мембраны, остаточному водосодержанию.

Сравнение линий изменения газопроницаемости в зависимости от водонасыщенности, построенных для различных типов пород, показало, что при однородном гранулометрическом составе минеральных зерен, слагающих породу, и отсутствии гидратирующихся веществ верхняя ступень перегиба кривой имеет укороченную длину, и точка перегиба соответствует сравнительно небольшому остаточному водосодержанию.

пористую среду коллектора, остаточная водонасыщенность будет значительно выше, чем остаточная керосинонасыщенность. Данным методом следует изучить различные типы пород-коллекторов с различным составом цементов, что позволит определить пределы его применения.

Метод фазовой газопроницаемости для определения остаточной водонасыщенности предложен А. А. Ханиным (1954).

Остаточная водонасыщенность определяется по соотношению, устанавливаемому

Среди перечисленных косвенных методов наиболее точным является метод полупроницаемой мембраны (капиллярных давлений). Поэтому во многих лабораториях мира он принят за эталонный. Метод центрифугирования показывает сравнимые с методом капиллярных давлений результаты в случае правильно выбранного режима центрифугирования (Ханин, 1963).

Определение полезной емкости (эффективной пористости) с учетом остаточного водосодержания для песчано-алевритовых пород с межзерновой пористостью с допустимой точностью для ориентировочных расчетов проводится по графику А. Ханина или предложенной им формуле (см. главу VII, а также работы 1963 и 1965 гг.). Развитие косвенных методов требует бурения специальных скважин на безводном известково-битумном растворе с низкой фильтрацией для определения содержания остаточной воды прямым методом с последующим определением ее косвенными методами. Наименее изучена остаточная вода в карбонатных породах.

### **Насыщенность и проницаемость**

В поровом пространстве нефтяных и газовых пластов обычно содержатся две фазы или более (вода, нефть и газ). Пористая среда может иметь некоторую проводимость для каждой фазы, насыщающей эту среду.

Понятие об эффективной проницаемости основано на предположении, что каждая фаза в общем потоке совершенно не зависит от других фаз, если они не смешиваются. Исходя из этих предпосылок, закон Дарси может быть применен отдельно для каждой фазы. Эффективная проницаемость зависит от насыщенности преобладающей фазой, характеристик смачивания породы и геометрии порового пространства.

Подвижность фазы определяется смачивающими свойствами породы-коллектора и площадью поперечного сечения каналов, содержащих данную фазу. При одинаковой насыщенности смачивающей и несмачивающей фазами проводимость породы для смачивающей фазы меньше, чем для несмачивающей.

Зная насыщенность пористой среды фазами, можно определить эффективную проницаемость для любой из этих фаз. С изменением насыщенности пористой среды эффективная проницаемость также изменяется.

Эффективная проницаемость обычно измеряется в лабораториях на небольших образцах породы при различном диапазоне насыщенности. Для наглядности и простоты полученные лабораторные данные представляют в виде значений относительной проницаемости.

### **Остаточная водонасыщенность и проницаемость**

Некоторые исследователи (П. Джонс, 1947 и др.) считали, что присутствие в пористой среде остаточной воды (погребенной или связанной) совершенно не влияет на проницаемость. Однако опыты

А. А. Ханина (1958) показали, что при остаточном водонасыщении проницаемость породы уменьшается.

Изучение керна при остаточной водонасыщенности показало, что снижение газопроницаемости в интервале от 100 до 1000 мд

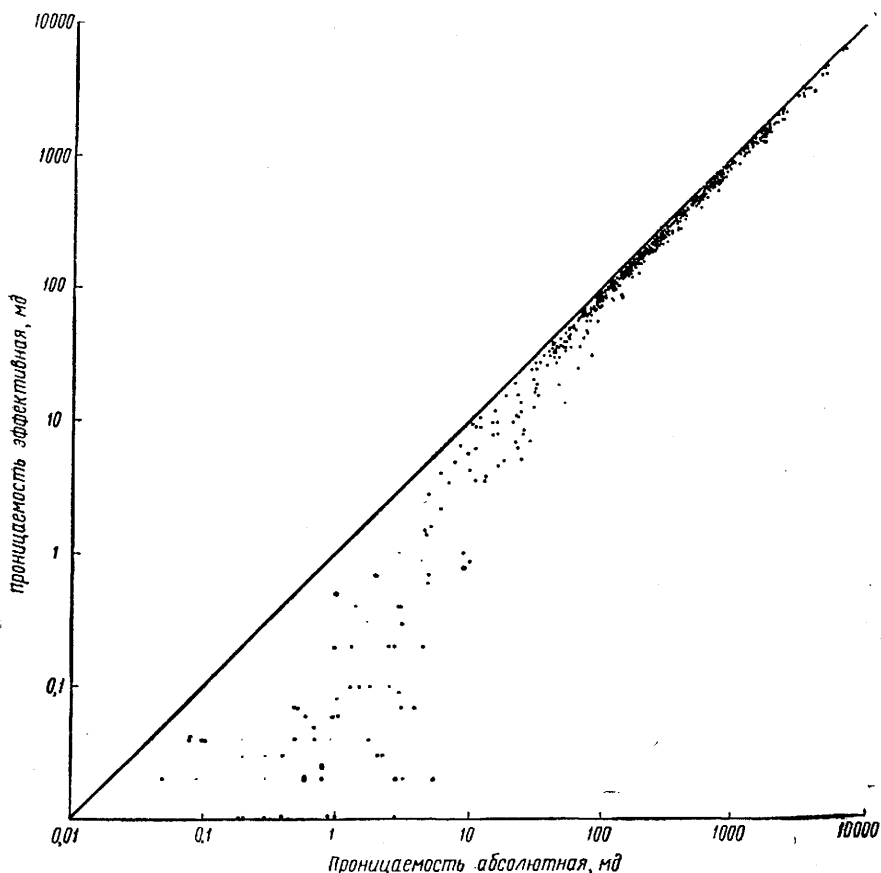


Рис. 28. График корреляции абсолютной и эффективной газопроницаемости при остаточной водонасыщенности для песчано-алевритовых пород.

и выше для цементированных песчано-алевритовых пород и карбонатных пород с межзерновой пористостью составляет в среднем около 11% (рис. 28 и 29).

Интересно, что теретические расчеты, проведенные Л. С. Лейбензонем (1947) с целью установления скорости фильтрации для случая шарообразных частиц диаметром 0,25 мм и толщиной пленки 0,001 мм, показывают снижение скорости фильтрации на 10%. Эта величина, установленная теоретическими расчетами, весьма

близка к величине, полученной А. А. Ханиным экспериментальным путем (1958).

При абсолютной проницаемости пород меньше 100 мд, в особенности при проницаемости 10 мд, наблюдается более резкое снижение проницаемости при остаточной водонасыщенности, достигающее 60—70% и более (рис. 28 и 29).

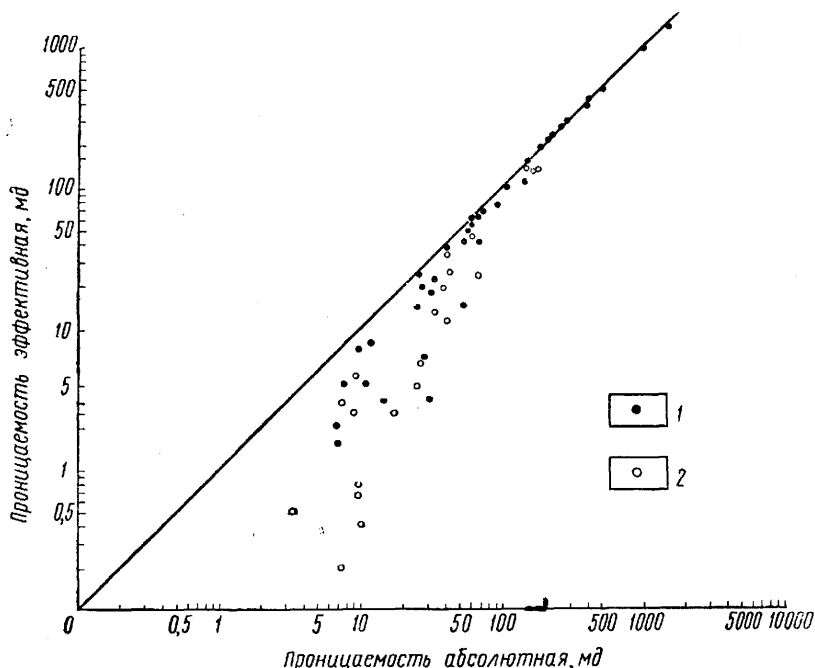


Рис. 29. Соотношение между абсолютной и эффективной газопроницаемостью при остаточной водонасыщенности для карбонатных пород с межзерновой пористостью (по Багринцевой и Ханину, 1965).

1 — карбонатные породы перми и карбона Куйбышевской области; 2 — карбонатные породы юры газового месторождения Учкыр.

Обычно чем больше в породе содержится тонких пор, тем меньше ее проницаемость и выше остаточная водонасыщенность.

П. Джонс (1947) приводит соотношение между абсолютной проницаемостью и содержанием остаточной (погребенной по Джонсу) воды для трех типов коллекторов: песков мелкозернистых, среднезернистых и крупнозернистых. Карбонатные породы (известняки, доломиты) на графике Джонса соответствуют крупнозернистым песчаникам.

П. Джонс для ориентировочного представления о содержании погребенной воды рекомендует пользоваться графиком (рис. 30).

С. Л. Закс (1953) указывает на несоответствие данного графика с имеющимися фактическими данными как у нас в СССР, так и за рубежом. К этому выводу приходят и другие исследователи.

Изучение остаточной водонасыщенности в карбонатных породах показывает, что ее содержание может быть достаточно большим и не соответствует графику П. Джонса.

Не для всех коллекторов имеется явная зависимость между остаточной водонасыщенностью и проницаемостью. Изучение остаточной водонасыщенности, проведенное А. А. Ханиным (1963) в коллекторах газа и нефти ряда место-

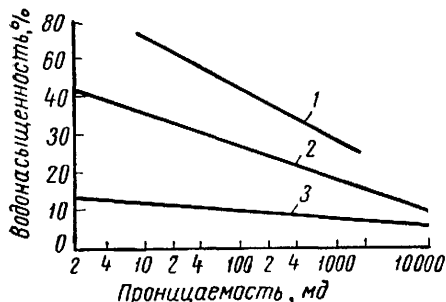


Рис. 30. Зависимость между остаточной водонасыщенностью породы и проницаемостью для коллекторов различного типа (по Джонсу, 1946).

1 — пески мелкозернистые; 2 — пески среднезернистые; 3 — пески крупнозернистые известняки, доломиты.

рождений, показывает, что в некоторых случаях в породах, характеризующихся межзерновой пористостью, можно наблюдать зависимость между проницаемостью и остаточной водонасыщенностью. Однако эта зависимость не носит общего характера, для различных разрезов отложений, представленных даже однотипными по гра-

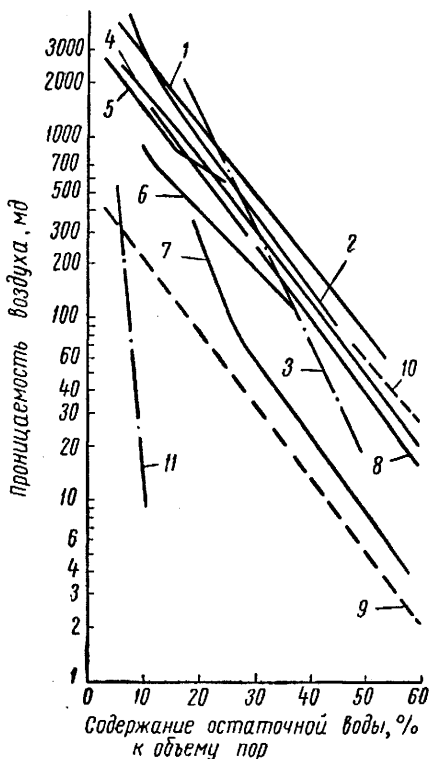


Рис. 31. Зависимость содержания остаточной воды от проницаемости для различных нефтяных пород (по Ханину, 1963, 1966).

1 — алевролиты глинистые абазинской свиты Ахтырско-Бугундырского нефтяного месторождения; 2 — алевролиты хадумского горизонта Северо-Ставропольского газового месторождения; 3 — песчаники мелкозернистые угерской свиты газовых месторождений Угерско и Бильче-Волида; 4 — модели, составленные из песчано-алевровитового материала кварцевого состава; 5 — алевролиты глинистые картамышской свиты Шебелинского газового месторождения; 6 — песчаники мелкозернистые меловых отложений Газлинского газового месторождения (средние данные для горизонтов); 7 — песчаники мелкозернистые газоконденсатного месторождения Русский Хутор; 8 — песчаники мелкозернистые Усть-Балыкского и Мегионского нефтяных месторождений; 9 — песчаники мелкозернистые мотской свиты Марковского газоконденсатного месторождения; 10 — песчаники средне-мелкозернистые газовых месторождений Байрам-Али и Майского; 11 — рифовые пермские газосытные известняки ишимбайского типа Башкирского Приуралья.



нулометрическому составу породами, она значительно различается (рис. 31).

Из рассмотрения рис. 31 следует, что при наименьших значениях проницаемости для всех приведенных кривых наблюдается наибольшая остаточная водонасыщенность и наоборот.

Как правило, зависимость между логарифмом проницаемости и содержанием остаточной воды выражается приблизительно прямой линией. Подобные соотношения приводят Маскет (1953), Х. Велге и В. Брук (Welge, Brus, 1947).

С. Д. Пирсон (1958) приводит график (рис. 32), изображающий семейство кривых, которые выражают зависимость содержания связанной воды в чистых песчаниках от пористости для определенных значений абсолютной проницаемости.

Фактические данные об остаточном водосодержании в породах-коллекторах газа и нефти далеко не всегда соответствуют графику С. Пирсона. Последний является весьма ориентировочным. Однако для девонских нефтяных

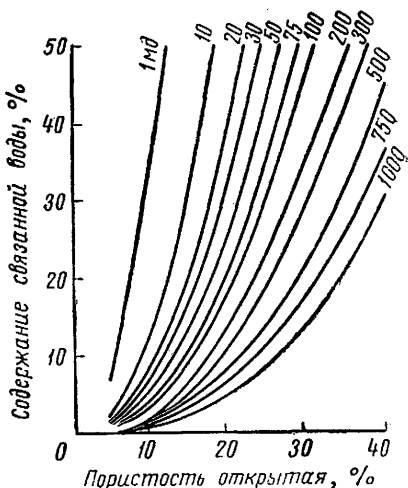


Рис. 32. Зависимость содержания связанной (остаточной) воды в чистых песчаниках от пористости для фиксированных значений проницаемости (по Пирсону, 1958).

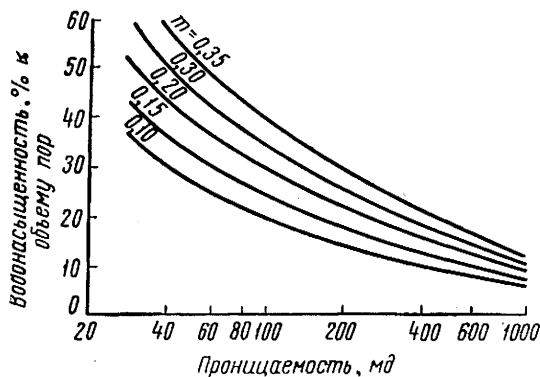


Рис. 33. Зависимость между остаточной водонасыщенностью породы, проницаемостью и пористостью коллекторов (по Оркину, 1955).

В основу графика К. Г. Оркина (1949) положен тот же принцип (рис. 33), что и графика С. Д. Пирсона, однако результаты

Последний является весьма ориентировочным. Однако для девонских нефтяных песчаников Волго-Уральской нефтегазоносной области сходимость фактических данных с графиком С. Пирсона в ряде случаев оказалась достаточно близкой. По данному графику нельзя определить количество остаточной воды для алевритов в различной степени глинистых, характеризующихся пористостью более 25—30% и проницаемостью менее 30 мД. На графике отсутствуют кривые для пород с проницаемостью свыше 1000 мД.

получаются различные. В приведенных графиках (рис. 32 и 33) не учитывается литология пород, что приводит к неточности, а зачастую и к большим ошибкам в определении содержания остаточной воды.

### Относительная проницаемость

Относительная проницаемость выражается отношением эффективной проницаемости к однофазной проницаемости образца породы. Ее величина изменяется в пределах от нуля до 1.

Относительная проницаемость тесно связана с изучением совместного течения в пористой среде нескольких несмешивающихся между собой жидкостей, причем для них характерна относительная независимость движения. Распределение и подвижность фаз в поровой системе породы зависит от насыщенности и от смачивающих свойств соответствующих фаз. В отношении смачиваемости порода может быть гидрофобной или гидрофильной. Большинство пород-коллекторов гидрофильны. В случае их гидрофобности нефть может иногда лучше смачивать поверхность поровых каналов в породе и в силу этого вытеснять из них воду (песок Вилкокс месторождений Оклахома-Сити, частично гидрофобные пески Бредфорд третий, Спрингер и Тенслип). В гидрофильных породах-коллекторах остаточная вода избирательно лучше смачивает стенки пор породы, чем нефть. Имеются указания на то, что длительный контакт с нефтью, особенно если она содержит легко адсорбируемые полярные компоненты, может способствовать изменению смачиваемости породы (Пирсон, 1961). По-видимому, ухтинские нефтяные песчаники из Ярегского месторождения, а также некоторую часть хорошо проницаемых чистых песчаников, слагающих пласты  $D_I$  и  $D_{II}$  Туймазинского месторождения, также можно рассматривать как гидрофобные или частично гидрофобные. Для них, как и для песчаника Вилкокс, характерно содержание остаточной воды менее 10%.

Смачивающая жидкость при низкой насыщенности ею породы обладает малой подвижностью. Несмачивающая фаза, занимающая остальное пространство в поровых каналах, обладает большей подвижностью.

Определение насыщенности керна фазами флюидов является одной из наиболее трудных задач, которые приходится решать при лабораторном определении эффективной проницаемости.

Некоторые из методов, которые пытались применять для определения насыщенности, перечислены в работе Т. Полларда и П. Рейхерта (Pollard, Reichertz, 1952). К ним относятся:

1) метод электросопротивлений для определения насыщенности солеными пластовыми водами;

2) определение диэлектрической постоянной образца, содержащего флюиды;

3) определение способности одной из фаз к поглощению рентгеновских лучей (фазы, содержащей активно-поглощающее лучи вещество);

4) определение радиоактивности одной из фаз, содержащей радиоактивный материал;

5) измерение рассеяния быстрых нейтронов одной из движущихся фаз;

6) гравиметрическое определение насыщения жидкостью в тех случаях, когда присутствуют только две фазы и одной из них является газ;

7) метод объемного баланса (измерение всех флюидов, входящих в образец и выходящих из него в процессе эксперимента).

Опубликованные данные об относительной проницаемости отражают движение главным образом двухфазных систем.

М. Леверетт (Leverett, 1940), основываясь на некотором подобии кривых зависимости капиллярного давления от насыщенности для многих естественных пористых сред, предложил общее уравнение, описывающее эти кривые.

Исходя из принципа зависимости капиллярного давления от пористости, поверхностного натяжения и некоторого характерного размера пор, М. Леверетт ввел безразмерную функцию насыщенности, которую он назвал  $j$ -функцией,

$$j(q) = \frac{p_k}{\gamma_{12}} \sqrt{\frac{k}{m}},$$

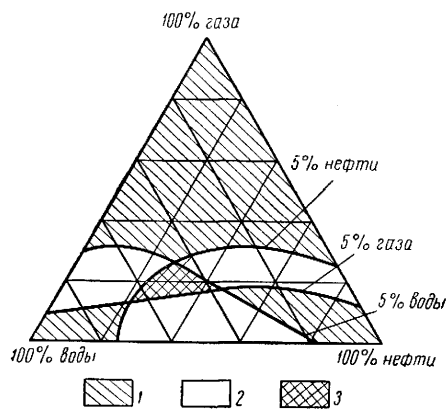
где  $j(q)$  —  $j$ -функция насыщенности  $q$ ;  $p_k$  — капиллярное давление;  $\gamma_{12}$  — удельная свободная энергия поверхности раздела (часто отождествляемая с поверхностным натяжением при кубической укладке круглых стержней  $p_k = \frac{\gamma_{12}}{r}$ );  $k$  — проницаемость;  $m$  — пористость. В качестве квадрата характерного размера пор здесь принято отношение проницаемости к пористости. Переход к безразмерной функции  $j$  позволяет во многих случаях устранить различие кривых зависимости капиллярного давления от насыщенности и свести их к единой кривой (Коллинз, 1964). Для ряда рыхлых песков это было показано М. Левереттом.

Предложенный М. Левереттом метод используется в теории моделирования, основанной на понятии подобия (Седов, 1957). В связи с конфигурацией кривых относительной проницаемости М. Леверетт (1940) различает три состояния насыщенности жидкостью в пределах от нуля до 100%-ного заполнения порового пространства.

Первое состояние связано с равновесной насыщенностью, при которой несмачивающая фаза становится подвижной. При очень малой водонасыщенности, по-видимому, соответствующей состоянию крепко и отчасти рыхло связанной воды, происходит образование водных колец вокруг точек контакта зерен. Они называются подошвенными кольцами и могут быть не связаны друг с другом. При этом разность давлений или разность электрических потенциалов не может быть передана от одного кольца к другому. По мере увеличения

насыщенности породы смачивающей жидкостью (водой) размеры подвешенных колец увеличиваются до такого предела, при котором они сливаются друг с другом, образуя сетку.

Насыщенность, при которой происходит этот переход, называется равновесной насыщенностью для смачивающей фазы. Она может рассматриваться как предельное значение остаточной насыщенности, т. е. представляет собой ту минимальную насыщенность, которая могла бы быть достигнута в процессе эксплуатации продуктивного пласта, направленном на максимальное извлечение ценной смачивающей фазы. В качестве примера можно привести организацию добычи



нефти из гидрофобного песка методом заводнения. Наоборот, равновесную насыщенность породы несмачивающей фазой рассматривают как минимальное предельное значение насыщенности, которое не уменьшается даже если происходит процесс неограниченной фильтрации смачивающей фазы сквозь пористую среду. Вытеснение нефти водой из гидрофильных песчаных пород основано на явлении равновесной насыщенности пород несмачивающей фазой.

Рис. 34. Состав трехфазного потока в пористой среде в зависимости от насыщенности фазами (Leverett, Lewis, 1941).

1 — область преимущественно однофазного течения; 2 — область преимущественно двухфазного течения; 3 — область трехфазного потока.

Второе состояние насыщенности жидкостью характеризуется быстрым увеличением относительной проницаемости для несмачивающей фазы при очень малом увеличении ее насыщенности выше зна-

чения равновесной насыщенности. При значении насыщенности выше критической (фуникулярное состояние насыщенности по Верслюису (Versluys, 1917) для смачивающей фазы (воды) при условии перепада давления открывается непрерывный извилистый путь движения. При одинаковой насыщенности смачивающей и несмачивающей фазами проницаемость породы для смачивающей фазы меньше, чем несмачивающей. Это связано с тормозящим действием, вызванным силами прилипания смачивающей фазы к твердой поверхности породы, и извилистостью фильтрующих каналов. Несмачивающая фаза, занимая среднюю часть поровых каналов, при своем движении скользит по пленке смачивающей фазы (Пирсон, 1961).

Третье состояние насыщенности несмачивающей фазы характеризуется величиной ее относительной проницаемости, близкой к единице, несмотря на то, что насыщенность еще намного меньше 100%. Это явление объясняется тем, что часть взаимосвязанного

порового пространства почти не участвует в общей проводимости пористой среды.

Отношение проницаемостей для газа и нефти входит во многие расчеты, связанные с разработкой нефтяных залежей (вычисление газового фактора, изучение движения отдельных фаз в многофазном потоке и др.). Большинство исследований, связанных с определением относительной проницаемости, проводилось на колонках песков или на искусственных ядрах (сцементированных песках). Обычно эксперименты проводились на двухфазных системах нефть—вода, нефть—газ, вода—газ.

М. Леверетт и В. Льюис (Leverett, Levis, 1941) провели эксперименты по установившемуся движению в песках одновременно трех фаз: нефти, воды и газа. Были использованы керосин, азот и минерализованная вода. Опыты показали, что относительная проницаемость является функцией только насыщенности смачивающей фазы. При заданном значении смачивающей фазой при осуществлении процесса дренирования будет занята одна и та же часть пор пористой среды. Относительная проницаемость пористой среды для газа и для нефти зависит от насыщенности всеми тремя фазами.

Для определения насыщенности породы тремя фазами данные, полученные М. Левереттом и В. Льюисом (1941), представляют в виде треугольных диаграмм, на которые наносят линии постоянных значений относительной проницаемости. Область насыщенности, в которой возможно одновременное движение всех трех фаз, очень невелика. На рис. 34 показаны области, в которых возможно движение одновременно одной, двух и трех фаз.

Область одновременного движения трех фаз расположена вблизи точки, имеющей газонасыщенность 20%, нефтенасыщенность 30% и водонасыщенность 50% (рис. 34).

### Методы измерения относительной проницаемости

При измерениях фазовой проницаемости могут быть ошибки, обусловленные граничным эффектом. Последний возникает вследствие нарушения капиллярных свойств системы на конце ядра, приводящего к накоплению смачивающей жидкости в этой зоне. Это явление отражается на правильности результатов измерений относительной проницаемости. Для устранения граничного эффекта проводят измерения относительной проницаемости на участке ядра, достаточно удаленном от выходного конца; градиент насыщения в испытуемом участке становится относительно малым и им можно пренебречь. С этой же целью применяют высокие скорости фильтрации, что позволяет сократить до минимума длину участка, на котором возникает градиент насыщения. Благодаря применению тонких фильтров и регулированию капиллярного давления на концах ядра поддерживают однородное распределение насыщения во всем объеме ядра.

Все методы определения относительной проницаемости можно разбить на четыре группы: 1) динамические; 2) позволяющие сохранять капиллярное равновесие при измерениях; 3) стационарной фазы; 4) вытеснения растворенным газом.

Динамические методы разделяются на следующие: метод смежных кернов; динамический метод однообразцовый; динамический метод дисперсионного нагнетания; динамический метод вытеснения газом.

Метод смежных кернов (метод штата Пенсильвания) основан на устранении граничного эффекта путем закрепления испытуемого образца между двумя другими, характеризующимися таким же материалом и свойствами. Наиболее сложно при опыте достичь контакта образца со смежными кернами без нарушения капиллярного равновесия. КERN насыщают смачивающей жидкостью, и дают ей фильтроваться с определенной скоростью. Затем пропускают вторую фазу (газ) с весьма малой скоростью. После достижения равновесия в системе определяют насыщенность керна путем удаления его и взвешивания, после чего вновь помещают его в кернодержатель в прежнем положении. Далее скорость течения первой фазы немного уменьшают, а скорость течения газа увеличивают для сохранения существовавшего вдоль керна перепада давления. При достижении равновесия вновь определяют насыщенность керна. Опытные точки получают для построения всей кривой зависимости относительной проницаемости от насыщенности (Osoba и др., 1951). Шейдеггер (1960) указывает на точность данного метода и одновременно на сложность его применения.

Однообразцовый динамический метод (Osoba, 1951) связан с применением высоких скоростей течения жидкости и газа, что исключает в значительной мере влияние граничного эффекта. Порядок насыщения фазами и их движение более или менее идентичны таковым в предыдущем методе. Наиболее сложно при данном методе регулировать скорость течения фаз, кроме того, границы скоростей фильтрации, при которых можно вести измерения эффективной проницаемости для различных по своей структуре пород, неопределенны.

Динамический метод дисперсионного нагнетания в общих чертах аналогичен однообразцовому. Смачивающая жидкость поступает в образец через дисперсионную секцию, которая изготавливается из пористого материала, подобного опытному образцу. Диспергирование смачивающей фазы через секцию позволяет данной фазе более равномерно поступать в опытный образец по входному сечению. На выходном сечении дисперсионной секции делают радиальные канавки, через которые вводится газ (Richardson и др., 1952).

При динамическом методе вытеснения (прокачки) газом в условиях нестационарного течения влияние граничных явлений сводится к минимуму путем использования высокой скорости течения. Однако расчет относительных прони-

цаемости несколько затрудняется тем обстоятельством, что при нестационарном течении газовый фактор и насыщенность меняются в каждый момент времени вдоль образца (Hassler и др., 1936).

К методам, позволяющим сохранять капиллярное равновесие между различными фазами в течение всего времени исследования, относятся метод Хасслера (Hassler, 1944) и метод Хэффорда (Osoba и др., 1951).

При методе Хасслера контролируют капиллярное давление на обоих концах образца, для чего образец помещают между двумя мембранами, проницаемыми только для смачивающей фазы. Полупроницаемая мембрана, плотно прижатая к керну, позволяет измерять давление в нем по отношению к одной фазе. Давление внутри смачивающей фазы передается через границу раздела мембрана — керн непрерывно. Используя этот прибор, можно измерить падение давления в каждой отдельно взятой фазе (вода, нефть, газ), движущейся в исследуемом образце. Газ поступает в образец через радиальные желобки на поверхности мембраны (диска) и выходит из образца через такие же радиальные выемки, но уже на другой мембране. Сквозь керн одновременно движутся обе фазы при постоянном перепаде давления между ними во всех точках образца, благодаря чему достигается равномерная насыщенность фазами и устраняются граничные явления (концевой эффект).

В методе Хэффорда несмачивающая жидкость подается прямо в образец, а смачивающая жидкость подается в образец через полупроницаемую мембрану (диск), расположенную с одного конца керна и пропускающую только смачивающую фазу. Разность давлений между смачивающей и несмачивающей жидкостями служит мерой капиллярного давления на входе образца.

Методы стационарной фазы (Leas и др., 1950; Branson, 1951) основаны на том, что граничный эффект исключается путем поддержания в образце смачивающей фазы в стационарном состоянии при помощи капиллярных сил. Движение осуществляется только несмачивающей фазой, поэтому относительная проницаемость рассчитывается для нее.

Сущность методов вытеснения растворенным газом (Stewart, 1953; Candler, 1951) заключается в том, что давление в образце, содержащем газированную нефть, снижается до тех пор, пока из нефти не начнет выделяться газ. Существуют две разновидности данного метода:

- 1) ступенчатое снижение давления и фильтрация сквозь керн дегазированной нефти (Candler, 1951);
- 2) вытеснение растворенным газом при непрерывном снижении давления (Stewart, 1953).

Метод Кендла, связанный с определением относительной проницаемости для нефти, основан на измерении скорости нагнетания газированной нефти. Перепад давления в образце позволяет вычислить эффективную проницаемость для нефти в условиях преимущественного насыщения керна газом. Далее дегазированная

нефть вымывается газированной нефтью, после чего серия измерений проводится при более низком давлении. На кривой получают две точки: одну при равновесной газонасыщенности и другую при расширении газа до атмосферного давления (Пирсон, 1961).

Метод Стюарта, основанный на вытеснении растворенным газом при непрерывном снижении давления, был разработан применительно к изучению относительной проницаемости керн карбонатных пород больших размеров. Керны насыщают газированной нефтью при давлении насыщения 140 ат, после чего снижают давление у выхода керн до выделения из него нефти и газа. Снижение давления доводят до момента достижения в керне перепада 1,4 ат, поддерживая его до момента уравнивания давления на выходе из керн с атмосферным. Поддержание сравнительно высокого перепада давления в керне необходимо для устранения конечного эффекта.

Определение абсолютной и относительной проницаемости путем использования данных капиллярного давления.

В последнее время установлена возможность расчета относительной проницаемости образцов пород по кривым капиллярного давления, полученным при лабораторном анализе кернов. Кривые капиллярного давления строят на основании опытных данных — насыщенности опытных образцов пород жидкостью и давления вытеснения жидкости из поровой системы.

В. Роуз (Rose, 1949), И. Гаррингтон (Harrington, 1949), И. Гейтс и В. Лиц (Gates, Leitz, 1951), В. Перселл (Purcell, 1949), И. Особа (Osoba, 1951), С. Пирсон (1961), Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг (1962) и другие исследователи показали пути использования данных капиллярного давления для расчета как абсолютной проницаемости, так и относительной проницаемости керн пород, что позволяет ускорить определение относительной проницаемости. Все теории относительной проницаемости основываются на капиллярных моделях или на теории И. Козени. В силу этого они подвержены обычным ограничениям теории гидравлического радиуса.

В. Перселл (Purcell, 1949) предложил уравнение для расчета проницаемости по характеристикам пор породы.

$$k = 0,05 (\sigma \cos \theta)^2 mL \int_{p=0}^{p=1} \frac{dp}{r_p^2},$$

где  $k$  — проницаемость в  $мд$ ;  $\rho$  — поверхностное натяжение в  $дин/см$ ;  $\theta$  — угол смачивания;  $m$  — пористость в долях единицы,  $\rho$  — доля общего объема пустот системы, занятая жидкостью, содержащейся в керне или вытесняемой из него, в долях единицы;  $r_p$  — капиллярное давление в  $ат$ ;  $L$  — литологический коэффициент, в среднем равный 0,216. Обычно он возрастает с увеличением проницаемости. По данным М. Рикмана (Rieschmann, 1963), для пород с проница-



емостью 5 мд литологический коэффициент следует принимать равным 0,071.

Предположив, что угол смачивания ртутью твердой поверхности равен  $140^\circ$ , а поверхностное натяжение для ртути 480 дин/см, В. Перселл (1949) упростил приведенное выше уравнение применительно к данным капиллярного давления, получаемым методом нагнетания ртути

$$k = 0,66Lm \int_{\rho=0\%/0}^{\rho=100\%/0} \frac{d\rho}{P_k^2},$$

где  $L$  — литологический коэффициент, учитывающий проницаемость за счет извилистости каналов;  $\rho$  — доля объема пор, занятых ртутью, в %.

В. Перселл (1949) приводит данные, которые показывают, что измеренные и вычисленные значения проницаемости в общем достаточно хорошо соответствуют друг другу. К этому же приходит и М. Рикман (Rieckmann, 1963).

Н. Бурдайн и др. (Burdine, Journay, Reichertz, 1950) предложили уравнение для определения проницаемости, основанное на аналогии пористой среды с пучком капиллярных трубок

$$k = 1,27 \cdot 10^7 m \sum_{i=1}^{i=n} \frac{\Delta\rho_{рт} r_i^{-4}}{x_i^2 r_i^{-2}},$$

где  $m$  — пористость в долях единицы;  $\Delta\rho_{рт}$  — приращение насыщенности ртутью;  $r_i$  — радиус пор, заполненных ртутью, в см;  $x_i^2$  — коэффициент перехода к системе с более сложной геометрией пор, называемый делящим коэффициентом.

Уравнения В. Перселла и Н. Бурдайна используют при вычислении относительной проницаемости. Так, по В. Перселлу выражение для эффективной проницаемости смачивающей фазы  $k_{э\text{эф}}$  представлено в следующем виде:

$$k_{э\text{эф}} = 0,05 (\sigma \cos \theta)^2 Lm \int_{\rho=0}^{\rho=\rho_{эф}} \frac{d\rho}{P_k^2}.$$

Относительная проницаемость смачивающей фазы в случае постоянного литологического коэффициента составит

$$\frac{k_{э\text{эф}}}{k} = k_{0\text{эф}} = \frac{\int_{\rho=0}^{\rho=\rho_{эф}} \frac{d\rho}{P_k^2}}{\int_{\rho=0}^{\rho=1} \frac{d\rho}{P_k^2}}.$$

Относительная проницаемость несмачивающей фазы равна

$$\frac{k_{\text{нсф}}}{k} = k_{0 \text{ нсф}} = \frac{\int_{\rho=0}^{\rho=1} \frac{d\rho}{P_k^2}}{\int_{\rho=0}^{\rho=1} \frac{d\rho}{P_k^2}}.$$

И. Фэтт и Х. Дикстра (Fatt, Dukstra, 1951), используя уравнение В. Перселла вывели выражение для относительной проницаемости, исходя из того, что литологический коэффициент  $L$  является функцией насыщенности. Литологический коэффициент представляет собой поправку на отклонение действительной длины пути движения потока от длины образца пористой среды.

$$L = \frac{a}{r^e},$$

где  $r$  — радиус поры;  $a$  и  $e$  — постоянные величины для данной пористой среды.

Тогда уравнение для относительной проницаемости смачивающей фазы примет вид

$$k_{0 \text{ сф}} = \frac{\int_0^{\rho_{\text{сф}}} \frac{d\rho}{P_k^{2(1+e)}}}{\int_0^1 \frac{d\rho}{P_k^{2(1+e)}}},$$

где  $e$  — поправочный коэффициент, учитывающий отклонение действительного пути движения потока от длины испытуемого образца породы;  $\rho$  — насыщенность.

И. Фэтт и Х. Дикстра, предположив  $e = 1/2$ , упростили уравнение, которое приняло следующий вид:

$$k_{0 \text{ сф}} = \frac{\int_0^{\rho_{\text{сф}}} \frac{d\rho}{P_k^3}}{\int_0^1 \frac{d\rho}{P_k^3}}.$$

И. Гейтс и В. Лиц (Gates, Lietz, 1950) приняли  $e = 0$ .

Ряд исследователей пришли к выводу, что постоянная  $e$  не может быть одинакова для всех типов материала. Поэтому, по мнению А. Шейдеггера (1960), ее надо рассматривать, как один из неопределенных факторов, обычных в теориях гидравлического радиуса.

При расчете относительной проницаемости Н. Бурдайн ввел понятие извилистости

$$k_{0\text{ сф}} = \frac{\tau_{0\text{ сф}}^2 \int_{\rho=0}^{\rho=\rho_{\text{сф}}} \frac{d\rho}{\rho_{\text{к}}^2}}{\int_{\rho=0}^{\rho=1} \frac{d\rho}{\rho_{\text{к}}^2}},$$

где  $\tau_{0\text{ сф}}$  — относительный коэффициент извилистости смачивающей фазы, равный отношению коэффициента извилистости пор  $\tau$  при насыщении пористой среды одной фазой к коэффициенту извилистости для смачивающей фазы  $\tau_{\text{сф}}$  в случае, когда в пористой среде находятся две фазы.

Относительная проницаемость для несмачивающей фазы выражается, как и у В. Перселла, однако перед отношением интегралов введен относительный коэффициент извилистости в квадрате  $\tau_{0\text{ сф}}^2$ .

Для определения извилистости используют формулу В. Роуз и М. Вилли (Rose, Wyllie, 1949)

$$\tau = m^2 \varphi^2,$$

где  $\tau$  — извилистость (соотношение между видимой и истинной величиной длины пути или между самым узким и самым широким участками канала);  $m$  — пористость;  $\varphi$  — коэффициент относительного сопротивления породы (по Арчи  $\varphi = m^{-n}$ , здесь  $n$  — показатель степени по Г. Арчи, изменяющийся от 1,3 до 2,2 в зависимости от степени уплотнения песчаной породы).

Типовые значения коэффициента относительного сопротивления породы приведены в табл. 15. Для использования формулы расчета относительной проницаемости необходимо знать характер кривой капиллярного давления, по которой оба интеграла могут быть определены графически.

Таблица 15  
Типовые значения коэффициента относительного сопротивления породы  
(по Г. Арчи, 1942, 1950)

Порода	Пористость $m$	Коэффициент относительного сопротивления $\varphi$	Показатель степени Арчи $n$
Неуплотненный песок . . . . .	0.40—0.30	3.5—4.8	1.3
Песчаник рыхлый . . . . .	0.25	7.8—8.0	1.4—1.5
Песчаник слабоуплотненный . . . . .	0.20	13—15	1.6—1.7
Песчаник среднеуплотненный . . . . .	0.15	30—37	1.8—1.9
Песчаник сильноуплотненный . . . . .	<0.10	>100	2.0—2.2

Обзор теоретических исследований, посвященных изучению относительной проницаемости, дан А. Шейдеггером (1960).

## Вытеснение нефти

Вытеснение нефти из пласта в значительной мере определяется величиной ее критического насыщения, отождествляемой с величиной остаточной нефтенасыщенности. Величина критического насыщения зависит от характера относительной проницаемости пористой среды для нефти и воды. Ниже критического насыщения нельзя снизить нефтенасыщенность породы в системе нефть—газ. Поэтому нефтеотдачу в продуктивном пласте при водонапорном режиме нельзя довести до 100%.

Для суждения о промышленных запасах нефти необходимо знать величину коэффициента нефтеотдачи, характеризующего отношение между количеством нефти, которая может быть добыта, и количеством нефти, содержащейся в породе. Промышленные запасы обусловлены разностью между начальной и конечной нефтенасыщенностью пластов.

В лабораторных условиях коэффициент нефтеотдачи обычно определяют на модели пласта, получая при этом максимальную величину путем воздействия на нефть каким-либо вытесняющим агентом. Чаще всего модели представлены изотропной пористой средой, значительно отличающейся от естественно-структурных характеристик пород пласта, в силу чего нефтеотдача реального пласта всегда меньше величины нефтеотдачи по лабораторным данным. Вопросы нефтеотдачи и газоотдачи являются особой областью знаний и решаются специалистами по технологии добычи нефти и газа.

Ниже приводим ряд формул, пользуясь которыми можно определить коэффициент нефтеотдачи. В нефтяных залежах с волюметрическим режимом (упругогазовый режим) по мере отбора нефти поровая система пород-коллекторов замещается газом. В этих условиях коэффициент нефтеотдачи  $q_{но}$  будет равен

$$q_{но} = 1 - \frac{(1 - \alpha_w - q_r) \beta'}{(1 - \alpha_w) \beta''},$$

где  $q_{но}$  — коэффициент нефтеотдачи в долях единицы объема;  $\alpha_w$  — остаточная водонасыщенность в долях порового объема;  $q_r$  — коэффициент газонасыщенности;  $\beta'$  и  $\beta''$  — коэффициенты пластового объема нефти соответственно в условиях конца и начала разработки залежи.

При разработке нефтяных пластов с водонапорным режимом обычно не наблюдают значительного снижения пластового давления. Если пластовое давление поддерживается заводнением на первоначальном уровне, то в этих условиях в нефтяной зоне не будет происходить насыщение свободным газом. Тогда коэффициент нефтеотдачи равен

$$q_{но} = \frac{1 - \alpha_w - \alpha_{но}}{1 - \alpha_w},$$

где  $\alpha_{но}$  — насыщенность породы остаточной нефтью после закачки воды в продуктивный пласт.

Количество нефти, которое можно получить вытеснением водой и за счет истощения энергии газа, будет соответствовать разности между первоначальной и остаточной нефтенасыщенностью с поправкой на явление усадки

$$q_{\text{но}} = \frac{\alpha_{\text{н}}}{\beta} - \alpha_{\text{но}} = \frac{1 - \alpha_{\text{в}}}{\beta} - \alpha_{\text{но}},$$

где  $\alpha_{\text{н}}$  — первоначальная нефтенасыщенность;  $\alpha_{\text{но}}$  — остаточная нефтенасыщенность (определяется по керну);  $\alpha_{\text{в}}$  — остаточная водонасыщенность;  $\beta$  — коэффициент пластового объема насыщенной нефти.

Это уравнение, по данным М. Маскета (1953), можно использовать для подсчета суммарной добычи, получаемой при гидравлическом напоре или нагнетании воды в пласт, принимая, что дополнительный процесс выделения газа и падения давления в процессе подъема керна на дневную поверхность вытесняет только воду, но не отражается на количестве оставшейся нефти после промывки керна буровым раствором.

А. А. Трофимук (1955) также указывает на возможность использования данных об остаточной нефтенасыщенности кернов для расчета коэффициента нефтеотдачи.

По М. Маскету (1953) данные анализа кернов показывают, что это допущение верно только для пород с низкой проницаемостью, тогда как для кернов, обладающих высокой проницаемостью, оно дает значительную ошибку.

М. Ф. Мирчинк (1946) указывает, что определение коэффициента нефтеотдачи в лабораторной обстановке вызывает большие трудности, связанные с тем, что в лабораторных условиях вследствие малой длины образцов породы применяемые давления, несмотря на свою малую абсолютную величину, намного превышают перепады давлений, существующие при эксплуатации нефтяных пластов.

Нефтеотдача при истощении давления при выделении газа из раствора по М. Маскету будет равна

$$q'_{\text{но}} = \frac{1 - \alpha_{\text{в}}}{\beta} - (1 - \alpha_{\text{в}} - q_{\text{г}}),$$

где  $q'_{\text{но}}$  — нефтеотдача при истощении растворенного газа;  $\alpha_{\text{в}}$  — остаточная водонасыщенность;  $\beta$  — коэффициент пластового объема насыщенной нефти;  $q_{\text{г}}$  — коэффициент газонасыщенности.

Таким образом, определение нефтенасыщенности, газонасыщенности и отдачи в значительной мере зависит от установления содержания остаточной воды.

### Диффузионная проницаемость

Жидкости смешиваются в случае, если поверхностное натяжение между двумя жидкостями равно нулю. При этом молекулы одной жидкости могут диффундировать в другую. Этот процесс происходит самопроизвольно.

Проницаемость среды для жидкости под действием перепада давления может увеличиваться при условии, если жидкость растворяется и переносится в результате диффузии по направлению градиента концентрации из-за разности давлений, а также в случае, если жидкость адсорбируется на внутренних стенках пор и переносится при диффузии по направлению градиента концентрации (Шейдеггер, 1960). В приведенных примерах возникает явление диффузии жидкости в твердом теле, описываемое уравнением диффузии. Вместо общего течения растворов или газовой смеси наступает диффузия отдельных ионов или молекул. Процессы переноса вещества за счет диффузии имеют большое значение для диагенетических преобразований.

В случае явлений адсорбции движение жидкости через пористую среду происходит в поверхностных частях адсорбированных слоев. В данном случае поверхностное течение рассматривается как явление диффузии по направлению градиента концентрации. В случае, если капиллярная конденсация играет главную роль, то преобладает иной механизм движения.

Капиллярная конденсация должна происходить под действием капиллярного потенциала, выраженного как отрицательное давление или натяжение, которое должно быть приложено к массе жидкости с целью уменьшения давления ее пара до давления конденсата. Величина этого давления определяется конечной формулой

$$p = \frac{1}{2} (p_1 + p_2),$$

где  $p$  — давление конденсата;  $p_1$  и  $p_2$  — давления на концах образца рассматриваемой пористой среды.

Течение капиллярного конденсата П. Карман (Carman, 1952) рассматривает как реальное вязкое течение под действием разности давлений капиллярного конденсата на концах образца.

В природных условиях различают диффузию одного газа в другом, диффузию газа или паров нефти в воде, диффузию газа и нефти в веществе породы, диффузию газа в нефти и др. (Соколов, 1965).

Диффузионный перенос вещества в изотропной среде подчиняется закону Фика. Молекулярный поток через плоскость согласно закону Фика будет зависеть от разности концентраций по обе стороны плоскости. Согласно первому закону Фика

$$\frac{dn}{dt} = -D' A \frac{dC'}{dx},$$

где  $dn$  — число молекул данного вида, пересекающих площадку  $A$  в единицу времени  $dt$  при градиенте концентрации  $C$  в направлении возрастания  $x$ , или иначе скорость перемещения на единицу поперечного сечения породы, измеренная в  $\text{мол./сек} \cdot \text{см}^2$ ;  $C'$  — концентрация молекул данного вида в единице объема, или падение концентрации, в  $\text{мол./см}^4$ ;  $D'$  — множитель, называемый коэффициентом диффузии или константой диффузии, выраженной в системе

СГС в  $\text{см}^2/\text{сек}$  для соответствующей породы и соответствующего вещества.

Коэффициент диффузии  $D'$  не остается строго постоянным. Он зависит от абсолютной температуры и в определенной мере от концентрации. Однако в большинстве случаев в каждой данной задаче коэффициент  $D'$  принимают постоянным. Тогда между  $C'$  и  $x$  имеется линейная зависимость. Коэффициент диффузии обратно пропорционален общему давлению газа, поскольку соответственно уменьшается длина свободного пути молекул в газе. В связи с этим в разреженных газах диффузия происходит быстрее, чем в сжатых. Существует зависимость вида  $D' = \frac{1}{\varphi} D$ , показывающая, что коэффициент диффузии  $D'$ , измеренный в породе, прямо пропорционален коэффициенту диффузии  $D$  в чисто газовом или жидком объеме и обратно пропорционален коэффициенту  $\varphi$ , характеризующему препятствие, испытываемое свободной диффузией из-за особенностей структуры порового пространства, удлиняющего ее путь. Кроме того, только часть порового пространства породы участвует в процессах диффузии. Коэффициент  $\varphi$  прямо пропорционален коэффициенту извилистости  $\tau$  порового пространства и обратно пропорционален пористости. Величина  $\varphi$ , рассматриваемая как коэффициент относительного сопротивления, может быть измерена, исходя из диффузии ионов в электрическом поле чистого раствора и затем в поровом пространстве пород (Энгельгардт, 1964). Для этого измеряют удельное электрическое сопротивление образца породы  $R_0$ , насыщенного раствором электролита; удельное сопротивление раствора электролита в свободном пространстве равно  $\eta$ . Следовательно

$$\varphi = \frac{R_0}{\eta}.$$

По В. Энгельгардту, объемная диффузия в неуплотненных песках протекает в 3—4 раза медленнее, чем в свободном пространстве, в более уплотненных песчаниках в 10—15 раз медленнее и в сильно уплотненных песчаниках более чем в 100 раз медленнее, чем в свободном пространстве.

Часто диффузию вещества характеризуют потоком массы в единицу времени  $dm/dt$ . Тогда закон Фика можно записать в виде

$$\frac{dm}{dt} = -DA \frac{dC}{dx},$$

где  $D = \rho D'$  — коэффициент диффузии в  $\text{г}/\text{см} \cdot \text{сек}$  (здесь  $\rho$  — плотность всего вещества в  $\text{г}/\text{см}^3$ ;  $D'$  — коэффициент диффузии в  $\text{см}^2/\text{сек}$ );  $C$  — концентрация молекул, равная отношению массы диффундирующего вещества к массе всего вещества ( $C = \frac{MC'}{L\rho}$ , здесь  $M$  — молекулярный вес диффундирующего вещества,  $L$  — число Авогадро).

В произвольном многомерном случае закон Фика выражается (Коллинз, 1964) в виде

$$\bar{m} = -D\bar{\nabla}C,$$

где  $\bar{m}$  — вектор плотности потока массы (вектор скорости диффузии), его проекция на нормаль к данной площадке равна количеству массы, протекающему в единицу времени через единицу площади поверхности в направлении нормали;  $D$  — коэффициент диффузии в  $г/см \cdot сек$ ;  $\bar{\nabla}C$  — вектор градиента концентрации.

Механизм диффузионного проникновения газа или нефти через глинистые и другие пласты пород, поры которых целиком заполнены водой, приведен в работе В. А. Соколова (1965). При диффузии газов в воде коэффициент диффузии  $D = 1,3-2,2 \cdot 10^{-5} см^2/сек$  и при диффузии одних газов в других  $D = 0,08-0,23 см^2/сек$ . Значение  $D$  для водорода значительно больше, чем для углеводородных газов, кислорода, углекислого газа и некоторых других, и составляет по В. А. Соколову (1965) при диффузии в азоте или гелии около  $0,7 см^2/сек$ . По данным того же автора при диффузии газов через влажные глины  $D = 10^{-6} - 10^{-7} см^2/сек$ . П. Л. Антоновым (1954) было показано, что значения  $D$  для разных пород имеют более широкий диапазон, от  $10^{-8}$  до  $10^{-7} см^2/сек$  и ниже. Коэффициент сорбции или растворимости газа для изученных пород колебался от  $1,0 \cdot 10^{-1}$  до  $4,3 \cdot 10^{-4}$  и в отдельных случаях составлял  $0,33-1,9$ .

Величина коэффициента диффузии различных газов для одной и той же породы не одинакова, она больше для газа с меньшим молекулярным весом.

Изучение кудиновских глин на диффузионную проницаемость различных по молекулярному весу углеводородных газов, проведенное П. Л. Антоновым, показало, что метан ( $M = 16$ ) характеризуется коэффициентом диффузии  $3,95 \cdot 10^{-6} см^2/сек$ , этан ( $M = 30$ ) —  $3,50 \cdot 10^{-6} см^2/сек$ , пропан ( $M = 44$ ) —  $2,67 \cdot 10^{-6} см^2/сек$ , бутан ( $M = 58$ ) —  $2,48 \cdot 10^{-6} см^2/сек$ .

При свободной диффузии газов значения  $D$  уменьшаются по мере увеличения молекулярного веса газа в соответствии с законом Грема:

$$\frac{D_1}{D_2} = \sqrt{\frac{M_1}{M_2}},$$

где  $D_1$  и  $D_2$  — коэффициенты диффузии двух газов;  $M_1$  и  $M_2$  — их молекулярные веса.

Рассматривая вопрос о масштабах диффузии газов, П. Л. Антонов пришел к выводу, что для ее характеристики, кроме коэффициента диффузии  $D$ , определяемого из первого уравнения Фика для одномерной диффузии, необходимо знать и величину другого коэффициента  $\beta$ , характеризующего растворимость мигрирующего газа в проницаемом веществе в условиях, при которых протекает миграция. Коэффициент  $\beta$  П. Л. Антонов называет коэффициентом



газовой емкости. Коэффициенты  $D$  и  $\beta$  также называются зонионными параметрами для данного газа и проницаемой.

На основании проведенных исследований П. Л. Антоно. в закон диффузии Фика ряд поправок, так как во многих случаях диффузия газов, например метана, протекает с замедленным ходом, с полным или частичным затуханием.

Дифференциация газов на миграционно способные и прочно связанные полнее объясняет сложный процесс диффузии. В результате изменения температуры, давления, влажности часть газов, находящихся в стадии прочно связанных, может перейти в категорию миграционно способных. Скорость диффузионного потока П. Л. Антонов (1954) называет диффузионной проницаемостью.

В. А. Соколов (1965) приводит примеры величины диффузионного потока, рассчитанного по данным коэффициентов диффузии и сорбции, идущего из скоплений газа и нефти через окружающие породы. Как оказалось, величины диффузионного газового потока за геологическое время при значениях  $D = 10^{-6} - 10^{-7}$  весьма значительны. Для наиболее простого случая одномерной диффузии газа в однородной среде П. Л. Антоновым (1964) была вычислена дальность диффузионного проникновения газов из залежи. Концентрация  $C$  мигрирующего газа в породе на расстоянии  $z$  от залежи равна

$$C = \frac{\beta}{\beta_0} C_0 \left( 1 - \operatorname{erf} \frac{z}{2\sqrt{DT}} \right),$$

где  $D$  — коэффициент диффузии;  $\beta$  — газовая емкость пород кровной толщи;  $\beta_0$  — газовая емкость породы, содержащей залежь газа;  $C_0$  — концентрация газа в залежи;  $T$  — время с момента начала процесса диффузии.

При значении  $D = 10^{-7}$  см<sup>2</sup>/сек дальность диффузии для метана составит 1,1 км за 10 млн. лет, если иметь в виду как признак диффузионного проникновения возникновение концентрации  $C$ , равной  $1 \cdot 10^{-5}$  см<sup>3</sup> газа в 1 см<sup>3</sup> породы (Соколов, 1965).

В природных условиях кроме диффузии происходят и другие процессы миграции, которые могут изменить дальность диффузионного проникновения. В очень тонкопористых системах адсорбция молекул или ионов на стенках пор оказывает значительное воздействие на молекулы или ионы, содержащиеся в свободном поровом объеме.

Поведение раствора электролита по отношению к глинистым породам в значительной степени определяется равновесием катионного объема, при котором происходит преимущественное связывание катионов, так как глины несут на поверхности частиц отрицательные заряды. Обменная емкость глин характеризуется числом обменных катионов, выраженным в мг-экв на 100 г глины. Обменная способность зависит от внешних условий, прежде всего от pH раствора. Каолиновые и гидрослюдистые глины характеризуются обычно

обменной емкостью 10—40 мг-экв на 100 г и монтмориллонитовые и вермикулитовые глины емкостью 80—150 мг-экв на 100 г.

При фильтрации воды через глины нарушается закономерность, выражающаяся уравнением Дарси (Роза, 1953). Движение воды через глины может происходить в том случае, если градиент превышает величину начального градиента.

В. А. Приклонский (1955) объясняет начальный градиент повышенной вязкостью гидратного слоя вокруг глинистых частиц, затрудняющей движение воды в порах породы. При постепенном увеличении градиента движением охватываются молекулы воды гидратного слоя, все более близко расположенные к поверхности грунтовых частиц, а коэффициент фильтрации возрастает. После достижения градиентом определенного значения жидкость движется по сечению поровых каналов за вычетом мономолекулярного слоя крепко связанной воды.

По данным С. А. Роза (1953), коэффициент фильтрации изученных им глин составляет  $0,40 \cdot 10^{-8}$  см/сек и уменьшается с возрастанием степени уплотнения глин.

Тормозящее действие глин для диффузии анионов возрастает с повышением их обменной способности, уменьшением пористости глин и понижением концентрации растворов электролита. Катионы мигрируют через глину благодаря диффузии. С диффузионным перемещением солей связано противоположно направленное осмотическое перемещение самой воды (Рельтов и Новицкая, 1954, 1955).

Выравнивание концентраций поровых вод, содержащихся в глинах-покрышках, вызвано осмотическим передвижением воды в направлении, противоположном диффузионному перемещению солей. Для глинистых покрышек IX и X продуктивных горизонтов (в особенности) газового месторождения Газли это перемещение солей скорей всего происходит в направлении от глины к контурным водам, тогда как менее минерализованные контурные воды (катионы) поступают в глины — покрышки.

Процесс диффузии ионов в породе подчиняется закону Фика, и коэффициент диффузии определяется по формуле

$$k' = \frac{0.4343}{4t \operatorname{tg} \alpha},$$

где  $k'$  — коэффициент диффузии;  $t$  — время;  $\operatorname{tg} \alpha$  — угловой коэффициент прямой.

Исследования показывают, что чем больше в породе содержится свободной воды, тем выше осмотическая скорость перемещения ее из менее засоленных участков породы к более засоленным при прочих равных условиях.

Опыты Н. П. Затенацкой (1963) показали для аральских глин при влажности 24% и пористости 40% среднее значение коэффициента диффузии  $\text{Cl}^-$   $0,31 \text{ см}^2/\text{сутки}$  и для чеганских глин при влажности 29% и пористости 42% —  $0,24 \text{ см}^2/\text{сутки}$  (расстояние от солевого экрана при опыте составляло от 1,5 до 8,5 см). При рассмотрении

диффузии газов в весьма тонкопористой системе горных пород было замечено, что различные газы перемещаются в тонкопористых породах с неодинаковой скоростью, так как они по-разному адсорбируются стенками поровых каналов. Адсорбционная связь по-разному препятствует диффузии различных молекул. Исследования, проведенные над течением и диффузией газов через тонкопористые среды, показали, что диффузия на граничной поверхности в ряде случаев может быть сравнительно большой и даже превзойти объемную диффузию в свободном газовом пространстве порового объема (Carman, 1956).

Коэффициент диффузии в пограничном поверхностном слое в значительной степени зависит от интенсивности покрытия поверхности адсорбированными молекулами предпочтительно с незначительной энергией связи. Он возрастает в процессе достижения мономолекулярного слоя и далее увеличивается при образовании последующих адсорбционных слоев.

В хорошо проницаемых породах можно выделить из текущих газовых смесей адсорбируемые газы. Сорбционные измерения чаще всего проводятся весовым или объемным методами с применением высокого вакуума. Изучение сорбционной способности образцов горных пород малого объема обычно проводят объемным методом. Он основан на точном учете количества газа, поступающего в сорбент при определенном давлении, и последующем измерении давления газа, пониженного в результате сорбции (Багринцева, Козловцева, 1964). Сорбция резко возрастает с увеличением давления и достигает предельного значения при давлении 100—150 ат.

В породах с низкой проницаемостью для вязкого и кнудсеновского течений остаются подвижными лишь адсорбируемые газы и пары благодаря их диффузии в пограничном поверхностном слое (Энгельгардт, 1964). Неадсорбируемый газ в таких породах практически неподвижен. Первоначально единая смесь газов в результате адсорбции и диффузии на граничной поверхности разделяется в той или иной мере на составные компоненты, что часто можно наблюдать в вертикальном разрезе отложений какого-либо нефтегазоносного района.

## Глава VII

# ГЕОМЕТРИЯ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ГОРНЫХ ПОРОД КАК КРИТЕРИЙ ОЦЕНКИ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ

### Общие сведения

Способность пористых систем пропускать через себя жидкие и газообразные флюиды, содержание и распределение этих фаз в поровом объеме, электрические и другие свойства в значительной мере предопределяются особенностями геометрии порового пространства и прежде всего распределением поровых каналов.

Геометрия порового пространства обуславливает различия в фильтрации пород. При разработке месторождений недостаточно оперировать известными стандартными параметрами проницаемости  $k_{пр}$  и пористости  $m$ , так как необходимо иметь представление о характере распределения поровых каналов в теле породы, сведения о сечениях каналов и их содержании.

В последние годы фактору распределения поровых каналов уделяется большое внимание, особенно при изучении и оценке газо- и нефтесодержащих пород, а также при оценке газо- и нефтедобычи.

Сведения о геометрии поровых пространств в совокупности с данными литологического анализа в значительной степени дополняют представления о палеогеографической обстановке в век накопления осадков, послуживших в дальнейшем коллекторами для нефти и газа.

Автор данной книги совместно с сотрудниками в последние годы провел ряд экспериментальных и теоретических работ, посвященных изучению геометрии поровых пространств, преимущественно пород-коллекторов газа, что позволило ему суммировать накопленный опыт.

### Исследование геометрии порового пространства

Пористая среда характеризуется рядом величин. К ним относят пористость общую и открытую (взаимосвязанное поровое пространство), размер пор и их распределение, извилистость поровых каналов и удельную внутреннюю поверхность.

Виды пористости были рассмотрены ранее (см. гл. III). Ниже приводятся методы, применение которых позволяет в той или иной степени выяснить особенности строения пустотного пространства.

При исследовании структур поровых пространств используют прямые и косвенные методы. К прямым методам относят следующие: а) рентгеновских лучей; б) исследование полированных поверхностей пород; в) изучение плоскопараллельных препаратов из пород, пропитанных пластмассами; г) изучение микрофотографий; д) изучение поверхностей пород, пропитанных люминофорами. В группу косвенных методов входят следующие: а) основанные на использовании течения жидкости; б) адсорбционные; в) капиллярных давлений; г) ультразвукового прослушивания и др. Первые два косвенных метода связаны с определением удельной поверхности; третьим методом пользуются при выяснении распределения размеров пор в поровом объеме и последним — при выяснении наличия трещин.

## П р я м ы е м е т о д ы

### М е т о д п р о с в е ч и в а н и я л у ч а м и Р е н т г е н а

Для получения рентгеновского снимка порового пространства исследуемого образца сначала из него выпиливают пластинки толщиной 1 см, затем их неоднократно пропитывают насыщенным раствором бариевых солей ( $BaCl_2$ ) и просушивают. После сушки тщательно притертую пластинку породы приклеивают раствором целлулоида в ацетоне к тонкому алюминиевому листку и просвечивают  $x$ -лучами. На фотографической пленке против пустот получаются темные очертания (на позитивном отпечатке). Рассматривая под бинокуляром такой рентгеновский снимок, можно судить о структуре поровых пространств изучаемой породы. Способ этот особенно хорош при исследовании структур крупных поровых пространств в виде каверн, трещин и пр. Сульфаты кальция ( $CaSO_4$ ) служат экраном для  $x$ -лучей, в связи с чем исследуемые образцы пород не должны содержать значительных включений гипса и ангидрита.

### М е т о д и з у ч е н и я п о л и р о в а н н ы х п о в е р х н о с т е й

Образец исследуемой породы размерами приблизительно  $7 \times 7 \times 4$  см, предварительно очищенный от битуминозных веществ, проваривается в канадском бальзаме, окрашенном нигрозином, после чего шлифуется и полируется. Полированная поверхность пропитывается смесью вазелина и мела; после удаления остатков смеси поверхность рассматривается под бинокуляром в отраженном свете. Взаимосвязанное поровое пространство, заполненное окрашенным канадским бальзамом, в отраженном свете кажется черным; замкнутые пустоты, заполненные мелом, выделяются своей ярко-белой окраской. Вычисляя с помощью интегратора или окулярной линейки отношение площадей сечения черных и белых каналов,

можно судить о поровом пространстве сообщающихся и замкнутых пор и их соотношении. Наилучший результат получен для кавернозных известняков и доломитов.

Метод изучения плоскопараллельных препаратов из пород, пропитанных пластмассами.

Выше сообщалось о методах изучения пористости путем заполнения порового пространства окрашенной бакелитовой смолой или другими веществами. Из пропитанного окрашенным пластиком образца породы изготавливают шлиф и исследуют под микроскопом. Структура взаимосвязанного порового пространства, заполненная пластиком, определяется очертаниями площадей окрашенного пластика (Авдусин, Цветкова, 1938; Теодорович, 1942; Чокли и др., 1949; Орлов, Малинин, 1962 и др.).

Метод изучения микрофотографий связан с определенными подсчетами пустотного пространства. Он изложен в главах III и VI.

Метод изучения поверхностей пород, пропитанных люминофорами (капиллярная пропитка)

Метод капиллярной пропитки люминесцирующими жидкостями используется для выяснения характера строения порового пространства, сообщаемости трещин. Применение его не требует специального оборудования и может быть легко осуществлено в лабораторных условиях.

Составы люминесцирующих жидкостей, применяемых при опытах, обычно весьма разнообразны. В опытах К. И. Багринцевой использовался люминофор, состоящий из смеси (в %) керосина — 64,5; бензина — 10; нориола — 25; эмульгатора ОП-7 — 0,5. Цветной раствор состоял из следующих компонентов (в %): керосина — 79; бензола — 20; судана — 1. Опыт заключается в следующем. Образцы горной породы кубической формы вакуумируются в течение 6 ч при разряжении около  $10^{-3}$  мм рт. ст., после чего насыщаются люминофором под вакуумом. Насыщенные образцы извлекаются из ванны. С поверхности их удаляется люминофор путем обработки в теплой воде. После нахождения на воздухе в течение 10 мин образцы пород помещают в среду сухого тонко измельченного порошка окиси магния, что в дальнейшем способствует более четкому изображению трещин и полостей на фотоснимке. Люминесцентная жидкость, заполнившая внутреннее поровое пространство образца, по трещинам и порам поднимается к его поверхности. После пропитки люминофором образцы просматриваются в ультрафиолетовом источнике света под ртутно-кварцевой лампой ПРК-4. Фотографирование осуществляется аппаратом «Зенит» на пленку чувствительностью 65 ед. при выдержке 30, 45 и 60 сек. Обычно метод люминесцентной пропитки в том виде, в котором он описан выше, используется в лаборатории как качественный. Однако Ю. Б. Меклер (1966) показал возможность получения этим методом порометрической кривой.

Используя принцип пропитки люминофором, Ю. Б. Меклер применил фотометрическое устройство для подсчета сечений поровых каналов. За основу принята модель пористого тела, составленная из пучка прямых параллельных капилляров различного радиуса. Время, необходимое для того, чтобы жидкость под действием капиллярных сил поднялась в узкой капиллярной трубке на определенную высоту, зависит от радиуса трубки. Поэтому, если образец пористого тела цилиндрической формы погрузить нижним основанием в смачивающую жидкость, то процесс

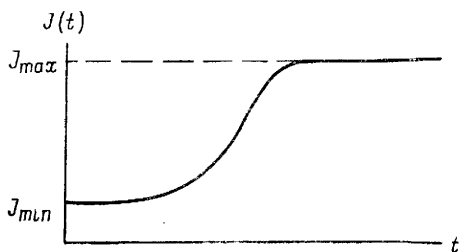


Рис. 35. Кривая интенсивности света  $J$  люминесцирующей жидкости на поверхности образца в зависимости от времени  $t$  подъема жидкости в капилляре (по Меклеру, 1966).

покрытия верхнего основания образца жидкостью, поднимающейся по поровым каналам, будет растянут во времени, так как поровые каналы имеют различные радиусы. Количественное изучение этого процесса позволяет получить порометрическую кривую.

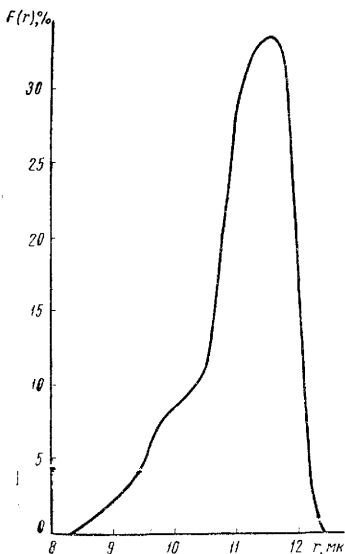


Рис. 36. Распределение объемов пор  $F(r)$  по их эквивалентным радиусам  $r$  (по Меклеру, 1966).

Песчаник мелкозернистый алевроитовый;  $m_0 = 32\%$ ;  $k = 1110$  мд.

где  $a = \frac{\sigma \cos \theta}{2\eta l^2}$  (здесь  $\sigma$  — поверхностное натяжение;  $\theta$  — краевой угол смачивания;  $\eta$  — вязкость люминесцирующей жидкости;  $l$  —

Опыт проводится следующим образом. Испытуемый образец породы цилиндрической формы с закрытой (непроницаемой) боковой поверхностью нижним торцом опущен в люминесцирующую углеводородную жидкость (керосин); верхний торец образца освещается ультрафиолетовым осветителем. Интенсивность света  $J$ , испускаемого люминесцирующей жидкостью, достигающей верхнего торца, регистрируется прибором — фотоумножителем. Фототок усиливается специальным устройством — усилителем и записывается в зависимости от времени  $t$  самописцем. Характер получаемой при этом кривой изображен на рис. 35.

Функция распределения объемов пор по их эквивалентным радиусам  $F(r)$  определяется по формуле

$$F(r) = \frac{a}{J_{\max} - J_{\min}} t^2 \frac{dJ(t)}{dt},$$

высота образца);  $J_{\min}$  и  $J_{\max}$  — интенсивность света, испускаемого люминесцирующей жидкостью.

Порометрическая кривая приведена на рис. 36.

Люминесцентно-фотометрический метод, предложенный Ю. Б. Меклером, основан на принципах трубной гидравлики и занимает промежуточное положение между прямыми и косвенными методами изучения структуры пустотного пространства горных пород. Данный метод представляет практический интерес, так как исходные данные получают довольно быстро. Однако для выяснения пределов и условий его применения необходимо сопоставить результаты, получаемые люминесцентно-фотометрическим методом и другими методами.

### Косвенные методы

В связи со сложностью изучения структуры поровых пространств и получения необходимых количественных характеристик прямыми методами применяют косвенные методы. Они дают возможность определить два важных оценочных параметра пористых сред: удельную поверхность и распределение поровых каналов. В связи с этим описание косвенных методов приводится при рассмотрении этих параметров.

#### *Методы изучения удельной поверхности*

В коллекторах нефти и газа, представляющих собой систему многочисленных мелких пор и каналов с весьма большой общей поверхностью смачивания, большая роль принадлежит капиллярным и поверхностно-молекулярным явлениям. Эти явления в основном и влияют на содержание в породе остаточной (связанной) воды.

Общая поверхность составляющих породу частиц и всей системы пор и каналов характеризуется удельной поверхностью. Удельная поверхность породы зависит от размеров, формы и минералогического состава ее зерен. Чем выше степень дисперсности слагающих породу обломочных зерен, тем больше в ней тонких пор и тем значительней величина удельной поверхности.

Различают общую и внутреннюю удельную поверхности. Общая удельная поверхность характеризует объем всех слагающих породу минеральных зерен и частиц на единицу объема породы. Внутренняя удельная поверхность определяется отношением суммарной поверхности всей системы пор и каналов к единице общего объема пористой среды.

Вычисление общей удельной поверхности обычно производят для характеристики несцементированных пород, используя для этого существующие расчетные формулы.

Удельная поверхность несцементированных песчаных пород может быть определена по известной формуле:

$$s_{\text{уд}} = \frac{6\gamma}{P\Delta} \sum \frac{P'}{d} \text{ см}^2/\text{см}^3,$$



где  $\gamma$  — объемный вес породы в  $\Gamma/\text{см}^3$ ;  $\Delta$  — удельный вес зерен, составляющих породу, в  $\Gamma/\text{см}^3$ ;  $P$  — вес породы в  $g$ ;  $P'$  — вес данной фракции породы в  $g$ ;  $d$  — диаметр частиц в  $\text{см}$ .

Удельная поверхность для фиктивного грунта, состоящего из шаров одинакового размера, равна

$$s_{\text{гд}} = \frac{6(1-m)}{d_{\text{эф}}} \text{ см}^2/\text{см}^3,$$

где  $m$  — коэффициент пористости;  $d_{\text{эф}}$  — эффективный диаметр шара в  $\text{см}$ .

Из анализа формулы следует, что с уменьшением эффективного диаметра зерен и коэффициента пористости удельная поверхность возрастает. Так, при наиболее плотной укладке зерен (т. е. при  $m = 0,26$ ) удельная поверхность фиктивного грунта для размеров зерен  $0,25 \text{ мм}$  составляет  $177,6 \text{ см}^2/\text{см}^3$ , а для размеров  $0,05 \text{ мм}$  —  $888 \text{ см}^2/\text{см}^3$ .

Внутренняя удельная поверхность горных пород и вообще природных пористых материалов измеряется с помощью ряда методов: оптического, микрофотографий, метода, основанного на протекании жидкости, адсорбционного и др. При оптическом методе и методе изучения микрофотографий (статистический метод) определяют отношение контура пор к общей площади их сечения, а отсюда вычисляют внутреннюю удельную поверхность породы.

Метод оптический (случайных секущих) основан на измерении числа точек пересечения случайных секущих с контурами зерен в плоском шлифе, которое однозначно связано с величиной удельной поверхности  $s_{\text{гд}}$  (Салтыков, 1958).

$$s_{\text{гд}} = 2n = \frac{4}{\pi} L,$$

где  $n$  — среднее число пересечений, отнесенное к единице длины секущих;  $L$  — суммарная длина системы контуров или линий в плоскости шлифа.

Указанная зависимость справедлива для любой системы поверхностей в пространстве при условии равновероятности направления секущих, т. е. когда имеется пространственно-изометрическая система поверхностей.

Метод случайных секущих применяется в металлографии для определения удельной поверхности зерен различных фаз в сплавах металлов. Здесь можно встретить пространственно-изометрическую систему поверхностей. Однако применение этого метода к горным породам, обычно не изотропным по ряду свойств, наталкивается на трудности, которые вряд ли можно решить, изучив один-два петрографических шлифа. Поэтому результаты исследования А. Ф. Богомоловой (1964), полученные для однородных, хорошо отсортированных кварцевых мелкозернистых песчаников, характеризующихся изотропностью ряда свойств, вряд ли можно перенести

на породы песчаного типа, сложенные неокатанным или плохо окатанным обломочным материалом с неоднородной поровой структурой.

Метод случайных секущих, по нашему мнению, нельзя принимать за эталонный (Богомолова, 1964) из-за случайного пересечения плоскостью шлифа большинства зерен и поровых каналов породы, что приводит к искажению действительных контуров зерен в шлифе по сравнению с вычисленными. Этот метод в определенной степени можно уподобить вычислению гранулометрического состава в шлифах на основании подсчета зерен различного размера.

В. П. Батуриным (1947) было показано, что случайные срезы в породе приводят к фиксации сечений сильно заниженных диаметров зерен.

Метод изучения микрофотографий произвольного сечения пористого материала (статистический метод), разработанный Дж. Чокли, Дж. Корнфилдом и Х. Парком (Chalkley, Cornfield and Park, 1949) для определения пористости, был использован ими при определении удельной поверхности. Для этого применялась увеличенная в  $n$  раз микрофотография. Путем многократного случайного бросания на эту фотографии иголки длиной  $l$  подсчитывают число  $h$  случаев попадания конца иголки внутрь породы и число  $s$  случаев пересечения иголкой контура поры. Удельная поверхность  $s_{уд}$  определяется по формуле

$$s_{уд} = \frac{4mc}{lh} n,$$

которая получается из теории вероятностей.

Р. Коллинз (1964) указывает, что это лучший метод определения удельной поверхности в современной практике. Однако это утверждение не подкреплено сравнительными данными.

Метод, основанный на использовании течения жидкости, вытекает из формул Козени и Козени-Кармана, связывающих скорости течения жидкости через пористые среды с площадью их удельной поверхности. По теории Козени пористая среда это совокупность каналов различных поперечных сечений, но определенной длины. Пористая среда представляется в виде связки капиллярных трубок равной длины. Теория Козени отрицает влияние конусообразного течения в сужениях и расширениях каналов так же, как и теория капиллярных моделей (Шейдеггер, 1960). В уравнении Козени проницаемость выражается через удельную поверхность пористой среды, которая является мерой правильно определенного гидравлического радиуса (характеризуется отношением площади порового канала к его периметру).

$$k = \frac{cm^3}{s_{уд}^2},$$

где  $k$  — проницаемость;  $c$  — постоянная Козени;  $m$  — пористость;  $s_{уд}$  — площадь удельной поверхности на единицу общего объема тела.

Уравнение Козени показывает, что скорость фильтрации обратно пропорциональна квадрату удельной поверхности на единицу объема. Постоянная Козени для круга  $c = 0,50$ , для квадрата  $c = 0,5619$ , для равностороннего треугольника  $c = 0,5974$  и для полосы  $c = 2/3$ . По П. Карману (Carman, 1938) при постоянной Козени  $c = 0,2$  наблюдалось наилучшее совпадение с экспериментами. Различия в величинах постоянной Козени пока не нашло реального объяснения.

В уравнение Козени некоторые авторы вводят извилистость как неопределенный множитель в соответствии с тем, что обычно делают в случае капиллярных моделей. Тогда выражение для проницаемости будет иметь вид

$$k = \frac{cm^3}{Ts_{г\lambda}^2},$$

где  $T$  — извилистость, показывающая, что действительный путь течения в  $T$  раз длиннее, чем кажущийся путь прямо через пористую среду.

М. Уилли и М. Спэнглер (Wylle and Spangler, 1952) считают, что текстурный фактор (извилистость) может быть определен с помощью кривой капиллярного давления и проницаемости образца по уравнению

$$T = \frac{m(\sigma \cos \theta)^2}{9.87 \cdot 10^{-12} k} \int_{s=0}^{s=1} \frac{ds}{p_k^2},$$

где  $T$  — текстурный фактор (извилистость);  $m$  — пористость;  $\sigma$  — поверхностное натяжение между флюидами, для которых определена кривая капиллярного давления;  $\theta$  — контактный угол, образованный двумя флюидами и твердым телом;  $p_k$  — капиллярное давление;  $k$  — проницаемость.

Имеются различные модификации уравнения Козени. Наиболее часто применяемая модификация была предложена П. Карманом.

Уравнение Козени-Кармана имеет следующий вид:

$$k = \frac{m^3}{5s_{г\lambda}^2(1-m)^2}.$$

Дж. Чилингар, Р. Майн и А. Синнокрот (Chilingar, Main, Sinnokrot, 1963) на основании экспериментов модифицировали уравнение Козени-Кармана следующим образом:

$$s_{г\lambda}^2 = \frac{4.46 \cdot 10^{10}}{p_n^2 m^{1,2} k_{пр}},$$

где  $P_n$  — относительное электрическое сопротивление породы;  $m$  — пористость;  $k_{пр}$  — проницаемость.

Обзор теорий, связывающих геометрическую структуру пористого материала с проницаемостью, дан А. Шейдеггером (1960).

Удельную поверхность песчаных пород часто определяют, пользуясь уравнением Козени

$$s_{уд} = c \sqrt{\frac{m^3}{k}},$$

где  $m$  — пористость;  $k$  — проницаемость;  $c$  — коэффициент пропорциональности, зависящий от структуры порового пространства.

Уравнение Козени выведено для пористых сред, представляющих систему цилиндрических каналов. Естественно полагать, что получаемые результаты носят несколько относительный характер, т. е. эквивалентный истинному значению удельной поверхности. В особенности различие в получаемых величинах удельной поверхности с истинными возрастает в случае применения уравнения Козени к цементированным породам с большой извилистостью поровых каналов. Однако простота расчета удельной поверхности (особенно для характеристики пород-коллекторов нефти и газа) по уравнению Козени подкупает многих исследователей, и усилия их направлены на уточнение прикорневого коэффициента пропорциональности с целью повышения точности получаемой величины удельной поверхности. По Козени  $c \approx 0,5$ , если проницаемость  $k$  выражена в  $см^2$ ,  $c \approx 7000$ , если  $k$  выражена в  $д$ . Величина коэффициента  $c$  разными исследователями принимается разной: 7000 (Котяхов, 1956); 4500 (Рубинштейн, 1950); 3530 и 4330 (Оркин, 1949); 4500 — для алевролитов, 5650 — для мелкозернистых песчаников и 7700 — для среднезернистых песчаников (Ханин, 1962).

А. Ф. Богомолова (1964) провела исследование, целью которого была сравнительная оценка величин удельной поверхности, рассчитанной по формуле Козени при различных значениях прикорневого коэффициента, и методом случайных секущих (Салтыков, 1958). Сравнительная оценка некоторых методов определения удельной поверхности дана А. А. Ханиным (1963).

Метод адсорбции основан на измерении величины физической адсорбции инертного газа, например азота или аргона, на поверхности твердого тела при низких давлениях и постоянной температуре, близкой к температуре сжижения газа. С помощью теории изотермической адсорбции (Брунауэр, 1948) можно определить количество газа (а следовательно, и числа молекул), которое необходимо для того, чтобы покрыть твердую поверхность слоем толщиной в одну молекулу. Зная площадь, которую покрывает одна молекула, можно рассчитать удельную поверхность твердого тела. Для вычисления удельной поверхности по результатам адсорбции газа применяют уравнение БЭТ (Брунауэра, Эммета и Теллера)

$$V = \frac{V_{mcp}}{(p_s - p) \left[ 1 + (c - 1) \frac{p}{p_s} \right]},$$

где  $V$  — количество адсорбированного пара, измеряемое его объемом в газообразном состоянии при нормальных условиях, в *моль* или

*ммоль*;  $V_m$  — количество адсорбированного газа, отвечающего образованию мономолекулярного слоя, в *моль* или *ммоль*;  $p$  — давление пара (газа), находящегося в равновесии с адсорбированным слоем, в *мм рт. ст.*;  $p_s$  — давление насыщенного пара при температуре адсорбции в *мм рт. ст.*;  $c$  — постоянная.

Уравнение БЭТ позволяет из опытных данных вычислить величину  $V_m$ , пропорциональную поверхности адсорбента.

Алгебраическое преобразование этого уравнения дает

$$V_m = V \left[ 1 - \frac{p}{p_s} + \frac{1}{c} \left( \frac{p}{p_s} + \frac{p_s}{p} - 2 \right) \right].$$

Давление насыщенного пара ( $p_s$ ) аргона может быть найдено из графиков зависимости давления насыщенных паров от температуры или вычислено по уравнению

$$\lg p_s = -\frac{404,84}{T} + 7,54454,$$

где  $T$  — температура в °К.

Для адсорбции аргона при температуре равной  $-195,8^\circ \text{C}$  (температура кипения азота)  $p_s = 196$  *мм рт. ст.*

Следовательно, в данном случае уравнение БЭТ может быть использовано для расчета площади поверхности в интервале равновесных давлений от 9,80 до 68,60 *мм рт. ст.*

Постоянная величина  $c$  очень мало изменяется от адсорбента к адсорбенту. При определении поверхности можно считать постоянной  $c$ , не зависящей от природы адсорбента, и вычислять ее по уравнению

$$c = e^{\frac{E_1 - E_L}{RT}},$$

где  $E_1 - E_L$  — разность между средней теплотой адсорбции для первого монослоя и теплотой сжижения адсорбируемого газа;  $T$  — абсолютная температура;  $R$  — газовая постоянная.

Для аргона величина  $E_1 - E_L$  при температуре  $-195,8^\circ \text{C}$  равна 700 *кал/моль*.

Тогда

$$c = e^{700/RT} = 95,6.$$

Для определения  $V_m$  не требуется точного значения  $c$ , так как ошибка в величине  $c$  на 10% привела бы к ошибке в величине удельной поверхности лишь на 1,5%, что лежит за пределами точности метода.

Определив количество молей адсорбированного вещества  $V_m$ , покрывающего поверхность плотным мономолекулярным слоем, и зная число Авогадро  $N$  (число молекул в 1 *моль*, равное  $6,023 \cdot 10^{23}$ ) и площадь, занятую одной молекулой в этом слое  $\omega_0$ , можно определить удельную поверхность породы. Она будет равна

$$s_{уд} = V_m N \omega_0.$$

Для аргона при температуре  $-195,8^{\circ}\text{C}$  величина  $\omega_0$  равна  $12,8 \cdot 10^{-16} \text{ см}^2$ . Полученная удельная поверхность может быть выражена в  $\text{см}^2$  или  $\text{м}^2$  на 1 г адсорбента или на 1  $\text{см}^3$  объема образца, или на 1  $\text{см}^3$  объема порового пространства.

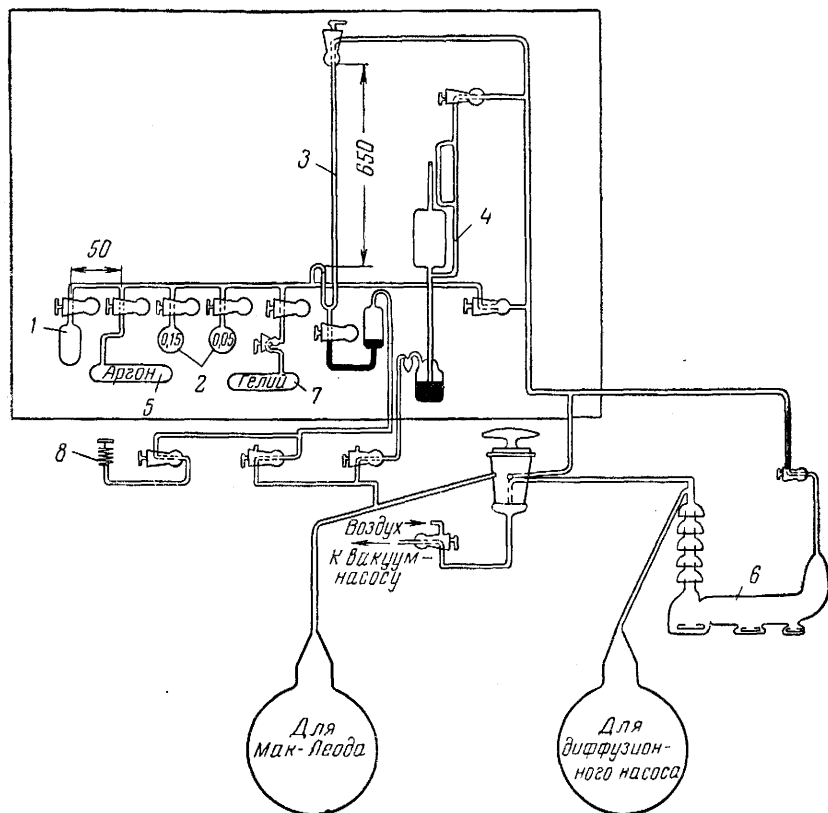


Рис. 37. Схема установки для определения удельной поверхности пород методом адсорбции газа.

1 — ампула для образца; 2 — калиброванные емкости; 3 — измерительный манометр; 4 — манометр Мак-Леода; 5 — баллон с аргоном; 6 — диффузионный масляный насос; 7 — баллон с гелием; 8 — сильфон.

Метод БЭТ нашел широкое распространение. Он дает хорошие результаты для гладких пористых сред, т. е. сред без слишком узких щелей. В противном случае уравнение БЭТ усложняется.

Изложение методов определения площадей, покрываемых молекулами, адсорбированными на твердых поверхностях, приведено в работе Г. Ливингстона (Livingston, 1949).

Установка для определения удельной поверхности пород методом адсорбции газа схематически изображена на рис. 37.

Ампула с образцом 1 и вся измерительная часть прибора (калиброванные емкости 2 с кранами, измерительный манометр 3 и манометр

Мак-Леода 4, необходимый для замера глубокого вакуума, а также баллон с аргоном 5) помещены в воздушный термостат, в котором поддерживается постоянная температура (30° С).

Калибровка измерительных частей прибора производится с помощью гелия и эталонного объема. Все свободное занимаемое газом пространство над образцом заполняется стеклянными шариками, что позволяет максимально уменьшить «вредное» (или «мертвое») пространство над образцом. Для того чтобы удалить газ из пор и с поверхности образца, последний предварительно вакуумируется (до  $10^{-5}$ — $10^{-6}$  мм рт. ст.) при температуре воздушного термостата. Вакуумирование установки производится общепринятым способом с помощью форвакуумного масляного насоса РВН-420 и трехступенчатого диффузионного масляного насоса 6.

«Вредное» пространство ампулы с образцом замеряют гелием, хранящимся в стеклянном баллоне 7 емкостью 2,5 л. В таком же баллоне 5 находится и аргон, используемый для проведения опыта.

Применяемые в работе аргон и гелий находятся в герметических стеклянных баллонах и по чистоте пригодны для спектрального анализа. В течение всего опыта в сосуде Дьюара поддерживается постоянный уровень жидкого азота. Постоянство этого уровня обеспечивает стабильность объема газа в этой зоне. Газ имеет постоянную температуру кипящего азота ( $-196,8^{\circ}$  С). Отклонения от атмосферного давления, которые могут наблюдаться в течение опыта, очень незначительны, чтобы заметным образом изменить точку кипения азота.

В процессе опыта для каждого образца определяется 6—7 адсорбционных точек в пределах относительных давлений от 0,05 до 0,35. Замер давлений производится с помощью катетометра КМ-6, имеющего точность  $\pm 0,005$  мм.

К. Брукс и В. Перселл (Brooks, Purcell, 1952) изучали площади поверхности горных пород в их структурном состоянии без дробления. Результаты определений площади поверхности осадочных пород по методу низкотемпературной адсорбции газа показали, что площадь поверхности подвергшихся исследованию образцов песчаников изменяется от 0,5 до 6 м<sup>2</sup>/г, в то время как для известняков пределы изменений составляют 0,05—0,5 м<sup>2</sup>/г. Пористость исследованных известняков, как правило, была ниже пористости песчаников. Площади поверхности, приходящиеся на единицу объема пор (а не на единицу их веса) песчаников и известняков, отличаются друг от друга незначительно.

К. Брукс и В. Перселл показали, что, пользуясь уравнением Козени, можно более или менее точно определить удельную поверхность несцементированных песчаных пород, имеющих однородный гранулометрический состав, с приблизительно одинаковыми размерами пор. Однако при использовании этого уравнения для сцементированных пород с различными размерами составляющих породы зерен и различными размерами пор расчет удельной поверхности получается неточным. Сравнение удельной поверхности, подсчитанной

Для цементированных пород методами адсорбции газа и по уравнению Козени, показывает, что первым методом искомые величины получаются в 5—10 раз больше, чем рассчитанные по уравнению Козени. К. Брукс и В. Перселл делают предположение, что методом Козени определяется только внешняя поверхность твердых частиц, контактирующая с флюидом при его движении через твердую пористую среду, в то время как при методе адсорбции газа измеряются внешняя и внутренняя поверхности этих частиц, включая и тупиковые поры, содержащие, но не проводящие флюиды. Количество адсорбированного газа или пара пропорционально площади поверхности пустот всех размеров вплоть до мельчайших молекулярных щелей. Последние же не должны учитываться при определении удельной поверхности, влияющей на течение жидкости. К такому же выводу приходят Ф. Ли и Р. Нес (Lea and Nurce, 1957), Р. Коллинз (1964) и др.

Сравнение значений удельной поверхности 100 образцов газоносных преимущественно песчано-алевритовых пород, определенных З. И. Козловцевой и А. А. Ханиным методом адсорбции инертного газа, а также вычисленных по уравнению Козени и установленных методом капиллярных давлений (порометрия по ртути и воде), показало, что полная площадь поверхности точнее всего может быть определена методом адсорбции инертного газа. Полная площадь поверхности изученных образцов песчано-алевритовых пород в основном изменяется в широких пределах от 0,04 до 10,0 м<sup>2</sup>/г.

Сравнение величин удельной поверхности, определенных методом адсорбции аргона и рассчитанных по формуле Козени, показывает, что в первом случае она выше в 2,8—148 раз, чем во втором.

Площадь удельной поверхности образцов пород, определенная по адсорбции аргона, обычно больше, чем таковая по данным ртутной порометрии в 1,7—6,9 раза и по данным метода полупроницаемой мембраны (по кривым капиллярных давлений для воды) в 1,4—11 раз.

Для характеристики движения флюидов через пористые среды практический интерес представляет удельная поверхность фильтрующих пор. Она с известным допущением может быть подсчитана по уравнению Козени, в котором пористость и проницаемость следует рассматривать как величины эффективные, т. е. пористость принимается с учетом объема, занимаемого остаточной водой, и проницаемость — при остаточном водонасыщении. Кроме того, удельная поверхность фильтрующих пор может быть вычислена по данным порометрических диаграмм, полученных с помощью ртутного порометра и полупроницаемой мембраны.

### *Методы изучения распределения поровых каналов*

Лабораторные методы изучения структуры порового пространства пород по кривым распределения поровых каналов главным образом основаны на использовании данных капиллярного давления.



Для получения кривых капиллярного давления используют методы дренирования и впитывания. Наиболее часто пользуются кривыми капиллярного давления, полученными путем дренирования по предельно минимальной насыщенности. Кривая капиллярного давления характеризует статическое состояние системы, при котором поверхностные силы уравновешиваются силами тяжести.

Кривые капиллярного давления используются в следующих случаях: 1) для определения поровой структуры коллектора; 2) для оценки количества и распределения остаточной (связанной) воды в нефтяном и газовом пласте; 3) для использования в лабораторном моделировании на образцах процессов формирования залежи; 4) для получения сведений об относительной проницаемости и явлениях, связанных с вытеснением нефти из пор.

Капиллярное давление может быть измерено различными методами. Существуют прямые (полупроницаемой мембраны, вдавливания ртути и центрифугирования) и косвенные (адсорбционного-баланса и сушки под вакуумом) методы получения данных капиллярного давления. Наиболее распространены метод полупроницаемой мембраны (капиллярного вытеснения воды или керосина) и метод вдавливания ртути в предварительно откакумированные образцы горных пород.

Метод полупроницаемой мембраны используют для определения в испытуемом образце остаточной воды, а также характера распределения пор по размеру и содержанию. Этот метод основан на соотношении капиллярного давления и водонасыщенности (гл. VI). Насыщенный водой образец породы устанавливают на полупроницаемую мембрану в изолированный стальной цилиндр или в цилиндр из плексигласа и подвергают давлению вытесняющего газа (азота), которое периодически увеличивают на определенную величину. При каждом новом увеличении давления образец выдерживают довольно продолжительное время (около 24 ч) для достижения статического равновесия, после чего каждый раз вычисляют водонасыщенность по объему или весу вытесненной воды. Опытные данные позволяют установить для образца породы зависимость капиллярного давления от водонасыщенности, которую используют для построения кривых, характеризующих распределение пор по размерам. Для этого сначала вычисляют эквивалентные радиусы пор по известным значениям капиллярного давления по формуле

$$r_{\text{экв}} = \frac{2\sigma \cos \theta}{p_k},$$

где  $r_{\text{экв}}$  — эквивалентный радиус пор в  $\text{мк}$ ;  $\sigma$  — поверхностное натяжение для воды в  $\text{дин/см}$ ;  $\theta$  — краевой угол смачивания, условно принимаемый для воды за  $0^\circ \text{C}$ ;  $p_k$  — капиллярное давление в  $\text{дин/см}^2$ .

Далее по кривой зависимости капиллярного давления от водонасыщенности определяют объем вытесненной воды, выраженный в процентах от объема пор и соответствующий каждому значению

давления. Нанося на ось абсцисс эквивалентные радиусы пор или диаметры, а на ось ординат содержания пор соответствующих радиусов, выраженных в процентах от объема пор, получают кривую, характеризующую структуру породы (рис. 38). Дифференциальную кривую распределения пор для удобства часто изображают в виде

порометрической диаграммы (рис. 39).

При движении через сложно разветвленную сеть каналов, характеризующихся резко изменчивым сечением и разнообразием формы, поток флюидов выбирает наиболее удобные и короткие пути течения. Степень участия поровых каналов в фильтрации жидкостей и газов в определенной мере устанавливается с помощью формулы Перселла (см. гл. VI). Получаемые методом капиллярных давлений порометрические кривые дают общее представление о количественном соотношении усредненных поровых каналов различных сечений, эквивалентных истинным. Однако действительная форма каналов, их протяженность и характер извилистости при этом не учитываются. И все же даже в этих условиях удается выявить частные связи между не-

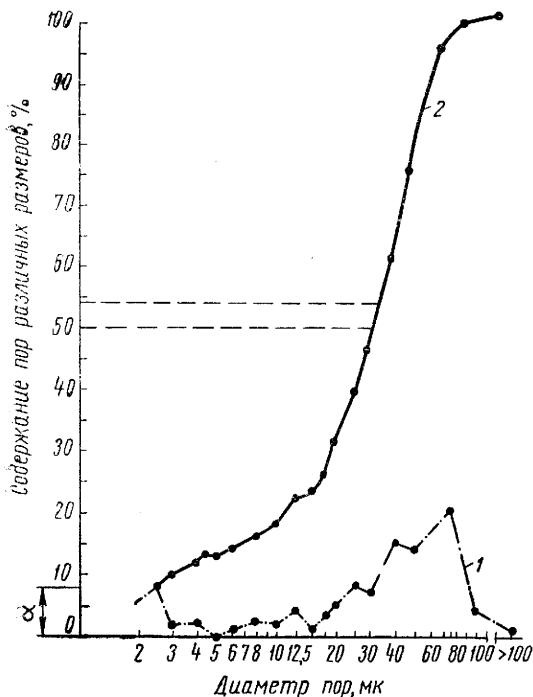


Рис. 38. Кривые распределения диаметров пор.

Газовое месторождение Газли, песчаник мелкозернистый, скв. 26, глубина 720—727 м; IX горизонт, обр. 7347;  $m_0 = 28\%$ ;  $h = 5150$  мд,  $\alpha = 8\%$ ;  $m_a = 26\%$ . Кривые распределения диаметров пор: 1 — дифференциальная; 2 — кумулятивная (интегральная).

которыми физическими и структурными параметрами (размер и количественное соотношение фильтрующих поровых каналов).

А. Шейдеггер (1960), С. Пирсон (1961) и Дж. Амикс, Дж. Басс и Р. Уайтинг (1962) приводят уравнения, отражающие зависимость между различными динамическими свойствами пористых сред, вытекающие из теоретических предпосылок о пористых средах как моделях, составленных из капилляров. Однако эмпирически такая прямая связь не найдена.

Пользуясь уравнениями и интерпретируя кривую капиллярного давления, можно с некоторым приближением подсчитать проницаемость.

А. А. Ханиным (1956, 1963) была определена тесная корреляционная связь величины проницаемости различных гранулометрических групп песчано-алевритовых пород от их эффективной (полезной) пористости. При этом было установлено, что при одной и той же проницаемости эффективная пористость увеличивается с уменьшением размерности обломочного материала пород. Эта закономерность обусловлена тем, что с уменьшением размерности обломочного материала обычно уменьшается и средний диаметр поровых каналов породы, что снижает ее фильтрующие свойства. Равновесие достигается более высокими значениями эффективной пористости подобных пород по отношению к более крупнозернистым разностям.

Позже (1963) была отмечена зависимость между проницаемостью, с одной стороны, и содержанием и диаметром сечения доминирующих поровых каналов, с другой. Эта зависимость наблюдается

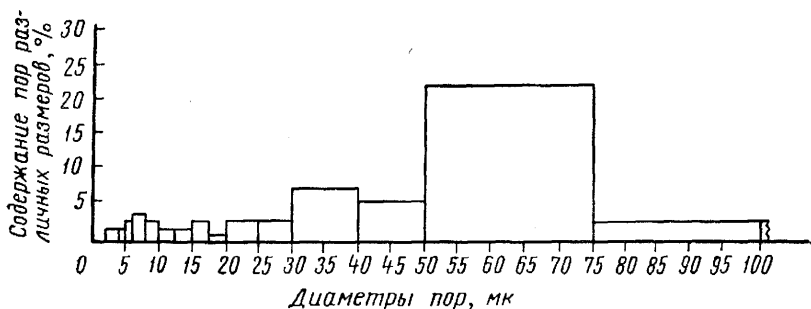


Рис. 39. Порометрическая диаграмма образца крупнозернистого песчаника.

в породах, характеризующихся относительно несложной структурой порового пространства с одним максимумом на дифференциальной кривой распределения пор.

Методом полупроницаемой мембраны А. А. Ханиным и М. И. Колосковой (1963) было исследовано большое количество образцов с различными коллекторскими свойствами.

Результаты проведенных работ во многих случаях помогли выяснить причину резкого отличия проницаемости пород с однородным гранулометрическим составом и одинаковой плотностью и пористостью. Оказалось, что такие породы имеют различную структуру порового пространства. В одних случаях различны доминирующие поры, в других различно процентное содержание пор с доминирующими диаметрами.

Анализ структурных кривых распределения пор по 115 образцам зерна терригенных и карбонатных пород, отобранных из различных газонефтеносных районов, показал, что породы с различными литологическими особенностями в зависимости от состава, формы и величины слагающих минеральных зерен, уплотнения и цементации характеризуются определенными структурными кривыми.

На рис. 40 приведены структурные дифференциальные кривые распределения пор в образцах газоносных пород-коллекторов, типичных для некоторых крупных газовых месторождений СССР.

Ниже приводим краткую характеристику данных образцов пород.

Наиболее чистые разности кварцевых алевроитов (обр. 2208) в пачке II газоносного хадумского горизонта Северо-Ставропольского месторождения характеризуются открытой пористостью 38% и проницаемостью 1100 мд.

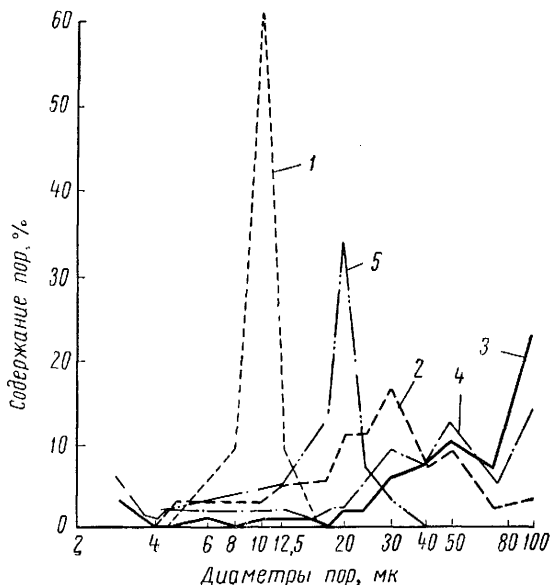


Рис. 40. Кривые распределения диаметров пор в газоносных породах некоторых месторождений.

1 — алевроит из хадумского газоносного горизонта Северо-Ставропольского месторождения (обр. 2208); 2 — песчаник мелкозернистый алевроитовый, IX газоносный горизонт мелового возраста месторождения Газли (обр. 7344); 3 — песчаник крупно- и среднезернистый из альбского газоносного горизонта Сердюковского месторождения (обр. 8916); 4 — песчаник среднезернистый из альбского газоносного горизонта Ленинградского месторождения (обр. 6568); 5 — песчаник мелкозернистый, угерская газоносная свита месторождения Бильче-Волица — Угерско (обр. 3345).

Доминирует диаметр пор 10—12,5 мк. Содержание пор с доминирующими диаметрами составляет 61%. Такое большое содержание пор с диаметрами одного размера обусловлено весьма хорошей отсортированностью обломочного материала; количество алевроитовой фракции достигает 98%.

Песчаник мелкозернистый, кварцево-полевошпатовый, известковистый (обр. 3345) газоносной угерской свиты месторождения Угерско-Бильче-Волица Западной Украины характеризуется открытой пористостью 26% и проницаемостью 1305 мд. Доминирует диаметр пор 20 мк. Содержание пор с указанным диаметром составляет 33%.

Гранулометрический анализ показал, что в породе преобладает мелкозернистая песчаная фракция — 72%. Высокое содержание этой фракции сказалось на количестве пор с доминирующими диаметрами.

Песчаник мелкозернистый кварцево-полевошпатовый (обр. 7344) IX газоносного горизонта мелового возраста на Газлинском месторождении Западного Узбекистана характеризуется открытой пористостью 24,5% и проницаемостью 1270 мд. Содержание пор диаметром 30 мк составляет 16%.

Часто в газоносных пластах Газлинского месторождения встречаются породы, представленные мелкозернистыми алевритистыми

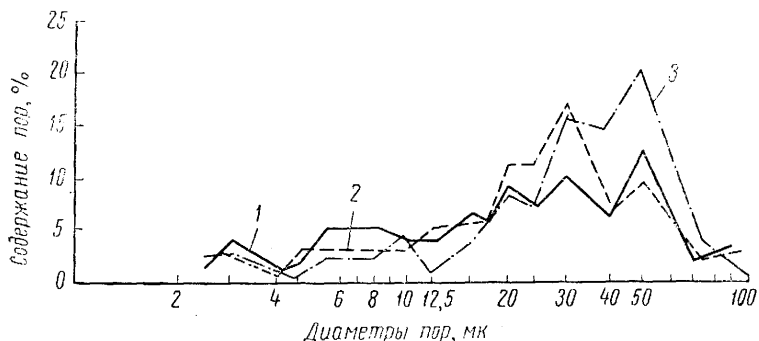


Рис. 41. Кривые распределения диаметров пор в газоносных породах Газлинского месторождения.

Образцы мелкозернистых песчаников: 1 — обр. 8088; 2 — обр. 7344; 3 — обр. 7347.

песчаниками, характеризующимися еще большими размерами максимальных диаметров пор — 40—75 мк. Наличие крупных пор связано главным образом с особенностями осадконакопления, обусловившими своеобразную арочную структуру пор.

Для таких пород характерны высокие значения проницаемости. Так, обр. 8088 (рис. 41), в котором содержится 12% пор указанного диаметра, имеет проницаемость 2049 мд при открытой пористости 29%, а обр. 7347 с 20% пор такого же диаметра — проницаемость 5155 мд при открытой пористости 26%.

Песчаник средне- и крупнозернистый, кварцево-полевошпатовый (обр. 6568) газоносного альбского яруса нижнего мела Ленинградского месторождения Краснодарского края характеризуется открытой пористостью 21% и проницаемостью 926 мд. Максимальные диаметры 50—100 мк. Количество пор с такими диаметрами составляет 13%.

Гранулометрический состав породы указывает на среднюю отсортированность обломочного материала. Приблизительно равное содержание средне- и крупнозернистых фракций при наличии мелкозернистой и алевритовой фракций, сыгравших роль заполнителя, объясняет относительно небольшое количество крупных пор.

Песчаник средне- и крупнозернистый, кварцево-полевошпатовый (обр. 8916) газоносного альбского яруса нижнего мела Сердюковско-го месторождения Краснодарского края характеризуется открытой пористостью 25% и проницаемостью 5250 мд. Доминирующие диаметры пор 75—100 мк. Содержание этих пор составляет 22%. Удачное сочетание гранулометрических фракций, небольшое количество цементирующих веществ и благоприятные условия осадконакопления привели к образованию крупных пор в породе, что в свою очередь отразилось на величинах проницаемости, достигающей нескольких дарси. Анализируемые кривые распределения пор по внешнему виду разделяются на три группы (рис. 42):

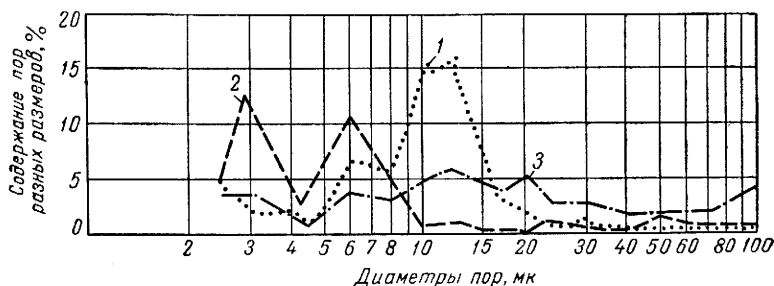


Рис. 42. Типы кривых распределения диаметров пор.

1 — с одним четко выраженным максимумом; 2 — с двумя (встречаются и с тремя) максимумами; 3 — без резких максимумов, характерна для пород, в которых присутствуют поры различных размеров приблизительно в одинаковых количествах.

1) кривые с одним четко выраженным максимумом, характерны для пород, в которых преобладает одна группа пор определенного размера;

2) кривые с двумя и тремя максимумами, характерны для пород с двумя-тремя группами пор, выделяемыми по размеру;

3) кривые плавные, без резких максимумов, характерны для пород с порами различных размеров приблизительно в одинаковых количествах.

При обработке всех указанных видов кривых выяснилось следующее. Общая тенденция к возрастанию проницаемости с увеличением радиусов фильтрующих пор и содержания в породе пор определенного размера выражена совершенно определенно. Однако графически такую зависимость удалось выразить только для пород, кривые распределения которых имеют один четкий максимум, т. е. для пород, в которых присутствует одна группа пор с радиусами, изменяющимися в очень небольших пределах. Для них построены кривые зависимости между величиной проницаемости и количеством доминирующих пор (рис. 43). За критерий оценки структурных кривых взято содержание пор с преобладающими диаметрами.

По кривым (рис. 43) отчетливо видно, что для достижения одного и того же значения проницаемости количество пор с более тонкими

сечениями в породах должно быть больше, чем с крупными. Полученные графики могут быть использованы для оценки проницаемости пород.

Дальнейшие поиски связей между проницаемостью и структурой порового пространства, проводимые на основе данных эксперимента, позволили по порометрическим кривым, полученным с помощью метода полупроницаемой мембраны, обнаружить еще одну интересную зависимость.

Интерпретация 85 порометрических кривых опытных образцов различных терригенных пород песчано-алевритового ряда и 48 образцов карбонатных пород с межгранулярным типом пористости (известняков, менее доломитов), проведенная А. Ханиным и Е. Буровой (1964), показала наличие связи между проницаемостью пород и медианным (средним) диаметром их фильтрующих поровых каналов

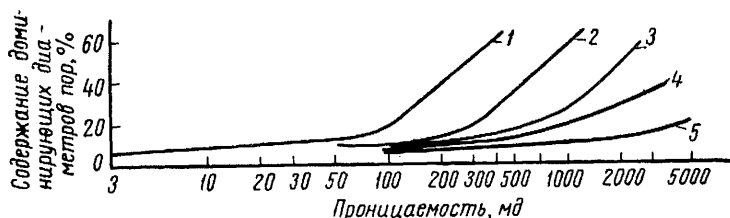


Рис. 43. Зависимость проницаемости от размера и содержания доминирующих поровых каналов.

Доминирующие диаметры поровых каналов (в мк): 1 — от 3 до 12,5; 2 — от 12,5 до 20; 3 — от 20 до 30; 4 — от 30 до 40; 5 — от 40 до 100.

(рис. 44 и 45). Величина медианного диаметра фильтрующих поровых каналов ( $Md_{\text{фк}}$ ) на кумулятивной порометрической кривой будет отвечать диаметру с ординатой 50% в том ее отрезке, который характеризует только эффективную часть порового пространства.

Рассматривая общий характер зависимости абсолютной газопроницаемости исследованных групп терригенных и карбонатных пород-коллекторов от медианного диаметра их поровых каналов (без учета величины эффективной пористости), можно отметить следующее. В обоих случаях отмечается общая тенденция роста проницаемости пород с увеличением медианного диаметра их фильтрующих поровых каналов. Дисперсия точек объясняется не только разницей в величинах эффективной пористости этих пород, но и рядом других факторов. К этим последним прежде всего следует отнести морфологию, протяженность и степень извилистости поровых каналов.

Основные типы структуры пустотного (порового) пространства преимущественно карбонатных пород-коллекторов изучены Г. И. Теодоровичем (1943, 1958) в прозрачных шлифах.

Структура порового пространства в карбонатных породах с межгранулярной пористостью имеет свои особенности, обусловленные спецификой образования этого типа коллектора. Обычно она характеризуется большей сложностью. Некоторые разности вторичных

доломитов и органогенных обломочных и органогенно-обломочных известняков, наиболее приближающиеся по своему строению к кластическим терригенным породам, характеризуются и близкой к последним структурой порового пространства.

В табл. 16 приведены средние данные о величинах медианных диаметров фильтрующих поровых каналов  $Md_{фк}$  терригенных и карбонатных пород (с межгранулярной пористостью), полученные в результате проведенных экспериментов.

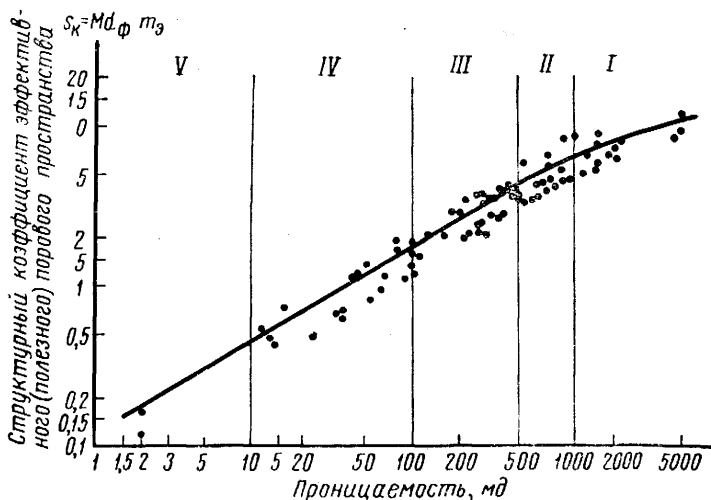


Рис. 44. Зависимость проницаемости (по газу) пород-коллекторов песчано-алевритового типа от структурного коэффициента эффективного (полезного) порового пространства  $s_k$  (по Е. Г. Буровой и А. А. Ханину).

I, II, III, IV, V — классы пород-коллекторов по А. А. Ханину.

Особенности структур поровых пространств терригенных и карбонатных пород находят свое отражение и в соотношении величин медианных диаметров их фильтрующих поровых каналов  $Md_{фк}$  с проницаемостью. Из данных, приведенных в табл. 16, следует, что пределы колебаний величин  $Md_{фк}$  карбонатных пород в общем несколько выше, чем у терригенных коллекторов соответствующей проницаемости.

Более отчетливо зависимость между указанными параметрами пород ( $Md_{фк}$  и  $k$ ) проявляется при введении величины эффективной пористости пород в виде множителя к медианному диаметру фильтрующих поровых каналов (рис. 44 и 45). Отчетливее фиксируется в этом случае и влияние указанных особенностей в структуре поровых пространств терригенных и карбонатных коллекторов.

Дисперсия точек уменьшается, если в произведении  $Md_{фк}$  на  $m_3$  параметр  $Md_{фк}$  принять в квадрате.



Средние значения параметров  $Md_{фк}$  и  $Md_{фк}m_3 = S_k$ , характеризующих поровое пространство терригенных и карбонатных пород-коллекторов различного класса

Структурные параметры и коэффициенты пористой среды	Класс коллектора				
	I	II	III	IV	V
	Терригенные породы				
$Md_{фк}$ в мк	$\geq 26$	26—20	20—11	11—5	$< 5$
$Md_{фк} m_3$	$\geq 6$	6—4,1	4,1—1,6	1,6—0,4	$< 0,4$
	Карбонатные породы				
$Md_{фк}$ в мк	$\geq 30$	30—22	22—12	12—6,5	$< 6,5$
$Md_{фк} m_3$	$\geq 6,2$	6,2—4,5	4,5—1,9	1,9—0,8	$< 0,8$

Произведение величин  $Md_{фк}m_3$  можно условно рассматривать как один из структурных коэффициентов эффективного порового пространства пород  $S_k$ .

На основе этих данных каждый класс коллектора может быть дополнительно охарактеризован ориентировочными величинами указанных структурных коэффициентов.

Дальнейшее исследование в этом направлении, вероятно, позволит ввести в оценку коллекторов и эти новые структурные параметры, что в известной степени дополнит характеристику емкостных и фильтрационных свойств горных пород.

Оценка поровой структуры по кривым распределения диаметров поровых каналов проводится также путем выделения и сравнения квартильных диаметров поровых каналов.

По суммарным (кумулятивным) кривым определяют квартильные диаметры (0,25; 0,50; 0,75) поровых каналов. Принцип построения

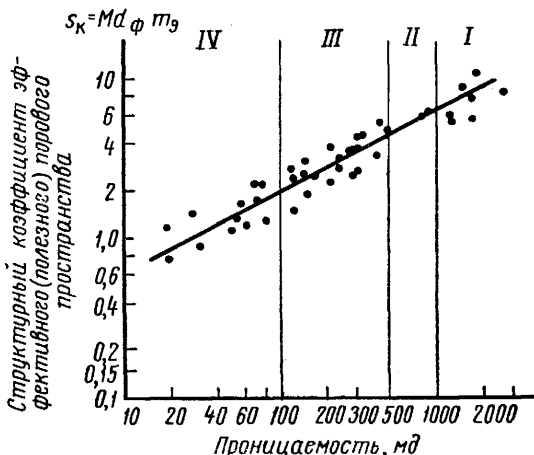


Рис. 45. Зависимость проницаемости (по газу) карбонатных пород-коллекторов с межзерновой пористостью от структурного коэффициента эффективного (полезного) порового пространства  $s_k$  (по Е. Г. Буровой и А. А. Ханину).

I, II, III, IV — классы пород-коллекторов по А. А. Ханину.

суммарных кривых, а также нахождение квартильных диаметров такой же, как и при обработке данных гранулометрического состава. По оси абсцисс в логарифмическом масштабе откладывают диаметры поровых каналов, а по оси ординат в обычном масштабе — суммарные объемные проценты содержания каналов этих диаметров. При таком построении сумма объемов каналов всех диаметров (т. е. 100%) выражается последней ординатой, а точка ее пересечения с осью абсцисс отвечает наибольшему диаметру каналов —  $d_{100}$ . Квартильные диаметры фильтрующих поровых каналов определяют на графике с учетом объемного содержания остаточной воды в порах сечением менее 2 мк (метод полупроницаемой мембраны).

Изучение структуры порового пространства газоносных песчано-алевритовых пород основных продуктивных горизонтов месторождений Газли и Южный Мубарек, проведенное Е. Г. Буровой и В. И. Лукшиной, показало, что величины квартильных диаметров фильтрующих поровых каналов связаны с проницаемостью, и пределы колебаний их значений закономерно возрастают с увеличением проницаемости (табл. 17). Величины квартильных диаметров фильтрующих поровых каналов можно рассматривать в качестве параметров, характеризующих поровую структуру пород. Проницаемость связана с этими параметрами.

Таблица 17

Данные о проницаемости и диаметрах фильтрующих поровых каналов песчаных газоносных пород месторождений Газли и Южный Мубарек

Проницаемость, мд	Пористость открытая, %	Содержание остаточной воды, % от объема пор	Диаметр фильтрующих поровых каналов, мк			
			$d_{25}$	$d_{50}$	$d_{75}$	$d_{100}$
$\geq 5000$	32—36	8—21	22—48	42—51	53—57	150
5000—4000	32—35	12—14	24—48	44—53	57—60	150
4000—3000	31—35	11—17	20—36	34—44	38—55	100—150
3000—2000	27—34	12—22	17—31	33—40	37—51	75—150
2000—1000	26—33	16—25	8—23	23—35	27—44	50—150
485	23	26	13	24	40	150
215	19	34	11	21	31	150
100	16	41	6	15	22	100
46	20	53	4,8	7,5	11,5	40
18	19	48	2,9	4	6,4	10
7	13	48	3,5	6,3	9,5	40
3,5	16	76	3,6	5,5	17,5	150
1	16	86	3,1	6	12	17,5
1	14	84	2,7	3,4	4,5	6

Основными недостатками метода полупроницаемой мембраны являются следующие.

1. Использование смачивающей жидкости — воды или керосина. В процессе вытеснения жидкости под давлением на стенках поровых

каналов остается пленка жидкости, искажающая результаты опыта. Поскольку толщина смачиваемой пленки может быть значительной, ошибка будет существенной.

Порометрические диаграммы, полученные для одного и того же образца горной породы капиллярным вытеснением воды и керосина воздухом через полупроницаемую мембрану, не будут одинаковы. Порометрическая диаграмма, построенная по данным кривой капиллярного давления для воды, всегда несколько сдвинута в сторону больших радиусов пор по сравнению с порометрической диаграммой, вычисленной по кривой капиллярного давления для керосина. Отличие в порометрических диаграммах связано с различием в углах смачивания воды и керосина. Вода имеет больший угол смачивания, чем керосин. Обычно при подсчете радиусов пор краевой угол смачивания принимается за  $0^\circ$  и  $\cos \theta$  за 1. Однако в зависимости от физико-химических свойств горной породы и ее поровой структуры угол смачивания не остается постоянным и изменяется. Так, при переходе мениска в более широкую часть капиллярного канала угол смачивания увеличивается, а при переходе в более узкую — уменьшается. Благодаря разнообразию в сочетании суждений и расширений поровых каналов, угол смачивания колеблется от нуля до  $90^\circ$ .

2. Длительность проведения опыта (20—25 суток) с целью построения порограмм. Длительность опыта порождает дополнительные ошибки, возникшие вследствие нестабильности системы, изменения температуры и барометрического давления. Это приводит к плохой воспроизводимости результатов опыта.

3. Невозможность увеличения давления, под которым происходит вытеснение воды из образца породы, обычно свыше  $2 \text{ ат}$ , так как при существующем размере пор полупроницаемой мембраны ( $2 \text{ мк}$ ) дальнейшее повышение давления ведет к прорыву газа через полупроницаемую мембрану. Поэтому вычисление радиусов пор проводится в диапазоне  $2—100 \text{ мк}$ . На неточности данного метода и ограниченность его применений также указывают Н. Бурдайн, Л. Гурнай и Р. Рейчертц (Burdine, Gournay, Reichertz, 1950).

Метод вдавливания ртути используется при изучении распределения размеров пор путем интерпретации кривых капиллярного давления. Он первоначально был предложен Л. Риттером и Р. Дрейком (Ritter, Drake, 1945) для анализа катализаторов и впоследствии был применен В. Перселлом (1959) и Н. Бурдайном с соавторами (Burdine et al., 1950) для исследования осадочных пород.

Экспериментальное определение распределения размеров пор основано на нагнетании ртути в образец, из которого предварительно откачан воздух при последовательно изменяющихся давлениях. Капиллярные силы позволяют ртути свободно проходить через поровые каналы достаточно большого поперечного сечения и распределиться во взаимосвязанном поровом пространстве. По мере того как заполняются крупные поровые каналы, требуется все большее и большее давление для того, чтобы протолкнуть ртуть через поровые

каналы меньших размеров. Количественно эта связь выражается в изменении объема ртути, входящей в образец при последовательно увеличивающихся давлениях.

Метод вдавливания ртути основан на свойстве ртути не смачивать твердые тела. Ртуть нагнетается под давлением в поровые каналы испытуемых образцов пород. Пользуясь данным методом, можно определить эквивалентное сечение поровых каналов от 0,01 до 100 мк и проследить распределение их путем построения порометрических диаграмм. Это позволяет определять структуру поровых каналов пород-коллекторов с очень тонкими порами — плотных

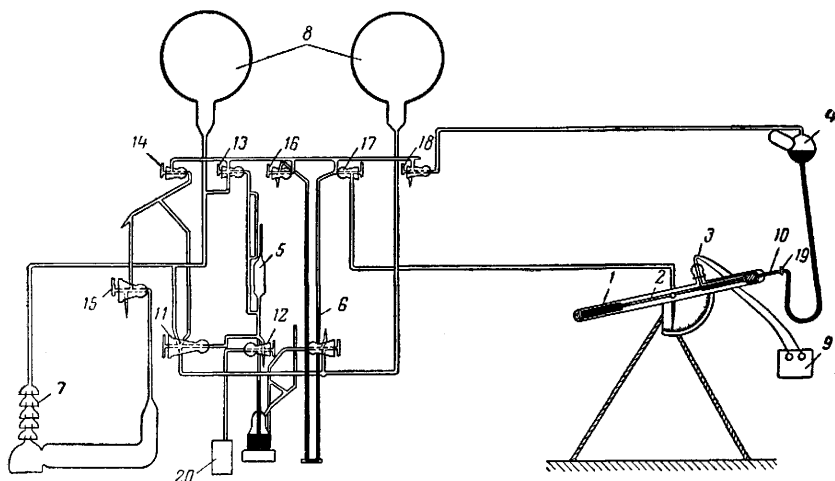


Рис. 46. Схема поромера низкого давления.

алевроитовых разностей и карбонатных пород. Опыт занимает 30—40 мин.

При заполнении объема пор твердого тела жидкостью с краевым углом смачивания, превышающим  $90^\circ$ , необходимо преодолеть сопротивление силы, численно равной величине произведения периметра поры на поверхностное натяжение жидкости и косинус угла смачивания. Связь между внешним давлением и капиллярным сопротивлением в порах твердого тела описывается уравнением капиллярного падения

$$Fhg\rho = \Pi\sigma \cos \theta,$$

где  $F$  — площадь сечения поры;  $h$  — высота капиллярного падения жидкости;  $g$  — ускорение силы тяжести;  $\rho$  — плотность жидкости;  $\Pi$  — периметр поры;  $\sigma$  — поверхностное натяжение жидкости;  $\theta$  — угол смачивания.

Произведение  $h\rho g$  имеет размерность силы на квадратный сантиметр и поэтому может быть выражено через давление  $p$  в  $\text{кг/см}^2$

$$Fp = \Pi\sigma \cos \theta; \quad \frac{Fp}{\Pi} = \frac{\sigma \cos \theta}{p}.$$

Для пор цилиндрической формы уравнение капиллярного падения можно написать в следующем виде:

$$p\pi r^2 = 2\pi r\sigma \cos \theta.$$

По уравнению капиллярного падения можно рассчитать эквивалентный радиус пор твердого тела, если известно давление, при котором поры заполнены ртутью

$$r = \frac{2\sigma \cos \theta}{p}.$$

Радиус и сечение пор называют эквивалентными истинным, так как уравнение выведено для цилиндрических капилляров с сечением в виде правильного круга. В породах же встречаются поровые каналы различных сечений. В формулу расчета входят величины краевого угла смачивания  $\theta$  и поверхностного натяжения  $\sigma$ .

При изучении структуры порового пространства горных пород (твердых тел) пользуются ртутными поромерами различных систем.

В лаборатории физики газового пласта ВНИИГаза используется ртутный поромер системы Т. Г. Плаченова (1957), который состоит из двух частей: поромера низкого давления (рис. 46) и поромера высокого давления (рис. 49).

Поромер низкого давления (рис. 46) состоит из дилатометра 1, стеклянного цилиндра 2 с впаянными молибденовыми проволоками 3, баллона для ртути 4, манометра Мак-Леода 5, ртутного U-образного манометра 6, диффузионного 7 и форвакуумного насосов 20, двух форвакуумных баллонов 8 и омметра 9 для измерения сопротивления платино-иридиевой проволоки, натянутой внутри дилатометра.

Стеклянная часть поромера, манометры и диффузионный насос смонтированы на металлическом каркасе. Омметр расположен на рабочем столе. Дилатометр, стеклянный цилиндр и баллон для ртути термостатированы (Колоскова, 1964).

Дилатометр (рис. 47) представляет собой калиброванный капилляр 6 диаметром 2,5—3 мм, в нижней части переходящий в ампулу (капсюль) 1 для испытуемого образца. Капилляр в верхней части заканчивается головкой из органического стекла 8 с двумя никромовыми контактами 5. В расширенной части капилляра имеется стеклянная перемычка 2, за которую крючком закреплена пружина 3 из никромовой проволоки диаметром 0,2 мм. Верхняя часть пружины заканчивается кольцом, через которое пропущена платино-иридиевая 80-микронная измерительная проволока 4. Концы платино-иридиевой проволоки 4 выведены к контактам 5, расположенным на головке

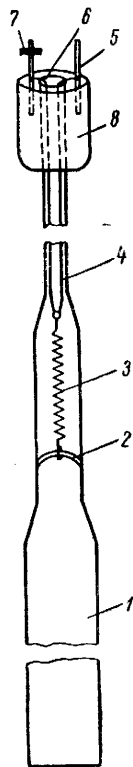


Рис. 47.  
Схема дилатометра.

дилатометра, и закрепляются винтами 7. Калибровка капилляра дилатометра состоит в определении отношения объема капилляра к сопротивлению проволоки, заключенной в этом объеме. Капилляр дилатометра градуируют с помощью прибора (рис. 48), который представляет собой стеклянный цилиндр-термостат 6, снабженный кранами 1 и 7 и съемной крышкой 3 из органического стекла с отверстиями для дилатометра 4 и термометра 5.

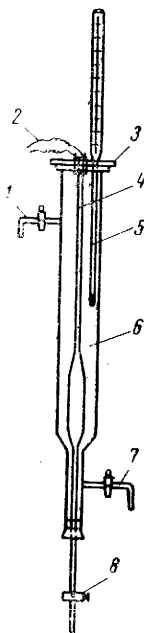


Рис. 48. Схема прибора для градуировки дилатометра.

Перед градуировкой капилляра к расширенному его концу припаивают стеклянную трубку с краном 8, после чего вставляют дилатометр в цилиндр-термостат 6 и заполняют его ртутью. Перед тем как измерить сопротивление электрической цепи, контакты дилатометра 2 присоединяют к омметру; краны 1 и 7 прибора соединяют с ультратермостатом ТС-15М, после чего через цилиндр-термостат пропускают воду температурой  $25 \pm 0,05^\circ \text{C}$ .

Начальное сопротивление электрической цепи  $R_0$  измеряют при установившейся температуре в цилиндре-термостате. Измерения производят несколько раз через каждые 4—5 мин до тех пор, пока сопротивление электрической цепи не станет постоянным. Затем в предварительно взвешенный бюкс через нижний кран 8 выпускают из дилатометра ртуть примерно на 10—15 мм высоты ее столба в капилляре, измеряют сопротивление электрической цепи  $R_n$ , взвешивают выпущенную ртуть и рассчитывают ее объем  $V$ .

Изменение высоты ртути в капилляре дилатометра определяют с помощью катетометра. На основании трех-четырех параллельных измерений устанавливают изменение сопротивления в цепи, соответствующее изменению в 1 см высоты столба ртути в капилляре дилатометра, а по данным калибровки, зная диаметр капилляра, высчитывают константу дилатометра в  $\text{см}^3/\text{ом}$  для данного отрезка капилляра по формуле

$$k = \frac{V}{R_n - R_0} \text{ см}^3/\text{ом},$$

где  $k$  — константа дилатометра в  $\text{см}^3/\text{ом}$ ;  $R_n$  — сопротивление электрической цепи для данного отрезка ртути в капилляре в  $\text{ом}$ ;  $R_0$  — начальное сопротивление электрической цепи в  $\text{ом}$ .

Объем ртути  $V$  равен произведению веса ртути  $P$  на ее плотность  $\gamma$ . Плотность ртути равна  $13,5335 \text{ г/см}^3$  при давлении  $1 \text{ кг/см}^2$  и температуре  $25^\circ \text{C}$ .

Проведение опыта на поромере низкого давления складывается из следующих операций. Образец породы, высушенный в термостате

при  $105^{\circ}\text{C}$  до постоянного веса, помещается в ампулу дилатометра через нижнее отверстие, которое затем запаивается. После этого дилатометр с испытуемым образцом породы помещается в стеклянный цилиндр 2 (рис. 46). Открытый конец дилатометра тонкой трубкой 10 соединяется с ртутным баллоном 4. Контакты дилатометра присоединяют к молибденовым контактам 3 стеклянного цилиндра поромера, которые подключают к омметру 9; проверяют электрическую цепь. Пришлифованные части поромера покрывают тонким слоем вакуумной смазки и поворотом вокруг оси шлифа вправо и влево притирают до полной прозрачности. Затем все краны закрывают, краном 12 соединяют форвакуумный насос с прибором и включают в электросеть мотор насоса. Плавным движением открывают трехходовый кран 11 и краны 14, 13, 16, 17, 18. Спустя 40—60 мин, не останавливая форвакуумного насоса, включают диффузионный насос 7 поворотом крана 15. Ртуть в сосуде 4 дегазируется путем переливания ее из одного конца в другой. После каждых 30 мин работы диффузионного насоса измеряют остаточное давление воздуха в поромере манометром Мак-Леода 5.

При достижении вакуума  $3 \cdot 10^{-4}$ — $3 \cdot 10^{-5}$  мм рт. ст. дилатометр заполняют ртутью, наклоняя баллон 4 и медленно открывая кран 19, после чего замеряют начальное сопротивление измерительной проволоки. Затем закрывают краны 15, 14, 13, 18 и выключают диффузионный насос. Закрывают трехходовой кран 11, соединяют кран 12 с атмосферой, и выключают мотор насоса. После отключения форвакуумного насоса приступают к проведению опыта. В начальный момент опыта дилатометр укреплен на шлифе под углом  $10$ — $12^{\circ}$ , и при этом положении опытный образец находится под давлением столба ртути высотой 30—50 мм. Поворотом крана 16 в поромер впускают воздух отдельными порциями (20—30 мм) до тех пор, пока давление не достигнет атмосферного, причем при каждом новом давлении замеряют сопротивление измерительной проволоки. Максимальное давление, при котором заканчивается опыт на поромере низкого давления, складывается из атмосферного давления и давления столба ртути в дилатометре над образцом при вертикальном положении дилатометра. Величина давления фиксируется ртутным манометром, причем вводится поправка на усадку ртути в дилатометре.

После окончания опыта на поромере низкого давления дилатометр переносится в бомбу поромера высокого давления, где опыт продолжается.

Поромер высокого давления (рис. 49) состоит из массивного стального цилиндра (бомбы) с рубашкой 1, в которой циркулирует вода с температурой термостатирования гидравлического масляного насоса 2 для создания высоких давлений, трех измерительных образцовых манометров 3 на 25, 400, 600—1000 кг/см<sup>2</sup>, баллона со сжатым газом (азот), ультратермостата для поддержания в бомбе постоянной температуры, омметра для измерения сопротивления электрической цепи и дилатометра.

Заполненный ртутью дилатометр с испытуемым образцом после проведения измерений на поромере низкого давления при помощи винтов присоединяется своими контактами к контактам запорной головки поромера, и собранный затвор с дилатометром помещается в бомбу. Бомба термостатируется. Контакты затвора бомбы присоединяют к мосту постоянного тока и производят проверку электрической цепи. После этого накладывают нажимную гайку, верхнюю часть бомбы путем завинчивания нажимной гайки до отказа закрывают и измеряют начальное сопротивление электрической цепи,

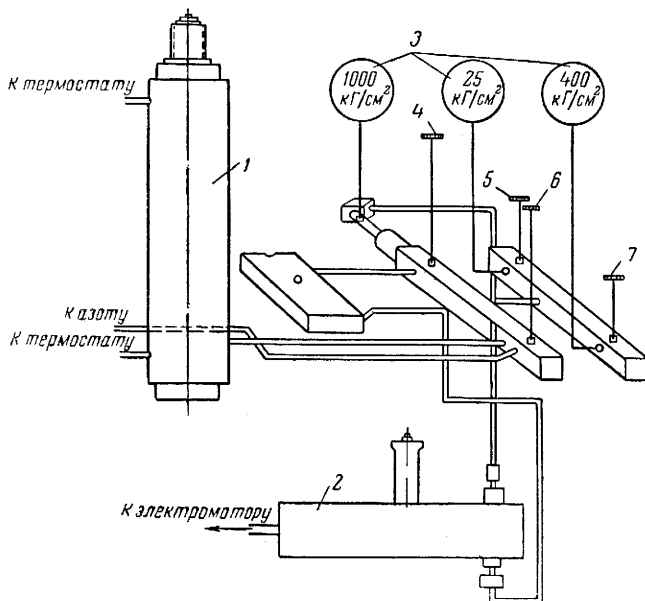


Рис. 49. Схема поромера высокого давления.

которое должно быть равно величине конечного сопротивления при проведении опыта на поромере низкого давления. Перед началом повышения давления в бомбе краны 4 и 7 перекрывают и открывают краны 5 и 6. Давление в бомбе до 100—120  $\text{кг/см}^2$  создается азотом из баллона. В начале опыта при закрытом кране «азот» 6 открывают баллон и создают давление в соединительной трубке. Затем баллон с азотом закрывают и, медленно открывая кран 6, в бомбе повышают давление до двух делений шкалы образцового манометра низкого давления (на 25  $\text{кг/см}^2$ ). При достижении указанного давления кран 6 закрывают и измеряют сопротивление электрической цепи. После первого замера дальнейшее повышение давления в бомбе производится при открытом баллоне с азотом, с регулировкой подачи азота в бомбу краном 6. Давление в бомбе до 15—20  $\text{кг/см}^2$  измеряют манометром на 25  $\text{кг/см}^2$ , а по достижении этого давления кран 5 закрывают и давление фиксируют по манометру 400  $\text{кг/см}^2$ , открыв



кран 7. Дальнейшее повышение давления в бомбе осуществляется при помощи масляного насоса. При этом кран 6 закрывают. Кран 7 закрывают по достижении в бомбе давления свыше  $400 \text{ кг/см}^2$ , которое фиксируют по манометру  $600\text{--}1000 \text{ кг/см}^2$ .

После полного использования рабочего давления поромера приступают к определению обратного хода порограммы, после чего постепенно поворачивают рукоятку крана «спуск масла» 4 и снижают давление по выбранному графику работы; при установившемся равновесии каждый раз замеряют сопротивление электрической цепи. При достижении нормального давления в бомбе отключают электрическую цепь от запорной головки бомбы поромера. Вывинчивают запорную головку и извлекают ее вместе с дилатометром из бомбы поромера. Дилатометр очищают от масла смоченной бензолом или бензином ватой; ампулу дилатометра вскрывают и из него извлекают ртуть и испытуемый образец.

Обработка экспериментальных данных сводится к расчету объема пор испытуемого образца и вычислению эквивалентных радиусов поровых каналов.

Расчет объема пор производится на основании измерения сопротивления электрической цепи при повышении давления, в процессе проведения опыта на поромере.

По омметру замеряют сопротивление, соответствующее выбранной величине давления, и, пользуясь константой дилатометра, определяют объем ртути, вдуваемой в поры образца

$$V = \frac{k(R_n - R_0) - \Delta V}{P} \text{ см}^3/\text{г},$$

где  $k$  — константа дилатометра в  $\text{см}^3/\text{ом}$ ;  $R_n$  — сопротивление цепи при данном равновесном конечном давлении в  $\text{ом}$ ;  $R_0$  — начальное сопротивление цепи в  $\text{ом}$ ;  $\Delta U$  — приведенный объем ртути, равный произведению веса ртути на поправку на сжатие ртути ( $\Delta V = aN_p$ , здесь  $a$  — вес ртути в дилатометре в  $\text{г}$ ;  $N_p$  — поправка на сжатие ртути в  $\text{см}^3/\text{г}$  для данного давления);  $P$  — навеска твердого тела в  $\text{г}$ .

Общий объем пор образца, измеряемый поромером, рассчитывается на основании общей разности сопротивления в начале и конце опыта.

Радиусы пор рассчитывают по формуле

$$r = \frac{2\sigma \cos \theta}{980,665 \cdot 10^3 p_{\text{пр}}} = \frac{2 \cdot 10^8 \cdot 470,9 \cos 140^\circ}{10^3 \cdot 980,665 p_{\text{пр}}} = \frac{7,5677}{P_{\text{пр}}} \text{ мк},$$

где  $r$  — эквивалентный радиус пор в  $\text{мк}$ ;  $p_{\text{пр}}$  — приведенное давление в  $\text{кг/см}^2$ ;  $\sigma$  — поверхностное натяжение ртути в  $\text{дин/см}^2$ ;  $\theta$  — угол смачивания для ртути, равный  $140^\circ$  для горных пород (по В. Перселлу, 1948);  $980,665 \cdot 10^3$  — переводной коэффициент в систему СГС.

Поверхностное натяжение ртути  $\sigma$  по Т. Г. Плачену (1957) при  $20^\circ \text{С}$  равно  $471,6$ ; по В. Перселлу (1949) оно составляет

470,9 дин/см<sup>2</sup>. Угол смачивания для ртути по Г. Т. Плаченову (1957) равен для угля 142° и для силикагеля 145°

$$P_{пр} = P_m + P_n - h_1,$$

где  $P_m$  — манометрическое давление в кг/см<sup>2</sup>;  $P_n$  — начальное давление в кг/см<sup>2</sup>;  $h_1$  — уменьшение давления столбика ртути в кг/см<sup>2</sup>.

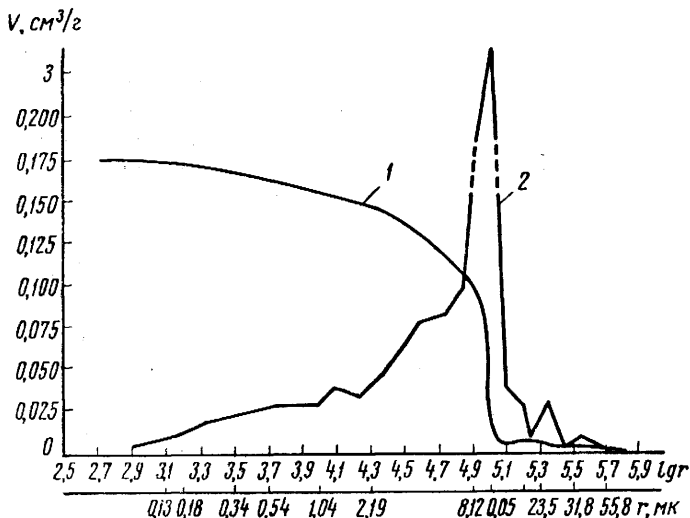


Рис. 50. Кривые распределения объемов пор в образце газоносного алевропесчаника месторождения Газли по логарифмам эквивалентных радиусов (скв. 9, глубина 837—841 м, пористость открытая 34%, проницаемость 580 мд, остаточная водонасыщенность 27%).

Кривые распределения объемов пор, полученные на ртутном поромере: 1 — интегральная, 2 — дифференциальная.

Уменьшение давления столбика ртути  $h_1$  в капилляре дилатометра рассчитывают из уравнения

$$h_1 = \frac{(R_n - R_0) \cdot 10}{x} \cdot \frac{1.033}{760} \text{ кг/см}^2,$$

где  $x$  — цена одного сантиметра капилляра дилатометра в см.

По вычисленным значениям эквивалентных радиусов и объемов пор строят суммарные кривые (рис. 50, кривая 1) и по ним — дифференциальные кривые распределения объемов пор по логарифмам эквивалентных радиусов (рис. 50, кривая 2).

Метод ультразвукового прослушивания. Изучение пустотного пространства проводят методом ультразвукового прослушивания. Прозвучивая образцы горных пород с помощью ультразвуковых дефектоскопов УДМ-4М и УЗДС-18 и других систем, можно замерить скорость прохождения ультразвуковых волн через породу, а также выяснить картину распределения отра-

женных импульсов. Для прозвучивания используют образцы кубической формы.

Изменение скорости ультразвуковых волн находится в тесной связи с составом и пористостью пород. По мере уменьшения пористости пород увеличивается скорость прохождения ультразвука, что связано с уменьшением воздушного пространства, снижающего скорость распространения звуковых волн.

Резкие колебания в величине скорости ультразвука, измеренной в различных направлениях, отмечаются при исследовании трещиноватых пород. Прозвучивая образцы карбонатных пород, можно выделить участки, характеризующиеся наличием трещин, и наметить их преобладающее направление (трудность заключается в неориентированности поднятого керна).

### **Корреляция данных (параметров), характеризующих емкостные и фильтрационные свойства горных пород**

Для того чтобы выяснить механизм фильтрации пластовых флюидов через пористые среды многие исследователи делали попытки коррелировать значения проницаемости, пористости, удельной поверхности, размера минеральных зерен и пор, а также других параметров, характеризующих породу. Ниже рассматривается влияние цементации, уплотнения, дисперсности зерен, размера и распределения поровых каналов на емкостные и фильтрационные свойства пород.

Пористость в значительной мере зависит от цементации горных пород. В случае наиболее плотного расположения идеальных частиц пористость составляет 26% объема всей породы. Если представить себе, что цементирующее вещество создало слой над каждой сферой равный 5% от диаметра зерен (в точках контактов отложений цемента не происходило), то пористость должна уменьшиться почти вдвое. Поэтому при изучении горных пород цементации следует уделять особое внимание, так как снижение пористости или создание закрытых тонких пор приводит к снижению фильтрации подземных флюидов.

Цементация осадков может происходить или одновременно с их отложением, или же спустя некоторое время. Объем пористых промежутков уменьшается в той же степени, в какой увеличивается содержание цемента.

Цемент чаще всего играет отрицательную роль в терригенных породах-коллекторах, ибо его присутствие обуславливает обычно уменьшение величины сечения поровых каналов и, как следствие этого, — снижение величин проницаемости, коэффициента газонасыщенности и др. Однако зависимость между проницаемостью и цементом в породах сложная, ибо она определяется не только его количеством, но и составом, структурой, характером распределения в породе и рядом других факторов. Кроме того, известную роль играет и структура, и текстура самого обломочного скелета породы.

Так, одно и то же количество цемента при прочих равных условиях более снизит проницаемость коллектора с плотной укладкой обломочных частиц и более отрицательно скажется на тонкозернистых породах и т. д. Лишь в относительно однотипном разрезе как частный случай можно наблюдать закономерное соотношение между проницаемостью и количеством цемента в породах (рис. 51).

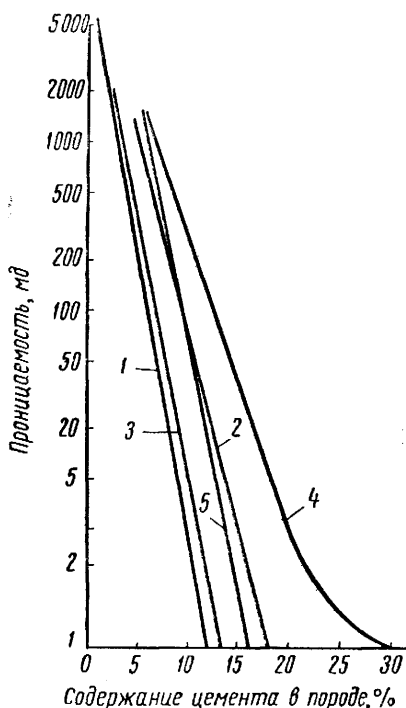


Рис. 51. Зависимость проницаемости от содержания цемента в песчаных породах некоторых продуктивных и перспективных на нефть и газ пластов (по Ханину, 1960).

1 — средне- и мелкозернистые песчаники живецкого возраста Пачелмы Пензенской области; 2 — мелкозернистые песчаники свиты Горячего ключа Ставрополя; 3 — мелкозернистые песчаники угерской свиты газового месторождения Бильче-Волица; 4 — мелкозернистые песчаники угленосной свиты Арчдинского газонефтяного месторождения; 5 — мелкозернистые песчаники угленосной свиты нижнего карбона нефтяного месторождения Жирное.

Последующие же изменения глинистого вещества обычно не улучшают, а, наоборот, ухудшают емкостные и фильтрационные свойства коллектора.

Неблагоприятны с этой точки зрения смачиваемость глинистых минералов, приводящая к повышенным скоплениям остаточной водонасыщенности, и свойственная некоторым из них высокая гидро-

можно наблюдать закономерное соотношение между проницаемостью и количеством цемента в породах (рис. 51).

В зависимости от взаимного расположения обломочного материала и цементирующего вещества в породе различают четыре основных типа цемента: контактовый, пленочный, поровый и базальный. В природных условиях очень редко развит только один тип цементации. Чаще всего встречаются несколько типов в различных комбинациях с преобладанием одного из них.

Интенсивность развития того или иного типа цементации, гидрофильность или гидрофобность цементирующего вещества и, наконец, его структура, — вот те главные факторы, которые определяют степень влияния цементов на фильтрующие свойства коллектора.

Одним из наименее благоприятных для фильтрации цементов является глинистый в силу ряда специфических его особенностей. Аллотипенное происхождение основной массы глинистого материала в коллекторе обуславливает обычно региональное его распространение. В связи с этим вряд ли можно ожидать существенных изменений в показателях физических параметров коллекторов на небольших участках пласта.

фильность, обуславливающая набухание при увлажнении. Так, по данным А. А. Ханина и О. Ф. Корчагина (1949), модель, составленная из песка с крупностью зерен от 0,25 до 0,15 мм и 5% монтмориллонитовой глины, при 5%-ной влажности снижает свою проницаемость в 12 раз, а при влажности в 15% — в 35 раз.

Глинистые минералы, являясь хорошими сорбентами, благодаря дисперсности больше, чем другие элементы породы, аккумулируют на своей поверхности различные растворенные вещества из мигрирующих пластовых вод и нефть (газ). Последнее, естественно, в той или иной мере снижает количество извлекаемого газа и нефти при эксплуатации. Кроме того, дисперсность глины исключает возможность присутствия в участках ее развития пор фильтрующего размера.

Наконец, наличие глинистого материала в породе резко увеличивает способность последней к уплотнению под давлением. Благодаря этой его особенности удельное распространение коллекторов среди пород с существенно глинистым цементом с глубиной резко падает, а на больших глубинах они вообще, очевидно, отсутствуют.

Карбонатные цементы имеют несколько иные особенности и по-другому влияют на коллекторские свойства пород.

Перекристаллизация сингенетического карбонатного материала в обломочных породах нередко приводит к локализации его в виде, например конкреций или крупнозернистых агрегатных скоплений, что улучшает коллекторские свойства породы. В этом же направлении обычно действует на них и доломитизация известкового материала.

Благоприятна для коллектора относительная гидрофобность карбонатов. Наконец, присутствие последних в породах в той или иной степени препятствует сжимаемости их под давлением.

Наиболее неблагоприятны эпигенетические накопления карбонатов в терригенных отложениях. Иногда они превращают прекрасные коллекторы в непроницаемые породы. Но этот процесс редко развивается в широком региональном плане.

Среди цементов наименее отрицательно на коллекторские свойства породы влияет цемент контактового типа. Его присутствие в небольшом количестве способствует цементация зерен породы, в небольшой мере отражается на снижении проницаемости и препятствует выносу песка из пласта при его эксплуатации. Все остальные типы цементов (пленочный, поровый и базальный) уменьшают емкость коллектора, причем тем больше, чем равномернее распределен цементирующий материал в породе и чем плотнее его укладка.

Так, сульфатно-базальный (неравномерно-базальный) тип цементации более благоприятен, чем равномерно-поровый (при одинаковом количестве цемента) или даже равномерно-неполнопоровый, так как в последнем случае уменьшается сечение наиболее крупных поровых каналов и проницаемость снижается. В случае если, например, в породе с поровым типом цементации поры выполнены глинистым веществом, пелитоморфным карбонатом или, наконец, крупнозернистыми, но ксеноморфными выделениями последнего, контуры

зерен которого приспособляются друг к другу и к морфологии стенок пор, то такая порода имеет или очень низкие коллекторские показатели или оказывается практически непроницаемой. Но в случае идиоморфного строения зернистого агрегата цемента и беспорядочной ориентировки слагающих его зерен часть внутрипорового пространства останется свободной, что обеспечит некоторую проницаемость. Последняя будет тем больше, чем крупнее отдельные элементы цементирующего агрегата.

Рассмотрение зависимости проницаемости от количественного содержания цементирующих веществ для ряда разрезов показывает, что резкий изгиб линии падения проницаемости при одном и том же содержании и характере цементации наступает раньше у пород с большей плотностью и меньшей сортированностью обломочного материала.

Если установлено соотношение между проницаемостью и содержанием цементирующих веществ для того или иного геологического разреза или части его, то по нему можно судить о величине проницаемости образцов пород малого размера и объема, в которых предварительно определено количество цементирующих веществ.

С увеличением цементирующего материала в породе возрастает ее плотность (объемный вес). В ряде случаев при однородном гранулометрическом составе, однотипной компоновке зерен в породе и однородном типе цементации можно наблюдать зависимость между плотностью пород и их проницаемостью. Подобная зависимость наблюдается для мелкозернистых песчаников пашийского возраста Волго-Уральского нефтегазоносного района, для глинистых алевролитов абазинской свиты Ахтырско-Бугундырского месторождения нефти, песчаников майкопской свиты ряда месторождений нефти и газа Краснодарского края, алевролитов и алевролитов газоносного хадумского горизонта Ставрополя и др. Эта зависимость установлена и в результате проведения опытов с моделями песков, подвергнутых различному уплотнению, при различных добавках цемента.

Кривые изменения проницаемости в зависимости от величины плотности пород для каждого геологического разреза или части его могут быть различные. Однако выявленные закономерности в ряде случаев также могут быть использованы для суждения о проницаемости, когда имеются образцы пород малого размера, по которым обычными лабораторными методами определить проницаемость трудно.

Глины по мере погружения увеличивают плотность, уменьшают пористость и проницаемость. Между названными выше параметрами у глин наблюдается сравнительно тесная связь.

Различия в степени и характере цементации пород в продуктивном пласте по вертикали, а также наличие среди них малопроницаемых или непроницаемых пород в виде линз и пропластков разной мощности и протяженности обуславливают анизотропность пласта в отношении фильтрации газа, нефти и воды. При этом естественно, что анизотропия проявляется тем интенсивнее, чем неоднороднее строение пласта,

и нередко она отмечается даже в пределах куска зерна. В этом случае проницаемость, определенная в направлении, нормальном к напластованию, может оказаться во много раз меньше, чем проницаемость в направлении, параллельном к напластованию, а иногда первая равна нулю. В качестве примера резко анизотропного строения коллектора можно привести тонкослоистый разрез продуктивного пласта Северо-Ставропольского газового месторождения (частое чередование хорошо проницаемых алевритов, алевролитов и глин), а также породы-коллекторы бугурусланской свиты нижней перми Тархановского газового месторождения, в которых рыхлые и в разной степени сцементированные мелкозернистые песчаники часто чередуются с песчаным известняком и др.

Общий характер влияния основных элементов строения терригенных пород на их коллекторские свойства в кратких чертах сводится к следующему.

Многочисленными исследованиями установлено, что с увеличением размера обломочного материала в породах проницаемость их возрастает, хотя пористость при этом несколько уменьшается. Это изменение проницаемости связано с увеличением сечения поровых каналов, что играет очень важную роль в процессах фильтрации. Наблюдается ухудшение фильтрационных свойств пород параллельно с увеличением коэффициента сортированности обломочного материала, ибо при этом более тонкий материал, являясь заполнителем, не только снижает пористость породы, но и уменьшает величину сечения поровых каналов.

Однако и при однородном гранулометрическом составе, и при прочих равных условиях коллекторские свойства пород могут довольно сильно изменяться в зависимости от формы и системы укладки слагающих ее зерен.

На рис. 52, 53 и 54 представлены медианные размеры и коэффициент сортировки обломков песчаных и алевритовых пород, их пористость и проницаемость. С увеличением медианного размера

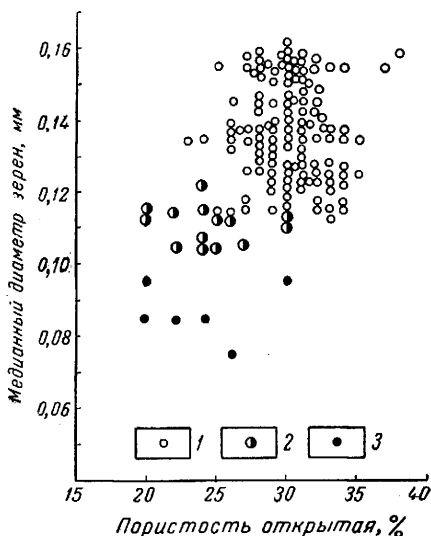


Рис. 52. Зависимость открытой пористости песчаников от медианного диаметра зерен (газовое месторождение Газли, IX и X — продуктивные горизонты, по Г. С. Голубцовой и А. А. Ханину).

1 — песчаники мелкозернистые с алевритом, преобладает проницаемость 2000—4000 мд; 2 — песчаники алевритистые, проницаемость 30—1000 мд; 3 — песчаники мелкозернистые алевритовые, преобладает проницаемость 30—100 мд.

зерен возрастает пористость (рис. 52) и проницаемость (рис. 53), с увеличением коэффициента сортировки (рис. 54) уменьшается проницаемость. Однако эта зависимость скорее всего носит частный

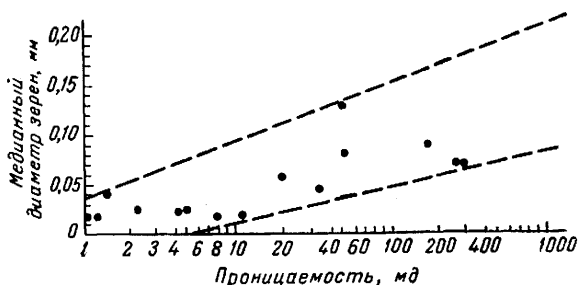


Рис. 53. Зависимость проницаемости от медианного диаметра зерен, песчано-алевритовые породы газоносной картамышской свиты Шебелинского месторождения (по Г. С. Голубцовой и А. А. Ханину).

характер и не всегда подтверждается. Разброс точек указывает на влияние других факторов. Ф. Петтиджон (Pattijohn, 1949) приводит подобные зависимости.

Сравнение пород по сопоставлению коэффициента проницаемости с распределением зерен возможно в случае, если исследование проводилось при одинаковых условиях с породами одного типа.

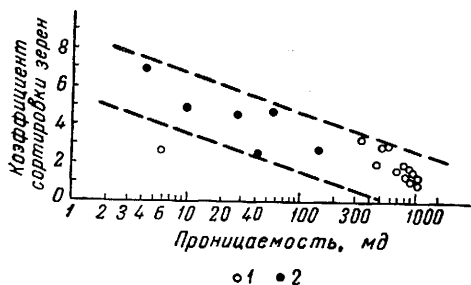


Рис. 54. Зависимость проницаемости от коэффициента сортировки алевритовых пород газоносного хадумского горизонта Северо-Ставропольского месторождения (по Г. С. Голубцовой и А. А. Ханину).

1 — алевриты слабоглинистые; 2 — алевриты глинистые.

можно более правильно оценить породу-коллектор, в частности показать связь между ее емкостными и фильтрационными свойствами.

Анализ кривых распределения поровых каналов по размерам совместно с анализом кривых проницаемости позволяет выяснить размеры поровых каналов, участвующих в фильтрации.



Пример влияния на проницаемость особенностей распределения поровых каналов по размерам можно привести для среднезернистых песчаников Коробковского нефтяного месторождения (рис. 55, а и б).

При близких значениях открытой и эффективной пористости проницаемость двух разностей пород различается более чем в 10 раз. Из анализа кривых проницаемости следует, что в одном случае (рис. 55, а) фильтрующими являются все поровые каналы, причем

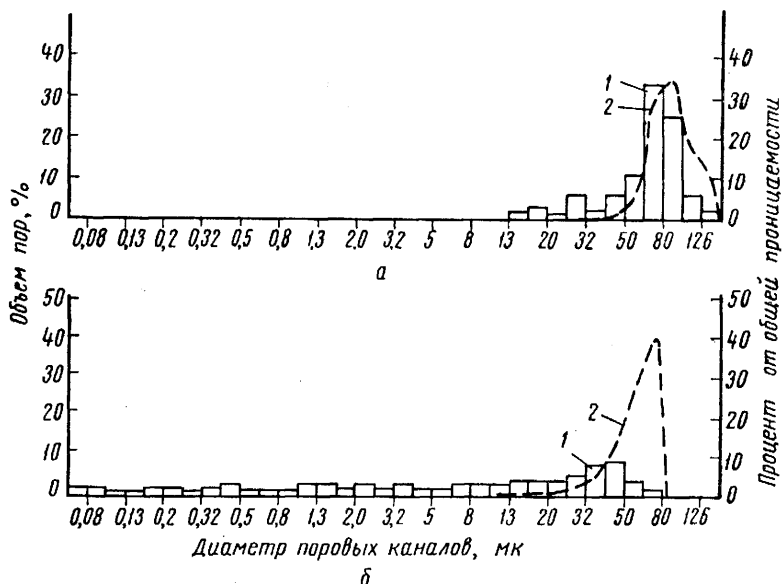


Рис. 55. Распределение поровых каналов в среднезернистых песчаниках угленосной свиты Коробковского нефтяного месторождения.

а — песчаник с  $k = 5000$  мд,  $m = 16\%$ ,  $m_{эф} = 15\%$ ; б — песчаник с  $k = 340$  мд,  $m = 19\%$ ,  $m_{эф} = 12\%$ ; 1 — распределение диаметров поровых каналов; 2 — долевое участие поровых каналов в проницаемости.

80% объема всего порового пространства составляют каналы диаметром от 50 до 126 мк; они в основном и определяют такую высокую проницаемость породы — 5000 мд. В другом случае (рис. 55, б) наблюдается почти равномерное распределение поровых каналов на очень большом интервале изменения их размеров. Фильтрующими здесь является только половина всех поровых каналов, причем доля наиболее крупных пор (более 50 мк), играющих основную роль в фильтрации, составляет всего 5%. Литологические коэффициенты Перселла  $L$  также различны для этих двух разностей среднезернистых песчаников. Для образца с высокой проницаемостью  $L = 0,20$ , для образца с проницаемостью 340 мд  $L = 0,09$ . Первый коэффициент отвечает поровой структуре, более простой и более благоприятной в отношении фильтрации. В рассмотренном случае разница в проницаемости объясняется влиянием обоих факторов.

На рис. 56 изображена кривая распределения пор чистых разностей газоносных крупнозернистых алевритов хадумского горизонта Северо-Ставропольского месторождения. Кривая характеризуется одним четко выраженным максимумом (75% от объема пор) в интервале размеров от 13 до 16 мк. Несмотря на то, что фильтрацию этой породы определяют именно эти тонкие поровые каналы, проницаемость породы высокая — 940 мд. Объяснение этому можно найти только в исключительно благоприятной структуре порового пространства такой породы. Отлично отсортированные (90% фракции 0,1—0,05 мм)

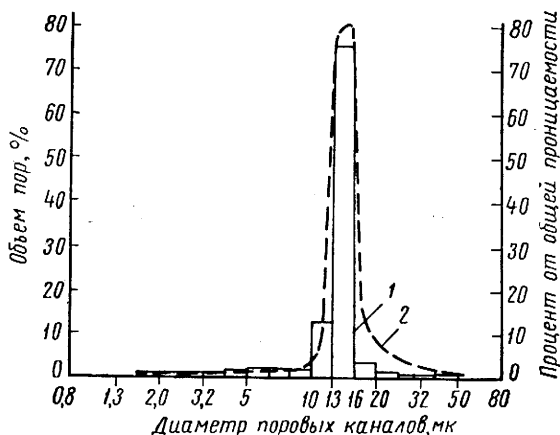


Рис. 56. Распределение поровых каналов в газоносных алевритах хадумского горизонта Северо-Ставропольского месторождения.

Условные обозначения те же, что и на рис. 55.

и хорошо окатанные зерна кварца в совокупности с цементом соприкосновения создают однородную структуру, наиболее близко приближающуюся к структуре модели, состоящей из цилиндрических капилляров. Ее литологический коэффициент Перселла  $L$  очень высокий — 0,5.

Ниже приводятся данные порометрического изучения песчано-алевритовых пород среднего и верхнего карбона, вскрытых скв. 200 на Шебелинском газовом месторождении. Образцы пород, отобранные из интервала глубин 3300—4300 м, были всесторонне изучены. В них исследовалась и геометрия порового пространства с целью характеристики их коллекторских возможностей (рис. 57).

Распределение диаметров поровых каналов образца породы 295 (рис. 57, а) в интервале 0,8—0,016 мк показывает, что наибольшее количество поровых каналов характеризуется сечением меньше 0,13 мк. Однако основную роль в отношении проницаемости (0,007 мд) играют поровые каналы диаметром 0,20—0,80 мк, при содержании их в породе 5%.

Характер распределения поровых каналов образца породы 307 несколько иной: наблюдается более или менее однородное распределение диаметров поровых каналов в интервале 2—0,016 мк. Основная

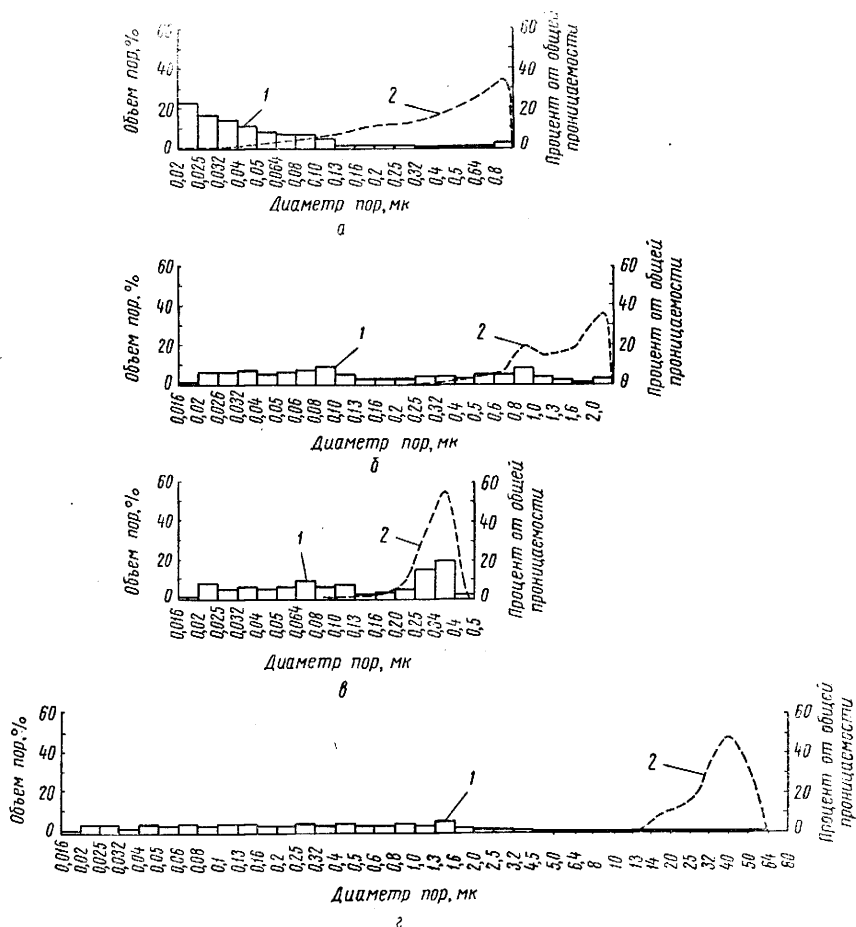


Рис. 57. Распределение поровых каналов в песчаниках среднего и верхнего карбона скв. 200. Шебелинского газового месторождения на глубинах 3300—4300 м.

а — обр. 295  $k = 0,007$  мд; б — обр. 307,  $k = 0,031$  мд; в — обр. 316,  $k = 0,01$  мд; г — обр. 302,  $k = 0,04$  мд. Условные обозначения те же, что и на рис. 55.

фильтрация (проницаемость 0,031 мд) осуществляется группой поровых каналов размерами 0,40—2,0 мк, их содержание 30%. Так же отлична от предшествующих (рис. 57, б) порометрическая диаграмма образца породы 316 (рис. 57, в). Здесь выделяется группа поровых каналов сечением 0,25—0,50 мк в количестве 31% на общем фоне равномерного распределения поровых каналов в диапазоне 0,50—0,016 мк.

При проницаемости породы 0,02 мд доля участия в проницаемости поровых каналов 0,25—0,50 мк составляет 55%. Из рассмотрения порометрической диаграммы образца породы 302 (рис. 57, з) видно, что здесь поровые каналы распределены в большем интервале размеров, от 64 до 0,016 мк. Начиная от 4,5 мк и выше, их содержание в поровом объеме столь ничтожно, что трудно отражается при принятом масштабе диаграммы. При удельной проницаемости породы 0,04 мд, основная фильтрация (48% от всей величины проницаемости) осуществляется группой поровых каналов размерами от 13 до 64 мк, содержание которых составляет всего лишь 2%. Если учесть, что удельная проницаемость указанных выше образцов пород составляет 0,007—0,040 мд, общая удельная поверхность пород, изученная сорбционным методом по аргону, характеризуется величинами 23730—28830 см<sup>2</sup>/см<sup>3</sup> и в поровом объеме пород содержится до 90% остаточной воды, то можно прийти к выводу, то эти породы как гранулярные коллекторы промышленной ценности не представляют.

Рассматривая структурные группы песчано-алевритовых пород в рамках классов, выделенных А. А. Ханиным (1956), можно сделать вывод, что в пределах одного класса коллекторов по проницаемости, по мере изменения структуры пород от среднезернистых к мелкозернистым песчаникам и алевролитам наблюдается уменьшение размеров основных фильтрующих каналов и одновременно увеличение их содержания в поровом объеме. В то же время каждая из отдельно рассмотренных структурных групп пород с уменьшением проницаемости, изменяясь от высшего класса к низшему, характеризуется уменьшением размеров фильтрующих поровых каналов и уменьшением их содержания в поровом объеме.

Дж. Томеером (Thomeer, 1960) сделана попытка объяснить форму кривых капиллярного давления в зависимости от геометрического фактора порового пространства. При нанесении замеренных значений капиллярного давления  $p_k$  и части общего объема пор, занятого ртутью при соответствующем капиллярном давлении  $V_{p_k}$ , на логарифмическую бумагу с двойной сеткой плавная кривая приближается к гиперболе. Зависимость между  $p_k$  и  $V_{p_k}$  Дж. Томеером математически выражается следующим образом:

$$(\log p_k - \log p_d) (\log V_{p_k} - \log V_{p_\infty}) = -c^2,$$

где  $c^2$  — коэффициент, определяющий форму рассматриваемой кривой капиллярного давления;  $p_d$  — экстраполированное давление вытеснения ртути — воздух;  $V_{p_\infty}$  — часть общего объема порового пространства, занятая ртутью при бесконечном давлении, или суммарный объем сообщающихся пор.

Для упрощения расчетов это выражение преобразовано следующим образом:

$$\frac{V_{p_k}}{V_{p_\infty}} = e^{-\mathfrak{S}/(\log p_k / \log p_d)},$$

где  $\mathfrak{S}$  — геометрический фактор порового пространства.

Численные значения параметров данного уравнения по результатам измерений  $p_k$  и  $V_{p_k}$  определяются с помощью электронного счетно-решающего устройства.

По Дж. Томееру расположение и форма кривой капиллярного давления могут быть определены параметрами этого выражения — суммарным объемом сообщающихся пор, экстраполированным давлением вытеснения и геометрическим фактором порового пространства.

Расположение кривой по отношению к осям ординат  $p_k$  и абсцисс  $V_{p_k}$  определяется положением ее двух асимптот (рис. 58). При бесконечном давлении кривая капиллярного давления касается вертикальной асимптоты, которая указывает общий объем пор, занимаемый ртутью при бесконечном давлении, или суммарный объем сообщающихся пор. Когда часть общего объема, занимаемого ртутью, равняется нулю, кривая касается горизонтальной асимптоты, которая указывает экстраполированное давление вытеснения. Форма кривой определяется параметром  $\mathcal{E}$ .

Расположение бесконечного числа кривых по Дж. Томееру определяется теми же асимптотами. Однако эти кривые отличаются по форме, причем каждая кривая характеризуется конкретной величиной  $\mathcal{E}$ .

Статистический анализ результатов, полученных экспериментальным методом, и данных расчетных кривых показал, что отклонения происходят главным образом в тех участках кривых, которые отличаются крутым наклоном, однако эти отклонения существенно не влияют на величину параметров — геометрический фактор порового пространства, экстраполированное давление вытеснения и общий объем сообщающихся пор.

### Оценочные классификации коллекторов нефти и газа, основанные на корреляционных связях проницаемости с параметрами, характеризующими поровое пространство пород

Первая схема классификации коллекторов была предложена П. П. Авдусиным и М. А. Цветковой (1943). В основу ее положены структурные параметры пород — величина и форма их поровых пространств.

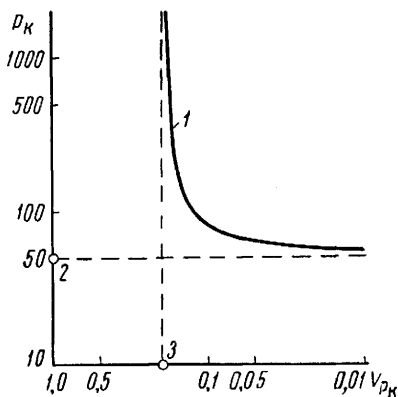


Рис. 58. Расположение кривой капиллярного давления  $p_k$  по отношению к оси ординат и оси абсцисс (Thomeer, 1960).

1 — геометрический фактор порового пространства, определяющий форму кривой; 2 — экстраполированное давление вытеснения; 3 — общий объем, занятый ртутью при бесконечном давлении.

Микропроеекционный метод определения структурных параметров полезной емкости горных пород по отношению к нефти и степени сложности строения поровых каналов основан на изучении под микроскопом плоско-параллельных шлифов пород, образцы которых предварительно пропитывают окрашенной бакелитовой смолой (Авдусин, Цветкова, 1938). Полезная емкость (эффективная пористость  $\Pi_3$ ) породы определяется отношением площади сечения каналов, заполненных окрашенной бакелитовой смолой, ко всей площади исследуемого препарата.

По структурным признакам все коллекторы были разбиты на пять классов, характеризующихся следующими показателями эффективной пористости ( $\Pi_3$ ).

Класс коллектора	$\Pi_3$	Характеристика по емкости
А В	$>20$ 20—15	Коллекторы большой емкости
С Д	15—10 10—5	Коллекторы средней емкости
Е	$<5$	Коллекторы малой емкости

Каждый из этих пяти классов по сложности строения поровых каналов, характеризующихся гидравлическим коэффициентом  $\Phi$ , разбивается в свою очередь на три группы:

- 1-ая группа — коллекторы, имеющие более или менее изометричное сечение поровых каналов и допускающие значительные скорости фильтрации ( $\Phi > 0,025$ );
- 2-ая группа — коллекторы с посредственными фильтрующими свойствами ( $\Phi = 0,010—0,025$ );
- 3-я группа — коллекторы, характеризующиеся сложной структурой поровых пространств, а потому слабопроницаемые ( $\Phi < 0,010$ ).

Пределы значений  $\Phi$  для каждого из указанных выше групп были определены П. П. Авдусиным по соответствующему графику, соотносясь с изломами кривых фильтрации. Однако можно наблюдать излом кривой проницаемости только для песчаных пород с  $\Pi_3 = 30—33\%$ . В других случаях изломов кривых проницаемости не наблюдается (для скальных песчаников, алевролитов и карбонатных пород). Эти несоответствия в группировке пород по классам отмечены в работах Г. И. Теодоровича (1958, 1966).

По характеру проницаемости и петрографическим признакам Г. И. Теодорович (1943, 1949, 1958) выделил три группы коллекторов:

- I группа — равномерно проницаемые;
- II группа — неравномерно проницаемые;

III группа — трещинные.

Коллекторы I и II групп по величине проницаемости он разбил на пять классов:

I класс — очень хорошо проницаемые коллекторы — проницаемость  $1 \delta$  и выше;

II класс — хорошо проницаемые коллекторы — проницаемость от  $0,1$  до  $1 \delta$ ;

III класс — среднепроницаемые коллекторы — проницаемость от  $0,01$  до  $0,1 \delta$ ;

IV класс — слабопроницаемые коллекторы — проницаемость от  $0,001$  до  $0,01 \delta$ ;

V класс — труднопроницаемые коллекторы — проницаемость до  $0,001 \delta$ . Промышленно ценными являются коллекторы первых трех классов, иногда, как указывает Г. И. Теодорович, коллекторы IV класса.

Взаимосвязь проницаемости с параметрами, характеризующими пустотное пространство горных пород, рассматривается в работах Г. И. Теодоровича (1942, 1943, 1949, 1958). Породы-коллекторы подразделяются им по величине проницаемости и равномерности распределения пор. Автор подчеркивает значение эффективной пористости (определяется микропроеctionным методом), которая является одним из показателей, определяющих проницаемость. В 1949 г. Г. И. Теодоровичем была предложена эмпирическая формула, по которой величина проницаемости  $k$  пористых коллекторов устанавливается по формуле  $k = ABB\Gamma_1$ , где  $A$  — показатель структуры порового пространства (типа и подтипа его);  $B$  — эффективная пористость;  $B$  — средний размер пор;  $\Gamma_1$  — степень вытянутости пор.

Для карбонатных пород-коллекторов непосредственную связь проницаемости с эффективной пористостью в общем виде установить не удастся. В то же время нельзя отрицать наличия подобной связи для проницаемых песчано-алевритовых пород, которая была установлена Ф. А. Требиным (1945) и А. А. Ханиным (1956).

Ф. А. Требин (1945) провел сопоставление проницаемости и эффективной пористости, определенной методом П. П. Авдусина и М. А. Цветковой, для песчаников Закавказских нефтяных районов (Апшеронский полуостров, Кабристан и Прикуринская низменность). В результате песчаные коллекторы он разбил на три класса:

$A_1$  — коллекторы наивысшей проницаемости со значениями коэффициента проницаемости  $k$  от 300 до 3000  $m\delta$  и выше,  $P_p$  от 14—15 до 25% и выше ( $A + B$  — по классификации П. П. Авдусина и М. А. Цветковой);

$B_1$  — коллекторы средней проницаемости, которым свойственны значения  $k$  от 40—50 до 300—350  $m\delta$  и  $P_p$  от 9—10 до 14—15% ( $C$  — по классификации П. П. Авдусина и М. А. Цветковой);

В — коллекторы с незначительной проницаемостью, от нуля до 40—50 мд и  $P_3$  от нуля до 9—10% (Д + Е — по классификации П. П. Авдусина и М. А. Цветковой).

Анализ фактического материала позволил А. А. Ханину (1956, 1964) установить зависимость между величинами полезной емкости (эффективной пористости) и проницаемости для каждой группы коллекторов, выделяемых по гранулометрическому составу (среднезернистые песчаники, мелкозернистые песчаники, алевролиты с преобладанием крупноалевритовой фракции и алевролиты с преобладанием мелкоалевритовой фракции).

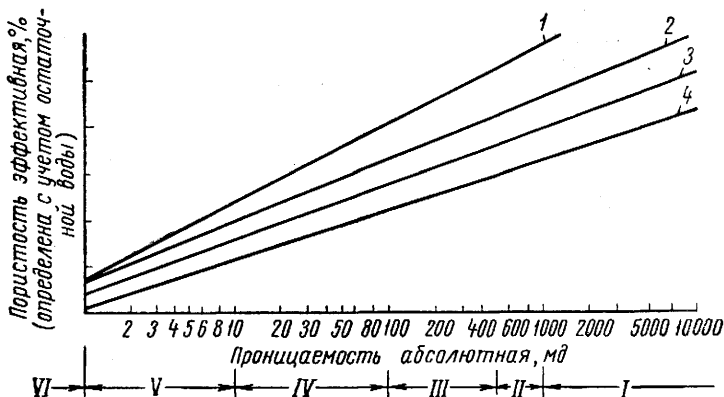


Рис. 59. Соотношение между проницаемостью (по газу) и пористостью эффективной (полезной емкостью) для песчано-алевритовых пород (по Ханину, 1956, 1960).

1 — алевролиты с преобладанием мелкоалевритовой фракции (0,05—0,01 мм); 2 — алевролиты с преобладанием крупноалевритовой фракции (0,10—0,05 мм); 3 — песчаники мелкозернистые (0,25—0,10 мм); 4 — песчаники средне- и крупнозернистые (0,5—0,25 мм; 1,0—0,5 мм); I, II, III, IV, V, VI — классы коллекторов.

Полезная емкость, определенная с учетом остаточной воды, для газа выражает по существу и динамическую пористость.

Исходя из того, что проницаемость является динамическим свойством породы и находится в тесной связи с величиной и количественным содержанием фильтрующих пор, А. А. Ханин выявил определенное соотношение между полезной емкостью (эффективной пористостью) и проницаемостью для различных по гранулометрической крупности типов песчано-алевритовых пород. Для удобства пользования кривыми проницаемость и эффективная пористость представлены в полулогарифмической системе координат (рис. 59).

Сглаживание фактических кривых производилось по уравнению  $y = ax + b$ , где  $y = m_0$  — полезная емкость (пористость эффективная) и  $x$  — логарифм проницаемости.

Зоны, заключенные между линиями графика, характеризуют гранулометрический состав пород, поэтому при установлении полезной емкости (эффективной пористости) ими следует широко пользо-



ваться, тем более, что линии графика сами по себе представляют теоретически сглаженные кривые для пород, сложенных обломочными зернами в основном одной размерности.

В ряде случаев для определения гранулометрического типа породы вполне достаточно провести тщательное макрописание или рассмотреть ее под бинокулярной лупой.

Для выявления связи были подсчитаны коэффициенты корреляции, характеризующие соотношения проницаемости и полезной емкости для каждого типа песчано-алевритовой породы. Величины коэффициентов корреляции (0,99—0,97) указывают на наличие тесной связи между проницаемостью и полезной емкостью.

При одной и той же проницаемости суммарное значение полезной емкости будет выше у тех песчано-алевритовых пород, которые обладают более тонким гранулометрическим составом; с ним связано развитие пор более тонких сечений, суммарный открытый объем которых выше, чем у пород, сложенных более крупным по размеру обломочным материалом. Отношение эффективной пористости к открытой пористости выражает коэффициент газо- или нефтенасыщенности. Если принять объем пор за единицу и вычесть из нее величину коэффициента газонасыщенности, то в итоге получим содержание остаточной воды. Более подробное изложение методов определения остаточной воды и сравнительных данных различных методов приведено в работе А. А. Ханина (1963).

Соотношение между проницаемостью и эффективной пористостью в простой системе координат выражают кривые проницаемости с изломами в точках, близких к значениям проницаемости около 10, 100 и 500 *мд* при этом эффективная пористость соответственно равна для среднезернистых песчаников — 11%, мелкозернистых песчаников — 14% и алевритов 16—20% (Ханин, 1956). Участки кривых проницаемости, расположенные слева от приведенных значений эффективной пористости, характеризуют песчано-алевритовые породы с пониженной и низкой проницаемостью; правая часть кривых относится к породам, обладающим средней и высокой проницаемостью. Выделенные группы с высокой и средней проницаемостью от 100 до 1000 *мд* и более (1-я группа) и пониженной и низкой проницаемости от 100 *мд* и ниже (2-я группа) подразделяются на шесть классов (I, II, III, IV, V и VI) с проницаемостью соответственно от 1000 *мд* и более, от 500 до 1000, от 100 до 500, от 10 до 100, от 10 до 1 *мд* и меньше. Каждый класс коллектора содержит три типа песчано-алевритовых пород: крупно- и среднезернистый (1—0,25 *мм*), мелкозернистый (0,25—0,10 *мм*) и алевритовый (0,10—0,05; 0,05—0,01 *мм*) с различными эффективными емкостными показателями.

Вначале алевритовая группа коллекторов А. А. Ханиным (1956) не разделялась. В дальнейшем новые опытные данные позволили выделить две группы по преобладанию гранулометрических фракций — 0,10—0,05 и 0,05—0,01 *мм*. Сделаны уточнения при выделении нижнего предела промышленной ценности коллекторов, для чего

**Оценочная классификация песчано-алевритовых коллекторов  
нефти и газа с межзерновой пористостью  
(по Ханину, 1956, 1965)**

Класс коллектора	Название породы по преобладанию гранулометрических фракций (структурные типы пород)	Полезная емкость (пористость эффективная), %	Проницаемость по газу, мд	Характеристика коллектора по проницаемости и емкости
I	Песчаник среднезернистый	$\geq 16,5$	$\geq 1000$	Очень высокая
	Песчаник мелкозернистый	$\geq 20$		
	Алевролит крупнозернистый	$\geq 23,5$		
	Алевролит мелкозернистый	$\geq 29$		
II	Песчаник среднезернистый	15—16,5	500—1000	Высокая
	Песчаник мелкозернистый	18—20		
	Алевролит крупнозернистый	21,5—23,5		
	Алевролит мелкозернистый	26,5—29		
III	Песчаник среднезернистый	11—15	100—500	Средняя
	Песчаник мелкозернистый	14—18		
	Алевролит крупнозернистый	16,8—21,5		
	Алевролит мелкозернистый	20,5—26,5		
IV	Песчаник среднезернистый	5,8—11	10—100	Пониженная
	Песчаник мелкозернистый	8—14		
	Алевролит крупнозернистый	10—16,8		
	Алевролит мелкозернистый	12—20,5		
V	Песчаник среднезернистый	0,5—5,8	1—10	Низкая <sup>1</sup>
	Песчаник мелкозернистый	2—8		
	Алевролит крупнозернистый	3,3—10		
	Алевролит мелкозернистый	3,6—12		
VI	Песчаник среднезернистый	$< 0,5$	$< 1$	Весьма низкая; обычно не имеет промышленного значения
	Песчаник мелкозернистый	$< 2$		
	Алевролит крупнозернистый	$< 3,3$		
	Алевролит мелкозернистый	$< 3,6$		

Примечания. 1. Песчаники крупнозернистые как коллекторы нефти и газа встречаются сравнительно редко. Их характеристику можно получить, используя график (рис. 59), для чего точки следует располагать ниже линии проницаемости для среднезернистых песчаников.

Полезная емкость рассчитана с учетом остаточной воды.

2. Песчаник среднезернистый — диаметр частиц от 0,50 до 0,25 мм; песчаник мелкозернистый — диаметр частиц от 0,25 до 0,10 мм; алевролит крупнозернистый — диаметр частиц от 0,10 до 0,05 мм; алевролит мелкозернистый — диаметр частиц от 0,05 до 0,01 мм.

введен VI класс пород-коллекторов с проницаемостью  $< 1$  мд. Породы с абсолютной проницаемостью менее 1 мд обычно в естественных условиях пласта содержат до 90% и более остаточной воды, и в них

эффективная проницаемость практически отсутствует. Таким образом, породы с проницаемостью менее 1 мд не рассматриваются как коллекторы промышленного значения (класс VI).

Для удобства пользования кривыми проницаемости последние были сглажены и представлены в полулогарифмической системе координат. В результате несколько уточнились соотношения между эффективной пористостью и проницаемостью, вошедшие в классификационную схему 1956 г. Однако эти изменения оказались незначительными (Ханин, 1963, 1964).

Соотношение между эффективной пористостью  $m_e$  и проницаемостью  $k$  может быть выражено функцией

$$k = f(m_e, T),$$

где  $k$  — проницаемость (по газу);  $m_e$  — пористость эффективная в %;  $T$  — тип песчано-алевритовой породы, зависящий от гранулометрического состава.

Распределение коллекторов по проницаемости и эффективной пористости на классы показано в табл. 18.

Классы песчаных коллекторов по классификационной схеме А. Г. Алиева и Г. А. Ахмедова (1958) характеризуются по проницаемости и эффективной пористости, определенной методом П. П. Авдусина и М. А. Цветковой, без выделения групп по гранулометрическому составу (табл. 19). Приведенные ими интервалы значений эффективной пористости для групп коллекторов А и В слишком широкие, что затрудняет детализацию коллекторских показателей пород.

Схема классификации коллекторов И. А. Конюхова (табл. 20) занимает среднее положение между классификационными схемами П. П. Авдусина и М. А. Цветковой и Ф. А. Требина.

Таблица 19

Схема классификации коллекторов нефти и газа по А. Г. Алиеву и Г. А. Ахмедову (1958)

Класс коллектора	Проницаемость, мд	Характеристика проницаемости	Эффективная пористость, % (по бакелиту)	Характеристика смкости	Группа коллекторов
I II	>1000 500—1000	Высокопроницаемые Хорошо проницаемые	15	Большая	A
III IV	100—500 10—100	Среднепроницаемые Слабопроницаемые	5—15	Средняя	B
V	<10	Плохо проницаемые	<5	Малая	C

Схема классификации коллекторов нефти и газа  
по И. А. Конюхову (1961)

Группа	Эффективная пористость, % (по бакелиту)	Проницаемость, мд	Класс коллектора	Литологический тип терригенных пород
А высшей емкости	$\geq 15$	1000	I	Пески и рыхлые песчаники, среднезернистые, хорошо отсортированные, с хорошо окатанной изометрической формой частиц
		1000—500	II	Пески и рыхлые песчаники, мелкозернистые, хорошо отсортированные; алевриты песчаные
		500—300	III	Пески и рыхлые песчаники алевритовые; алевриты и рыхлые алевриты крупнозернистые, хорошо отсортированные
Б средней емкости	15—5	300—100	IV	Песчаники мелкозернистые; алевриты крупнозернистые; породы среднеотсортированные, слабокарбонатные (до 10%)
		100—50	V	Алевриты мелкозернистые, среднеотсортированные, карбонатные (до 15%)
В малой емкости	$\leq 5$	50—10	VI	Песчаники глинисто-алевритовые; супеси; алевриты мелкозернистые и тонкозернистые; глинистые; породы плохо отсортированные, сильно карбонатные (до 20%)
		10—1	VII	Песчаники глинисто-алевритовые; алевриты глинисто-песчаные; алевриты песчано-глинистые; тонкозернистые, сильно глинистые, породы плохо отсортированные, сильно карбонатные (до 25% и больше)

Рассмотрение ряда оценочных классификаций коллекторов нефти и газа позволяет сопоставить их друг с другом. Первый (I) класс коллектора по классификации А. А. Ханина достаточно хорошо увязывается, с классом А по классификации П. П. Авдусина и М. А. Цветковой, I классом Г. И. Теодоровича, А. Г. Алиева и Г. А. Ахмедова, И. А. Конюхова и занимает верхнюю часть класса А<sub>1</sub> по схеме Ф. А. Тренина.

Второй (II) и третий (III) классы схемы А. А. Ханина соответствуют II Г. И. Теодоровича, нижней части класса  $A_1$  и верхней части  $B_1$  классификации Ф. А. Требина, включают в себя классы В и С схемы П. П. Авдусина и М. А. Цветковой, соответствует II и III классам оценочной шкалы А. Г. Алиева Г. А. Ахмедова и II, III и IV классам схемы И. А. Конюхова.

Четвертый (IV) класс схемы А. А. Ханина соответствует III классу Г. И. Теодоровича, нижней части класса  $B_1$  и верхней части класса В Ф. А. Требина, классу D П. П. Авдусина и М. А. Цветковой, IV классу А. Г. Алиева и Г. А. Ахмедова и классам V + VI схемы И. А. Конюхова.

Пятый (V) и шестой (VI) классы схемы А. А. Ханина соответствуют IV и V классам Г. И. Теодоровича, нижней части класса В Ф. А. Требина, классу E П. П. Авдусина и М. А. Цветковой, V классу А. Г. Алиева и Г. А. Ахмедова и VII классу И. А. Конюхова (класс пород с проницаемостью ниже 1 мд им не выделен).

Используя классификации коллекторов, основанные на сопоставлении проницаемости с полезной емкостью (эффективной пористостью), строят карты развития коллекторов по преобладающим классам, что в сочетании с другими геологическими факторами позволяет решить вопросы, связанные с поисками новых месторождений нефти и газа и оценки продуктивных пластов.

### О структуре поровых пространств и о фильтрующих свойствах глинистых газонефтеупоров

Глинистые газонефтеупоры, способные играть роль экранов, называют покрывками газовых и нефтяных залежей. Экранирующая способность глин зависит от ряда факторов, к которым относят состав глин, их мощность, сплошность, отсутствие литологических окон и труднопроницаемость. Если первые из перечисленных выше характеристик и параметров в какой-то степени умеют определять и по ним накоплены фактические данные по ряду районов, то в меньшей мере это можно отнести к последнему свойству — труднопроницаемости глин. Фактические сведения оценочного характера обычно отсутствуют. Однако труднопроницаемость глин определяет их экранирующую способность.

Вода, заполняющая систему поровых каналов тонкопористых природных сред, находится в ней в связанном (пристенные слои жидкости) и в свободном состоянии. Жидкость удерживается в системе поровых каналов молекулярно-поверхностными силами и силами капиллярного давления.

Связанная вода (пристенные слои), находясь в упругосжатом состоянии, благодаря проявлению молекулярно-поверхностных сил обладает аномальными свойствами.

В зависимости от энергии этих сил, а также от взаимодействия скелета породы с насыщающим поровую систему электролитом пленочный пристенный слой будет обладать той или иной толщиной.

Рядом исследователей доказана повышенная вязкость гидратного (диффузного) слоя вокруг глинистых частиц, которая затрудняет движение воды в поровых каналах.

При соответствующем повышении градиента давления в движение вовлекаются слои рыхло связанной воды, расположенные на периферии диффузного слоя и способные участвовать в капиллярных явлениях. Чтобы газ мог пройти по тонким капиллярным ходам, обычно менее 2 мк в диаметре заполненных жидкостью, и отгеснить последнюю, необходимо превысить капиллярное давление системы.

Она скажется на вытеснении капиллярно-удерживающейся жидкости и некоторой части рыхло связанной воды.

Давление прорыва соответствует вектору давлений, состоящему из суммы капиллярного давления и давления сдвига, позволяющих прорваться газу (нефти) через водонасыщенный образец породы по одному каналу или группе наиболее крупных поровых каналов.

Малый размер поровых каналов глинистых пород-покрышек 0,1—0,01 мк и меньше требует сравнительно больших давлений насыщающих их вод для осуществления проталкивания через систему поровых каналов газа (нефти).

По данным А. Леворсена (1958), для очень тонкой глины (зерна диаметром  $10^{-4}$  мм), насыщенной водой, для проталкивания нефти необходимо давление вытеснения около 40 ат, а для глины менее тонкой (зерна диаметром  $4 \cdot 10^{-3}$  мм) — да-

вление более 1 ат. Однако отсутствие сведений о плотности, пористости, проницаемости и структуре порового пространства таких глин не дает возможности более полно судить о их экранирующих свойствах.

Кроме минералогического состава глин мы изучали их плотность, структуру порового пространства, проницаемость и возможность прорыва газа через них. Литературные данные по этому вопросу оказались крайне незначительны. Результат проведенных во ВНИИГазе работ изложены ниже.

Ряд исследователей показал, что глины по мере глубины их погружения претерпевают структурные изменения, сказывающиеся в отдале части свободной воды, увеличении плотности и уменьшении пористости. Эти структурные изменения в различных по геологическому

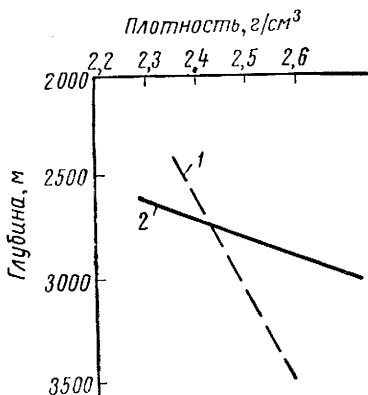


Рис. 60. Зависимость плотности глинистых пород от глубины залегания и возраста отложений.

1 — Урало-Волжская нефтегазоносная область (Муханово), глинистые породы верхнего (кыновские, пашийские) и среднего (живетские) девона; 2 — Восточное Предкавказье (Русский Хутор, Зимняя Ставка, Правобережная, Максимокумская, Арагирская и др.), глинистые породы из разделов между I—XIII продуктивными пластами нижнего мела и верхней юры.

строению районам, в разных по возрасту и составу глинах могут быть неодинаковы. Даже в случае однотипности глин по составу и при одних и тех же глубинах их залегания, но при различии в возрасте изменение плотностной характеристики глин не будет одинаковым. Так, проведенное нами изучение девонских глин Муханово (Волго-Уральская область) и мезозойских глин Западного Предкавказья показало, что время уплотнения при прочих равных условиях имеет огромное значение.

Глины девона за прошедшее геологическое время уплотнились больше мезозойских глин, и линия уплотнения их приобретает постепенно консолидированный характер, в то время как глины мезозоя еще далеки от него (рис. 60). Следовательно, можно прийти к выводу о значительном влиянии времени нахождения пород под нагрузкой на величину уплотнения.

Изменение плотности глин с глубиной залегания также рассматривалось в мезозойском комплексе некоторых районов Скифской и Туранской плит.

При изучении мезозойских глин-покровшек Западного Предкавказья последние в связи с различиями в их уплотнении были дифференцированы на две группы: глины, не содержащие карбонатных солей, и глины карбонатные. Кроме глин были рассмотрены алевролиты сильно глинистые. Алевролиты глинистые, содержащие преимущественно мелкоалевритовую фракцию (0,05—0,01 мм), при уплотнении на глубинах свыше 2000 м по своим плотностным свойствам и низким фильтрационным показателям приближаются к глинам, содержащим алевритовую примесь.

Уплотнение глин, содержащих карбонатные соли, до глубины 3000 м происходит более интенсивно по сравнению с глинами некарбонатными. Особенно это заметно до глубины 2000 м (рис. 61). По-видимому, большее содержание связанной воды в глинах некарбонатных сказалось на относительном противодействии уплотнению под влиянием геостатической нагрузки в большей мере, чем у глин карбонатных, характеризующихся меньшим количеством крепко связанной воды и меньшей толщиной гидратного слоя.

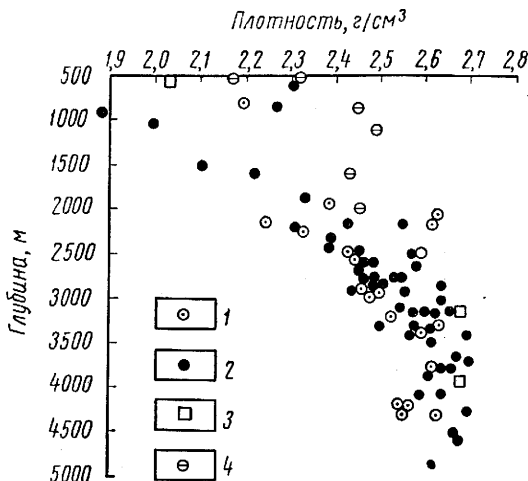


Рис. 61. Зависимость плотности глин, глинистых алевролитов и известняков глинистых от глубины залегания (Западное Предкавказье).

1 — алевролиты глинистые некарбонатные; 2 — глина алевролитистая некарбонатная; 3 — известняк органиогенный глинистый; 4 — глина карбонатная.

Ниже 3000 м геостатическое давление достаточно большое и глины вне зависимости от содержания в них карбонатных солей уплотнены более или менее одинаково.

В интервале глубин 1000—2000 м глины характеризуются плотностью в среднем от 2,05 до 2,34 г/см<sup>3</sup>, на глубине 3000 м плотность возрастает до 2,55 г/см<sup>3</sup>, на глубине 4000 м — до 2,65 г/см<sup>3</sup> и на глубине 4500 м — до 2,70 г/см<sup>3</sup>.

Сравнение плотностной характеристики различных по составу глин (рис. 62) показывает, что при прочих равных условиях глины

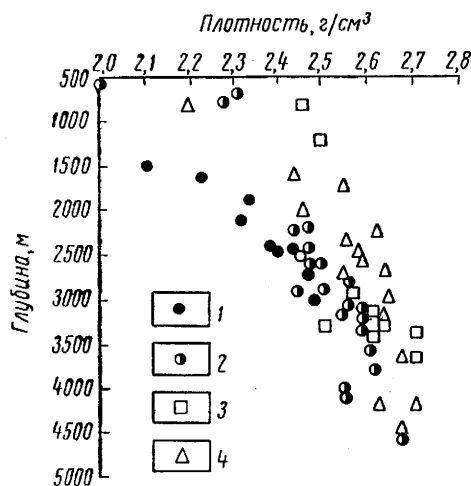


Рис. 62. Изменение плотности различных по минералогическому составу глин в зависимости от глубины залегания (Западное Предкавказье).

1 — монтмориллонит; 2 — смешанно-слоистый минерал; 3 — каолинит; 4 — гидрослюда.

плотностью 2,64—2,70 г/см<sup>3</sup>, глины со смешанно-слоистым минералом — плотностью от 2,44 до 2,61 г/см<sup>3</sup>.

Приводимые факты различной уплотняемости разных по минералогическому составу глин, залегающих на одних и тех же глубинах, объясняются особенностями строения их кристаллических решеток, которые сказываются на степени активности глин к гидратации. Минералы, содержащие в большем количестве связанную воду (монтмориллонит), чем другие (каолинит, гидрослюда), уплотняются при тех же нагрузках в меньшей степени из-за связанной воды, играющей роль буфера при приложении на глины геостатических нагрузок. Весьма интересным оказалось проследивание характера уплотнения глин-покрышек по мере их погружения в разрезах осадочного чехла Бухарской ступени (Газлинский, Каганский и Мубарекский выступы), Бешкентского прогиба и Чарджоуской ступени Амударьинской нефтегазоносной области. Характерным

с каолинитом и отчасти с гидрослюдой уплотняются более интенсивно, чем глины со смешанно-слоистым минералом, в особенности глины с монтмориллонитом (минералогия глин изучена В. М. Лазаревой). Так, на глубине от 500 до 1500 м глины с каолинитом характеризуются плотностью 2,44—2,48 г/см<sup>3</sup>, с гидрослюдой — примерно 2,42 г/см<sup>3</sup>, со смешанно-слоистым минералом — 2,28—2,30 г/см<sup>3</sup> и с монтмориллонитом — 2,10 г/см<sup>3</sup>.

На глубине 2500 м глины со смешанно-слоистым минералом имеют плотность от 2,46 до 2,57 г/см<sup>3</sup>, в то время как плотность глин с монтмориллонитом — 2,38—2,43 г/см<sup>3</sup>. В интервале глубин 3000—4000 м глины с гидрослюдой и каолинитом характеризуются



для этой области является приуроченность групп локальных антиклинальных нефтегазоносных структур к выступам фундамента. Осадочные толщи, облекающие породы фундамента, в своем высотном распределении следуют рельефу последнего. Отсюда и различие в геостатической нагрузке на глины-покрышки, регионально прослеживающиеся в данной нефтегазоносной области, а также различия в уплотнении и изменении пористости глин в зависимости от их залегания в тех или иных тектонических условиях (табл. 21, рис. 63).

Одновозрастные толщи осадков в том числе и глины-покрышки в Чарджоуской ступени и Бешкентском прогибе по сравнению с Бухарской ступенью погружены на большие глубины, что сказалося на более высокой степени их уплотнения. Прямолинейность линий графика (рис. 63) указывает на то, что как уплотнение глин, так и изменение их пористости в основном зависит от степени погружения слоев. Причем для Бухарской ступени равная степень уплотнения глин и одинаковая пористость в рассмотренных разрезах намечается с глубины залегания XVI горизонта, т. е. в верхней юре.

По сравнению с мезозойскими глинами Каганского выступа одновозрастные глины Чарджоуской ступени (Уртабулак) уплотнены на 15% больше и характеризуются меньшей пористостью примерно на 40%. Еще в большей степени уплотнены глины Бешкентского прогиба. Сопоставление абсолютной проницаемости по газу (определение проводилось при всестороннем обжатии равном 400 ат и перепаде давлений 10 ат) и плотности образцов глины-покрышек в воздушно-сухом состоянии показало наличие тесной связи между этими величинами (рис. 64). Глины плотностью 2,20 г/см<sup>3</sup> характеризуются (средние данные) проницаемостью  $5 \cdot 10^{-3}$  мд, при плотности 2,30 г/см<sup>3</sup> проницаемость составляет  $8 \cdot 10^{-4}$  мд, при плотности

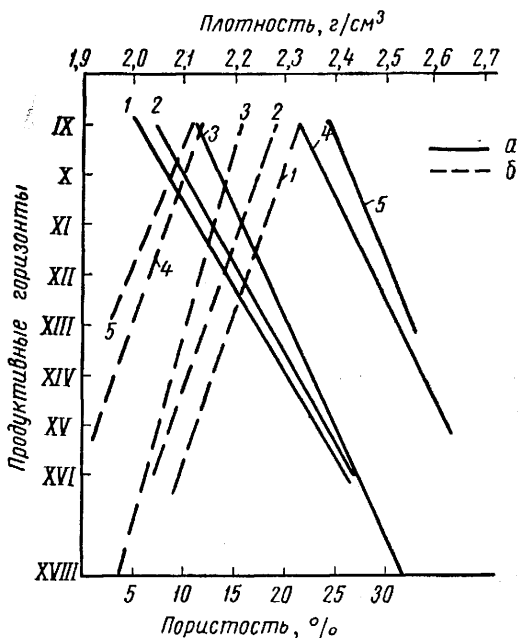


Рис. 63. Изменение пористости и плотности мезозойских глины-покрышек в разрезе продуктивной толщи Амударьинской нефтегазоносной области.

Бухарская ступень: 1 — Каганский выступ; 2 — Гаалинский выступ; 3 — Мубарекский выступ; 4 — Чарджоуская ступень (площадь Уртабулак); 5 — Бешкентский прогиб (площадь Северный Камаш); а — плотность; б — пористость.

2,40 г/см<sup>3</sup> — 3·10<sup>-4</sup> мд, при плотности 2,50 г/см<sup>3</sup> — 7·10<sup>-5</sup> мд и плотности 2,55 г/см<sup>3</sup> — 4·10<sup>-5</sup> мд.

В то же время зафиксировано снижение проницаемости глин с глубиной их погружения. Так, для глин-покрышек Амударьинской

Таблица 21

Плотность и пористость глин-покрышек мела и юры районов Амударьинской нефтегазоносной области (в числителе — плотность в г/см<sup>3</sup>, в знаменателе — пористость в %)

Возраст	Горизонт	Бухарская ступень			Бешкетский прогиб	Чарджоуская ступень
		Газлинский выступ	Каганский выступ	Мубарекский выступ		
Сеноман	IX	2.09/19.8	1.99/22	2.12/15.6	2.37/11.4	2.30/12.5
	X	2.12/17.5	2.04/20	2.14/14	2.43/12.2	2.38/11.7
Альб Апт Неоком	XI	2.14/15.1	2.16/16.4	2.22/13.6	2.47/4.4	—
	XII	2.20/14.9	2.26/15.5	2.23/13.4	2.51/4.9	2.50/5.2
	XIII	2.31/11.0	2.28/14	2.30/10.5	2.54/3.5	2.53/4.6
	XIV	2.32/9.4	2.29/13	2.34/8.5	—	2.55/4.4
Келловей-оксфорд	XV	2.36/9.3	2.34/11.5	2.40/7.1	—	2.62/1.5
	XVI	2.38/4.6	2.36/11	2.40/4.8	—	—
Средняя юра	XVIII	—	—	2.56/2.8	—	—

Таблица 22

Результаты изучения структуры порового пространства и проницаемости глинистых пород

Порода	Диапазон встречающихся диаметров пор, мк	Диапазон преобладающих диаметров пор, мк	Диаметр пор максимальных сечений и их содержание		Проницаемость абсолютная по газу, мд
			мк	%	
Глина алевритистая	0.016—0.064	0.020—0.080	0.064	14	1.12·10 <sup>-5</sup>
То же	0.016—0.080	0.016—0.080	0.080	10	1.7·10 <sup>-5</sup>
»	0.010—0.100	0.010—0.030	0.10	18	6·10 <sup>-5</sup>
»	0.012—0.160	0.016—0.040	0.160	2	6.9·10 <sup>-5</sup>
Глина алевритовая	0.014—0.400	0.014—0.040	0.400	1	2.6·10 <sup>-4</sup>
Алевролит сильно глинистый	0.016—0.500	0.016—0.100	0.500	3	3·10 <sup>-4</sup>
Глина алевритовая	0.012—2.00	0.016—0.050	2.000	1	5·10 <sup>-4</sup>
Алевролит сильно глинистый	0.016—0.250	0.016—0.120	0.250	1	8·10 <sup>-4</sup>
То же	0.012—5.00	0.016—0.160	5.000	1	5.4·10 <sup>-3</sup>
Глина алевритовая	0.016—6.400	0.016—0.120	6.400	1	7.5·10 <sup>-3</sup>

и Центрально-Туркменской нефтегазоносных областей проницаемость на глубинах 1500, 2000, 2500 и около 3000 м соответственно равна  $5 \cdot 10^{-3}$ ,  $5 \cdot 10^{-4}$ ,  $5 \cdot 10^{-5}$  и  $5 \cdot 10^{-6}$  мд. Изучение давления прорыва газа через насыщенные керосином образцы глин длиной 30 мм, которые были всесторонне обжаты при давлениях 100—150 ат и выдерживались на установке под давлением от 180 до 1530 мин, показало зависимость величины давления прорыва от проницаемости (экспериментальная часть проведена В. И. Черкашениновым под нашим руководством). Глины с абсолютной проницаемостью по газу равной  $10^{-2}$  мд характеризуются давлением прорыва газа меньше 5 ат; при проницаемости  $10^{-3}$  мд — 30 ат;  $10^{-4}$  мд — 55 ат и  $10^{-5}$  мд — приблизительно 80 ат и выше  $10^{-6}$  мд — ориентировочно 120 ат и выше.

Так же как и в породах-коллекторах, проницаемость глинистых пород находится в непосредственной зависимости от структуры порового пространства, причем величина проницаемости в значительной мере определяется содержанием пор наибольших диаметров.

Геометрия порового пространства глин была изучена методом ртутной порометрии при давлении до 1000 ат.

В глинистых породах-покрышках залежей газа относительно крупные поры (0,5—2 мк и выше) по сравнению с мелкими (0,01—0,05 мк) обычно содержатся в количестве, не превышающем одного или нескольких процентов. Однако доля участия их в создании проницаемости составляет чаще всего около 40—70%. Для примера на рис. 65 приведены данные о порометрии и участии поровых каналов в проницаемости для глины алевритовой. Для этой глины диапазон встречающихся диаметров пор составляет 0,012—1,00 мк и преобладающих — 0,016—0,050 мк, в то время как основное участие в проницаемости осуществляется порами 0,40—1,0 мк.

Результаты изучения структуры порового пространства глинистых пород методом ртутной порометрии и их проницаемости приведены в табл. 22.

Зависимость проницаемости от максимальных размеров диаметров пор, содержащихся в глинистых породах, приведена на графике

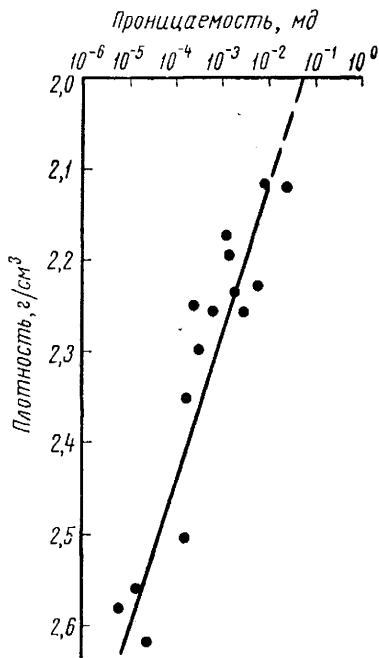


Рис. 64. Зависимость проницаемости глин от плотности (Амударьинская и Центрально-Туркменская нефтегазоносные области).

(рис. 66). Алевритовая примесь по мере увеличения ее содержания в глинах оказывает влияние на структуру порового пространства. Более чистые разности глин по сравнению с алевритовыми уплот-

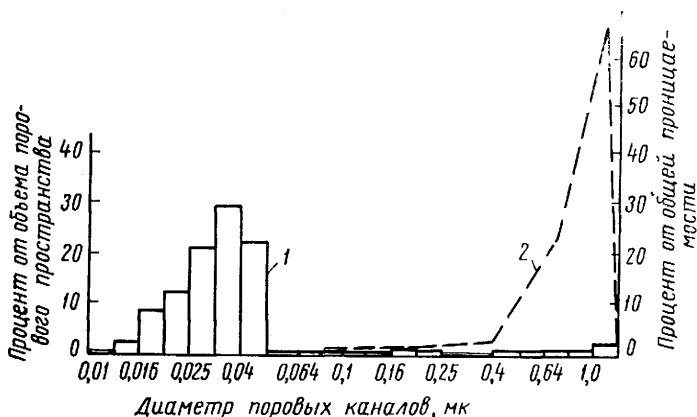


Рис. 65. Характеристика структуры порового пространства образца алевритовой глины (Ачак, скв. 3, глубина 1797—1800 м;  $m_0 = 14\%$ ;  $k = 7,2 \cdot 10^{-3}$  мд). Условные обозначения те же, что и на рис. 55.

няются интенсивней и характеризуются преимущественно тонкими сечениями поровых каналов, а также низкой проницаемостью.

Глины алевритистые пористостью 1,4—3,4% и проницаемостью  $1,12 \cdot 10^{-5}$ — $6 \cdot 10^{-5}$  мд характеризуются однородной структурой

Таблица 23

Группы глинистых пород по экранирующей способности

Группа	Максимальная величина диаметра пор, мк	Проницаемость абсолютная по газу, мд	Давление прорыва газа через смоченную керосином породу, ат	Экранирующая способность
А	$\leq 0,01$	$\leq 10^{-6}$	$\geq 120$	Весьма высокая
В	0,05	$10^{-5}$	$\sim 80$	Высокая
С	0,30	$10^{-4}$	55	Средняя
Д	2	$10^{-3}$	30	Пониженная
Е	10	$10^{-2}$	$< 5$	Низкая

Примечание. Давление прорыва газа и экранирующая способность возрастут в случае насыщения глин, в особенности содержащих набухающий компонент, водой слабой минерализации.

порового пространства, диаметры поровых каналов изменяются в очень незначительных пределах и не превышают 0,08—0,10 мк. С увеличением в глинах алевритовой примеси структура порового пространства их делается менее однородной.

В глинах алевритовых размеры порового пространства изменяются в широких пределах — от 0,014 до 0,50 и даже до 64 мк, причем преобладают размеры от 0,016 до 0,12 мк. Пористость указанных глин равна 2,8% и проницаемость  $7,5 \cdot 10^{-3}$ — $8 \cdot 10^{-4}$  мд.

Для оценки экранирующей способности глинистых пород, кроме общегеологических факторов, могут служить основные и в то же время наиболее объективные параметры, характеризующие фильтрующие свойства: максимальные размеры диаметров пор, проницаемость и давление прорыва газа через насыщенную жидкостью систему поровых каналов.

На основании установленной зависимости между проницаемостью и основными параметрами, характеризующими фильтрующие свойства, составлена схема группировки глинистых пород по их экранирующей способности (табл. 23). При монтмориллонитовом составе глин и насыщении их полупресными водами, влияющими на проявление гидратационных процессов, экранирующая способность глин значительно возрастает.

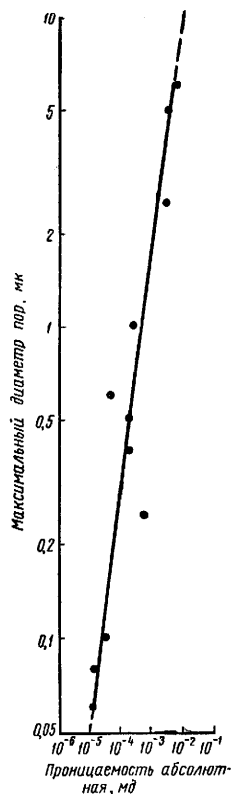


Рис. 66. Зависимость проницаемости глинистых пород (по газу) от максимальных диаметров пор.

## Глава VIII

### ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ ФАКТИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Статистика как учение о вариации исследует характер рассеяния наблюдений относительно среднего значения и дает его численное описание. Опыт применения математических методов в геологии показывает, что они помогают в решении ряда статистических задач.

В статистике Р. А. Фишер (1958) выделяет три раздела: 1) учение о совокупности; 2) учение о вариации; 3) учение о методах приведения данных к компактной форме.

Статистическая обработка позволяет выделить из общей массы факторов основные, определяющие данную совокупность наблюдений. Выделение доминирующих характеристик позволяет представить совокупность наблюдений в компактной форме. Эти исчерпывающие характеристики называют статистиками. Они различаются не только по величине, но и по виду. Для выбора вида статистик прибегают к учению о совокупности, опирающемуся на вероятностные категории — генеральную совокупность и закон распределения вероятностей появления признака.

Генеральная совокупность есть бесконечно большой гипотетический ряд однородных величин (наблюдений); однородность каждой генеральной совокупности определяется видом распределения в ней признака. Законом распределения случайной величины называется всякое соотношение, устанавливающее связь между возможными значениями случайной величины и соответствующими им вероятностями. Каждое распределение характеризуется несколькими параметрами, например нормальное распределение математическим ожиданием и стандартом. Математическое ожидание можно представить как среднее из генеральной совокупности; стандарт — как среднее квадратическое отклонение отдельных величин генеральной совокупности от своего математического ожидания. Сопоставляя опытное распределение с гипотетическим, находят генеральную совокупность, закон распределения которой наиболее полно совпадает с опытным. Наиболее важной среди средних величин является средняя арифме-

тическая. Различают простую среднюю арифметическую и среднюю арифметически взвешенную величину.

Среднеарифметическое значение параметра определяют по формуле

$$A_{\text{ср}} = \frac{a_1 + a_2 + \dots + a_n}{n},$$

где  $a_1, a_2, \dots, a_n$  — значения параметра;  $n$  — число измерений.

При наличии значительного числа определений параметра в различных точках среднее значение параметра вычисляют методами статистики, пользуясь формулой

$$A_{\text{ср}} = \frac{A_1 k_1 + A_2 k_2 + \dots + A_n k_n}{k_1 + k_2 + \dots + k_n},$$

где  $A_1, A_2, \dots, A_n$  — средние значения параметров в интервале (классе);  $k_1, k_2, \dots, k_n$  — число определений в интервале (классе).

Средневзвешенное значение параметра вычисляют при наличии закономерного изменения параметра, например, по площади. Вычисление производят по формуле

$$A_{\text{ср}} = \frac{a_1 f_1 + a_2 f_2 + \dots + a_n f_n}{f_1 + f_2 + f_3 + \dots + f_n},$$

где  $a_1, a_2, \dots, a_n$  — отдельные наблюдаемые значения;  $f_1, f_2, \dots, f_n$  — вес (частота) указанных наблюдений для различных значений.

Числовые значения отдельных величин в статистическом их распределении могут быть более или менее рассеяны около их средних. Это рассеяние измеряется средним квадратом отклонений отдельных величин от их средних.

Квадратическим отклонением называют рассеяние числовых значений отдельных величин около их средней величины, измеряемой средним квадратом отклонений.

Среднее квадратическое отклонение  $\delta$  равно

$$\delta = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n f_i (x_i - \bar{x})^2}{\sum f}},$$

где  $n$  — числа распределения некоторой величины, которая имеет различную частоту  $f$  наблюдений;  $\sum f_i$  — сумма частоты наблюдений для различных значений;  $x_i$  — условное значение соответствующего интервала;  $\sum f$  — сумма частот во всей таблице распределения;  $\bar{x}$  — истинная средняя величина.

Среднее квадратическое отклонение характеризует меру рассеяния. Чем больше эта величина, тем больше рассеяны около средней

ее отдельные значения. На основе среднего квадратического отклонения можно вычислить коэффициент вариации  $v$ ,

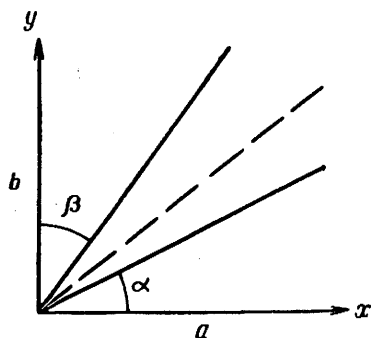
$$v = \frac{\delta}{A_{\text{ср}}} \cdot 100,$$

т. е. отношение среднего квадратического отклонения к средней арифметической, выраженной в процентах. Коэффициентом вариации пользуются для сравнения масштабов колебания разных признаков или одного и того же признака, но в разных совокупностях, когда уровни, около которых колеблются значения величины признака, различны (М. А. Жданов, 1952).

При наличии большого статистического ряда варьирующей величины и различных частот наблюдений сопоставляются ряды распределений по интервалам значений величины варьирующего признака. Группировка статистической совокупности величин в таблицу распределения облегчает вычисление всех необходимых статистических величин. Для этого выбирается интервал значений величины варьирующего признака. Величина интервала зависит от величины ряда распределения и задач, стоящих перед исследователем.

При составлении логарифмического ряда распределения, если исследуемая величина колеблется в значительных интервалах или

Рис. 67. График зависимости между двумя переменными  $a$  и  $b$ .



изменяется по закону геометрической прогрессии, все интервалы распределения берутся в логарифмах чисел исследуемой величины.

Независимой переменной называется величина, изменения которой обуславливаются причинами случайного характера. Зависимой переменной величиной называется величина, изменения которой обуславливаются изменениями другой величины.

Функциональной зависимостью или точной связью между двумя переменными называется такая зависимость, при которой каждому определенному значению одной переменной соответствует определенное значение другой переменной. Эта зависимость может быть выражена уравнением, отражающим форму точной связи между двумя переменными.

Неточными или приближенными (статистическими) связями называются такие связи, когда каждому определенному значению одной переменной величины соответствует несколько значений другой переменной величины.

Теория корреляции входит как основной раздел в учение о вариации. Физическая сущность корреляции состоит в том, что взаимно



зависимые признаки являются следствиями ряда причин; зависимости такого рода не функциональны, так как связь между отдельными объектами случайна и устанавливается лишь статистически, в массе. Плотность подобной связи характеризуется коэффициентом корреляции  $r$ . Аналитическое выражение этой зависимости называется уравнением регрессии.

Корреляционный анализ занимает особое место при изучении сложных явлений и процессов, так как позволяет вскрывать связи, не поддающиеся непосредственному наблюдению.

Коэффициент корреляции  $r$  определяется по формуле

$$r = \sqrt{\operatorname{tg} \alpha \operatorname{tg} \beta},$$

где  $r$  — коэффициент корреляции;  $\operatorname{tg} \alpha$  — тангенс угла наклона прямой зависимости  $a$  от  $b$  к оси  $x$ ;  $\operatorname{tg} \beta$  — тангенс угла наклона прямой зависимости  $b$  от  $a$  к оси  $y$ .

Чем меньше разбросаны отдельные экспериментальные точки на графике зависимости между двумя переменными, т. е. чем больше связь между сопоставленными переменными, тем ближе сходятся они вокруг общей средней линии, проведенной через все экспериментальные точки (рис. 67).

При этом  $\alpha = \beta = 45^\circ$  или  $\alpha + \beta = 90^\circ$ . Тогда

$$\operatorname{tg} \alpha = \operatorname{tg} (90^\circ - \beta) = \operatorname{ctg} \beta$$

и, следовательно,

$$r = \sqrt{\operatorname{tg} \alpha \cdot \operatorname{tg} \beta} = \sqrt{\operatorname{ctg} \beta \cdot \operatorname{tg} \beta} = \sqrt{1} = 1.$$

Таким образом, значение коэффициента корреляции, равное 1, отвечает наличию точной связи между переменными. Чем больше разбросаны отдельные точки, т. е. чем меньше связь между сопоставимыми переменными, тем больше расходятся друг от друга прямые, проведенные по группам точек, приближающихся в одном случае к оси  $x$ , а в другом — к оси  $y$ . При этом  $\alpha = \beta = 0$  и  $r = 0$ . Таким образом, значение коэффициента корреляции, равное нулю, отвечает полному отсутствию связи между сопоставляемыми переменными.

Коэффициент корреляции является относительной величиной, изменяющейся в пределах от нуля до 1. При определенных значениях коэффициента корреляции зависимость между рассматриваемыми свойствами может быть охарактеризована следующим образом:  $r = 1 \div 0,9$  — прямая зависимость;  $r = 0,9 \div 0,5$  — хорошая зависимость;  $r = 0,5 \div 0,4$  — слабая зависимость;  $r < 0,4$  — отсутствие связи.

Чем больше количество измерений, тем точнее можно вычислить  $r$ . Точность расчета  $r$  устанавливается вычислением средней ошибки  $m_2$  по формуле

$$m_2 = \pm \frac{1+r^2}{\sqrt{n}},$$

где  $r$  — коэффициент корреляции;  $n$  — число измерений.

Коэффициент корреляции  $r$  может иметь положительное и отрицательное значение. Положительное значение  $r$  указывает на то, что между изучаемыми переменными существует прямая зависимость, т. е. увеличение значения одной переменной соответствует увеличению другой. Отрицательное значение  $r$  указывает на наличие обратной зависимости, т. е. увеличению значения одной переменной соответствует уменьшение другой.

Изучение взаимосвязи между переменными, представляющими собой те или иные статистические совокупности, обычно проводят с помощью корреляционных таблиц зависимости. По этим таблицам вычисляют зависимость между переменными, определяют коэффициент

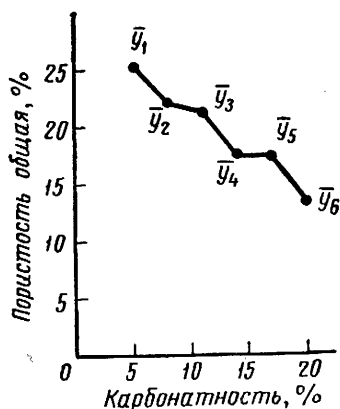


Рис. 68. Фактическая кривая зависимости  $y$  от  $x$ .

$y_1, y_2, \dots, y_6$  — усредненные данные.

корреляции математическим путем и производят оценку точности кривых зависимости. Способ составления корреляционных таблиц состоит в следующем. На листе бумаги, предпочтительнее миллиметровой, в большом масштабе наносят в горизонтальном направлении слева направо строки, включающие определенный интервал значений переменных  $x$ ; в свою очередь каждая графа таблицы по вертикали сверху вниз содержит интервалы значений переменной  $y$ . Емкость интервала устанавливается в зависимости от пределов изменения обеих переменных. Выбрав емкость интервалов для каждого из сопоставляемых параметров, наносится сетка на таблицу. Разноска точек в корреляционной таблице производится таким же способом, что и при графическом построении зависимости. Различие заключается лишь в том, что точки в корреляционной таблице наносятся по клеткам, а не по точным координатам  $x$  и  $y$ . При большом числе данных для облегчения последующих подсчетов точки располагают в определенном порядке.

В результате занесения данных в корреляционную таблицу получают таблицу зависимости между переменными  $x$  и  $y$ . Корреляционная таблица представляет собой двусторонний ряд распределений и дает распределение значений каждой из переменных по интервалам значений другой переменной.

Для получения линии зависимости между обеими переменными для каждого интервала значений переменной  $x$  (для каждой графы) вычисляется среднее значение переменной  $y$  для всех точек, попавших в эту графу. При этом каждой точке придается значение  $y$ , соответствующее значению интервала, в пределах которого находится точка.

Данные табл. 24 представляют в виде ломаной линии, которая

является фактической кривой зависимости  $y$  от  $x$  (рис. 68). Сглаживанием этой фактической кривой находят теоретическую кривую зависимости  $y$  от  $x$ .

Таблица 24

Корреляционная таблица зависимости общей пористости от содержания карбонатного цемента в песчаной породе

Пористость, %	Среднее, $y$	Карбонатность, %					
		4-6	7-9	10-12	13-15	16-18	19-21
		Среднее $x$					
		5	8	11	14	17	20
12-14	13						
15-17	16						.....
18-20	19			..	.	..	.
21-23	22		.	.....	.	..	.
24-26	25	.....		.			
Общее количество образцов		11	1	8	2	4	5

$$y_1=25 \quad y_2=22 \quad y_3=21.3 \quad y_4=17.5 \quad y_5=17.5 \quad y_6=13.6$$

$$y_1 = \frac{25.11}{11} = 25$$

$$y_4 = \frac{16.1 + 19.1}{2} = 17.5$$

$$y_2 = \frac{22.1}{1} = 22$$

$$y_5 = \frac{16.2 + 19.2}{4} = 17.5$$

$$y_3 = \frac{19.2 + 22.6}{8} = 21.3$$

$$y_6 = \frac{13.4 + 16.1}{5} = 13.6$$

Полулогарифмическая корреляционная таблица отличается от выше рассмотренной лишь тем, что один из рядов распределения включает интервалы переменной, выраженной не в числах, а в логарифмах. Данные таблицы применяются в случае широких пределов изменения одного из сопоставляемых параметров.

Полулогарифмическая корреляционная таблица составляется следующим образом. Вначале устанавливают числовые пределы (минимальные и максимальные) изменения данного параметра, берется их логарифм. В соответствии с полученными данными выбирается емкость интервала (по логарифмам). Нанося пределы логарифмов известной переменной, одновременно дают ее числовые значения, в соответствии с которыми производится разноска фактических данных в корреляционной таблице. На оси  $y$  обычно откладывают значения переменной, которая известна или трудноопределима по сравнению с переменной, откладываемой на оси  $x$ .

При вычислении коэффициента корреляции по корреляционной таблице используют метод моментов. Коэффициент корреляции вычисляется по формуле

$$r = \frac{\frac{\sum xy}{n} - \bar{x}\bar{y}}{\sigma_y \sigma_x},$$

где  $\frac{\sum xy}{n}$  — сумма произведений каждого значения переменной  $x$  на каждое значение переменной  $y$ , деленная на общее число данных  $n$ ;  $\bar{y}$  — средняя арифметическая  $y$ ;  $\bar{x}$  — средняя арифметическая  $x$ ;  $\sigma_y$  и  $\sigma_x$  — соответственно среднее квадратическое отклонение для ряда распределения переменной  $y$  и  $x$ .

Вычисление коэффициента корреляции производят путем составления специальной таблицы, дополняющей корреляционную таблицу, по которой производится вывод коэффициента корреляции. Обычно к корреляционной таблице с исходными данными добавляют еще шесть граф вертикальных и шесть горизонтальных.

В I вертикальной и I горизонтальной строке таблицы (озаглавленных  $f_y$  и  $f_x$ ) подсчитывается и проставляется число данных каждого интервала  $y$  и каждого интервала  $x$ .

Во II графе и II строке (озаглавленных  $y$  и  $x$ ) проставляются условные обозначения интервалов для применения ко всем последующим вычислениям метода моментов. Условный нуль проставляется в середине таблицы для интервалов  $y$  и  $x$ , остальные интервалы обозначаются 1; 2... и т. д. и -1; -2... и т. д., причем нисходящие (по значению переменной) интервалы имеют знак минус, а восходящие — знак плюс.

В III графе и III строке (обозначенных  $f_y y$  и  $f_x x$ ) проставляются результаты умножения величин I графы (I строка) на данные II графы (II строка).

В IV графе и IV строке (обозначенных  $f_y y^2$  и  $f_x x^2$ ) проставляются результаты умножения цифр II графы (II строки) на цифры III графы (III строки).

В V графе и V строке (обозначенных  $\sum y$  и  $\sum x$ ) проставляется сумма значений (в условных обозначениях интервалов метода моментов) всех точек, попавших в каждый интервал переменной  $y$  (V графа), и сумма значений (в условных обозначениях интервалов метода моментов) всех точек, попавших в каждый интервал переменной  $x$  (V строка).

В VI графе и VI строке вычисляется  $x/y$  как произведение цифр II графы (II строка) на величины V графы (V строка).

После проведения указанных расчетов по каждой из граф, за исключением II графы, подводятся итоги. Итог VI вертикальной графы должен быть равен итогу VI горизонтальной графы (строки).

Обозначения итогов будут следующие:

I графа и I строка —  $n$ ;

III » и III »  $\sum f_y y$  и  $\sum f_x x$ ;

IV графа и IV строка  $\sum f_y y^2$  и  $\sum f_x x^2$ ;  
 V » и V »  $\sum y$  и  $\sum x$ ;  
 VI » и VI »  $\sum xy$ .

Подставляя числовые их выражения в формулу

$$r = \frac{\frac{\sum xy}{n} - \bar{x}\bar{y}}{\sigma_y \sigma_x},$$

определяют коэффициент корреляции.

В приведенной формуле

$$\bar{x} = \frac{\sum f_x x}{n}; \quad \bar{y} = \frac{\sum f_y y}{n};$$

$$\sigma_y = \sqrt{\frac{\sum f_y y^2}{n} - \bar{y}^2};$$

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{\sum f_x x^2}{n} - \bar{x}^2}.$$

Получаемые с помощью корреляционных таблиц кривые зависимости обычно представляют собой ломаные линии. Излом фактических кривых связан с неуточненными при исследовании факторами. Для интерполяции, а также для экстраполяции кривых необходимо их сгладить, т. е. подыскать к данной ломаной линии наиболее близкую теоретическую кривую. Форму связи между переменными (прямая, парабола, гипербола и др.) устанавливают рядом методов: путем наложения полученных средних точек на графики с различными координатными осями (приближенный метод); скользящей средней; с помощью теоретических формул.

Сглаживание фактических кривых с помощью теоретических формул основывается на применении способа наименьших квадратов. Наиболее подходящей теоретической кривой к данной фактической будет та, которая удовлетворяет следующему условию: сумма квадратов отклонений всех ординат фактической кривой от наиболее подходящей теоретической кривой составляет величину минимальную.

На основании метода наименьших квадратов составляется пара нормальных уравнений, решение которых дает возможность установить искомые параметры уравнения наиболее подходящей кривой (Жданов, 1952; Фишер, 1958; Миллер и Кан, 1965).

В последнее время уделяется внимание вопросам хранения геологической информации, созданию перфокартных блоков и систем, что облегчает пользование материалами и проведение статистической обработки.

# ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЛАСТЕЙ ЮГА СССР

## ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Русская платформа является весьма крупной древней платформенной структурой земной коры, занимающей большую часть Европы. На западе она граничит с восточной частью герцинской складчатой зоны Европы, опущенной на большую глубину и перекрытой мезозойскими и кайнозойскими породами осадочного происхождения. На юго-западе и юге Русская платформа отделяется от альпийской складчатой системы (Карпаты, Крым, Кавказ) передовыми прогибами; на северо-западе граничит с каледонской складчатой зоной (Норвегия); на северо-востоке — со складчатыми сооружениями раннекаледонского времени Канина полуострова и Тимана; на востоке отделяется Предуральским прогибом от герцинской складчатой зоны Урала.

Русская платформа представлена докембрийским складчатым фундаментом (архей, протерозой) и послепротерозойским осадочным платформенным покровом мощностью до 4—5 тыс. м и больше. Породы фундамента сложены сильно метаморфизованными гнейсами и гранитами. На Балтийском и Украинском щитах и Воронежском массиве породы фундамента выходят на поверхность.

Осадочный покров Русской платформы в нижней части слагается предположительно верхнепротерозойской толщей главным образом обломочных пород, распространенной по периферии платформы и в древних впадинах. Среди отложений нижнего палеозоя широко развиты кембрийские, среди среднепалеозойских — девонские и каменноугольные, в меньшей степени пермские породы.

Мезозойские и кайнозойские отложения преимущественно распространены в южной половине платформы.

Строение Русской платформы в различных районах неоднородно. Выделяются структуры первого, второго и третьего порядков (Н. С. Шатский, А. А. Бакиров). Н. С. Шатский к структурам первого порядка относит синеклизы (Московская, Прикаспийская и др.) и антеклизы (Балтийский щит, Воронежский массив и др.).

А. А. Бакиров (1959) к структурам первого порядка относит синеклизы, антеклизы, погребенные своды и выступы кристаллического фундамента; к структурам второго порядка — крупные валло-

подобные поднятия, прогибы, расположенные между антеклизой и синеклизой, структурные уступы; к структурам третьего порядка — локальные поднятия, осложняющие строение структур первых двух групп.

Крупными положительными структурными элементами первого порядка Волго-Уральской нефтегазоносной области являются Татарский, Камский, Башкирский и Жигулевско-Пугачевский своды. К отрицательным структурам первого порядка относятся Верхне-Камская, Мелекесская и Ульяновско-Саратовская впадины. Сводовые поднятия отделяются друг от друга седловинами.

В пределах сводов выявлен ряд структур второго порядка, осложненных поднятиями третьего порядка. Локальные поднятия обнаружены также и во впадинах (Верхне-Камской, Мелекесской, Ульяновско-Саратовской и др.). В центральных областях Русской платформы к положительным структурно-морфологическим элементам фундамента первого порядка относятся Балтийский щит, Украинский щит, Воронежский массив (выступ) и Токмовский свод.

Отрицательными элементами структурного плана поверхности докембрийского фундамента являются Средне-Русская и Рязано-Саратовская впадины. В северной части Русской платформы тектоническое строение определяется тремя крупными структурными элементами: Балтийским щитом, Тиманским кряжем и Мезенской синеклизой, которая является северным продолжением Московской синеклизы. На западном склоне Мезенской синеклизы прослеживается Сухонский вал и на восточном — Вятский и Сысольский валы.

В западной части Русской платформы выделяют южный склон Балтийского щита, северо-западное окончание Украинского кристаллического массива, Припятскую, Оршанскую, Брестскую, Жлобинскую, Полесскую впадины и другие тектонические структуры.

Припятская впадина представляет собой крупный внутриплатформенный прогиб, выполненный мощной толщей осадочных образований. Наибольшей мощностью обладают девонские отложения. Припятская впадина является северо-западным продолжением Днепровско-Донецкой впадины. В Припятской впадине наблюдаются зоны, характеризующиеся неравномерным опусканием пород фундамента. В депрессиях породы фундамента опущены на глубину до 4000—5000 м и в приподнятых частях — до 2000 м. Депрессии (Шатилковская, Копаткевичская, Мозырская, Ельская, Туровская) разделяются выступами (Червоно-Слободский, Норовлянский, Центральный).

В юго-западной части Русской платформы отмечается плавное погружение докембрийского фундамента и покрывающих его палеозойских образований в направлении к Предкарпатскому прогибу.

На всем протяжении вдоль края платформы проходит система сбросов с суммарной амплитудой 1—2 км.

К Яворской, Калущской, Станиславской линиям сбросов приурочены многочисленные локальные структуры.

Между Украинским щитом и Воронежским массивом располагается Днепровско-Донецкая впадина, которая представляет собой грабенообразное понижение докембрийских сложно дислоцированных образований Русской платформы большой мощности (более 4—6 км). В пределах впадины кроме ее бортовых частей — северного и южного склонов кристаллических массивов — выделяют центральный грабен и окаймляющие его зоны разломов. Центральный грабен (средняя часть впадины) характеризуется более крупными по сравнению с зонами окаймления складчатыми формами в осадочном чехле.

Основное различие крупных структурных элементов Днепровско-Донецкой впадины заключается в разной степени нарушенности кристаллического фундамента разломами и соответственно дислоцированности осадочного чехла. Отмечаются многочисленные границы перерыва осадконакопления.

Днепровско-Донецкая впадина выполнена мощной толщей осадочных образований девонского, каменноугольного, пермского, триасового, юрского, мелового и кайнозойского возраста.

Девонские отложения в пределах Центрального грабена и южной зоны его окаймления представлены в хемогенной и терригенной фациях; к северо-западу в районе Чернигова девонские отложения представлены толщей вулканогенно-осадочных пород. Мощность девона примерно составляет 1200 м (район Чернигова) — 3400 м (южная зона краевых дислокаций).

Каменноугольные отложения представлены всеми тремя отделами. На северо-запад от Донбасса мощность каменноугольных отложений, состоящих из аргиллитов, алевролитов и песчаников с пластами известняков и маломощными прослойками углей, изменяется от 6000—8000 до 1500—2000 м.

Нижнепермские отложения представлены песчано-глинистыми (до 1200 м мощности) известково-доломитовыми (100—600 м) и соленосными породами (до 400 м) и верхнепермские — толщей красноцветных терригенных пород (400 м).

Триас сложен песчано-глинистым комплексом пород (150—400 м).

Юрские отложения представлены песчано-глинистыми породами (до 100 м). Нижнеюрские (северо-западная окраина Донбасса) состоят преимущественно из песчано-гравийных пород, конгломератов и глин, верхнеюрские — из глинистых пород.

В пределах Днепровско-Донецкой впадины выявлен ряд локальных поднятий, с которыми связаны нефтяные и газовые месторождения. Они в основном приурочены к северному обрамлению грабена.

В пределах Русской платформы ряд исследователей (Авров, Блинников и др., 1963) выделяют группу нефтегазоносных бассейнов, представляющих собой впадины в современной структуре земной коры, выполненные относительно мощной осадочной толщей неметаморфизованных пород, содержащих скопления нефти и газа. Распространение последних связано с геологическим строением, литологическими особенностями пород, слагающих пласты, и гидрогео-



логической обстановкой бассейна. К подобным бассейнам относят Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн, Средне-Русский возможно нефтегазоносный бассейн, Мезенский возможно нефтегазоносный бассейн, Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн, Прикаспийский нефтегазоносный бассейн, Северо-Европейский нефтегазоносный бассейн (на территории СССР это Прибалтийская и Львовская впадины), Белорусско-Украинский нефтегазоносный бассейн (Днепровско-Донецкая и Припятская впадины).

Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн охватывает ряд областей и автономных республик РСФСР, в том числе Пермскую, Кировскую области, Татарскую, Башкирскую и Удмуртскую АССР, Оренбургскую, Куйбышевскую области, большую часть Саратовской области, частично Волгоградскую область (правобережье р. Волги). К этой же территории отнесена и Астраханская область — правобережье Волги (Авров, Блишников, Брод и др., 1963).

Прикаспийский нефтегазоносный бассейн отделяется от Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна крупным структурным уступом. Зона бортового уступа Прикаспийской впадины является границей между этими двумя бассейнами.

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн расположен между Тиманским кряжем на западе и юго-западе и Уральским горным сооружением на востоке и северо-востоке.

Средне-Русский возможно нефтегазоносный бассейн охватывает обширную территорию центральной части Русской платформы. По своему геологическому строению Средне-Русский бассейн представляет собой крупный платформенный прогиб, расположенный между Балтийским щитом, Воронежским массивом, Токмовским сводом и Котельническим выступом фундамента. Наиболее глубокая часть впадины расположена возле городов Любима, Шарьи и Костромы, где фундамент залегает на глубине около 3000 м.

Северо-Предкарпатский нефтегазоносный бассейн приурочен к Предкарпатскому краевому прогибу, к его внешней и внутренней зонам.

Белорусско-Украинский нефтегазоносный бассейн приурочен к Днепровско-Донецкой и Припятской впадинам, расположенным между Украинским и Воронежским кристаллическими массивами.

## Глава IX

# ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА ВОСТОЧНОЙ И ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТЕЙ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

### Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн

Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн занимает восточную часть Русской платформы. В настоящее время он является основной нефтедобывающей базой в нашей стране. На его территории выделяются Жигулевско-Пугачевский, Татарский, Оренбургский, Башкирский и Северокамский своды. Глубина залегания фундамента на перечисленных сводовых поднятиях достигает 2000 м и более, а во впадинах (Мелекесской, Бузулукской, Рязано-Саратовской) и в Предуральском прогибе фундамент еще более погружен.

Комплекс осадочных образований, перекрывающих выступы фундамента и глубокие впадины, охватывает большой стратиграфический диапазон, от верхнего протерозоя до кайнозоя. Образования, выполняющие погребенные впадины на юго-востоке Русской платформы, обычно выделяются в так называемую бавлинскую свиту (верхний протерозой — нижний девон). Она представлена терригенными породами, в которых зафиксированы некоторые признаки нефтеносности. Благодаря этому с ними связаны некоторые перспективы нефтегазоносности.

Общая пористость бавлинских песчаных пород, изученных по керну, в основном составляет от 8 до 14% и проницаемость — от 0,1 до 35 мд, иногда до 280 мд. Так, на Калтасинской и Копей-Кубовской площадях (Башкирская АССР) пористость пород составляет 11—12%, проницаемость — 100—150 мд; на Бородулинской и Тяньпской площадях (Пермская область) пористость равна 8—14% и проницаемость — 0,1—36 мд.

Основные продуктивные горизонты приурочены к отложениям палеозоя (девон, карбон, пермь), в составе которого принимают участие терригенные и карбонатные образования. Запасы промышленных категорий нефти сосредоточены в отложениях девона, в особенности в среднем отделе.

Разрез палеозойских отложений расчленяется на пять крупных комплексов нефтегазоаккумуляции. В кровле каждого из них зале-

гают труднопроницаемые породы, играющие роль покрышек (глинистые и глинисто-карбонатные отложения кыновского, тульского, каширского горизонтов, гидрохимические толщи кунгурского и казанского ярусов). Каждая из покрышек непосредственно экранирует слои, отличающиеся региональной продуктивностью.

Регионально продуктивные слои наибольшего промышленного значения на территории Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна залегают под покрышками того же возраста. Размещение залежей нефти и газа связано со структурно-геологическим строением региона.

Оценка объемов нефтегазонасыщения разреза отложений показывает, что обычно наблюдается уменьшение насыщенности углеводородами снизу вверх, т. е. от более древних к более молодым комплексам нефтегазонакопления. Внутри каждого из этих комплексов количество скоплений нефти и газа уменьшается в направлении снизу вверх.

## Д е в о н

Девонская система наиболее широко развита на Русской платформе. Ее образования залегают в основании платформенного чехла и начинаются с отложений эйфельского и живетского ярусов среднего девона.

Эйфельский ярус мощностью от 10 до 27 м представлен известняками, в основании которых часто встречаются слои песчаников и алевролитов.

Живетский ярус мощностью до 95—160 м представлен воробьевским, старооскольским и муллинским горизонтами, состоящими в основном из алевролитов, разнозернистых песчаников и глин.

В состав верхнего отдела девона входят франский и фаменский ярусы. Во франском ярусе выделяются нижне-, средне- и верхне-франские подъярусы. Первый из них содержит пашийский и кыновский горизонты.

Среднефранский подъярус мощностью 65—160 м делится на саргаевский, доманиковый и медымский горизонты, состоящие в основном из известняков и доломитов.

Верхнефранский подъярус мощностью 70—180 м состоит из двух горизонтов — воронежского и евлановско-ливенского, представленных известняками и в меньшей мере доломитами.

В составе фаменского яруса мощностью 320—410 м выделяются задонско-елецкие и данково-лебежанские слои, представленные в основном известняками и доломитами.

Распространение девонских отложений на территории Волго-Уральской области описано в работах С. Г. Саркисяна и Г. И. Теодоровича, П. П. Авдусина, М. А. Цветковой и М. Г. Кондратьевой, Н. Н. Соколовой, А. А. Трофимука и др.

Живетские отложения на Урале представлены в основном карбонатными породами. Среди нижнеживетских отложений западного

склона Урала выделяют два комплекса отложений — нижний, или терригенный, и верхний, или карбонатный.

Маломощные песчано-глинистые (с прослоями известняков) нижнеживетские отложения развиты главным образом в Туймазах, Бавлах, Ардатовке, Серафимовке, Шугурове, Ромашкине, а этого же типа верхнеживетские отложения известны в Сызрани, Яблоневом Овраге, Зольном Овраге и некоторых других пунктах. К отложениям верхнеживетского подъяруса в центральной части Волго-Уральской области относят ардатовскую толщу (аксубаевскую в Татарии) продуктивной нефтеносной свиты девона.

В Голюшурме (устье р. Иж) живетские отложения представлены кварцевыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами. В Карлах живетские породы подразделяются на два комплекса — карбонатный (средняя и верхняя части разреза) и терригенный (нижняя часть) — песчаники с прослоями алевролитов.

Ардатовскую толщу верхнеживетских отложений С. Г. Саркисян и Г. И. Теодорович (1955) рассматривают совместно с нижнефранской нарышевской толщей в качестве единого генетического комплекса (продуктивная свита).

В Туймазах нижнеживетские отложения представлены песчано-глинистым нижним комплексом и глинисто-карбонатным верхним. В Байтугане живетские отложения сложены песчаниками, алевролитами, глинистыми и карбонатными породами.

Франский ярус подразделяется на Урале на два подъяруса. Нижнефранские отложения представлены в нижней своей части терригенными породами, получившими на западном склоне Среднего Урала наименование пашийского горизонта.

В районах, где пашийский горизонт нефтеносен, он складывается кварцевыми мелкопесчаными и нормальными алевролитами, аргиллитами, мелкозернистыми песчаниками с прослоями известняков.

Минералогический комплекс песчано-алевритовых пород пашийского горизонта в основном остается постоянным для большинства районов Волго-Уральской нефтегазоносной области.

Продуктивные горизонты девонской системы в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной области имеют региональное распространение. Однако мощности их на данной территории не выдерживаются.

Коллекторские свойства девонских пород изменяются в широких пределах. В целом они отличаются довольно высокими значениями пористости и проницаемости.

Наиболее хорошие фильтрационные свойства отмечаются для пород живетского яруса и пашийских слоев франского яруса. Характерным для песчано-алевритовых коллекторов этих горизонтов является исключительно хорошая сортированность и окатанность слагающих их минеральных зерен и часто присутствие незначительных количеств цементирующих веществ.

В отложениях живетского яруса среднего девона открыты такие уникальные месторождения нефти, как Ромашкинское, Туймазинское, Бавлинское, Шкаповское и др.

Ниже описаны породы-коллекторы продуктивных горизонтов в разрезах ряда месторождений.

Туймазинское месторождение нефти расположено в юго-восточной части южного купола Татарского свода. Оно состоит из двух поднятий — Туймазинского и Александровского. Наиболее обширным из них является Туймазинское. По девонским отложениям вообще Туймазинское поднятие имеет протяженность около 40 км, а ширину до 20 км. Поднятие ориентировано в северо-восточном направлении.

Характерной чертой Туймазинского поднятия является его асимметричное строение. Вершина свода расположена вблизи относительно крутого юго-восточного крыла с углом падения около 2°, углы падения северо-западного крыла измеряются долями градуса.

Основная нефтяная залежь приурочена к базальным осадкам пашийского горизонта, представленного в основном песчаниками мелкозернистыми и алевро-песчаниками пласта Д<sub>I</sub>. Мощность нижнепашийских песчаников изменяется от 0,8 до 17 м и в среднем равна 9 м. В нижнепашийских отложениях обычно выделяются два хорошо прослеживающихся алевро-песчаных прослоя, расчленяющихся пропластком аргиллито-алевролитовых пород. Он непостоянен по мощности на площади месторождения и на некоторых участках выклинивается. В ряде случаев наблюдается фациальное замещение песчаных прослоев алевролитами глинистыми с низкой проницаемостью.

В песчаниках и алевро-песчаниках преобладают массивные текстуры, иногда в них наблюдается плохо выраженная косая слоистость.

Обломочный материал песчано-алевритовых пород в основном представлен угловато-окатанными и окатанными зёрнами кварца, сцементированными главным образом глинистым цементом контактного типа (глины гидрослюдистого состава).

Особенностью продуктивных девонских отложений Туймазинского месторождения является их чрезвычайная изменчивость по площади и в вертикальном направлении. Из огромного количества пробуренных на площади скважин нет ни одной, где бы разрез повторялся.

В девонских отложениях основные разведанные запасы нефти Туймазинского месторождения приурочены к песчаникам нижнефранского подъяруса верхнего девона (Д<sub>I</sub>) и живетского яруса среднего девона (Д<sub>II</sub>).

В разрезе терригенной части девонских отложений Туймазинского месторождения выделяются пять песчаных пластов, из которых нефтеносными являются пласты Д<sub>I</sub> (верхнепашийские слои нижнефранского подъяруса), Д<sub>II</sub> (нижнепашийские слои верхнеживетского подъяруса), Д<sub>III</sub> (ардатовские слои живетского яруса) и Д<sub>IV</sub> (ардатовские слои живетского яруса).

Песчаные пласты разобцены глинистыми разделами мощностью от 4 до 12 м, которые иногда местами размыты. Этим обстоятельством

объясняют гидродинамическую связь пластов  $D_I$  и  $D_{II}$ . Пласты  $D_I$  и  $D_{II}$  представлены кварцевыми песчаниками мелкозернистыми, сложенными хорошо отсортированным и окатанным обломочным материалом. Песчаники чередуются с тонкими прослоями алевролитов. Породы отличаются кривой слоистостью, наличием неокатанных остроугольных кусочков глин, переметным наслоением, рукавообразной формой песчаных отложений, что характерно для отложений текучих вод в континентальных условиях. В пластах  $D_I$  и  $D_{II}$  выделяют по три песчаные пачки — нижнюю, среднюю и верхнюю, которые разделены глинистыми пропластками. В пласте  $D_I$  эти глинистые прослои более мощные и имеют большую протяженность, чем в пласте  $D_{II}$ .

Верхняя песчаная пачка пласта  $D_I$  состоит из отдельных песчаных линз, частично изолированных друг от друга. Песчаники средней пачки пласта  $D_I$  составляют основную массу пласта и прослеживаются по всей площади месторождения, замещааясь в ряде случаев алевролитами и аргиллитами. Песчаники нижней пачки имеют рукавообразную форму и не прослеживаются по всей структуре.

Зоны развития нижней пачки песчаников пласта  $D_I$  характеризуются наибольшей мощностью и наилучшей проницаемостью. К этим зонам приурочено  $\frac{3}{4}$  всех промышленных запасов.

В Туймазинских месторождениях основная доля запасов нефти находится в песчаниках высокой проницаемости; в алевролитах и алевритах заключается небольшое количество нефти. Характеристика пористости и проницаемости песчаников пластов  $D_I$  и  $D_{II}$  приведена в табл. 25.

Таблица 25

**Характеристика песчаных пород-коллекторов девона  
Туймазинского нефтяного месторождения**

Нефтяной пласт	Ярус, подъярус	Пористость открытая, %	Пористость эффективная, %	Проницаемость, $d$	Доминирующий диаметр пор, $\mu$ к	Коэффициент нефтенасыщенности
$D_I$	Нижнефранский	20—23	18.5	0.45	7—12	0.86
$D_{II}$	Живетский	20—22	17.5	0.36	7—12	0.84

Содержание остаточной воды в пласте  $D_I$  (скв. 1529 и 1607, пробуренные на безводной нефтяной основе) колебалось от 2 до 100% в зависимости от литологии пород. Подсчитанные средневзвешенные значения остаточной водонасыщенности по обоим скважинам следующие: в песчаниках мелкозернистых — 9,7%, в алевролитах — 40,5% и в глинистых алевролитах — 73%. Соответственно проницаемость для этих пород равна 1590, 12 и 4  $mд$ , а пористость —

22,3, 13,6 и 7,7%. Содержание хлоридов в остаточной воде в пересчете на хлористый натрий для тех же пород оказалось равным 18,7, 18,1 и 21,5% (данные ВНИИ и ЦНИПР Туймазанефть, 1963). В законтурной воде пласта  $D_1$  содержание хлоридов равно 23,4%.

Одним из основных нефтесодержащих горизонтов Шкаповского месторождения является пласт  $D_{IV}$ , приуроченный к нижней части ардатовских слоев живетского яруса и подразделяемый на нижнюю и верхнюю пачки. Нижняя пачка мощностью от 0 до 10 м характеризуется сильной литологической изменчивостью. К северу и северо-востоку от Шкаповского месторождения нижняя пачка постепенно замещается аргиллитами и затем выклинивается. В основании ее залегают аргиллиты мощностью до 3 м, выше которых развиты кварцевые песчаники разномзернистые, обычно крупномзернистые, часто в различной степени известковистые, алевролитистые и глинистые, переходящие в алевролиты. Хорошо проницаемые разности песчаников (свыше 100 мд) развиты в виде относительно нешироких полос, пересекающих площадь месторождения в юго-восточном и южном направлениях и разделенных полосами слабопроницаемых (от 40—50 до 100 мд) и плохо проницаемых пород (менее 40—50 мд), имеющих ту же ориентировку. Линейную вытянутость зон развития песчаников связывают с накоплением осадков горизонта  $D_{IV}$  в условиях донных течений. В восточной части месторождения наблюдается более широкое по площади распространение песчаников.

В породах-коллекторах нижней пачки зафиксировано пять залежей нефти. Наиболее крупная приурочена к сводовой части Шкаповской складки.

Верхняя пачка также характеризуется литологической изменчивостью (песчаники, алевролиты, алевролиты). В верхней части (мощность до 20 м) в основном развиты мелкозернистые разности песчаников и в нижней — песчаники крупно- и среднезернистые. Песчаники часто разделены пластами аргиллито-алевролитовых пород на несколько прослоев, кроме того, песчаные пласты нередко имеют линзовидное строение или переходят в глинистые алевролиты.

К породам-коллекторам верхней пачки приурочено две залежи нефти, одна из которых имеет крупные размеры и относится к типу пластовых сводовых, а другая выявлена на крайнем юго-западе Шкаповского месторождения и приурочена, по-видимому, к небольшому структурному поднятию, осложняющему юго-западное погружение Шкаповской складки.

В зонах возрастания мощностей песчаников наблюдается улучшение коллекторских свойств, а также в ряде случаев слияние нижней и верхних пачек в единый пласт мощностью до 20—24 м.

Пласт  $D_1$  является одним из основных нефтесодержащих пластов Шкаповского месторождения и приурочен к нижней части франского яруса. Он подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю пачки, характеризующиеся большой литологической изменчивостью. В меньшей степени это относится к средней пачке пласта  $D_1$ , которая представлена преимущественно песчаниками кварцевыми мелко-

и среднезернистыми, сложенными хорошо отсортированным обломочным материалом, неслоистыми, реже косослоистыми, с глинистым цементом. Мощность средней пачки достигает 19 м, составляя в среднем 10 м; пористость пород 18—22% и проницаемость 350—650 мд. Песчаные породы данной пачки кое-где расслоены аргиллитами и алевролитами на два-три прослоя.

Верхняя и нижняя пачки сложены чередующимися между собой малоомощными прослоями песчаников мелкозернистых, алевролитов и аргиллитов. В верхней пачке прослой алевролитов и аргиллитов преобладают над песчаными, тогда как в нижней больше развиты песчаники мелкозернистые мощностью до 6 м, хорошо проницаемые разности которых развиты в виде узких полос юго-восточного простирания.

Чекмагушское месторождение девонской нефти расположено в пределах Бирской седловины. Разрез терригенной толщи девона в основном сходен с Туймазинским.

Продуктивные песчаные пласты  $D_I$  и  $D_{II}$  представлены мелкозернистыми песчаниками. Они разделены друг от друга пачкой аргиллито-алевролитовых пород, верхняя часть которых относится к верхнепашийским слоям нижефранского подъяруса, а нижняя часть — к нижепашийским слоям живетского яруса.

Основные запасы нефти приурочены к пласту  $D_I$ , сложенному мелкозернистыми песчаниками глинистыми, с низкой отсортированностью обломочного материала мощностью от нуля до 12 м. Песчаники часто по площади на коротких расстояниях замещаются аргиллито-алевролитовыми породами, характеризующимися низкой проницаемостью. Промышленная нефтеносность пласта  $D_I$  в основном приурочена к участкам повышенного залегания песчаников. Проницаемость песчаников в среднем равна 350 мд и пористость 18%. Замечено, что с увеличением мощности песчаников в них содержится меньше пелитового цемента и в силу этого коллекторские свойства улучшаются.

Залежь пласта  $D_{II}$  в пределах Чекмагушского месторождения благодаря структурным условиям развития ограничено. Она приурочена к присводовой части небольшого, слабо выраженного поднятия.

Пласт  $D_{II}$  представлен мелкозернистыми кварцевыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами мощностью до 27 м, которые характеризуются высокими коллекторскими свойствами, что связано с хорошей сортированностью обломочного материала, слагающего песчаники и алевролиты, а также небольшим содержанием пелитового цемента. Нефтенасыщенная мощность пласта составляет 4 м.

В Татарии наиболее крупные залежи нефти (месторождение Ромашкино) приурочены к терригенной толще девона, которая включает осадки эйфельского, живетского (горизонт  $D_{III}$  и  $D_{II}$ ), нижней части франского ярусов (пашийский горизонт  $D_I$ ) и по данным ряда исследователей имеет четкое ритмичное строение. В основании



крупных ритмов залегают пачки преимущественно алевроито-песчаных пород, а в конце — аргиллиты с пластами известняков и доломитов. Первые составляют продуктивные горизонты, последние являются корреляционными реперами.

В разрезе терригенной толщи девона выделено шесть продуктивных горизонтов ( $D_0$  — кыновский,  $D_1$  — пашийский,  $D_2$  — верхнеживетский,  $D_3$  — среднеживетский,  $D_4$  — нижнеживетский и  $D_5$  — эйфельский). Основным эксплуатационным объектом на Ромашкинском месторождении является горизонт  $D_1$ .

Продуктивные пласты имеют сложное строение. Они состоят из сочетания прослоев, линз песчаников и алевролитов, разделенных пачками глинистых пород. Наиболее сложно построен основной продуктивный пласт  $D_1$ . В его составе выделено пять пластов песчаников и алевролитов («а», «б», «в», «г», «д»). Эти пласты местами соединяются между собой так, что продуктивный горизонт в целом является единой гидродинамической системой.

В других продуктивных пластах насчитывается по два-три таких пласта. Пласты в свою очередь часто разделяются тонкими и прерывистыми прослоями глинистых пород на две части.

Детальное рассмотрение продуктивного пласта  $D_1$  Ромашкинского месторождения (площади — Миннибаевская, Абдрахмановская, Павловская, Зеленогорская и др.) позволило А. В. Кузнецову (1960) говорить о резкой литологической изменчивости пород, слагающих продуктивный пласт, что весьма влияет на эффективность осуществляемой системы разработки.

По данным Ф. А. Бегешева, Г. Г. Вахитова, С. А. Султанова и И. П. Чоловского (1963), на Ромашкинском месторождении нефти отмечается три типа залегания песчаных коллекторов. К первому относятся поля сплошного распространения песчаных коллекторов, охватывающие значительную площадь, или крупные линзы, размеры которых намного превышают расстояния между скважинами. В подобных зонах пласты имеют большую мощность и лучшие коллекторские свойства. К этой группе относят пласт «г» на всей площади месторождения, пласт «в» на западе Миннибаевской площади, пласт «а» на Восточно-Сулеевской и Альметьевской площадях.

При таком залегании и развитии коллекторов разработка залежей нефти в условиях законтурного и внутриконтурного заводнения регулируется путем изменения объема закачиваемой воды.

Ко второму типу относят полосы песчаных пород шириной от сотен метров до 2—2,5 км, обычно пересекающих территорию месторождения в меридиональном направлении. Максимальная мощность и лучшие коллекторские свойства пород отмечаются в осевых участках полос. Подобные песчаные линейно вытянутые зоны встречены в пласте «б» на Абдрахмановской площади, в пласте «в» на востоке Миннибаевской площади и в пластах «б» и «в» на Южно-Ромашкинской площади.

Учитывая особенности залегания песчаных коллекторов, ряды нагнетательных скважин целесообразно располагать вкрест

простираения полос, что обеспечивает более высокую эффективность заводнения.

Третий тип залегания песчаных коллекторов — это относительно небольшие песчаные линзы, размеры которых соизмеримы с расстоянием между скважинами. Такое строение имеют песчаные коллекторы пласта «а» Миннибаевской и Зай-Каратайской площадей. При подобном залегании пород-коллекторов осуществление заводнения относительно небольших песчаных линз возможно в случае применения очагового заводнения. Для каждого из пластов характерна определенная интенсивность выработки.

Коллекторами нефти в терригенных отложениях девона являются кварцевые песчаники (содержат около 94% запасов нефти на Ромашкинском месторождении) и в меньшей степени алевролиты.

Размер зерен обломочного материала у песчаников изменяется от 0,006 до 1 мм. Основную массу пород, по данным А. И. Кричари (1956, 1963), составляют зерна размером от 0,08 до 0,25 мм, средний размер 0,15 мм.

Среди алевролитов развиты две группы пород: глинистые и песчаные. Размер зерен первых изменяется от 0,006 до 0,12 мм (преобладает 0,01—0,06 мм), вторых — от 0,007 до 0,5 мм (преобладает 0,05—0,10 мм).

Наблюдается увеличение дисперсности и степени отсортированности обломочного материала от нижних продуктивных горизонтов к верхним. Нижние горизонты обычно содержат примесь гравийного материала и прослой гравелитов. Цементом в песчаниках и алевролитах является в основном глинистое вещество, редко сидерит, доломит и кальцит. Содержание его изменяется в широких пределах, но у наиболее развитых групп коллекторов оно обычно не превышает 3%.

Величина пор у песчаников и алевролитов не превышает 60 мк и в среднем составляет 11—16 мк. Открытая пористость песчаников изменяется от 2 до 30%, алевролитов — от 1 до 27%. Большинство песчаников имеют пористость 17—22%, алевролитов песчаных — 20—21% и алевролитов глинистых — 8—10%. Породы с промышленной нефтеотдачей характеризуются открытой пористостью не менее 15%. Проницаемость (по газу) песчаников изменяется от долей миллиарда до 3600 мд, алевролитов — от долей миллиарда до 1900 мд. Основная масса песчаников мелкозернистых имеет проницаемость 300—700 мд, алевролитов — 150—400 мд. Пласты с промышленной нефтеотдачей характеризуются проницаемостью 100 мд и более. Породы с пористостью менее 10—12% обычно являются непроницаемыми.

На Ромашкинском месторождении нефти породы продуктивного пласта Д<sub>1</sub> по характеру связи между их пористостью и проницаемостью подразделяются на три группы:

1. Породы с проницаемостью 5 мд и пористостью до 11%.
2. Породы с пористостью от 11 до 16% и проницаемостью от 5 до 160 мд.

3. Породы с проницаемостью выше 160 мд и пористостью выше 16%.

Корреляционное отношение для этой зависимости имеет пределы от 0,78 до 0,88, что указывает на достаточную тесноту связи между проницаемостью и пористостью.

Изучение зависимости проницаемости и пористости от глинистости показало, что при возрастании глинистости от 0 до 14% происходит довольно резкое снижение проницаемости примерно до 40 мд. Практически непроницаемыми породы становятся при содержании глинистых фракций около 23%; пористость таких пород 11% (Чоловский, 1966).

Породы пористостью меньше 11% в основном представлены алевролитами глинистыми. Породы пористостью больше 16% в основном представлены песчаниками и отчасти алевролитами.

По данным Л. Ф. Дементьева (1962), породы девонских залежей Татарии проницаемостью ниже 10 мд практически не являются коллекторами. Песчаные коллекторы в горизонте Д<sub>I</sub> Ромашкинского месторождения распространены в виде полос или рукавов. Ширина их различна и в некоторых случаях достигает 2,5 и 3 км (Кузнецов, 1960). Образование песчаных полос связано с деятельностью течений.

А. В. Кузнецов (1956) приходит к выводу, что ширина полос, их протяженность, изменение мощности песчаников, степень отсортированности слагающих их минеральных зерен обусловлены динамической характеристикой потока, а коллекторские свойства пород зависят от залегания последних по отношению к стержням течения.

Местами песчаные полосы разных зональных интервалов сливаются друг с другом, образуя песчаные пачки 15—20 м мощности. Песчаные полосы, развитые в верхней части продуктивного пласта Д<sub>I</sub> (пласты «а», «б», «в»), протягиваются преимущественно в меридиональном или близком к нему направлении и прослеживаются на десятки километров. В нижней части продуктивного пласта Д<sub>I</sub> («г») песчаники имеют сплошное плащеобразное распространение. В пачке «д» они, сочетаясь с глинистыми породами, по форме залегания напоминают дельтовые образования Волги (Кузнецов, 1960).

Имеются сведения о перетоках жидкостей из продуктивных пластов Д<sub>I</sub> и Д<sub>II</sub> площадей Ромашкинского нефтяного месторождения (Миннибаевская, Абдрахмановская и др.) при разработке продуктивного пласта Д<sub>I</sub>, что указывает на сообщаемость коллекторов, слагающих эти пласты.

Ново-Елховское месторождение нефти отделено от Ромашкинского узким (1,5—2 км), но глубоким (по кровле пашийских отложений 100 м) Алтунино-Шунакским прогибом. Ново-Елховское месторождение приурочено к одноименному валообразному поднятию девонских отложений, осложняющему западный склон Южного купола Татарского свода.

Валообразная структура осложнена вдоль ее оси рядом локальных поднятий, три из которых — Федотовское, Ново-Елховское

и Акташское — по девонским продуктивным горизонтам объединены общим контуром нефтеносности и составляют единое Ново-Елховское месторождение.

На Ново-Елховском месторождении основные разведанные запасы нефти приурочены к продуктивному пласту  $D_I$  пашийских слоев, который имеет почти такое же строение, как и на соседних площадях Ромашкинского месторождения. Промышленная нефтеносность связана также с пластом  $D_0$ .

Суммарная мощность пород-коллекторов горизонта  $D_I$  колеблется от 10 до 28 м. Средняя проницаемость верхних продуктивных пластов  $D_{Ia}$  и  $D_{Ib}$  составляет 200 мд и пористость 15,7—18,7%, средняя проницаемость нижних пластов  $D_{Iв}$ ,  $D_{Iг}$  и  $D_{Iд}$  — около 600 мд, пористость 18—21%.

Проницаемость, определенная по промысловым данным, для всего продуктивного пласта  $D_I$  оказалась в среднем равна на Ново-Елховской и Акташской площадях 300—350 мд и на Федотовской площади 150 мд.

В Куйбышевском нефтегазоносном районе имеется ряд залежей, приуроченных к франскому ярусу. Так, на месторождении Яблоновский Овраг промышленно нефтеносными являются пласты  $D_I$ ,  $D_{II}$  и  $D_{III}$  шугуровских слоев франского яруса верхнего девона. Пласты состоят из кварцевых песчаников мелко- и среднезернистых, частично рыхлых, иногда переходящих в хорошо отсортированные пески. Наиболее мощным и выдержанным по простиранию является пласт  $D_{II}$ . Пласт  $D_I$  развит в краевых участках залежей и отсутствует в своде.

Общая мощность пласта  $D$  изменяется в пределах 25—37 м. Средняя эффективная мощность равна 25 м. Средняя пористость песчаников составляет 22% и проницаемость 1400 мд.

В терригенной толще девона Оренбургской области сравнительно выдержаны в разрезе пласты-коллекторы эйфельских, живетских и пашийских отложений. Наиболее перспективны для поисков нефти пласты  $D_I$  (пашийский горизонт),  $D_{III}$  (старооскольский горизонт) и  $D_{IV}$  (воробьевский горизонт) в зоне Больше-Кинельского вала и к югу от Степновско-Тарханского района.

В Саратовском Поволжье к песчано-алевритовым отложениям живетского и франского ярусов девона приурочен ряд нефтяных и газовых залежей.

В табл. 26 показано распределение залежей по стратиграфическим горизонтам.

В Волгоградской области на Зимовской площади в задонско-елецких слоях фаменского яруса верхнего девона в песчано-алевритовых породах встречено шесть промышленно нефтегазоносных пластов мощностью от 1 до 18 м каждый.

Основной газоносный пласт (II) сложен песчаниками мелкозернистыми пористостью от 4 до 26%, проницаемостью от 12 до 190 мд и характеризуется мощностью от 8 до 18 м.

Основной нефтяной пласт (VI) мощностью от 4 до 18 м представлен песчаниками мелко- и среднезернистыми, с прослоями

Распределение залежей нефти и газа в Саратовском Поволжье по стратиграфическим горизонтам

Возраст	Пласт	Суммарная мощность коллекторов, м	Коллектор	Пористость, %	Проницаемость, д	Нефтяная залежь	Газовая залежь
Нижнецигровские слои франского яруса	Д <sub>3</sub> <sup>Ia</sup>	6—15	Песчаники мелко- и среднезернистые, кварцевые, частично глинистые, с прослоями глины, аргиллитов и алевролитов	7—25	0.05—3	Гуселское	
	Д <sub>3</sub> <sup>I</sup>	5—20	То же	7—25	0.05—3	Соколово-Горское, Гуселское, Атамановское, Песчано-Уметское	—
Живетский ярус	Д <sub>3</sub> <sup>II</sup>	10—40	»	7—25	0.05—3	Соколово-Горское, Гуселское	—
	Д <sub>2</sub> <sup>IVa</sup>	3—15	Песчаники мелкозернистые, кварцевые, алевролиты, пески, глинистые	5—12	0.02—0.9	Соколово-Горское, Южно-Советское	Степновское
	Д <sub>2</sub> <sup>IVб</sup>	2—10	То же	6—13	до 0.15	Соколово-Горское, Трофимовское	Степновское, Первомайское
	Д <sub>2</sub> <sup>V</sup>	35—40	Песчаники разномзернистые, кварцевые, с редкими прослоями алевролитов	12—25	0.1—2	Соколово-Горское, Гуселское	Степновское, Первомайское, Восточно-Суловское

алевролитов; пористость пород около 20%, проницаемость — 500 мд. Закономерности изменения терригенных коллекторов девонских отложений Волгоградской области с глубиной залегания приведены в работе П. А. Карпова (1966).

Региональный литологический анализ палеозойских отложений, проведенный П. П. Авдусиным, М. А. Цветковой и М. Г. Кондратьевой (1955), позволил выявить определенную закономерность в распределении фаций пород коллекторов нефти для отдельных стратиграфических комплексов палеозоя территории Саратовского и Куйбышевского Поволжья, связанную с особенностями формирования осадочных толщ, а также процессами диагенеза и эпигенеза, протекавшими в этих толщах за длительное время.

Промышленная нефтеносность верхнефаменских отложений верхнего девона в Башкирии впервые была установлена в 1957 г. на Субханкуловской площади. При испытании известняков мощностью 16 м был получен промышленный приток нефти плотностью 0,860 г/см<sup>3</sup>, дебит 30 т/сутки. В дальнейшем в карбонатных отложениях Туймазино-Серафимовского региона на ряде площадей были открыты нефтяные месторождения. В карбонатных отложениях были открыты залежи нефти в фаменских отложениях Туймазинского, Стахановского, Чекмагушского, Шкаповского, Югомашевского и других месторождений.

Ряд нефтепроявлений установлен в карбонатных породах франского яруса. Промышленные залежи нефти в Башкирии в настоящее время известны в известняках бийского горизонта эйфельского яруса среднего девона, в доманиковом горизонте среднефранского подъяруса верхнего девона, в известняках верхнефранского подъяруса и в известняках верхнефаменского подъяруса.

Характеристика карбонатной толщи приводится в работе А. Я. Виссарионовой и А. М. Тюрихина (1963).

Наиболее разведанным и геологически изученным месторождением, содержащим промышленные залежи нефти в карбонатных коллекторах, является Субханкуловское месторождение. Нефтеносны отложения верхнефаменского подъяруса, представленные плотными, крепкими мелкокристаллическими известняками. Участками известняки трещиноваты. Трещины выполнены глинистым материалом. Нефть приурочена к отдельным прослоям трещиноватых известняков, общая мощность которых достигает 16 м.

В Куйбышевском Поволжье до 1950 г. разрабатывались нефтяные и газовые залежи, приуроченные к карбонатным породам пермского возраста, а в дальнейшем были открыты и стали вводиться в разработку залежи пласта ДЛ в кровле данково-лебединских слоев верхнего девона (Покровка, Зольный).

В Саратовском Поволжье в девонских отложениях с карбонатными коллекторами связан ряд продуктивных горизонтов. К пласту Д<sub>2</sub>-IV живетского яруса, сложенному известняками органогенно-обломочными, пелитоморфными, мелкозернистыми доломитизированными, со следами выщелачивания и размыва, приурочены нефтя-

ные залежи Багаевская и Соколовогорская. Встречены нефтяные залежи и в верхней части семилукских слоев, представленных известняками органогенно-обломочными, конгломератовидными, мелкокристаллическими с пористостью 2—5% и проницаемостью 0,01—0,10 д (Соколовогорское и др.).

На ряде площадей Волгоградской области в отложениях девона вскрыты залежи нефти и газа. Так, на Бахметьевской площади в евлановско-ливенских слоях франского яруса в известняках, доломитах и доломитизированных известняках пористостью в среднем около 11% и суммарной мощностью 12 м встречена газонефтяная залежь. В этом же стратиграфическом горизонте на Жирновской площади в известняках детритусовых мелкообломочных пористостью 1,5—13% в средней пачке мощностью от 25 до 38 м также обнаружена газонефтяная залежь.

## К а р б о н

Промышленно нефтегазоносны породы нижнего и среднего отделов карбона. На территории Волго-Уральской нефтегазоносной области в отложениях каменноугольной системы в настоящее время зафиксировано около 300 залежей нефти и газа, из которых примерно 170 связаны с терригенными, 110 с карбонатными и 25 терригенно-карбонатными отложениями.

Промышленная нефтегазоносность установлена в турнейском ярусе, в составе которого выделяются продуктивные пласты (I, II, B<sub>1</sub>, III и IV), в вивейском ярусе в угленосной свите (B<sub>0</sub>, B<sub>1</sub>) и в тульской (B<sub>2</sub>). Кроме того, установлена продуктивность веневского и стешевского горизонтов. В среднем отделе каменноугольной системы выделяется продуктивный горизонт, приуроченный к башкирскому ярусу, в верейских слоях — продуктивные горизонты A<sub>4</sub>, A<sub>3</sub>, A<sub>1</sub> и в каширских слоях — горизонт A<sub>0</sub>.

В центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной области с отложениями карбона в основном связаны нефтяные залежи. Например, основные запасы крупнейшего Арланского месторождения приурочены к терригенным отложениям нижнего карбона. В Поволжье соотношение между залежами нефти и газа в каменноугольных отложениях несколько иные.

В нижнем отделе каменноугольной системы Саратовского Поволжья заключено 72% разведанных первоначальных запасов газа и 89% запасов нефти; в среднем отделе — 28% газа и 11% нефти. В терригенных коллекторах яснополянского подъяруса содержится примерно до 44% запасов газа и около 60% запасов нефти от всех разведанных запасов в каменноугольных отложениях (Машкович, 1961).

Все месторождения Саратовского Поволжья, связанные с каменноугольными отложениями, содержат в своем разрезе главным образом газовые залежи с нефтяными оторочками в пластах. Из 25 газовых месторождений, известных в карбоне, два — Елшанское

и Урицкое — содержали около 54% начальных запасов всех месторождений Саратовского Поволжья.

Месторождения Волгоградской области приурочены к Доно-Медведицким дислокациям и, как правило, имеют многопластовый характер.

Основные продуктивные горизонты приурочены к терригенным отложениям среднего карбона (верейский горизонт и башкирский ярус) и угленосной свиты нижнего карбона. На ряде площадей в отложениях турнейского и намюрского ярусов карбона вскрыты крупные залежи.

Существенную часть разреза терригенной толщи нижнего карбона, развитой в районах Волгоградской, Саратовской и Куйбышевской областей, Татарии и Башкирии, составляют песчаники кварцевые, мелко- и среднезернистые, песчаники глинистые, с различного типа слоистостью (горизонтальной, пологоволнистой, типа ряби, косой и др.), а также алевролиты глинистые, углисто-глинистые, известковые с теми же типами слоистости, что и у песчаников. Широко развиты песчано-алевритовые породы с нарушенной текстурой в результате деятельности илоедов и роющих организмов. У этих же пород наблюдается нарушенная слоистость, как следствие местной пластичной деформации осадка и смещения отдельных участков, обусловленного мелкими сдвигами и разрывами.

Источником для образования пород терригенной толщи служил переотложенный осадочный материал, о чем свидетельствует преобладающее содержание кварца в легкой фракции и черных рудных минералов, а также циркона и турмалина в тяжелой фракции.

Образование терригенного комплекса осадков нижнего карбона различных участков территории по данным многих исследователей происходило как в условиях прибрежных мелководно-морских равнин, время от времени затапливаемых морем, так и в континентально-прибрежных условиях, характеризующихся развитием аллювиальных отложений.

Наилучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники мелко- и среднезернистые — при содержании цементирующих веществ не более 10%. В терригенной толще нижнего карбона широко развиты породы-коллекторы I, II и III классов.

В среднем карбоне выделяются башкирский и московский ярусы. Башкирский ярус подразделяется на нижне- и верхнебашкирский подъярусы общей мощностью 40—80 м. Этот ярус представлен в основном известняками, с подчиненными прослоями доломитов.

В верхней части башкирского яруса во многих районах Урало-Поволжья установлена промышленная нефтегазоносность. Породами-коллекторами являются пористо-мелкозернистые известняки и в меньшей степени трещиноватые известняки.

В Башкирии число пористых прослоев пластов-коллекторов в разрезе башкирского яруса достигает 7—8; мощность отдельных прослоев около 4 м и менее. Пористость известняков редко превышает



шает 11%, пористость доломитов 7—8%, проницаемость известняков не более 40—50 мд.

Московский ярус подразделен на верейский (30—120 м), каширский (90—120 м), подольский (120—210 м) и мячковский (90—130 м) горизонты.

Верейский горизонт представлен песчаниками, алевролитами, глинами и известняками. К нему приурочена промышленная нефтегазосность ряда районов (горизонты А). В Башкирии породы-коллекторы верейского горизонта слагаются преимущественно известняками.

Среди известняков наиболее распространены органогенно-обломочные; в нижней части горизонта встречаются прослои оолитовых известняков. Пористость известняков колеблется от 3 до 24%, проницаемость от долей миллиарда до 28—40 мд. Пористые пласты верейского горизонта в пределах Башкирии в основном приурочены к нижней его части. Количество прослоев достигает 5—7, общая мощность до 15 м (Виссарионова, Тюрихин, 1963).

Каширский, подольский и мячковский горизонты представлены известняками, доломитами и доломитизированными известняками. Последние характеризуются пористостью, достигающей 30%, и проницаемостью до 300 мд и более.

В полосе от Арчеды до Саратова и Самарской Луки в верейском горизонте среди пластов глин и известняков присутствуют песчаные породы. Они представлены мелкозернистыми полимиктовыми песчаниками кварцево-полево-шпатового состава с глинистым и карбонатным цементом.

Обломочный материал, слагающий песчаники и алевролиты, слабо и плохо отсортирован и окатан. В этом отношении верейский горизонт резко отличается от яснополянского подъяруса.

В силу различной степени цементации пор пород, плохой сортированности обломочного материала коллекторские показатели песчаных верейских осадков варьируют в очень широких пределах.

На Самарской Луке песчаные отложения верейского горизонта представлены мелкозернистыми, в различной степени глинистыми ожелезненными песчаниками, сложенными плохо окатанным и сортированным обломочным кварцево-полевошпатовым материалом. Песчаники переслаиваются с глинами. Горизонт также сложен известняками.

На Сызранском месторождении пласт  $A_2$  мощностью 3—10 м выражен известняками и песчаниками с прослоями глин. Средняя пористость пород пласта составляет 20% и проницаемость 32 мд. Пласт  $A_4$  сложен однотипными породами пористостью 16% и проницаемостью 28 мд.

На Губинском месторождении породы верейского горизонта представлены брекчиевидными известняками, органогенно-обломочными, часто с прослоями глины. Средняя пористость известняков составляет 11% и проницаемость 120 мд.

В Куйбышевском Заволжье открыты нефтяные и газовые залежи, приуроченные к карбонатным породам пласта В<sub>3</sub> упинского горизонта турне (Покровка), пласта Б<sub>1</sub> кизеловского горизонта турне (Покровка, Зольный, Стрельный, Красный Яр, Белозерка, Чубовка, Радаевка, Байтуган), пласта О<sub>2</sub> окского подъяруса визе (Покровка), пласта А<sub>4</sub> башкирского яруса (Покровка, Якушино, Красный Яр, Алакаевка, Кулешовка), пласта А<sub>0</sub> каширского горизонта (Дмитриевка и др.).

В разрезе Покровского месторождения башкирский ярус представлен известняками пористыми, трещиноватыми, реже доломитами. Коллекторами нефти верхней части яруса являются выщелоченные оолитовые, органогенные и органогенно-обломочные известняки. Эффективная мощность продуктивного пласта А<sub>4</sub> примерно колеблется от 1 до 15 м. Пористость пород колеблется от нескольких процентов до 30%. Проницаемость пород достигает 3300 мд; средняя проницаемость по пласту равна 1065 мд и пористость 25%.

На месторождениях Оренбургской области также начали широко вовлекать в разработку залежи нефти, приуроченные к карбонатным породам в девоне и карбоне.

Характерной особенностью залежей в карбонатных коллекторах, развитых на площади Среднего Поволжья, является залегание их в подошве вторичного кальцита и вязкого битума, изолирующих эти залежи от нижележащих пластовых вод.

Условиями вторичной цементации следует объяснить и наблюдаемую обычно закономерность ухудшения коллекторских свойств карбонатных пластов к подошве залежей, поэтому менее благоприятные условия для разработки залежей создаются на пологих крыльях поднятий (Аширов, 1960).

Большинство известных нефтяных месторождений Пермской области приурочено к бортовым частям Камско-Кинельской впадины. Наиболее крупным месторождением, открытым в карбонатных коллекторах среднекаменноугольных отложений юга Пермской области, является Осинское месторождение нефти. Промышленные скопления нефти приурочены к карбонатной толще намюрских, башкирских и кровле серпуховских отложений и представляют собой единый резервуар, этаж нефтеносности которого составляет 112 м. Эффективная мощность достигает 40 м. Залежь нефти массивного типа, водоплавающая. Коллекторами являются органогенно-обломочные, пористые, трещиноватые и кавернозные известняки пористостью от 6 до 20% и проницаемостью от 0,1 до 365 мд. Породы-коллекторы чередуются с плотными низкопористыми прослоями известняков мощностью от 0,1 до 6 м. Дебиты скважин составляют 17—60 м<sup>3</sup>/сутки через 7-мм штуцер.

На территории юго-восточной Татарии наряду с крупнейшими месторождениями в девоне известен ряд более мелких нефтяных месторождений, связанных с верхнетурнейскими и нижневизейскими отложениями.

Верхнетурнейские отложения представлены серыми или коричнево-серыми известняками мелкозернистой или органогенно-обломочной структуры, перекристаллизованными, пористыми и пропитанными нефтью. В турнейских образованиях коллекторами нефти обычно являются пористые и кавернозные разности известняков.

Изученная верхняя часть турне представлена известняками с открытой пористостью от 2,9 до 19,4%. Проницаемость, как правило, не превышает 5—15 мд.

Основными объектами разработки нефтяных залежей в Башкирии до последнего времени считались продуктивные горизонты девона и нижнего карбона с песчаными коллекторами и массивные рифовые залежи сакмаро-артинского возраста нижней перми.

В настоящее время разведочным бурением установлены промышленные скопления нефти в северо-западных и западных районах платформенной части Башкирии в карбонатных отложениях верейского, каширского и подольского горизонтов среднего карбона (Арлан, Николо-Березовка, Аникеево, Чекмагуш и др.). Пористые и проницаемые породы залегают преимущественно в виде линз и значительно реже в виде выдержанных прослоев, характеризующихся мощностью от 1 до 9 м.

Нефть содержат в основном известняки серые, светло-серые и буровато-коричневые, глинистые, часто доломитизированные, с включениями и тонкими прослоями голубовато-серого ангидрита, гипса, кальцита и кремня. Среди известняков встречаются прослои доломитов, редко глин и мергелей.

Коллекторами, содержащими нефть, являются пористо-кавернозные разности известняков и доломитов, залегающих в виде пластов различной мощности. При рассмотрении пород установлено, что поры в них самые различные по конфигурации и по величине, от микроскопических до мелких каверн диаметром до 2—3 мм.

Трециноватость в карбонатных отложениях верейского, каширского и подольского горизонтов встречается редко.

Средняя пористость проницаемых зон карбонатных пород Арланского месторождения составляет 20%, а проницаемость 30 мд.

Изучение пород показало на наличие значительного количества изолированных пустот, что подтверждается плохой связью нефтеносной зоны залежей с законтурной частью пласта.

Для всех трещинных коллекторов характерно проникновение глинистого и цементного растворов в процессе бурения, что резко ухудшает коллекторские свойства продуктивного горизонта. Чтобы увеличить проницаемость призабойной зоны, проводят кислотную обработку, применяют торпедирование и гидравлический разрыв. Эти мероприятия позволяют увеличить продуктивность скважины вследствие образования или расширения трещин от скважины в пласт, что позволяет улучшить приток нефти к забою. Для более качественного вскрытия пласта в процессе бурения наряду с улучшением качества промывочного раствора в раствор добавляют поверхностно-активные вещества, способствующие лучшей и более быстрой

глубокой очистке призабойной зоны от проникшего фильтрата и механических примесей.

В пределах Волго-Уральской нефтегазоносной области более высокими коллекторскими показателями по сравнению с породами среднего и верхнего карбона обладают продуктивные породы нижнего карбона, проницаемость их достигает нескольких дарси.

## Пермь

Пермская система подразделяется на нижний и верхний отделы. В составе нижнего отдела на территории Волго-Уральской нефтегазоносной области выделяются ассельский, сакмарский, артинский и кунгурский ярусы.

Нижнепермские образования мощностью 40—800 м представлены в основном доломитами с подчиненными прослоями ангидритов.

В составе верхней перми выделяются уфимский, казанский и татарский ярусы. Уфимский ярус представлен в основном красноцветными горизонтами, алевролитами и песчаниками с прослоями известняков и доломитов.

Казанский ярус в нижней части сложен главным образом известняками и доломитами, а в верхней — глинами, мергелями и доломитами. В нижней части обычно фиксируется мощная толща каменной соли и ангидритов с прослоями гипсов, доломитов и реже песчаников и глин.

Татарский ярус сложен пестроцветными терригенными образованиями — глинами, алевролитами и мергелями, реже известняками.

В Волго-Уральской нефтегазоносной области в составе отложений пермской системы выделяются продуктивные горизонты: в сакмарском ярусе —  $K_{VII}$ ,  $K_{VI}$ ,  $K_V$ ; в артинском ярусе —  $K_{IV}$ ,  $K_{III}$ ; в кунгурском ярусе —  $K_{II}$ ,  $K_I$ ,  $K_0$ ; в казанском ярусе —  $ТС_2$ ,  $ТС_1$  и  $КС$ .

В пермских отложениях зафиксировано около 60 залежей нефти и газа в карбонатных коллекторах, 7 залежей в терригенных и 3 залежи в терригенно-карбонатных.

Куйбышевско-Оренбургский нефтегазоносный район является одним из самых крупных в Волго-Уральской нефтегазоносной области.

Месторождения нефти и газа связаны с Бузулукской впадиной и с дислокациями северо-западного и северного склонов Оренбургского выступа фундамента (Большекинельский вал, Малокинельская, Городецко-Жуковская, Самаркинская и Долматовская линейные дислокации).

Газовые и газонефтяные месторождения установлены в кунгурском ярусе нижней перми и в калиновской и уфимской свитах верхней перми. Последние содержат преимущественно газовые залежи.

Залежи газа имеют пластовый характер, они обычно небольшие и в редких случаях средние по объему. Коллекторами служат в нижней перми и калиновской свите доломиты и доломитизированные известняки, а в уфимской свите — песчаники.

Область распространения нефтегазоносности пермских отложений весьма значительна. Она определяется границами распространения свиты сульфатно-карбонатных пород казанского яруса и терригенных пород татарского яруса, которые играют роль покрывки. Западная граница нефтегазоносности пермских отложений примерно проходит по линии Чапаевск — Кинель — Байтуган — Оренбург.

В пределах Оренбургской области выявлено более 17 промышленных месторождений газа (Кирюшкинское, Султангуловское, Тарханское, Садкинское, Пилюгинское, Ашировское, Ивановское, Осиновское, Могутовское, Журавлевско-Степановское, Ероховское и др.), залежи которых связаны с отложениями пермского возраста. Однако они обычно имеют небольшие размеры и запасы.

Одним из крупных является Журавлевско-Степановское месторождение. Газосодержащими породами являются неравномерно кавернозные известняки и доломиты, залегающие в верхней части калиновской свиты. Мощность продуктивной части известняков составляет 16—17 м; пористость карбонатных пород достигает до 30%.

На Султангуловской площади газоносные горизонты приурочены к уфимской (бугурусланской) свите казанского яруса верхней перми (горизонты ТС<sub>1</sub> и ТС<sub>2</sub>) и сакмарскому ярусу нижней перми.

Коллекторы уфимской свиты залегают на глубинах 250—300 м и представлены разнородными песчаниками с прослоями глин.

В последнее время вблизи г. Оренбурга открыто крупное Оренбургское газоконденсатное месторождение. Газовая залежь приурочена к сакмарским, нижнепермским и каменноугольным известнякам мощностью до 600 м, перекрытым толщей солей. Известняки поровотрещинные. Проницаемые прослои (проницаемость 1—100 мд, средняя пористость 12%) составляют 40% от мощности пласта.

В восточной части Кинель-Черкасского района Куйбышевской области ряд нефтяных и газовых залежей связан с пермскими отложениями (Аманакское, Сосновское, Дерюжевское, Городецкое, Яблоневское, Кувайское, Мухановское и др.). Наиболее крупные газовые залежи в перми вскрыты на Яблоневском месторождении и в Жуково-Городецкой зоне дислокаций.

На Яблоневской площади газоносный горизонт, приуроченный к калиновской свите, представлен карбонатными породами, преимущественно доломитами. Их верхняя, менее глинистая часть содержит газовую залежь массивного типа. Мощность газонасыщенной части свиты составляет 27,5 м. Средняя пористость газонасыщенных пород 25%, проницаемость 0,3 д.

На Кувайском месторождении продуктивный горизонт калиновской свиты сложен доломитами и известняками пористостью 23% и проницаемостью от 6 до 600 мд.

Калиновско-Новостепановское газонефтяное месторождение открыто в Заволжье на Большекинельском валу в 1938 г. Однако по своеобразию условий залегания нефти и газа оно и до настоящего

времени привлекает внимание исследователей. Нефть залегает на южном крыле структуры, газ занимает свободную часть и пологое северное крыло. Вся нефтегазовая залежь месторождения подстилается подошвенной водой.

Нефтегазовая залежь приурочена к калиновской свите (50—60 м) нижнеказанского подъяруса верхней перми. Продуктивный пласт сложен вверху пропластком мергеля (1,5—5 м), ниже которого расположена пачка трещиноватых кавернозных доломитов (до 20 м), переходящих в плотные известняки.

Изучение пород-коллекторов калиновской свиты показало, что в основном их проницаемость не превышает нескольких миллиарди, в то время как дебит некоторых скважин 150 *т/сутки* (чаще 20 *т/сутки*). Получение высоких дебитов нефти связывают с трещиноватостью, что подтверждается осложнениями при проведении буровых работ, фиксированием преимущественно вертикально направленных трещин в поднятом керне. Трещиноватость развита не только в калиновской свите, но в подстилающих и покрывающих отложениях.

Для построения карт трещиноватости К. Б. Аширов использовал данные опоглощения бурового раствора в скважинах и данные эксплуатации. В результате было выявлено линейное расположение трещин, имеющих северо-восточную и северо-западную направленность. В скважинах, расположенных в зонах развития трещиноватости, начальные дебиты были наиболее высокими. Породы данного месторождения рассечены также крупными разломами, способствующими перемещению пластовых флюидов.

Развитые в Куйбышевской области карбонатные породы пермского возраста, содержащие нефть и газ, обладают сравнительно высокой открытой пористостью и низкой проницаемостью (Покровская, 1960). Средние значения пористости 20 продуктивных пластов калиновской свиты и кунгурского яруса месторождений Кинель-Черкасского района колеблются в пределах 10—24% и средние значения проницаемости 3—300 *мд*. Наибольшая пористость пород достигает 35% и наименьшая величина проницаемости до десятых долей миллиарди.

В Ишимбайском Приуралье известно более десяти нефтяных месторождений, приуроченных к погребенным рифовым массивам в сакмаро-артинских отложениях. Залежи этих месторождений приурочены к пористым и «ситчатым» рифовым известнякам.

Изучение образцов керна такого типа пород проводится методами, применяемыми к гранулярным коллекторам. При разведке в южной части Ишимбайского Приуралья, где рифовые массивы погружаются под толщу гидрохимических и терригенных осадков пермской системы, открыт ряд площадей с газоконденсатными залежами (Канчуринская, Мусинская, Маячная) и выявлены новые перспективные зоны для поисков рифовых массивов. Они, по-видимому, представляют собой единое газоконденсатное месторождение, что подтверждается одинаковой отметкой газоводяных контактов.

Канчуриновское газоконденсатное месторождение приурочено к рифовому массиву (4—5 × 2 км), сложенному тастубским и стерлитамакским горизонтами сакмарского яруса и артинским ярусом.

Канчуриновский рифовый массив имеет форму хребта, вытянутого в широтном направлении на 4—5 км, с двумя вершинами, восточной и западной. В северной, южной и восточной частях массива склоны рифа круто погружаются под углом до 60°. Суммарная мощность пород массива достигает 400 м.

Основным газосодержащим горизонтом является тастубский, представленный рифогенными известняками, органогенно-обломочными и органогенно-детритусовыми, участками ангидритизированными.

Стерлитамакский горизонт представлен рифогенными известняками с небольшими по мощности прослоями доломитов.

Отложения артинского яруса представлены известняками и доломитами. Карбонатные породы рифового массива перекрыты мощной толщей отложений кунгурского яруса, представленных в основном галогенными осадками. Встречающиеся участками высокопористые известняки связаны с жизнедеятельностью колоний кораллов. Известняки обогащены скелетными остатками рифообразных организмов — мшанок и известковых водорослей, а также фораминифер.

О широко распространенении процессов растворения и перетотложения можно судить по развитию в рифе ангидритизированных и инкрустированных кальцитом пористых и кавернозных известняков, а также доломитизированных известняков (Копытов, Билалов, Скрипник, 1963).

Проницаемость пород, слагающих рифовый массив, колеблется от долей процента до 30% и более, в среднем по массиву она равна 5,5% (Копытов, Билалов, Скрипник, 1963).

Пористость, %	Объем рифового массива, %
0—5	64.8
5—10	20.3
10—15	6.9
15—20	3.7
20—25	1.8
25 и более	2.5

Однако не все карбонатные породы рифового массива, обладающие пористостью, практически проницаемы.

По данным А. В. Копытова, при пористости 12% около 50% изученных образцов (несколько тысяч) оказалась непроницаемыми.

Средняя пористость проницаемой части Канчуриновского рифового массива составляет около 15% (вычислена по средним данным для пяти массивов: Введенковского, Старо-Казанковского, Южно-Введенковского, Грачевского и Тереклинского). Средняя проницаемость пород равна 50—65 мд. Проницаемость пород колеблется от долей миллиарда до 220 мд. Известняки массива характеризуются

трещиноватостью, что повышает их проницаемость. Многие факты указывают на изолированность частей порового пространства друг от друга в отдельных участках разреза.

Разработка месторождений нефти в рифовых массивах в районе г. Ишимбая показала, что подошвенная вода не оказывает никакого влияния на изменение давления в залежах в период их эксплуатации. Промышленная закачка воды в поднефтяную часть рифовых залежей Столяровского, Старо-Казанковского и Введенковского месторождений подтвердила изолированность продуктивной части залежи от водонасыщенной зоны.

Подошвенные воды газоконденсатных залежей Канчуринского, Мусинского и других месторождений рассматривают как изолированные от источников питания. Средние рабочие дебиты газа Канчуринского и Мусинского месторождений по отдельным скважинам колеблются от 25 до 450 тыс.  $m^3/сутки$ .

Рифовые известняки артинско-ассельского возраста с признаками нефтегазоносности встречены также и в Оренбургской области. Они распространены в виде узкой полосы вдоль западного борта Предуральяского прогиба. Южнее г. Мелеуза намечаются две полосы развития рифовых массивов — западная с преимущественным распространением артинских рифов и восточная с развитием рифов сакмарско-ассельского возраста.

Распространение пористых и низкопористых карбонатных пород в рифовых массивах связано со степенью участия в них различных биофацаций, а также с развитием вторичных процессов, повлиявших на изменение геометрии порового пространства пород.

### **Прикаспийский нефтегазоносный бассейн**

Прикаспийский нефтегазоносный бассейн занимает юго-восточную часть Русской платформы и отделяется от Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна крупным структурным уступом.

Характерной особенностью является развитие мощной соленосной толщи, относящейся в основном к кунгуру. Общее число соляных куполов в пределах Прикаспийского бассейна достигает более тысячи. Структура подсолевых отложений изучена еще недостаточно, в меньшей степени выяснены и перспективы нефтегазоносности подсолевых образований.

По глубине залегания подсолевых отложений выделяются западная, глубоко залегающая часть, и восточная, более приподнятая. Граница между ними проходит примерно по р. Уралу. В надсолевой комплекс отложений входят породы перми, триаса, юры, мела и кайнозоя.

Верхнепермские образования представлены в основном песчано-глинистыми породами с конгломератами и галечниками, триасовые — песчаниками, известняками, глинами и галечниками. Юрские и меловые отложения наиболее подробно изучены в Эмбенском нефтегазоносном районе. Они представлены в основном песчаниками,



глинами и чередованием песчаников и глин. Кайнозойские отложения наиболее широко развиты в западной части Прикаспийской впадины. Это в основном глины, песчаники и мергели.

Промышленная нефтегазоносность связана главным образом с пермо-триасовыми, среднеюрскими и нижнемеловыми отложениями. Все нефтяные месторождения, известные в Прикаспийском нефтегазоносном бассейне, сосредоточены в юго-восточной и восточной частях. Западная половина бассейна изобилует газопроявлениями естественными и в скважинах.

В последнее время поиски залежей нефти и газа рекомендуют проводить не только на структурах, связанных с соляными куполами, но и на структурах, расположенных в межкупольных пространствах. Однако мощность надсолевых осадков здесь достигает 5—9 тыс. м.

Значительные запасы бассейна сосредоточены на глубинах свыше 7 тыс. м, где развиты нормальные осадочные образования так называемого подсолевого комплекса (Авров, Блишников, Брод, Васильев и др., 1963).

Промышленная нефтегазоносность выявлена в Южно-Эмбенской нефтегазоносной области, где залежи нефти приурочены к соляным куполам и связаны с различными стратиграфическими горизонтами.

Основные промышленные залежи приурочены к отложениям нижнего мела (неоком, частично альб), средней юры и пермо-триаса. Наибольшее практическое значение имеют терригенные отложения средней юры, известные также под названием досорской толщи. В нижней части этой толщи залегает песчано-глинистая свита, содержащая тонкие прослой бурого угля и углистых сланцев. Выше залегает толща глинистых пород (60%), чередующихся с песками и песчаниками.

Мощность отложений средней юры достигает на куполах Досор — 340 м, Макат — 325 м, Сагиз — 345 м и на площади между ними — 365 м.

Наиболее крупными месторождениями юго-востока области являются Косчагыл, Кулсары и Каратон.

Промышленные залежи нефти средней юры приурочены к зоне перехода от континентальных фаций к прибрежно-морским. Наиболее часто встречаются залежи нефти и газа, экранированные плоскостями сбросов и склонами соляных штоков. Ширина их обычно не превышает 300—500 м и длина — 1500—2000 м. Надсолевой комплекс отложений большинства структур разбит сбросами, предопределившими строение склонов и расположение залежей нефти.

Основными объектами эксплуатации на Каратоне являются аптские и неокомские горизонты юго-западного и северо-восточного крыльев купола. Длина нефтяных залежей 1,2—2,2 км, ширина 0,26—0,65 км.

Коллекторами нефти на Каратонском месторождении, как и на других эмбенских нефтяных месторождениях, являются мелкозернистые глинистые пески обычно рыхлого сложения, реже песчаники плотные. Пористость песков составляет 30—32%.

Косчагыл в структурном отношении также представляет собой соляной купол длиной 15 км и шириной 6 км. Основными объектами эксплуатации являются нефтяные горизонты в отложениях средней юры, неокома и апта на северном крыле. Породами-коллекторами служат пески мелкозернистые и среднезернистые с прослоями гли и редкими прослоями песчаников.

Кулсары представляет собой соляной купол длиной 12 км и шириной 6 км. Промышленная нефтегазоносность купола связана с триасовыми, юрскими и меловыми отложениями восточного крыла. Наблюдается приуроченность нефтяных залежей к приподнятым частям современной структуры.

Коллекторами нефти служат пески и в меньшей степени песчаники мелкозернистые. Пористость песков нижнего альба достигает 29%, средней юры — 18—27%.

## ПОРОДЫ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НА НЕФТЬ И ГАЗ ОТЛОЖЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНЫХ РАЙОНОВ И КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

В связи с поисками нефти и газа в центральных и северо-восточных районах Русской платформы особый интерес представляют широко распространенные здесь и имеющие значительную мощность девонские отложения, нефтеносные в Волго-Уральской области. Ниже рассматриваются коллекторские свойства песчаных пород нижнецигровского горизонта верхнего девона и верхнеживетского подъяруса среднего девона на площади, расположенной к югу от линии Котельнич — Шарья — Солигалич — Любим и охватывающей Московскую синеклизу, Токмовский свод и Саратовско-Рязанский прогиб.

В Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне регионально выраженная нефтегазоносность в отложениях девонской системы приурочена к живетским и нижнефранским породам. Нефтегазоносны также отложения каменноугольной и пермской систем. В этом регионе открыто свыше 30 месторождений залежей нефти и газа. Основные залежи нефти и газа в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне связаны с терригенными поддоманиковыми девонскими отложениями и с отложениями карбона и перми.

### Средне-Русский возможно нефтегазоносный бассейн

Средний девон (терригенная часть живетского яруса)

В Центральных областях средний девон представлен только живетским ярусом. Промышленная нефтеносность живетских песчаников известна в Волго-Уральской нефтегазоносной области. В центральных же областях промышленная нефтеносность живетских песчаников не доказана.

Верхняя часть живетского яруса сложена в основном переслаивающимися песками, песчаниками, алевролитами и глинами.

Минералогический состав песчано-алевритовых отложений более или менее постоянный: кварцевый, с незначительным количеством слюд и более низким содержанием полевых шпатов по сравнению с нижнешигровскими песчаными породами. Цемент песчаников и алевролитов глинистый, карбонатный, железистый, гипсовый, часто сидеритовый, реже кварцевый регенерационный.

Различное содержание цемента, плохая или недостаточная отсортированность и окатанность материала, слагающего данные породы-коллекторы, обусловили распространение коллекторов преимущественно V, IV и III классов. В разрезах присутствуют также коллекторы II и I классов.

В районе Самарской Луки кварцевый обломочный материал, слагающий среднезернистые песчаники живетского возраста, плохо отсортирован и окатан. Песчаники содержат более 10% глинисто-карбонатного цемента, результатом чего является низкая эффективная пористость и проницаемость. Породы относятся к коллекторам IV и V классов пониженной и малой емкости.

В разрезах Сердобска и Арчеда песчаные породы живетского возраста имеют низкие значения проницаемости и пористости и относятся к V классу коллекторов малой емкости. Характерно, что в этом же районе также ухудшаются коллекторские свойства песчаных нижнешигровских отложений за счет цементации пор глинистым и карбонатным материалом.

На участке Барановка — Пачелма — Токмово в живетских отложениях встречаются песчаные породы, представленные разно- и мелкозернистыми песками и глинистыми алевролитами с плохими коллекторскими свойствами. Здесь отсутствуют породы-коллекторы не только I и II, но и III и IV классов (Исса, Пачелма, Токмово).

В разрезах Зубова Поляна, Морсово и Мосолово появляются коллекторы IV класса, а в Мосолове — коллекторы III класса. В разрезах Рязьска наблюдается ухудшение коллекторских свойств. Отсутствуют коллекторы III класса, развиты коллекторы V класса.

К западу от линии Рязьск — Мосолово коллекторы малой емкости, сложенные алевролитами и глинистыми песчаниками, встречены в разрезе Ясной Поляны.

В Подмосковье живетские отложения выражены песчаными и сульфатно-карбонатными осадками. Только в разрезах Серпухова и особенно Калуги они могут представлять интерес как благоприятные коллекторы.

От Калуги по направлению к Боровску по мере удаления от древнего берега моря живетская толща фациально изменяется. В Боровске она сложена глинами алевритовыми с прослойками глинистых песчаников, мергелями и глинами, доломитами с ангидритами (наровские слои). Породы как коллекторы не представляют практического интереса и относятся к V классу коллекторов малой емкости.

В северных разрезах Подмосковья (Поваровка, Редкино) живетские отложения представлены сульфатно-карбонатными породами,

мергелями, известняками, доломитами, отчасти алевролитами глинистыми (Поваровка). Развиты коллекторы малой емкости.

К северо-востоку от Редкино и Поваровки в разрезах живецких отложений Любима и Солигалича появляются благоприятные песчаные коллекторы IV и отчасти III классов, в различной степени сцементированные. В районе Любима и Солигалича мощность верхнеживецких отложений максимальна (200 м). Количество песчаных пород составляет более  $\frac{2}{3}$  всей мощности отложений. Наилучшие показатели пористости и проницаемости отмечаются также в разрезе Лысково, где эти отложения представлены преимущественно светлыми, почти белыми песками и песчаниками, среди которых встречаются прослой и пачки желтовато-серых алевролитов и темно-серых алевролитовых глин. При этом хорошо отсортированные мелкозернистые песчаники приурочены к верхней части разреза, тогда как в нижней части разреза отмечаются алевритовые плохо отсортированные песчаники. Мощность отдельных прослоев песчаников в верхней части разреза колеблется от 1 до 2,5 м.

### Верхний девон (терригенная часть франского яруса)

Нижнецигровские отложения франского яруса сложены в основном песчано-глинистыми породами, очень однообразными, представляющими собою частое чередование песков, песчаников, алевролитов, глин и даже аргиллитов, с единичными тонкими прослоями известняков в нескольких разрезах (Кикино, Горький и др.).

Общая характеристика нижнецигровских отложений центральных областей Русской платформы приведена в работах А. А. Бакирова, Д. В. Наливкина, Н. Н. Тихоновича, А. Г. Завидоновой, М. Ф. Филипповой, Л. М. Бириной и др.

Нижнецигровские пески и песчаники кварцевые, реже полевошпатовые и слюдяные. Количество полевых шпатов в них колеблется от 5 до 20%, а в некоторых случаях (Зубова Поляна) достигает 37%. Зерна минералов чаще всего окатанные, реже угловато-окатанные и еще реже угловатые. Цементом является глинистое вещество, иногда сидерит, гипс, кальцит и др. Пески и песчаники неоднократно перемывались и переотлагались, что сказалось на минералогическом составе зерен, на их форме и цементе.

В нижнецигровском горизонте в центральных районах наиболее развиты коллекторы I и II классов (табл. 27), характеризующиеся высокими фильтрационными и емкостными показателями.

Коллекторы на рассматриваемой территории в основном распространены в виде трех зон.

Первая, южная, зона занимает полосу от Кикино и Сердобска на востоке до Калуги на западе и характеризуется развитием коллекторов V, IV и III и отчасти I и II классов. Снижение фильтрационных и емкостных показателей коллекторов связано с повышенным содержанием глинистого и кальцитового цемента. К этой же

**Характеристика наиболее благоприятных пород-коллекторов  
нижнецигровского горизонта в разрезах опорных скважин  
центральных областей Русской платформы  
(по А. А. Ханину, 1958)**

Разрез	Проницаемость, мд	Пористость открытая, %	Пористость эффективная (в шпифах), %	Класс коллектора
Мосолово . . . . .	600 и >600	30	23	II
Ряжск . . . . .	650 и 1000	28—33	20	I, II
Зубова Поляна . . . . .	до 1640	25—33	22—29	I
Морсово . . . . .	700 и >700	27—31	21.3	I, II
Редкино . . . . .	>1500	37	—	I
Поваровка . . . . .	<500	25	—	III, IV
Серпухов . . . . .	1000—3100	23—36	—	I
Боровск . . . . .	1300—1720	17—24	—	I
Калуга . . . . .	100—3100	5—17	—	I, II, III
Ясная Поляна . . . . .	1650—6835	26	—	I
Кикино . . . . .		10—19	—	I, II, III
Гусиха . . . . .	300—1000	21—25	—	I, II, III
Казанда . . . . .	165—1300	21—25	—	I, II, III
Сердобск . . . . .	<5—300	—	—	III, IV, V

полосе в живетской толще приурочены коллекторы с наименьшими емкостными и фильтрационными свойствами. По направлению к Воронежскому массиву наблюдается уменьшение мощностей песчаных пород и увеличение глинистости.

Вторая зона наиболее обширная. Она охватывает значительную часть центральных областей Русской платформы, от Самарской Луки до г. Ряжска и Пачелмы на юге, г. Любима и г. Лысково на севере и пос. Редкино на северо-западе. Зона характеризуется преимущественным развитием коллекторов I и II классов. Зерна, слагающие породы, однородны, содержание цементирующих веществ обычно от долей процента до 3—4%.

Третья зона находится в северо-восточной части данной территории (города Солигалич, Шарья, Котельнич) и характеризуется развитием коллекторов I, II, III, IV и V классов.

На восток от г. Любима в сторону г. Шарьи и далее к Котельническому своду наблюдается равномерное уменьшение содержания песчаных пород, увеличение глинистости и содержания цемента в песчаных коллекторах. В разрезах появляются коллекторы средней, пониженной и низкой проницаемости и емкости (III, IV и V классы).

Коллекторы более высоких классов на рассматриваемой территории занимают зоны, где осадконакопление шло в условиях углубленного дна. Песчаные отложения этих зон обладают большей мощностью и более однотипны, чем в условиях относительного мелководья.

## Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн

Разрабатываемые и разведываемые в настоящее время в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне газовые и нефтяные месторождения приурочены к ограниченной площади на северо-восточном склоне Южного Тимана и прилегающей части Печорской депрессии. Здесь известны нефтяные (Чибьюское, Ярегское, Западно-Тэбукское и др.), газоконденсатные (Джеболское, Вуктылское), газонефтяные (Войвожское, Верхне-Омринское, Нижне-Омринское, Искосыгоринское и др.) и газовые (Нибельское, Нямедьское, Кушкоджское, Седьюльское и др.) месторождения.

Залежи нефти и газа в месторождениях Южного Тимана связаны с чибьюской толщей верхнего живета (пласты III и IV) и пашийского горизонта франского яруса (пласты Ia и Ib). Пласт III сложен переслаиванием песчано-алевритовых пород с глинами и глинистыми сланцами. Песчаники средне- и мелкозернистые сравнительно хорошо проницаемые преобладают в нижней части (1020 м), алевролиты и глины — в верхней. Пласт III содержит преимущественно залежи газа.

Пласт IV представлен чередованием мелко- и среднезернистых песчаников, алевролитов и глин. Мощность песчаных прослоев достигает до 10 м. Пласт Ib представлен чередованием преимущественно алевритовых и пелитовых пород; песчаные разности в нем распределены неравномерно, образуя линзы весьма разнообразной формы и размеров. Аналогичными породами сложен пласт Ia.

Пласт III является основным эксплуатационным объектом на газ и нефть в Ухтинском и Верхне-Ижемском районах (Седь-Йольское, Нибельское месторождения и др.).

Мощные фонтаны девонской нефти на Западно-Тэбукской площади, промышленная нефтегазоносность в каменноугольных и пермских отложениях (Курьинско-Лебяжская зона поднятий) указывают на значительные перспективы получения нефти и газа в Тимано-Печорском бассейне.

Породы-коллекторы девона характеризуются открытой пористостью от 1 до 20—25% и проницаемостью от 1 до 5000 мд. Наиболее часто в песчаных породах девона встречаются коллекторы II и III классов.

Залежь нефти на Западном Тэбукском месторождении приурочена к карбонатным рифогенным пористым породам пласта  $F_1$  верхнего девона. Пласт характеризуется мощностью 2—9 м, дебит нефти достигает 1000 т/сутки. К сводовым залежам в южной части Тимано-Печорского бассейна относятся залежи нефти в эйфельских отложениях Западно-Тэбукского (пласты III и IIb), Ярегского месторождений (пласт III), газовые залежи Нибельского, Войвожского, Седь-Йольского месторождений (пласт III), залежь газа в каменноугольных отложениях Печорогородской структуры, газовые залежи в кунгурских и верхнеартинских отложениях Курьинской складки. В настоящее время в южной части Тимано-Печорского

нефтегазоносного бассейна известно 26 залежей газа, газоконденсата и нефтегазоконденсата. В последние годы газонефтеносность выявлена в отложениях карбона и перми. Коллекторами газа в пермских отложениях являются плотные трещиноватые песчаники верхнеартинского и кунгурского возрастов, характеризующиеся низкими значениями проницаемости, а также известняки карбона. Эти породы слагают продуктивные пласты газовых залежей месторождений Аранец, Курья, Вуктыльского и др.

Крупное по запасам газа Вуктыльское месторождение содержит единую массивную залежь с этажом газоносности около 1300 м. Газоносными являются карбонатные породы карбона и нижней перми.

Доломиты и доломитизированные известняки на многих участках разреза характеризуются открытой пористостью от 6,5 до 23%, проницаемостью от 9 до 1500 мд и более.

Широко распространены в Тимано-Печорском бассейне залежи, литологически ограниченные со всех сторон. К линзообразным относятся многие залежи, приуроченные к пашийскому горизонту нижнефранского подъяруса ряда площадей (Нижне-Омринская, Верхне-Омринская и др.), а также залежи, относимые к джебольскому подъярису терригенной толщи турне Верхне-Печорского района. Имеются рукавообразные залежи, например, нефтяная залежь пласта Ig живетского яруса на Войвожском месторождении, приуроченная к песчано-галечниковому скоплению вытянутой формы; залежь газоконденсата в песчаных породах малевского и упинского горизонтов турне на Северо-Джебольском месторождении.

Известны залежи стратиграфически экранированные (пласты III и IIб Ваньюской площади, пласт Iв Нибельской, Верхне- и Нижне-Омринских, Западно-Тэбукской, Северо-Джебольской площадей и др.), приуроченные к терригенным отложениям. Залежь нефти в нижней части пласта Iв (черноярский горизонт) Западно-Тэбукского месторождения отнесена к группе структурно-стратиграфических (наличие антиклинального перегиба слоев, резкое срезание последних и несогласное перекрытие глинисто-алевролитовыми породами пашийского горизонта).



## Глава XI

# ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ И ЮГО-ЗАПАДНОЙ ОКРАИНЫ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

### Днепровско-Донецкий нефтегазоносный бассейн

Цоколь Днепровско-Донецкого нефтегазоносного бассейна сложен докембрийским фундаментом. В бассейне выделяются северный и южный бортовые склоны, центральный грабен, северная и южная зоны окаймления, или зоны краевых ступенчатых сбросов. Для этих зон характерно разное погружение кристаллического фундамента. Центральный грабен соответствует наиболее погруженной части впадины. Осадочная толща пород здесь собрана в антиклинали.

Днепровско-Донецкая впадина складывается комплексом осадочных пород от девонских до четвертичных отложений включительно. Максимальная мощность их в юго-восточной части предположительно достигает 9000 м и более. С глубиной происходит усложнение структурных планов стратиграфических комплексов, что вызвано накладыванием тектонических движений друг на друга во времени.

Выклинивание толщ от осевой части бассейна осадконакопления к его периферии характерно для всех стратиграфических комплексов верхнего палеозоя и мезозоя.

Основными тектоническими формами верхнепалеозойского структурного плана Днепровско-Донецкой впадины являются крупные брахиантиклинали с широким сводом и узкими крыльями. Они развиты повсеместно в приосевой зоне и в прибортовых частях впадины. Все известные нефтяные и газовые месторождения Днепровско-Донецкого бассейна располагаются в пределах зон ступенчатых сбросов в центральном грабене.

За последнее десятилетие на территории юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины были открыты и введены в промышленную разработку Радченковское и Сагайдакское газонефтяные месторождения, Шебелинское газовое месторождение, Кибинцевское, Глинско-Розбышевское нефтяные месторождения, Солоховское,

Сливаковское, Бельское, Чернухинское, Михайловское газовые месторождения и др.

Залежи газа и нефти установлены в отложениях палеозоя и мезозоя. Основные запасы полезных ископаемых приходятся на палеозойские отложения: девон — 11,6%, карбон — 66,5%, нижняя пермь — 18,2%; в мезозое 2,9% приходится на триас и 0,8% на юру.

Наибольший интерес в отношении нефтегазосности представляют каменноугольные отложения. Залежи газа в карбоне встречаются во всех его отделах: на нижний отдел приходится 21,3%, средний — 30,5% и верхний — 14,7% от общих запасов.

Разведочными работами установлена газоносность пород девона (Зачепиловское), карбона (Зачепиловское, Михайловское, Чернухинское, Шебелинское, Прищепинское), перми (Шебелинское, Сливаковское, Машевское, Качановское, Рыбальское, Кегичевское, Ефремовское), триаса (Радченковское, Сагайдакское, Шебелинское, Бельское, Рыбальское) и юры (Солоховское). Нефтеносными являются породы девона (Зачепиловское), карбона (Радченковское, Гнединцевское, Сагайдакское, Зачепиловское, Кибинцевское, Качановское, Новогригорьевское), перми (Гнединцевское, Качановское, Лемяковское) и триаса (Качановское, Бригадировское). К числу наиболее крупных месторождений газа и нефти относятся Шебелинское, Качановское, Гнединцевское, Радченковское, Ефремовское и некоторые другие.

Эти месторождения в ряде случаев представлены многопластовыми залежами, охватывающими широкий стратиграфический комплекс отложений, от карбона до триаса включительно.

На северо-западе Днепровско-Донецкой впадины установлено шесть нефтяных месторождений, в средней части — пять многопластовых нефтегазовых месторождений и в юго-восточной части впадины — девять месторождений природного газа.

Формирование нефтяных и газовых залежей могло происходить не раньше, чем в предтретичное и третичное время, в условиях вертикальной миграции флюидов по зонам дробления и разломам в осадочном комплексе подсолевого осадочного чехла.

По данным И. Ф. Клитченко и Н. А. Самборского (1963), залежи нефти и газа размещаются в Днепровско-Донецкой впадине во взаимосвязанных ловушках каждого нефтегазосодержащего комплекса таким образом, что залежи газа приурочены к гипсометрически наиболее низко расположенным ловушкам, а залежи нефти — к более высоким.

Месторождения нефти и газа находятся в различных тектонических зонах региона. В пределах юго-западной прибортовой зоны они расположены на участках антиклинального перегиба юго-западного крыла и широкого свода наклоненных к северо-востоку крупных брахиантиклинальных складок (Михайловское и Зачепиловское месторождения). Для северо-восточной прибортовой зоны характерна обратная зависимость: основные месторождения нефти и газа связаны с обращенными во впадину участками свода брахианти-

клинальных сундучных складок (Качановское месторождение). Наиболее распространены пластовые залежи нефти и газа (сводовые и экранированные), встречающиеся во всех тектонических зонах впадины.

На втором месте по распространению (но не по значению) массивные залежи нефти и газа. Литологически ограниченные (со всех сторон) залежи известны на Ромненском нефтяном месторождении, в настоящее время не разрабатываемом из-за малой продуктивности.

Наиболее древними отложениями в Днепровско-Донецкой впадине, к которым приурочены нефтегазопроявления, являются породы девонской системы. Признаки нефти и газа, обнаруженные в этих осадках, связаны в основном с брекчиями кепрока соляных куполов в прибортовых зонах впадины. Промышленные притоки нефти были получены из брекчии на Ромненском штоке.

Промышленно нефтегазонасны породы турнейского, визейского, намюрского, башкирского, московского ярусов каменноугольной системы, а также ее верхний отдел — араукаритовая свита.

В разрезе Шебелинского, одного из крупнейших газовых месторождений, расположенного в восточной части Украины, газонасные пласты обнаружены в отложениях араукаритовой свиты верхнего карбона, картамышской свиты (свита медистых песчаников) и покровской свиты (нижнеангидритовый горизонт) нижней перми. Вся газонасыщенная толща пород составляет единую массивную залежь мощностью 1100 м с высокими пластовыми давлениями и единым газоводяным контактом. Абсолютно свободные дебиты газа колеблются от 100 до 1100 тыс. м<sup>3</sup>/сутки и более.

Пластовые давления в зависимости от глубины вскрытия горизонтов изменяются в пределах 237—254 ат. Экраном служит каменная соль нижнепермского возраста.

В разрезе месторождения выделяются терригенные и хемогенные толщи пород. Терригенная толща включает картамышскую свиту (свита медистых песчаников) нижней перми и араукаритовую свиту карбона. Хемогенная толща сложена покровской свитой (нижний ангидритовый горизонт) нижней перми.

Шебелинская структура тектоническими нарушениями разбита на ряд блоков. Скважины, расположенные вблизи тектонических нарушений, в большинстве случаев дают высокие дебиты газа.

Араукаритовая свита в разрезе Шебелинского газового месторождения представляет собой чередование песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин с подчиненными маломощными прослоями известняков. Она подразделяется на две части: нижнюю, песчано-алевритовую, мощностью около 300 м и верхнюю, алевроглинистую, мощностью 210—220 м. Среди алевроито-глинистых пород верхней части свиты встречаются редкие прослои песчаников.

В отложениях араукаритовой свиты выделяют семь газонасных горизонтов (А<sub>0</sub> — А<sub>6</sub>), прослеживающихся по всей площади и сложенных главным образом песчаниками.

Открытая пористость песчаников (средние данные) 13,1% и алевролитов 8,8%. Эффективная пористость песчано-алевролитовых пород колеблется в пределах от 0,8 до 15,8% и в среднем составляет для песчаников 10,3% и алевролитов 4,8%.

Проницаемость песчаников, по данным изучения керна, колеблется от долей миллидарси до 100 мд, в среднем для коллекторов она составляет 12 мд.

В породах араукаритовой свиты развиты трещины как открытые, так и закрытые, выполненные кальцитом, ангидритом, анкеритом и другими вторичными минералами. Трещины повышают проницаемость пластов и способствуют перетоку газа и распределению его в породах араукаритовой свиты. Остаточная водонасыщенность песчано-алевролитовых пород свиты, изученная И. А. Мухаринской (1963), колеблется от 18 до 57%.

Картамышская свита Шебелинского газового месторождения представлена толщей частого чередования, преимущественно красноцветных глин, алевролитов и песчаников с маломощными прослоями карбонатных пород. Расчленение данной мощной толщи отложений на газоносные пачки от  $M_1$  до  $M_5$  по геофизическим данным носит условный характер. Пачки  $M_1$  и  $M_2$ , залегающие в верхней части свиты, сложены в основном алевролитами и глинами, меньше развиты песчаники, доломитовые мергели, доломиты и ангидриты. Песчаники, чередуясь с алевролитами, не образуют достаточно выдержанных самостоятельных прослоев, они переходят по простиранию в алеврито-глинистые породы.

Пачки  $M_3$  и  $M_4$  в средней части картамышской свиты слагаются теми же породами, что и пачки  $M_1$  и  $M_2$ . Песчаники составляют около трети разреза пачек  $M_3$  и  $M_4$ . Остальная часть разреза сложена чередующимися прослоями алевролитов и глин.

Нижняя часть разреза (пачка  $M_5$ ) состоит из глин и алевролитов с подчиненным количеством песчаников. Песчаники бурые и красно-бурые, изредка серые и зеленовато-серые, мелко- и тонкозернистые, горизонтально- и косослоистые.

По минералогическому составу песчаники олигомиктовые и полимиктовые. Основными породообразующими минералами являются кварц (65—95%), полевые шпаты (2—15%), слюды (3—20%) и обломки пород (0—20%), главным образом кварцитов и кремней.

Обломочный материал песчаников представлен преимущественно угловато-окатанными и реже окатанными зернами. Содержание фракции 0,25—0,1 мм не превышает 53%; фракции 0,10—0,01 мм — от 16 до 31% и частиц диаметром меньше 0,01 мм — 21%. Средний размер зерен песчаников равен 0,111 мм.

Алевролиты наиболее развиты в разрезе свиты. Они обычно красно-бурые, реже зеленовато-серые, сильно глинистые (28—39%), в различной степени карбонатные. Минералогический состав алевролитов в основном тот же, что и состав песчаников.

Пористость открытая песчано-алевролитовых пород свиты изменяется от 3 до 27% и в среднем не превышает 12%; проницаемость

большинства пород составляет от 1 до 5 мд (доминируют поровые каналы размером 6 мк). Единичные образцы пород характеризуются проницаемостью от 5 до 300 мд. Породы проницаемостью от 5 до 300 мд преимущественно встречены в пачке М<sub>1</sub>. Плотность песчаников и алевролитов изменяется от 1,99 до 2,74 г/см<sup>3</sup>.

Наиболее высокими коллекторскими свойствами по сравнению с другими породами разреза картамышской свиты Шебелинского месторождения обладают песчано-алевритовые породы, содержащие слюдисто-глинистый, глинистый и железисто-глинистый цемент в количестве не более 20%. Пористость открытая таких пород достигает 22—26% и проницаемость — 300 мд.

Остаточная водонасыщенность песчано-алевритовых пород картамышской свиты колеблется от 15 до 97%, составляя в большинстве случаев 45—60%.

По коллекторским свойствам песчано-алевритовые породы картамышской свиты мало изменяются в пределах Шебелинской и сопредельных структур.

В нижнем ангидритовом горизонте Шебелинского месторождения развиты в основном хемогенные осадки, представленные ангидритами, карбонатными породами, породами переходных типов (доломито-ангидриты и ангидрито-доломиты) и глины. В виде редких прослоев в разрезе присутствует каменная соль и алевролиты. Коллекторами газа в отложениях нижнего ангидритового горизонта являются пористо-каверзные карбонаты, частично алевролиты, а также трещиноватые породы. Пористо-карбонатные породы характеризуются пористостью до 14—28% и проницаемостью до 30 мд.

Рассмотрение пород-коллекторов нефти и газа месторождений и разведочных площадей юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины, приведенное И. А. Мухаринской (1964), показало, что в юрских отложениях распространены породы-коллекторы II класса (по классификации А. А. Ханина), в триасе — коллекторы преимущественно II и III классов, в нижней перми — II и III классов (Качановское и Глинско-Розбышевское месторождения), а также IV и V классов (Шебелинское и Спиваковское месторождения).

В верхнем карбоне наиболее развиты породы-коллекторы III (Шевченковская площадь, Красно-Поповское, Качановское, Северо-Голубовское месторождения), IV (Шебелинское месторождение) и V (Спиваковское месторождение и Славяновская площадь) классов.

В среднем карбоне в основном развиты породы-коллекторы IV класса, а в отдельных разрезах (Шебелинское) — коллекторы V класса. Породы-коллекторы нижнего карбона относятся к III классу (Радченковское и Михайловское месторождения).

С глубиной наблюдается ухудшение коллекторских свойств. Так, в разрезе Качановского месторождения в отложениях триаса развиты продуктивные породы-коллекторы III класса, в нижней перми — II и III классов и в карбоне — III и IV классов. То же самое наблюдается в разрезе Шебелинского месторождения:

в триасе — коллекторы III класса и в нижней перми — IV и V классов.

Северо-западным продолжением Днепровско-Донецкой впадины является Припятская впадина, отделенная от первой выступом фундамента. Осадочный комплекс складается породами девона, карбона, перми, мезозоя и кайнозоя. Наибольшей мощностью обладают отложения девона, а среди них соленосные толщи: одна в елецко-данково-лебединском горизонте (до 1500 м) фаменского яруса, другая в евлановско-ливенском горизонте (270—440 м) франского яруса. Галогенные толщи представлены каменной солью с прослоями карбонатно-сульфатных пород. Эти толщи разобщены карбонатными породами (0—400 м), относящимися к задонско-елецкому горизонту фаменского яруса. К своду Речицкой структуры межсолевые отложения выклиниваются. Надсолевой девон представлен в основном терригенными породами (200—450 м).

В северо-восточной части Припятской впадины открыт ряд нефтяных месторождений: Речицкое, Осташковичское, Тишковское, Давыдовское и Вишинское. В тектоническом отношении выявленные месторождения приурочены к Речицко-Осташковичскому валообразному поднятию.

Промышленные скопления нефти приурочены к карбонатным породам верхнего девона. Продуктивные пласты залегают в межсолевой и подсолевой толщах, что способствует сохранности сформировавшихся залежей.

Карбонатные толщи пород характеризуются чередованием различных разностей как по составу, так и по характеру пустотного пространства. Однако преобладающей разностью пород являются трещиноватые и кавернозные известняки и доломиты.

Проницаемость, связанная с межзерновой пористостью, у известняков не превышает 5—10 мд, у доломитов — 100 мд; трещинная проницаемость, изученная по данным испытания скважин, составляет 400—800 мд, увеличиваясь почти до 2000 мд в результате применения кислотной обработки призабойной зоны скважин.

### **Нефтегазоносные бассейны юго-западной окраины Русской платформы**

В юго-западной части Русской платформы фундамент постепенно погружается на юго-запад и скрывается под надвинутой частью Карпат. Вместе с фундаментом погружаются и осадочные палеозойские образования. Моноклинальное погружение палеозойских образований осложнено Львовским палеозойским прогибом глубиной до 5000 м. Мощность песчано-глинистых и карбонатных пород палеозоя в нем достигает 3500 м. Эти породы перспективны для поисков в них залежей нефти и газа.

С развитием Карпатской складчатой системы связан ряд нефтегазоносных бассейнов (Северо-Предкарпатский, Центрально-Карпатский и Южно-Предкарпатский). Северо-Предкарпатский бассейн

приурочен к Предкарпатскому краевому прогибу. Центрально-Карпатский бассейн приурочен к складчатой части Карпат.

Наиболее значительные месторождения нефти и газа на территории Западной Украины связаны с внешней и внутренней зонами Предкарпатского прогиба. Центральная часть прогиба заполнена нижнемиоценовыми отложениями стебникской и воротыщенской серий, слагающих верхнюю часть осадочной толщи. Мощность последней в наиболее опущенной части прогиба примерно 7—8 км. Стебникские отложения надвинуты на тортонские и сарматские отложения внешней зоны.

В пределах Предкарпатского прогиба находятся все известные нефтяные месторождения Предкарпатья: Битков, Майдан, Рипне, Уличнянское, Долина, Борислав, Нагуевичи, Стрельбичи, Сходница и др. Газовые месторождения — Косов, Калуш, Кадобно, Дашава, Угерско, Бильче-Волица, Опары, Ходновичи — располагаются у линии надвига внутренней зоны на внешнюю.

Все известные залежи газа внешней зоны Предкарпатского прогиба связаны с отложениями среднего миоцена и мезозоя (верхний мел и верхняя юра). Газовые залежи внешней зоны приурочены к песчаным комплексам, отделенным друг от друга прослоями глин. В месторождениях Свидница, Опары, Малая Горожанка, Дашава, Кодобно, Грыновка и Косов они связаны с песчаниками сармат-тортонского возраста. В Угерско-Косовском районе отложения тортона залегают на породах верхнего мела.

Глинисто-ангидритовый горизонт, залегающий в основании верхнего тортона, отделяет верхнюю продуктивную толщу от толщи, сложенной песчаниками тортона, мела и пористо-трещиноватыми известняками юры. Крупные по запасам залежи газа в этой толще в погребенных выступах были обнаружены на месторождениях Рудки, Угерско, Бильче-Волица и Медынич.

На месторождении Рудки коллекторы газа представлены песчаниками крепко сцементированными, среднесцементированными и слабосцементированными. Основная залежь газа в верхнем тортоне приурочена к верхней половине горизонта IVa. Песчаники мелкозернистые, кварцевые (90—95%). Обломочный материал имеет угловато-окатанную и окатанную форму. Цемент породы карбонатный, порово-базальный. Карбонатность (средние данные) 18—20%, средняя пористость песчаников 17%, проницаемость 29 мд.

Коллекторы газа месторождений Бильче-Волица и Угерско представлены угерскими мелкозернистыми песчаниками с детритусово-известковым и известковым цементом. По данным Н. В. Смирновой они характеризуются хорошей сортированностью обломочного материала, наличием неравномерного цемента (неравномерно-поровый, неравномерно-сгустковый и сгустковый) детритусового состава.

На площади Угерско и в южной части Бильче-Волицы верхняя часть угерской свиты сложена почти исключительно мелкозернистыми кварцевыми песчаниками с детритусово-известковым

и известковым цементом. В северной части площади песчаники становятся алевритовыми и содержат глинисто-известковый цемент. В направлении с юга на север здесь происходит вначале частичное, а затем полное фациальное замещение песчаников верхней части свиты глинисто-известковыми алевролитами с мергелями.

Мощность верхней части свиты изменяется от 200 до 100 м, уменьшаясь в северном и северо-восточном направлениях. Мощность песчаной фации осадков верхней пачки изменяется от 200 м (Угерско) до полного выклинивания (северная часть Бильче-Волицы, скв. 45). Максимальные мощности верхней части свиты приурочены к приуроченным участкам поднятий Угерско и Бильче-Волица.

Нижняя часть отложений угерской свиты отличается от верхней присутствием среднезернистых песчаников с равномерным известковым цементом, что ухудшает фильтрационные свойства пород.

Мощность нижней части свиты на площади Угерско достигает 360—400 м, а на площади Бильче-Волица она уменьшается до 130 м. К верхней части угерской свиты приурочены промышленные скопления газа. Среднее значение открытой пористости песчаных коллекторов около 25%, проницаемость их составляет 640 мд.

Наблюдается литологическая изменчивость песчаных пород газоносной толщ на площади месторождения, что также приводит к различию в коллекторских показателях. В связи с этим на месторождении Н. В. Смирнова выделяет три зоны развития коллекторов.

Первая зона охватывает площадь Угерско и сложена песчаниками с детритусово-известковым цементом; пористость 20%, проницаемость 1270 мд.

Вторая зона занимает южную часть площади Бильче-Волица и сложена песчаниками мелкозернистыми с детритусово-известковым и известковым цементом, пористость 25%; проницаемость 800 мд.

Третья зона занимает северную часть площади Бильче-Волица. Здесь развиты песчаники алевритистые с известковым и глинисто-известковым цементом; пористость 24%; проницаемость 400 мд.

Во внутренней зоне Предкарпатского прогиба разрабатываемые месторождения нефти связаны с относительно узкой полосой опрокинутых к северо-востоку глубинных складок, погребенных под краевым надвигом Карпат. С зоной глубинных складок связано Бориславское месторождение нефти, нефтегазовые месторождения Долина и Битков (залежи газа в эоценовых отложениях). Залежи нефти данной зоны связаны с песчаными и песчано-алевритовыми пластами менилитовых, попельских, быстрицких, манявских и ямненских отложений палеогена.

На Долинском и Битковском месторождениях залежи нефти и газа приурочены к песчаникам и алевролитам менилитовой серии олигоценового возраста. Менилитовые отложения Долинского месторождения представлены флишевой толщей мощностью 600 м. Это аргиллиты, алевролиты и песчаники, последние имеют подчиненное значение. По геофизическим данным, в менилитовых отложениях



выделяется от 30 до 40 пластов и пропластков песчаников общей эффективной мощностью от 60 до 100 м.

По данным В. М. Бортницкой (1963), песчаники мелкозернистые, плотные, алевроитовые, сильно сцементированные. Цемент глинистый, карбонатный или смешанный. Тип цементации базальный и порово-контактный. Алевролиты глинистые, тонкослоистые. Цемент глинистый и карбонатно-глинистый, порового типа. Продуктивные песчаники неравномерно распределяются по разрезу, образуя серию изолированных друг от друга линз. По своим коллекторским свойствам песчаники и алевролиты близки между собой. Плотность песчано-алевритовых пород колеблется от 2,05 до 2,70 г/см<sup>3</sup>, преобладают значения 2,40—2,60 г/см<sup>3</sup>.

По данным И. П. Сафарова (1959), пористость пород-коллекторов верхнеменилитовой свиты в среднем составляет 7,3—8,5%, среднеменилитовой свиты — 5,0—7,7% и нижнеменилитовой — 2,7—11,6%; пористость глинистых разностей колеблется от 2,8 до 10,3%. Проницаемость песчано-алевритовых пород не превышает 3 мд, в редких случаях достигая 12 мд. Обычно она составляет доли миллиарда. В редких прослоях кливских песчаников, характеризующихся пористостью от 10 до 18%, проницаемость составляет от 10 до 26 мд. Нефтенасыщенность колеблется от 62 до 75%. Движение флюидов связано главным образом с системой трещин. Раскрытость трещин изучалась в больших шлифах В. М. Бортницкой. Во всех литологических типах пород развиты слабоизвилистые трещины, заполненные кальцитом, выдержанные по ширине, раскрытость от 0,01 до 0,5 мм. Внутри трещин, заполненных кальцитом, наблюдаются зияющие, заполненные битумом или открытые трещины. Дебиты скважин меняются от 7—8 до 200 т/сутки, пластовые давления составляют 240—260 ат.

В Долинской депрессии нефтеносны также отложения манявской и выгодской свит эоцена. Этаж нефтеносности эоценовых отложений, представленных попельской и витвицкой сериями, достигает 850 м. Быстрицкая свита попельской серии сложена глинистыми породами, среди которых встречаются отдельные линзовидные слои песчаников и алевролитов общей мощностью от 4 до 18 м. Изучение песчаников разнозернистых, плотных с глинистым цементом типа соприкосновения, проведенное В. М. Бортницкой (1963), показало, что пористость их составляет всего лишь 2—5%, а проницаемость — доли миллиарда. В отдельных незначительных по мощности пропластках песчаников пористость составляет 11—12% и проницаемость — 2—3 мд.

Трещинная проницаемость пород не превышает 15—20 мд.

Выгодская свита (витвицкая серия) сложена почти полностью песчаниками, переслаивающимися с глинистыми пропластками. Средняя эффективная мощность песчаников кварцевых, разнозернистых, слабоизвестковистых составляет от 8 до 80 м. Песчаники содержат глинистый и глинисто-карбонатный цемент; тип цементации поровый, базальный и контактный. Алевролиты песчаные,

слабоизвестковистые с глинистым цементом, среди них встречается кремнистый цемент базального типа.

По В. М. Бортницкой (1963) песчаники и алевролиты выгодской свиты близки по своим коллекторским свойствам. Песчаники объемным весом  $2,2-2,4 \text{ г/см}^3$  и пористостью  $12-16\%$  характеризуются проницаемостью от долей до  $50 \text{ мд}$ , наиболее часто встречаются величины  $3-5 \text{ мд}$ . Более плотные разновидности песчаников с объемным весом  $2,4-2,6 \text{ г/см}^3$  характеризуются пористостью  $3-6\%$ .

В отложениях манявской свиты выделяются две песчано-глинистые пачки. Песчаники мелкозернистые с глинисто-кремнистым цементом и алевролиты обычно характеризуются большой плотностью, невысокой пористостью до  $5\%$  и проницаемостью (доли миллиардари). Отдельные песчаные пропластки имеют пористость до  $19\%$  и проницаемость  $3-5 \text{ мд}$ . В этих отложениях также развита трещиноватость. Трещинная проницаемость пород обычно не превышает  $10 \text{ мд}$ .

Газоконденсатная залежь обнаружена в песчаниках выгодской и манявской свит эоцена и яменской серии палеоцена в складки в Глубинной Битковского месторождения. Отложения эоцена на Битковском месторождении подобны таковым на Долинском. Первый (верхний) продуктивный горизонт приурочен к выгодской свите, второй (средний) — к верхней пачке манявской свиты и третий (нижний) — к песчаникам яменской серии.

Общая мощность первого продуктивного горизонта увеличивается с юго-востока на северо-запад от  $10$  до  $158 \text{ м}$ . С увеличением общей мощности свиты увеличивается мощность пластов песчаников, служащих коллекторами газа. Эффективная мощность пород колеблется от  $5$  до  $33 \text{ м}$ . Количество продуктивных пластов в разрезе первого продуктивного горизонта варьирует от  $1$  до  $19$ . Абсолютная средняя пористость песчаников равна  $12\%$ . Проницаемость по газу колеблется от  $0,6$  до  $81 \text{ мд}$ .

Во втором продуктивном горизонте эффективная мощность песчаников увеличивается от крыльев складки к своду и изменяется от  $7,8$  до  $34,2 \text{ м}$ . В разрезе горизонта выделено от  $6$  до  $18$  пластов продуктивных песчаников. Абсолютная средняя пористость песчаников составляет  $8,3\%$ .

В третьем продуктивном горизонте отмечается увеличение эффективной мощности песчаных коллекторов в юго-восточном направлении. В среднем она составляет  $29 \text{ м}$ . Количество продуктивных пластов песчаников колеблется от  $6$  до  $17$ . Абсолютная средняя пористость равна  $11\%$ . Содержание карбонатного цемента ( $7\%$ ) в породах третьего продуктивного горизонта значительно ниже, чем в вышележащих горизонтах. Водонасыщенность песчаных коллекторов продуктивных горизонтов не превышает  $21\%$ . По данным нейтронного гамма-каротажа пористость пород продуктивных горизонтов колеблется от  $4,6$  до  $11,7\%$ .

Проницаемость пород второго и третьего продуктивных горизонтов незначительна. Наличие трещин в породах отражается на проницаемости и получаемых дебитах газа и конденсата.

Газоконденсатная залежь характеризуется аномально высоким пластовым давлением, которое выше гидростатического. Избыточное давление составляет примерно 300 ат.

Прикарпатские залежи нефти по Э. Б. Чекалюку (1963) отличаются многоярусностью продуктивных интервалов, значительной неоднородностью и низкими коллекторскими свойствами пород, высокими начальными пластовыми давлениями, отсутствием контуров вод и начальной газовой шапки, значительным количеством растворенного газа и небольшой разницей между давлением насыщения нефти газом и пластовым давлением. Основным источником пластовой энергии — растворенный в нефти газ.

Трещинные коллекторы нефтяных месторождений Карпат изучали исследователи В. Ф. Линецкий, В. Г. Постникова, Р. С. Копыстянский, В. М. Бортницкая и др. Р. С. Копыстянский (1960) выделяет два генетических типа трещин: нетектонические и тектонические. Образование нетектонических трещин он связывает с процессами диагенеза осадка. Для этих трещин характерно перпендикулярное (песчаники и алевролиты) и параллельное (глины) расположение относительно плоскости напластования породы. Пористость диагенетических трещин достигает 3—4%. Диагенетические трещины на глубине закрытые, при воздействии тектонических напряжений могут служить путями миграции, а в случае глинистых пород путями для аккумуляции нефти. Пластовые тектонические трещины представлены микротрещинами, трещинами кливажа, пластовыми сколами. Пористость подобных пород не превышает 1%.

## **ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА ЭПИГЕРЦИНСКОЙ ПЛАТФОРМЫ ЮГА СССР И ЮЖНО-КАСПИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА**

Одной из ведущих газоносных областей является эпигерцинская платформа юга СССР, включающая значительную часть Средней Азии, Северный Кавказ и Предкавказье, а также Степной Крым и Северо-Западное Приазовье.

Западная часть рассматриваемой территории (Степной Крым, Северо-Западное Приазовье, Северный Кавказ и Предкавказье) расположена в пределах южного обрамления древней Русской платформы. С севера она ограничена линией выходов кристаллических пород Азово-Подольского массива Украинского щита; далее на юго-восток она граничит с сопредельными участками юго-восточного продолжения Донбасса, Ергеней и Нижнего Поволжья; на юге — с горными сооружениями Крыма и Кавказа и на востоке — с западным побережьем Каспийского моря.

На юге Европейской части СССР в пределах Предкавказья, Калмыцко-Сальских степей и Степного Крыма протягивается эпигерцинская Скифская платформа (Скифская плита), являющаяся сильно суженным продолжением в западном направлении эпигерцинской платформы Средней Азии (Туранской плиты).

В строении Скифской плиты выделяют две тектонические области (Северная Донецко-Каспийская и Предкавказская), отличные по истории геологического развития, возрасту складчатого фундамента и структуре осадочного чехла (Успенская, 1964).

Северная Донецко-Каспийская тектоническая область образует субширотную полосу, протягивающуюся на расстоянии почти 700 км от восточной границы Днепровско-Донецкой впадины до Каспийского моря, обрамляя с юга Русскую платформу. В ее пределах выделяют складчатое сооружение Донбасса — выступ поверхности складчатого палеозойского фундамента платформы и Кряж Карпинского — крупную, линейно вытянутую платформенную структуру сложного строения, представляющую собой погребенное продолжение складчатого Донбасса.

Предкавказская тектоническая область характеризуется более резко выраженной структурной расчлененностью складчатого фундамента и осадочного чехла платформы. Границей Предкавказской и Донецко-Каспийской тектонических областей является Маньчская шовная зона, выраженная в кристаллическом основании зоной глубоких разломов.

Туранская плита (Бакиров, 1963) граничит на западе с Каспийским морем, на востоке — с горными сооружениями юго-востока Средней Азии, на юге — с системой горных сооружений Копет-Дага, на северо-востоке — со складчатыми сооружениями Центрального Казахстана, на северо-западе — с зоной Южно-Эмбенских поднятий Западного Казахстана и на севере — с Тургайским прогибом, который соединяет Туранскую плиту с обширной Западно-Сибирской плитой.

В основании эпигерцинской платформы юга СССР залегает сильно дислоцированный герцинский складчатый фундамент, который в западной части территории представлен в основном породами палеозоя преимущественно каменноугольного возраста, а в восточной части территории — разновозрастными метаморфизованными породами также преимущественно палеозойского возраста, которые местами прорваны вулканогенными образованиями.

Фундамент Туранской плиты (Каракумской платформы) разновозрастный (от каледонского до позднегерцинского). Он характеризуется сложным внутренним строением. В составе фундамента выделяют два основных структурных этажа — палеозойский (допермский) и пермо-триасовый. Допермские породы представлены крепкими песчаниками, доломитами, аргиллитами, сланцами, кварцевыми порфирами и др. Пермо-триасовые породы представлены сильно дислоцированными и метаморфизованными песчаниками, аргиллитоподобными глинами, сцементированными конгломератами и др.

С резким угловым и стратиграфическим несогласием на различных по возрасту породах пермо-триаса и допермского палеозоя залегают отложения юры или более молодые образования (Дикенштейн и др., 1963). Многие геологи указывают на унаследованный характер основных структурных элементов осадочного чехла платформы.

Характерной особенностью складчатого фундамента эпигерцинской платформы юга СССР является значительная амплитуда его рельефа, достигающая 1000 м и более. К крупным положительным структурным элементам фундамента относятся сводовые поднятия (Ставропольское, Озек-Суатское, Ейско-Березанское, Каракумское, Карабогазское, Нижне-Сырдарьинское и др.), валы (кряж Карпинского); линейно вытянутые зоны поднятий (Бухарская, Чарджоу-Дарганатинская, Центрально-Устюртская, Центрально-Аральская) и выступы (Новоселовский, Ростовский, Приазовский и др.). Между крупными положительными элементами расположены области глубокого залегания поверхности фундамента: Причерноморская, Азово-Кубанская, Терско-Кумская, Сырдарьинская,

Амударьинская, Мургабская, Асаксауданско-Южно-Мангышлакская, Северо-Устюртская; прогибы Кумо-Манычский, Предгиссарский, Приташкентский, Арыский, Зеравшанский, Каракульский, Ташаузский, Верхнеузбойский, Южно-Карабогазский, Барса-Кельмесский, Южно-Бузачинский и др. областях впадин и прогибов мощности осадочных образований платформенного покрова увеличиваются и разрез становится более полным по сравнению с прилегающими к ним областями сводовых и линейно вытянутых поднятий.

Платформенный покров эпигерцинской платформы юга СССР сложен отложениями триасовой, юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем. В пределах рассматриваемой территории на породах складчатого фундамента залегают различные по возрасту осадочные толщи, начиная с триасовых и кончая третичными.

Отложения триасовой системы (глины с прослоями мергелей) встречены в пределах нижнего течения р. Дона.

В пределах большей части Туранской плиты триас сложен пестроцветными песчано-глинистыми породами с прослоями конгломератов. В зоне Мангышлакской мегантиклинали метаморфизованные и дислоцированные отложения триаса имеют мощность свыше 2000 м.

Отложения юрской системы наиболее развиты в восточной части Скифской платформы и в Астраханском Поволжье, где довольно широко представлена средняя юра (байос и бат) и в меньшей степени верхняя юра. На указанной территории отложения байосского яруса представлены в нижней части песчаниками с прослоями глин (20—50 м) и в верхней — глинами (60—150 м). Батский ярус сложен глинами, переслаивающимися с песчаниками.

В нижней части келловейского яруса верхней юры залегает песчано-алевритовая пачка (20—30 м) и в верхней части — глинистая пачка (60—70 м). Отложения оксфордского яруса верхней юры, представленные переслаиванием песчаников, алевритов и известняков, слагают XIII продуктивный пласт Озек-Суатской группы поднятий Прикумского нефтегазозоносного района.

На территории Туранской плиты ниже- и среднеюрские отложения состоят в основном из чередования глин, алевритов и песчаников. В наиболее приподнятых частях крупных сводовых поднятий и в ряде районов, прилегающих к ним, наблюдается выщадение указанных отложений из разреза.

В фациальном отношении нижняя юра представлена главным образом континентальными образованиями озерно-болотного происхождения, а средняя юра — лагунными и частично морскими отложениями.

Верхнеюрские отложения (оксфорд — келловей) восточных, юго-восточных и южных областей Туранской плиты выдержаны в основном карбонатными породами. В западных областях плиты в составе оксфорд-келловейского яруса наряду с карбонатными широко развиты терригенные отложения. Верхняя часть верхней

юры (кимеридж — титон) в восточных и юго-восточных областях Туранской плиты сложена в основном гидрохимическими осадками (гипсы, ангидриты и соль) гаурдакской свиты, перекрытыми толщей глин и песчаников карабильской свиты (титон). В западных областях плиты кимеридж-титонские отложения в основном представлены чередованием терригенных и карбонатных пород.

На Скифской платформе в нижнем мелу весьма небольшое развитие имеют отложения валанжина и несколько больше — готерива — баррема (Восточное Предкавказье, Нижнее Поволжье). Баррем представлен песчано-глинистыми отложениями на севере (Астрахань) и песчано-известковыми на юге (Озек-Суат, Артезиан). В Озек-Суате барремский ярус сложен известняками и песчаниками разновозрастными.

Широко развиты на Скифской платформе отложения апта — альба нижнего мела и сеномана, турона и сенона верхнего мела. Песчано-алевритовые отложения апта развиты на юге Украины, в Крыму, Предкавказье (в меньшей степени в западной части), Ергенях и в Астраханском Поволжье. Отложения альба развиты повсеместно. Нижняя пачка, слагающая альбский ярус, состоит в основном из песчаников различной крупности, верхняя пачка глинистая. Песчаники отсутствуют в ряде пунктов центральной части Ставропольского свода, где на складчатом основании залегают глины альба.

Нижняя часть верхнего мела (сеноман, турон, коньяк) развита в западной половине эпигерцинской платформы, к западу от Каспийского моря неповсеместно, что, по-видимому, связано с трансгрессивным залеганием пород сантонского яруса и срезанием части нижележащих толщ верхнего мела.

Нижняя часть сеноманского яруса представлена песчаниками мелкозернистыми (юг Украины, северная часть Западного Предкавказья), иногда известняками (южная часть Западного Предкавказья) и верхняя — глинами, реже мергелями (Степной Крым, Западное Предкавказье и др.).

В Причерноморье и на Сало-Ергенинской возвышенности туронский ярус сложен в основном известняками. Отложения сантонского яруса почти повсеместно представлены известняками, реже песчаниками. Отложения верхнего сенона в основном выражены известняками и широко развиты на территории Степного Крыма, где их мощность свыше 700 м. В северной части Ставрополя, Восточном Предкавказье и Нижнем Поволжье кампанские отложения представлены мергелями и глинами карбонатными (свыше 70—100 м). Отложения, слагающие маастрихтский ярус, широко развиты на рассматриваемой территории. Они представлены двумя пачками: нижней, обычно известковистой, и верхней, глинисто-мергелистой. Иногда в разрезе пачки встречаются алевролиты.

В пределах Туранской плиты неокомские, аптские, альбские и сеноманские отложения в основном выражены чередованием глин, алевролитов и песчаников с подчиненными прослоями мергелей и ракушняков. Отложения туронского, сенонского и датского ярусов

верхнего мела в восточных областях Туранской плиты представлены главным образом песчано-алевритовыми породами и глинами, в меньшей степени карбонатными породами. В западных областях плиты разрез характеризуется чередованием терригенных пород с карбонатными.

Третичные отложения, широко представленные на эпигерцинской платформе, отличаются значительным литофациальным различием. Так, нижнепалеоценовые отложения Степного Крыма (эльбурганский горизонт) представлены известняками и мергелями (мощность 200 м), тогда как в Западном и Центральном Прикавказье они слагаются мощной в основном песчанистой толщей (до 400 м).

Верхний палеоцен в Крыму характеризуется развитием мергелей (до 190 м), в Присивашье — известняков и мергелей (до 85 м), в полосе, окружающей Ставропольский свод и Ергени с востока, — аргиллитов и на Ставропольском своде и платформенной части Западного Предкавказья — развитием песчаников мелкозернистых и алевролитов (от 150 до 350 м).

Эоценовые отложения широко развиты. Нижне- и среднеэоценовые отложения представлены в основном глинами и мергелями с прослоями песчаников и известняков. Верхнеэоценовые отложения в нижней части представлены в терригенной и карбонатной фациях. Терригенные породы развиты на юге Украины, на большей части территории Западного и Центрального Предкавказья. Карбонатная фация (известняки, мергели) распространена на большей части Степного Крыма и Восточного Предкавказья. Залегающие выше глинистая толща и песчаная пачка над ней повсеместно развиты; венчающая верхнеэоценовые отложения глинистая толща развита на юге Украины, Крыму и Западном Предкавказье.

Майкопские отложения, относящиеся к олигоцен-нижнемиоценовому времени, повсеместно выражены однообразной толщей глин большой мощности, особенно во впадинах (Азово-Кубанская, Терско-Кумская). В нижней (хадумский горизонт) и верхней части глин в Ставрополе прослеживаются зоны развития песчано-алевритовых отложений.

Неогеновые отложения представлены терригенными и карбонатными образованиями, широко развитыми на территории эпигерцинской платформы.

Вдоль южной границы Русской платформы выделяют Причерноморско-Кубанский нефтегазоносный бассейн (Причерноморская нефтегазоносная область, Азово-Кубанская нефтегазоносная область) и Средне-Каспийский нефтегазоносный бассейн (Терско-Кумская впадина, часть акватории Каспийского моря и крайняя западная часть Среднеазиатской платформы).

Предкавказье охватывает северный склон Кавказского складчатого сооружения и прилегающую южную окраину Русской платформы.

Согласно классификации А. А. Бакирова (1959), территория Предкавказья в целом представляет собой единую нефтегазоносную про-



винцию, в пределах которой выделяется ряд нефтегазоносных областей, приуроченных к геоструктурным элементам I порядка:

1. Азово-Кубанская нефтегазоносная область, приуроченная к одноименной Азово-Кубанской впадине.

2. Ставропольская нефтегазоносная область, связанная со Ставропольским сводовым поднятием.

3. Терско-Кумская нефтегазоносная область, приуроченная к одноименному структурному элементу — Терско-Кумской впадине.

Ряд исследователей выделяет Средне-Каспийский нефтегазоносный бассейн, относя к нему Ставропольское сводовое поднятие, Терско-Кумскую впадину и районы, прилегающие к Мангышлаку.

В настоящее время на территории Северного Кавказа известно более 120 месторождений нефти и газа. Углеводородные скопления образуют как бы единый ряд последовательного изменения форм совместного нахождения нефти и газа, а также и их количественных соотношений (Ермаков, 1965).

Характерной чертой строения полосы передовой складчатости северного склона Кавказа является линейное и зональное расположение отдельных складок, чаще всего сгруппированных в систему вытянутых в общекавказском направлении параллельных антиклинальных и синклиналильных зон. К складчатым зонам приурочены группы месторождений нефти и газа.

В Восточном Предкавказье передовая складчатость выражена Восточно- и Западно-Дагестанскими антиклинальными зонами и Терским и Сунженским антиклинориями.

В Западном Предкавказье к передовым складкам относятся Абинско-Калужская, Крымско-Варениковская, Южно-Таманская, Северо-Таманская, Анастасиевско-Троицкая и другие антиклинальные зоны.

Платформенный склон современного передового прогиба Кавказского сооружения представляет собой область молодой эпигерцинской платформы (Скифской, по Муратову, 1955).

Предкавказская область составляет южную, в целом относительно опущенную часть эпигерцинской платформы и включает в себя Восточно-Азовское поднятие, Ставропольский свод, Прикумское поднятие и разграничивающие их впадины.

## Глава XII

### ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА ПРИЧЕРНОМОРСКО-КУБАНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

В состав Причерноморско-Кубанского нефтегазоносного бассейна входят Причерноморская и Азово-Кубанская нефтегазоносные области. На востоке граница бассейна проводится по наиболее приподнятой части Ставропольского свода, на северо-востоке — по южному склону кряжа Карпинского и далее на запад — по южному склону Южно-Украинского кристаллического массива.

#### Причерноморская нефтегазоносная область

В восточной части Причерноморской впадины ее северный борт залегает на южном склоне Южно-Украинского массива (Северо-Западное Приазовье и Северное Присивашье), а южный борт впадины, постепенно воздымаясь от района Присивашья на юг, приобретает сложный рельеф (Новоселовский, Симферопольский и Ново-Царицынский выступы, Алминский и Индольский прогибы) и граничит с горными сооружениями Крыма. На востоке Причерноморская впадина уходит под акваторию Азовского моря, сливаясь с Азово-Кубанской впадиной.

Районы Степного Крыма являются продолжением в западном направлении Азово-Кубанской впадины через акваторию Азовского моря (Дикенштейн, 1958). Здесь открыт ряд месторождений нефти и газа в зоне Тарханкутского полуострова.

На Глебовской, Задорненской, Карловской и Оленевской площадях в отложениях палеоцена установлены промышленные залежи газа. На Глебовской площади газоносными являются породы нижнего мела. На Джанкойской площади залежи газа приурочены к майкопским слоям. На Карловском поднятии газопроявления зафиксированы и в толще верхнего эоцена. На Октябрьском поднятии в подошве нижнего мела установлена промышленная залежь газоконденсата с легкой нефтью.

В разрезе осадочной толщи Тарханкутского полуострова известны коллекторы трех типов: пористые (песчаники и алевролиты),

трещинные и карстово-кавернозные. Пористые коллекторы развиты в основном в нижнемеловых, частично в верхнемеловых отложениях и в палеогене. Карстово-кавернозные коллекторы встречаются в толще верхнемеловых карбонатных отложений и предположительно в палеоцене, а трещиноватые — во всей осадочной толще, включая палеозойский кристаллический фундамент. Они сопутствуют пористым и карстово-кавернозным коллекторам. Трещинные породы-коллекторы некоторых месторождений этой зоны были изучены В. М. Бортницкой и Н. И. Черняк (1962). Трещинная проницаемость, определенная по аншлифам и шлифам, изменяется от 2 до 110 мд, обычно составляя 10—20 мд.

Продуктивными породами эоцена на Карловской площади являются мергели, для которых характерна трещиноватость. Продуктивные породы палеоцена Глебовской площади представлены трещиноватыми мергелями и глинистыми известняками. Емкость трещин составляет 0,4—0,6%, проницаемость 80—100 мд.

Изучая стилолиты в карбонатных породах разрезов мела и палеогена Тарханкутского полуострова Л. Г. Плахотный приходит к выводу, что распространение разнообразных стилолитов характерно для карбонатных пород средней крепости и крепких. Стилолиты обычно развиты в известняках, глинистость которых не превышает 15—20%. Максимально распространены стилолиты в слабоглинистых (3—8%) известняках. Стилолиты в ряде случаев служат каналами для фильтрации пластовых флюидов. В отложениях мела и палеогена рассматриваемого района Крыма они играют положительную роль, повышая притоки нефти в процессе эксплуатации скважин.

В разрезе скв. 4 Краснополянской площади из интервала глубин 1141—1182 м были отобраны и изучены образцы известняковых пород пористостью от 6,9 до 21,7% (средняя 14%) и проницаемостью до 0,88 мд. В разрезе скв. 7 Октябрьской площади из интервала глубин 2580—3016 м были отобраны и изучены образцы песчаников и алевролитов, пористость которых оказалась равной 1,3—13,0% (средняя 5,0%) и проницаемостью до 0,83 мд.

Наличие тонких сечений пор и плотный состав пород обусловили их низкую проницаемость и высокое остаточное водосодержание (66—96%). В разрезе этой же площади в скв. 6 с глубины 2945—2951 м был поднят песчаник известковистый, который оказался достаточно пористым (15%) и проницаемым (26 мд).

Изучение продуктивных на газ пород майкопских слоев в разрезе Джанской площади в интервале глубин 550—724 м (обнаружены четыре газовых горизонта), проведенное лабораторией ВНИИгаза, показывает, что они сложены глинами алевроитовыми, содержащими присыпки и прослои алевроитов, алевролитов глинистых. Количество пелитовых частиц в породах колеблется от 30 до 80%. Плотность пород изменяется от 1,71 (алевроиты, алевролиты) до 1,98 г/см<sup>3</sup> (глины в разной степени алевроитовые и содержащие прослои алевроитов и алевролитов). Пористость открытая колеблется

от 26,7 (глинистые породы) до 36,0% (алевроитовые породы). Проницаемость колеблется от долей миллиарси (глинистые породы) до 100—500 мд (алевроитовые породы), преобладает проницаемость 30—40 мд. В Северо-Западном Приазовье полоса газопроявлений располагается вдоль западного побережья Азовского моря, от г. Бердянска на северо-востоке до г. Геническа на юго-западе, продолжаясь к Сивашу. Метановые газопроявления в Северо-Западном Приазовье в основном приурочены к сарматским и киммерийским отложениям, которые были вскрыты рядом скважин.

Для сарматских песчаных коллекторов газа из-за их локального распределения среди черных глин характерна невысокая проницаемость, от долей миллиарси до нескольких десятков миллиарси.

Изучение газоносных пород, проведенное А. А. Ханиным (1950), показало, что скопления газа в черных сарматских глинах приурочены к участкам повышенного содержания в породе песчаных прослоек и микролинз. Основная газовая залежь в сарматских отложениях расположена в зоне Тубальского залива и характеризуется различными дебитами газа вследствие изменения литологии резервуара.

Мелкие скопления газа в киммерийских породах обусловлены локальными изменениями пористости и проницаемости коллекторов, а также линзообразными скоплениями пористого кластического материала в основании серовато-зеленоватых глин и базального железистого песчаника. Кроме того, они приурочены к трещиноватым участкам среди базальных железистых песчаников, характеризующихся повышенной проницаемостью.

В районе Ростова обнаружено небольшое газовое месторождение Синяевское. Газ приурочен к алевроитовым и алевролитовым породам эоцена; пористость пород колеблется от 20 до 30% и проницаемость от долей миллиарси до 200—250 мд.

### Азово-Кубанская нефтегазонасная область (Западное Предкавказье)

Южный борт Западно-Кубанского передового прогиба характеризуется сложным строением палеоцен-эоценового комплекса, который трансгрессивно перекрывается моноклинално залегающими отложениями от майкопа до плиоцена включительно.

Залежи нефти и попутного газа обнаружены почти по всему разрезу палеогена. Палеогеновые отложения, содержащие залежи нефти, прагают складчатую полосу южного борта Западно-Кубанского прогиба. Они перекрываются с резким несогласием толщей олигоценовых и миоценовых пород, моноклинално падающих на север и составляющих верхний структурный этаж многих нефтяных месторождений Краснодарского края (Ахтырско-Бугундырского, Зыбза-Глубокий Яр и др.). Отложения среднего и нижнего палеогена Ильско-Холмского района содержат несколько промышленно нефтеносных горизонтов. Для площади Зыбза-Глубокий Яр таких гори-

зонтов установлено девять, для Холмской площади — восемь, для Ахтырско-Бугундырской площади — семь.

В мощной преимущественно флишевой толще осадков среднего и нижнего палеогена нефтеносны прослои алевролитов среди глин. Рассматриваемые породы слагают нижнее крыло опрокинутой складки, сводовая часть и верхнее крыло которой на Ахтырско-Бугундырском месторождении полностью размыты.

Одной из особенностей геологического строения пород-коллекторов среднего и нижнего палеогена рассматриваемой площади является частое чередование в разрезе прослоев плотных глин и в различной степени сцементированных алевролитов. Мощность большинства прослоев алевролитов колеблется в пределах 10—15 см и меньше; проницаемость их от долей миллидарси до 150 мд. Наилучшие коллекторские свойства пород отмечаются в средней части нефтеносных пластов IV, V, VI и VII.

Изучение пород в шлифах под микроскопом показывает, что обломочная часть представлена в основном кварцем. Микрослоистая текстура связана с чередованием сильно глинистого алевролита с менее глинистым. Цемент породы глинистый, типа пленочного.

Наиболее детально породы IV горизонта были изучены в разрезе скв. 400. Рассмотрение разреза IV горизонта в скв. 400 показывает, что наблюдается чередование плотных разностей алевролитов (плотность до 2,34 г/см<sup>3</sup>) со слабоуплотненными (плотность меньше 1,80 г/см<sup>3</sup>). Плотным разностям алевролитовых пород соответствуют малые значения пористости (меньше 15%) и проницаемости (меньше 5 мд). Слабоуплотненным породам соответствуют более высокие значения открытой пористости (до 37%) и проницаемости (до 772 мд).

Наилучшими емкостными и фильтрационными показателями характеризуется средняя часть IV горизонта разреза скв. 400. Для этой части разреза наиболее характерны проницаемость 200—300 мд и пористость открытая около 30%. Верхняя часть разреза сложена плотными, слабопроницаемыми породами (меньше 10 мд, иногда до 50 мд). Нижняя часть разреза IV горизонта, вскрытого скв. 400, в большинстве своем представлена достаточно плотными алевролитовыми породами проницаемостью меньше 10 мд и иногда до 50 мд и пористостью меньше 30%.

Обычно пикам на кривой КС и депрессиям на кривой ПС соответствуют наибольшие значения проницаемости и пористости. Это дает возможность более полно интерпретировать данные электрокаротажных замеров и выделять наиболее пористые слои и пачки. Верхняя, средняя и нижняя части разреза IV горизонта соответственно названы пачками «а», «б», «в».

Изучение цементирующих веществ (Малышек, Обухов, 1960) в породах-коллекторах палеоцена и эоцена позволило разбить их на три основные мономинеральные разности: глинистую, кальцитовую и опаловую (глинистый цемент назван мономинеральным условно).

Опаловые цементы приурочены главным образом к породам палеоцена (Зыбза-Глубокий Яр, Ахтырско-Холмское, Азово-Смоленское месторождения и др.), кальцитовый — к породам эльбурга и эоцена (кумский горизонт Ново-Дмитриевского и других месторождений). Глинистый цемент преимущественно развит в майкопских слоях. Различные сочетания мономинеральных разновидностей встречаются в отдельных горизонтах палеогена, в свите горячего ключа, в майкопских слоях отсутствует кальцит.

Залежь нефти в кумском горизонте Ново-Дмитриевского месторождения приурочена к брахиантиклинальной складке, рассеченной серией поперечных нарушений.

Разрез кумского горизонта представлен частым чередованием пропластков глин и алевролитов (последних выделено 80). Алевролитовые пропластки постепенно выклиниваются с запада на восток и залежь на востоке ограничивается литологическим экраном. Для пород кумского горизонта характерно постепенное снижение проницаемости пласта от свода складки к крыльям в пределах нефтеносности от 4 до 15 мд.

С майкопской серией от р. Чекох до р. Убин связаны залежи нефти на месторождениях Хапры, Павлова Гора, Центральное Поле, Соколова Гора, Нефтегорск, Нефтянское, Восковая Гора, Тицино, Хадыженское, Хадыженская Площадка, Кабардинское, Асфальтовая Гора, Широкая Балка, Курацеце, Камышанова Балка, Кутаисское, Апчас, Абузы, Ключевое, Дыш, Калужское, Ново-Дмитриевское и Восточно-Северское. Нефтеносность обнаружена на площадях Азовская, Глубокий Яр и Ахтырско-Бугундырская. Газ из майкопских пород получают на Тульской площади.

Долгое время основная добыча нефти была связана с песчаными горизонтами майкопских отложений Хадыженского района. Общим для всех залежей этого района является приуроченность их к головным частям пластов, выклинивающихся вверх по восстанию песчано-алевритовых пород среднего и нижнего майкопа.

В плане линии нулевых мощностей песчано-алевритовых пород имеют форму заливов, а залежи нефти на месторождениях Хадыженское, Широкая Балка, Ключевое и др., приуроченные к майкопским отложениям, получили название заливообразных (Губкин, 1940; Хельквист, 1946).

Строение крайних западных нефтяных месторождений хадыженской группы (Ключевое и Дыш) осложнено антиклинальным выступом. Породами-коллекторами являются песчано-алевритовые породы. Проницаемость пластов I и II горизонта майкопа месторождений Ключевое и Дыш составляет 100—200 мд.

В центральной части Западно-Кубанского передового прогиба в майкопе наблюдается широкое развитие песчаных горизонтов, их суммарная мощность увеличивается от 220 (Ключевое) до 950 м (скв. 5 Бакинская). Наиболее развит I горизонт, ширина которого предположительно составляет около 35 км. На его долю приходится почти половина суммарного объема песчаных образований всех

горизонтов. В южном и северном направлении от центральной части прогиба мощность песчаных горизонтов резко сокращается, и они выклиниваются. К западу от Хадыженского района располагаются нефтегазоносные площади Калужская, Ново-Дмитриевская и др.

С палеогеновыми и неогеновыми отложениями южного борта Западно-Кубанского прогиба связаны в основном нефтяные месторождения. Месторождение Зыбза известно залежами тяжелой нефти, приуроченными к миоценовым отложениям (чокрак, караган и сармат).

Коллекторы представлены алевритами, песчаниками, доломитами, мергелями, доломитизированными мергелями и брекчией. Породы-коллекторы характеризуются преимущественно линзовидным строением и расчленяются прослоями глин и плотных пород.

Кроме обычных гранулярных пор коллекторы содержат трещины и каверны, способствующие высокой продуктивности скважин. Проницаемость образцов керна составляет от 12 до 150 *мд* и пористость — от 17 до 22%.

Анастасиевско-Троицкое месторождение приурочено к погребенной Анастасиевско-Краснодарской антиклинальной зоне и является наиболее крупным по запасам нефти и газа в Краснодарском крае.

Мэотические и понтические отложения содержат восемь продуктивных горизонтов, представленных чередованием песчано-алевритовых пород с глинами. Породы-коллекторы характеризуются пористостью 25—30% и проницаемостью 100—1000 *мд*.

К северу от Анастасиевско-Троицкого газонефтяного месторождения выявлены три небольших газовых месторождения — Славяновское, Фрунзенское, Гривенское — и к западу — небольшое Западно-Анастасиевское газонефтяное месторождение. Все продуктивные залежи этих месторождений приурочены к мэотическим и понтическим отложениям. Западнее, в той же тектонической зоне, разведывается Курганское газонефтяное месторождение с продуктивными горизонтами в мэотисе, карагане и чокраке.

За последнее время на северном склоне Северо-Западного Кавказа открыты промышленные залежи нефти и газа в верхней и средней юре на Баракаевском месторождении, в нижнем мелу в Хадыженском и Ширванском районах.

Наличие хороших гранулярных и трещинных коллекторов в осадочных толщах мезозоя северного и южного склонов Большого Кавказа указывает на большие возможности поисков в них залежей нефти и газа в благоприятных тектонических зонах.

В зоне сочленения Ейско-Березанского валообразного поднятия и Адыгейского выступа открыт новый газоносный район. На Некрасовской складке в нижнемеловых отложениях на глубине 3340—3360 *м* открыто газовое месторождение. Вблизи этого месторождения примерно на тех же глубинах выявлено Усть-Лабинское газовое месторождение. Открыто также Армавирское газоконденсатное месторождение с глубиной залегания продуктивных горизонтов 2300 *м*.

Майкопское газоконденсатное многопластовое месторождение расположено к северу от г. Майкопа. Промышленная газоносность месторождения связана с альб-аптскими отложениями нижнего мела, где выделяются шесть продуктивных горизонтов: I, Ia, II, IIa и III (две залежи). Продуктивные горизонты представлены разнозернистыми песчаниками и алевролитами с прослоями песков, переслаивающихся с глинами и известняками.

Проницаемость пород-коллекторов продуктивных горизонтов колеблется от низких значений до 3000 мд. Средневзвешенная величина проницаемости для пород I горизонта равна 30 мд, II горизонта — 60 мд и III горизонта — 102 мд. Проницаемость пород законтурной зоны в 2 раза меньше, чем в продуктивной части.

Промышленные залежи газоконденсата в Ейско-Березанском районе повсеместно связаны с гранулярными коллекторами нижне-среднеальбского возраста нижнего мела (Сердюковская, Березанская площадь). На отдельных площадях доказана также продуктивность песчано-алевритовых отложений неоком-аптского возраста (Ленинградская, Старо-Минская, Куцевская и др.). Промышленные скопления газа пластового сводового типа обнаружены в песчаниках среднего эоцена на Каневской площади. Наиболее широко развиты залежи пластовые сводовые. Пластовые, литологически экранированные залежи установлены на Каневском и Крыловском поднятиях.

На Каневской и Челбасской площадях газонасыщенными являются также породы-коллекторы складчатого основания, что связано с несогласно залегающими на них газонасыщенными альбскими отложениями.

Для Ейско-Березанского района характерно развитие однопластовых месторождений, за исключением Каневского месторождения, в котором известна также газовая залежь в верхнем эоцене. На Каневском месторождении нефть в виде оторочки окаймляет газовую залежь в нижнемеловых породах на восточной периклинали. Продуктивные горизонты группы газоконденсатных месторождений приурочены к неоком-альбским породам нижнего мела. Рассмотрение значительной части этих месторождений (Березанского, Сердюковского, Челбасского и Каневского, Старомиинского, Ленинградского, Куцевского и Майкопского) показывает, что породы-коллекторы представлены песчаниками полевошпатово-кварцевыми от мелко- до крупнозернистых. По своему генетическому типу продуктивные пачки пород приведенных выше месторождений относятся к субконтинентальным, озерно-лиманским и морским прибрежным. Продуктивные литологические пачки (снизу вверх: переслаивание песчаников, алевролитов и глин; песчаниковая и алевролитовая) выдержаны не на всех месторождениях. Так, в сводовых частях Каневском и Челбасском поднятий наблюдается выклинивание нижних двух продуктивных пачек.

В нижней части продуктивного горизонта породы-коллекторы представлены в основном песчаниками среднезернистыми, сложен-



ными, плохо сортированными и окатанными минеральными зернами, преимущественно полевошпатово-кварцевого состава (25—15% полевых шпатов, 75—85% кварца). Цемент породы гипсовый, ангидритовый, неравномерно-поровый, встречается регенерационный кварцевый и кальцитовый цемент. Коллекторские свойства песчанников пород высокие. Так, проницаемость колеблется от сотен миллидарси до 9 тыс. *мд*, что объясняется наличием крупных доминирующих пор диаметром до 100 *мк* и выше. Породы, слагающие нижнюю часть продуктивного разреза, характеризуются наилучшими коллекторскими свойствами. Преимущественно развиты коллекторы I и II классов. Коэффициент газонасыщенности данных пород-коллекторов составляет в среднем 0,80.

Встречающиеся разности песчаников с гипсовым цементом обычно характеризуются повышенным остаточным водосодержанием, несмотря на макропористый характер пород и высокие значения проницаемости. Как правило, большинство алевролитов содержит значительное количество цементирующих веществ (от 15 до 30% и больше), что обуславливает сравнительно низкие значения пористости и проницаемости. Коллекторы высоких классов развиты на месторождениях Ленинградском, Староминском, Березанском и Сердюковском (Хельквист, Бурлин и др., 1960).

## ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА СРЕДНЕ-КАСПИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

Западная часть Средне-Каспийского бассейна охватывает значительную часть Ставропольского края, Чечено-Ингушской, Дагестанской и Калмыцкой АССР. Наиболее крупными тектоническими элементами являются Ставропольское сводовое поднятие (Центральное Предкавказье) и расположенная к востоку от него Терско-Кумская впадина (Восточное Предкавказье). С запада к Ставропольскому сводовому поднятию примыкает западная часть Азово-Кубанской впадины. Между сводовым поднятием и северным склоном Большого Кавказа выделяется Восточно-Кубанская впадина.

В западной части Средне-Каспийского бассейна расположен ряд крупных газовых и нефтяных месторождений (Северо-Ставропольское газовое месторождение, группа нефтяных месторождений, связанных с Озек-Суатской зоной поднятий и их продолжением). К северо-западной части бассейна относится южная часть территории Калмыцкой АССР, в пределах вала Карпинского. Основные перспективы нефтегазоносности связаны с мезозойскими отложениями восточной части вала Карпинского.

В состав Средне-Азиатской части Средне-Каспийского нефтегазоносного бассейна входят Южно-Мангышлакско-Устюртская впадина, ограниченная с севера Мангышлакским горным сооружением, и Кара-Богаз-Гольское поднятие. В этом обширном районе известны два крупных месторождения — Жетыбайское нефтяное и Узеньское нефтегазовое, приуроченные к Южно-Мангышлакско-Устюртской нефтегазоносной области. Промышленная нефтегазоносность в Средне-Каспийском бассейне установлена в отложениях юры, нижнего и верхнего мела, а также в третичных породах.

**Западная часть Средне-Каспийского нефтегазоносного бассейна**

В западную часть Средне-Каспийского бассейна входит Центральное и Восточное Предкавказье.

Территория Центрального Предкавказья большинством исследователей относится к сводовой части поперечного Ставропольского поднятия эпигерцинской платформы, в пределах которой фундамент

наиболее приподнят и залегает на отметках 1100—1500 м. В соседних Азово-Кубанской и Терско-Кумской впадинах отметки соответственно составляют —2800 и —3400 м. Вышележащий комплекс мезозойских и третичных отложений спокойно залегает и образует верхний платформенный этаж.

В центральных районах Ставрополя расположены две системы антиклинальных линий. К первой системе почти широтного простирания относятся Расшеватско-Благодарненский и Тахтинско-Рагулинский валы. Ко второй системе субмеридионального направления относятся Северо-Ставропольско-Кугультинской и Мирненский валы. Осевые части антиклинальных валов осложнены небольшими локальными поднятиями. В местах пересечения указанных широтных валов с субмеридиональным Ставропольским валом наблюдаются Северо-Ставропольский и Кугультинская структуры, отличающиеся своими большими размерами и амплитудами поднятия. В этом же районе развиты отрицательные тектонические элементы — синклинали, прогибы, разделяющие группы поднятий.

Центральное Предкавказье — крупнейшая газосносная область на Северном Кавказе. Основным продуктивным горизонтом здесь является хадумский горизонт, к которому приурочены месторождения газа Северо-Ставропольско-Пелагиадинское, Расшеватское, Тахта-Кугультинское, Казинское и др. Наиболее крупным является Северо-Ставропольско-Пелагиадинское газовое месторождение. Здесь же выявлена газосносность песчано-алевритовых эоценовых отложений (зеленой свиты) на Александровском, Надзорненском и Северо-Ставропольском поднятиях. Кроме того, выявлена газосносность миоценовых отложений. Низконапорные залежи газа в чокраке известны на Северо-Ставропольской, Пелагиадинской, Казинской, Грачевской и Кугультинской площадях. В последние годы установлена промышленная газосносность верхнемайкопских отложений на Петровско-Благодарненской и Мирненской площадях. Верхнемайкопские месторождения являются многопластовыми. Так, на Петровско-Благодарненской площади получены притоки газа из VI, IV, III, II и I песчано-алевритовых пачек, характеризующихся различной мощностью и изолированных друг от друга глинистыми пластами.

На Мирненской площади газовые залежи обнаружены в VI, II и I песчаных пачках. Пределы распространения и характер развития песчаных пачек в майкопе еще мало изучены. Отложения зеленой свиты газосносны на Северо-Ставропольской и Александровской площадях, где имеются сравнительно небольшие залежи газа. Притоки газа и нефти на Александровской площади (Центральное Предкавказье) приурочены к двум песчано-алевритовым пачкам зеленой свиты (верхний продуктивный горизонт) и свиты горячего ключа (нижний продуктивный горизонт).

В разрезе зеленой свиты эоцена Александровской площади коллекторы представлены в основном алевритами кварцевыми, преобладает крупнозернистая алевритовая фракция (0,10—0,05 мм).

В разрезе свиты горячего ключа палеоцена коллекторы — алевриты и песчаники мелкозернистые кварцевые. Породы относятся к морским прибрежным. Пористость открытая в среднем 25—26%; проницаемость пород-коллекторов зеленой свиты 450 *мд* и свиты горячего ключа 130 *мд*. В зеленой свите преобладают коллекторы II и III классов, в свите горячего ключа — коллекторы III и IV классов. Коэффициент газонасыщенности пород (средние данные) верхней залежи 0,69 и нижней 0,60.

Все месторождения газа, обнаруженные в хадумском горизонте данного района, приурочены к зоне развития песчано-алевритовых пород Центрального и частично Северного Ставрополя. Газоносность в хадумском горизонте связана не только с тектоническим и литологическим факторами, но в значительной степени и с гидрогеологическими условиями хадумского бассейна (Корценштейн, 1960).

Основным объектом разработки на Северо-Ставропольском месторождении служит хадумский горизонт, представленный на месторождении двумя пачками: алевритов и глин. Алевритовая пачка залегает на глубинах 700—750 *м*. Мощность ее максимальна в центральной части Северо-Ставропольской площади и северной части Пелагиадинской, где они составляют 37—47 *м*. Пачка чередования залегает на глубинах 710—850 *м*. Мощность ее достигает 70 *м*. Общая эффективная мощность пород-коллекторов обеих пачек составляет 65—70 *м*. Площадь залежи газа хадумского горизонта 600 *км*<sup>2</sup>. По своему типу залежь близка к массивной. На большей части площади она имеет подошвенную воду. Контакт газ — вода наклонный. Начальное пластовое давление в залежи составляло 66,5 *ат*. Дебиты газа (абсолютные) от 800 тыс. до 5 млн. *м*<sup>3</sup>/*сутки* и более. Пористость пород-коллекторов колеблется в пределах 30—41%. Эффективная пористость в среднем равна 22%, проницаемость от 50 до 1500 *мд*, в среднем 700 *мд*.

В зависимости от содержания пелитовых частиц, снижающих емкостные и фильтрационные свойства, породы хадумского горизонта Ставрополя разделены А. А. Ханиным (1962) на четыре группы: алевриты, алевриты глинистые, алевриты глинистые и алевриты сильно глинистые.

Алевриты, содержащие до 5% пелитовых частиц диаметром меньше 0,01 *мм*, имеют пористость 37—41% и плотность в естественно-структурном состоянии 1,60—1,70 *г/см*<sup>3</sup>. Весьма малые величины плотности указывают на рыхлое и слабо уплотненное состояние алевритов. Абсолютная газопроницаемость таких алевритов колеблется от 800 до 1700 *мд*. Они могут быть отнесены к I и II классам коллекторов с высокой и очень высокой проницаемостью.

Алевриты глинистые, содержащие 5—10% пелитовых частиц, имеют пористость 35—37%, плотность 1,70—1,75 *г/см*<sup>3</sup> и абсолютную газопроницаемость 300—800 *мд*. Они относятся к коллекторам II и III классов с высокой и средней проницаемостью.

Алевриты глинистые, содержащие от 10 до 15% пелитовых частиц, имеют пористость 33—35%, плотность 1,75—1,81 *г/см*<sup>3</sup> и аб-

солютную газопроницаемость 100—300 мд. Они относятся к коллекторам III класса со средней проницаемостью.

Алевриты сильно глинистые. Часть алевритов содержит пелитовых частиц от 15 до 25%, имеет пористость 26—33%, плотность 1,81—1,91 г/см<sup>3</sup> и абсолютную газопроницаемость 10—100 мд. Они относятся к IV классу коллекторов с пониженной проницаемостью. Остальные алевриты содержат пелитовых частиц больше 25%, имеют пористость до 26%, плотность более 1,91 г/см<sup>2</sup> и абсолютную газопроницаемость меньше 10 мд. Они относятся к коллекторам V класса с низкой проницаемостью.

Региональное рассмотрение коллекторов газа хадумского горизонта группы месторождений Центрального Предкавказья (Северо-Ставропольское, Казинское, Сенгилеевское, Кугультинско-Тахтинское, Безопасненское, Расшеватское, Ивановское) показывает, что они представлены алевритами и алевритами в различной степени глинистыми, чаще всего с преобладанием мелкоалевритовой фракции (0,05—0,01 мм). Широко развиты коллекторы различных классов от I, II (Северо-Ставропольское месторождение) до V (Кугультинское месторождение). Порода-коллекторы по своему генезису относятся к морским прибрежным, принесенным донным течением. Пористость открытая (средние данные) колеблется от 31 (Кугультинское, Безопасненское месторождения) до 36% (Северо-Ставропольское месторождение). Абсолютная проницаемость пород от 10 до 700 мд (средние данные). Наиболее проницаемые породы-коллекторы развиты на Северо-Ставропольской площади (алевриты мелкозернистые). Доминирующие поры размером от 10 до 12,5 мк содержатся в них в количестве 60—70%. Крупнозернистые разности алевритов и алевритов имеют иную поровую структуру, в них увеличивается содержание пор более крупных сечений. Коэффициент газонасыщенности для рассматриваемых пород в зависимости от содержания глинистого цемента (монтмориллонитовый состав) колеблется от 0,35—0,45 (Кугультинское, Безопасненское месторождения) до 0,70 (Северо-Ставропольское месторождение).

Хадумские осадки более или менее однородные на Северо-Ставропольской и Пелагиадинской площадях меняют свой фациальный состав в южном, северном, северо-западном и северо-восточном направлениях. Региональный характер изменения физических свойств коллекторов связан с различием литологических фаций хадумского горизонта.

Анализ мощностей II и III газоносных пачек и содержащихся в них коллекторов показывает, что наибольшие мощности приурочены главным образом к западной купольной части Северо-Ставропольского поднятия и зоне пережима слоев между Северо-Ставропольским и Пелагиадинским поднятиями. Полоса максимального развития коллекторов алевритового типа в хадумском горизонте охватывает Северо-Ставропольскую, Пелагиадинскую площади и распространяется от последней к северо-востоку, вдоль юго-восточного склона Кугультинского поднятия, заходя в него с северо-востока

узким заливом. Полоса максимального развития песчанности (коллекторов) в хадумском горизонте Ставрополя, разведанная бурением, охватывает северо-западный склон Невинномысского палеоантиклинория.

В вышелегающих глинистых отложениях майкопской серии также обнаружены зоны развития песчанности. Так, в северных и восточных частях Ставрополя в майкопских отложениях установлены три зоны распространения песчано-алевритовых пачек: Кугультинско-Безопасненская, Мирненская и Прикумская. Некоторые исследователи выделяют в основном две полосы повышенной песчанности в отложениях верхнего майкопа.

Все известные скопления газа, связанные с песчано-алевритовыми пачками и линзами в разрезе майкопа, расположены в Восточно-Ставропольском прогибе.

Промышленная газоносность в верхнемайкопских отложениях установлена на Мирненской площади в VI, II и I песчано-алевритовых пачках (снизу вверх).

Среди продуктивных пород Мирненского газового месторождения преобладают алевриты глинистые с прослоями песчаных алевритов и песчаника мелкозернистого алевритового. Пористость открытая составляет 30% и более, проницаемость колеблется от нескольких десятков миллидарси до нескольких дарси.

Чокракские отложения газоносны на Казино-Грачевской площади ( $16 \times 4$  км). Глубина залегания продуктивной песчаной пачки колеблется от 90 до 240 м. Эффективная мощность пачки составляет от 2 до 11 м. Проницаемость пород изменяется от 850 мд до 4500 мд (на периклинали). Дебит газа от 16 до 112 тыс. м<sup>3</sup>/сутки. В сводовой части складки проницаемость пород пласта составляет 0,85 д и на периклинали 4 д.

В караганских отложениях газоносность связана с линзовидными песчаными прослоями, развитыми в средней части горизонта. Песчаные линзы наблюдаются главным образом в центральных районах Ставрополя (Северо-Ставропольская, Казинская, Каменнобродская и другие площади).

Равнинное пространство Восточного Предкавказья представляет собой платформенный склон Терско-Кумской впадины.

В пределах платформенной части Восточного Предкавказья известен ряд нефтяных (Озек-Суат, Величаевское, Правобережное, Зимняя Ставка, Колодезное, Русский Хутор, Ачикулак, Максимокумское, Сухокумское, Южно-Сухокумское), газонефтяных (Праскокумское, Журавское) и газовых месторождений (Мирненское, Петровско-Благодарненское).

Большинство месторождений этой зоны многопластовые. Нефтеносны породы юры, нижнего мела, верхнего мела, палеогена и неогена. Они включают 22 продуктивных горизонта (средняя юра — чокракский горизонт).

Юрские и нижнемеловые отложения нефтеносны в восточной части Ставрополя. В Озек-Суатско-Южно-Сухокумском районе они

содержат промышленные залежи нефти (месторождения Озек-Суат, Величаевское, Зимняя Ставка, Южно-Сухокумское). В западной части Восточного Предкавказья нефтеносны и газоносны верхнемеловые и в основном палеогеновые отложения (месторождения Прасковейское, Ачикулак, Журавское, Мирненское).

В восточной части Центрального Предкавказья, в Прикумском районе на размытой поверхности фундамента, сложенного метаморфизованными и дислоцированными кремнисто-глинистыми и карбонатно-серицитовыми сланцами палеозойского возраста (условно верхнекаменноугольный — нижнепермский) залегают среднеюрские отложения, содержащие промышленную нефть.

Юрский нефтегазоносный комплекс сложен отложениями средней и верхней (келловей) юры. Наибольшая мощность их в Озек-Суатско-Южно-Сухокумском районе достигают 400 м. К западу и юго-западу от него наблюдается постепенное уменьшение мощности юры за счет выклинивания пластов снизу вверх.

Юрский комплекс отсутствует в районе Прикумской линейной зоны поднятий (Чкаловское, Прасковейское, Правокумское и Ачикулакское локальные поднятия). Среднеюрские отложения представлены в основном песчано-глинистыми породами. Они подразделяются на три комплекса пород, которые разделены между собой поверхностями размыва.

В составе нижнего комплекса преобладают песчаники средне- и крупнозернистые, с прослоями гравелитов и мелкогалечниковых конгломератов. Песчаники сложены плохо отсортированным обломочным материалом, который сильно сцементирован, что отразилось на низких коллекторских показателях этих пород.

Средний комплекс сложен тремя пачками пород, из которых нижняя (IV пласт, являющийся регионально нефтеносным) представлена песчаниками крупно- и среднезернистыми, кварцевыми, с прослоями гравелита.

Верхний комплекс подразделяется на две пачки: нижнюю, песчаную, и верхнюю, глинистую. Нижняя пачка (II нефтеносный пласт) сложена песчаниками кварцевыми грубозернистыми, с прослоями гравелита и глин.

Верхнеюрские отложения развиты преимущественно в южных частях Ставрополя, где они выражены толщей песчаников и доломитов.

В Озек-Суатско-Южно-Сухокумском районе отдельные исследователи выделяют верхнеюрские отложения (келловей) и относят к ним XIII нефтеносный пласт, сложенный в основном известняками и доломитами мощностью 45 м.

Литологически XIII пласт не является однородным и его подразделяют на две части: нижнюю, сложенную песчаниками от тонко- до крупнозернистых в северо-западной части Восточного Ставрополя и известняками на юго-востоке, и верхнюю, повсеместно представленную карбонатными породами.

Породы-коллекторы нижней части пласта, развитые в районе месторождений Озек-Суат и Зимняя Ставка, характеризуются

пористостью от 8 до 18% и проницаемостью от 5 до 150 мд. В пределах Южно-Сухокумского месторождения пористость кавернозных доломитов составляет 6—27%, а проницаемость в редких случаях достигает 2,5 д. На этом месторождении из нижней части пласта XIII при испытании скв. 2 (глубина 3424—3427 м) был получен фонтан нефти дебитом до 250 м<sup>3</sup>/сутки. Однако на ряде месторождений дебиты нефти из нижней части XIII пласта непостоянны и колеблются от 18 до 280 м<sup>3</sup>/сутки.

Верхняя часть XIII пласта представлена карбонатными породами пористостью не более 15% и проницаемостью от 10 до 60 мд. Меловые отложения широко развиты в Восточном Предкавказье. Наибольший промышленный интерес с точки зрения поисков нефти и газа представляют отложения нижнего мела. Нефтеносность нижнемелового комплекса приурочена к нижней части разреза. Площадь распространения нефтеносности в нижнемеловых отложениях четко ограничивается Озек-Суатской зоной погребенного поднятия.

Разрез нижнего мела подразделен на две части: нижнюю, представленную терригенно-карбонатными породами готерив-барремского возраста, и верхнюю, сложенную терригенными отложениями аптского и альбского ярусов. В разрезе нижнего мела выделено 12 песчаных пластов (I—XII сверху вниз). Промышленная нефтеносность установлена в XII, X, IX, VIII, VI, V, IV и I пластах. Наиболее крупные скопления нефти в нижнемеловых отложениях приурочены к IX, VIII, VI, V, IV и I песчаным пластам. Мощность отложений нижнего мела с востока на запад уменьшается от 800 м в Прикумском районе до 20 м в Центральном Ставрополье в связи с последовательным выпадением из разреза нижних горизонтов.

Породы-коллекторы, слагающие XII пласт (готерив — баррем) мощностью 10—25 м, представлены песчаниками мелкозернистыми и алевролитами с пористостью открытой от 13 до 24% и проницаемостью до 2800 мд. Дебит нефти из этого пласта на Южно-Сухокумском месторождении (скв. 2, глубина 3389—3399 м) через 6-мм штуцер составил 102 м<sup>3</sup>/сутки и газа 5000 м<sup>3</sup>/сутки.

Одним из основных продуктивных горизонтов является IX песчаный пласт (баррем). Он сложен песчаниками разномелкозернистыми, карбонатными, с прослоями оолитовых известняков.

Песчаники характеризуются пористостью открытой от 17 до 30% и проницаемостью от 35 до 1600 мд. Пористость и проницаемость пород возрастают в северо-западном направлении к древней береговой линии от месторождений Южно-Сухокумского и Озек-Суат (пористость 17—20%, проницаемость 35—400 мд) к месторождениям Величаевскому и Зимней Ставке (пористость 22—30%, проницаемость 1600 мд).

VIII пласт (апт) мощностью от 10 до 35 м также является одним из основных продуктивных пластов Озек-Суатско-Южно-Сухокумского района. На территории Восточного Ставрополья VIII пласт развит повсеместно. Он представлен чередованием песчаников мелкозернистых, алевролитов и глин песчаных. Песчаные прослои



(обычно до четырех) имеют мощность по 5—10 м и часто по площади замещаются глинами. Песчаные породы-коллекторы характеризуются пористостью открытой 21—33% и проницаемостью от 10 до 1800 мд.

VI и V пласты (апт) сложены мелко- и среднезернистыми песчаниками с прослоями глин, а пласт IV (альб) песчаниками мелкозернистыми, переслаивающимися с алевролитами и глинами.

Песчаные породы характеризуются литологической изменчивостью. Наибольшие мощности песчаных пород VI пласта выявлены в северо-западной части Озек-Суатского района (30—40 м), тогда как в восточной части его она сокращается (10—15 м). Так же закономерность в изменении мощности песчаных отложений характерна для V и IV пластов.

I пласт (альб) с меняющейся мощностью от 60 до 170 м представлен песчаниками мелкозернистыми с прослоями алевролитов и глин. На Величаевской площади дебит нефти из I пласта оказался равен 100 м<sup>3</sup>/сутки.

Промышленная нефтеносность пластов IX, VIII, VIIa, VI, V и IV установлена на Колодезной площади, где получены притоки нефти с дебитом 100—156 м<sup>3</sup>/сутки. IV пласт характеризуется пористостью открытой 17,6% и проницаемостью — 73 мд, V пласт соответственно — 18% и 47 мд, VI пласт — 15% и 12 мд, VIIa пласт — 12,4% и 53 мд, VIII пласт — 16,8% и 53 мд, IX пласт — 17% и 21 мд; остаточная водонасыщенность в среднем равна 42%.

На нефтегазоконденсатном месторождении Русский Хутор продуктивны VIII и IX пласты нижнего мела, а также II и XIII пласты юры. VIII пласт (апт) сложен чередованием песчаников, алевролитов, глин, аргиллитов, с редкими прослоями гравелитов. Породами-коллекторами в основном являются песчаники мелкозернистые, алевролиты крупнозернистые, песчано-глинистые, реже песчаники среднезернистые с гравием.

Пористость открытая проницаемых пород колеблется от 10 до 25%, в среднем она равна 19,3%; пористость эффективная — от 11 до 17%, средняя эффективная пористость 14,5%; проницаемость от 3 до 1180 мд; обычно проницаемость составляет 40—300 мд.

IX<sub>а</sub> и IX пласты (баррем) сложены песчаниками мелкозернистыми, алевролитами и алевропесчаниками. Породы-коллекторы характеризуются пористостью открытой от 17 до 30%, средняя пористость 21—25%, пористость эффективная — 4—17%, средняя эффективная пористость 15%, проницаемость от 6 до 500 мд, средняя 200—300 мд.

Породы XIII пласта (верхняя юра) изучены в меньшей степени. Пласт сложен чередующимися известняками, доломитами кавернозными, песчаниками и алевролитами известковистыми и гравелитами. Пористость открытая составляет от 7 до 17%, проницаемость изученных образцов составляет доли миллиарда.

II пласт (байос — бат средней юры) представлен песчаниками мелко- и среднезернистыми переслаивающимися с алевролитами

и глинами. Пористость пород-коллекторов колеблется от 10,5 до 17%, пористость эффективная в среднем составляет 7%, проницаемость 0,4—100 мд.

Верхнемеловые отложения представлены главным образом известняками, мергелями с прослоями глин и псичим мелом. В Предкавказье они широко распространены.

В трещиноватых карбонатных породах верхнего мела промышленная нефть установлена на Прасковейском месторождении (дебиты колеблются от 2 до 55 м<sup>3</sup>/сутки). Признаки нефтеносности известны на площадях Величаевская и Зимняя Ставка.

Трещинные коллекторы верхнего мела Прасковейской площади изучались Н. П. Фурсовой и Л. С. Бондаренко (1963) в больших плоскопараллельных шлифах по методике ВНИГРИ и другими методами. Трещинная пористость 0,2% и трещинная проницаемость 136 мд. Среднее значение открытой пористости пород 5,7%, плотность 2,54 г/см<sup>3</sup> и карбонатности 72%. К зонам перерывов в осадконакоплении приурочены участки с повышенной трещиноватостью, к ним же приурочены промышленные скопления нефти и газа.

В Восточном Ставрополье нефтеносна свита горячего ключа палеоцена главным образом в Прикумской зоне поднятий (площади Прасковейская, Ачикулак). Породами-коллекторами нефти служат в основном трещиноватые аргиллиты и мергели и отчасти алевролиты глинистые. Пористость открытая трещинных пород-коллекторов достигает 8%, а проницаемость — 140 мд. На Прасковейской площади из подобных пород получены притоки нефти дебитом от 1 до 35 м<sup>3</sup>/сутки, а на Правокумской — дебитом 3—4 м<sup>3</sup>/сутки.

Отложения эоцена мощностью от 100 до 650 м включают в себя три свиты: черкесскую, кумскую и белоглинскую. Черкесская свита представлена аргиллитами с прослоями глинистых алевролитов и песчаников. Максимальная мощность свиты достигает 375 м в районе Мирненской площади. К востоку от Мирненской площади мощность свиты уменьшается, в разрезе ее значительно снижается роль песчано-алевритовых прослоев. Кумская свита сложена бурыми известняками и мергелями. Белоглинская свита состоит из мергелей и карбонатных белых глин.

Промышленная нефтеносность черкесской свиты связана с трещиноватыми породами. На Прасковейской площади дебиты нефти из трещинных коллекторов составляют от 5 до 100 м<sup>3</sup>/сутки.

Нефтеносность в отложениях кумской и белоглинской свит в Восточном Ставрополье связана с развитием трещиноватости. Промышленные притоки нефти из пород верхнего эоцена известны на Прасковейской и Ачикулакской площадях, дебиты составляют от 1 до 9,4 м<sup>3</sup>/сутки для пород кумской свиты и от 0,8 до 1,5 м<sup>3</sup>/сутки для пород белоглинской свиты. Наиболее трещиноватые зоны, с которыми связаны нефтяные залежи в палеогене Прасковейского поднятия, располагаются не на современном своде структуры, а на ее юго-восточной периклинали.

Майкопские отложения в Восточном Ставрополье представлены толщей глин мощностью от 1300 до 1630 м, содержащей прослой алевролитов и глинистых песчаников. Число алевролитовых пачек к востоку увеличивается до 7—8 в Озек-Суатско-Южно-Сухокумском районе, причем мощность отдельных алевролитовых пачек возрастает до 60—80 м.

Нижняя часть майкопа сложена хадумским горизонтом, регионально газоносным в северо-западной части Ставрополья. Хадумский горизонт в пределах Восточного Ставрополья имеет мощность от 40 до 100 м. Он представлен главным образом глинами и мергелями с тонкими прослоями алевролитов глинистых.

Нефтеносность хадумского горизонта установлена на площадях Прасковейской, Ачикулак, Камыш-Бурун и Озек-Суат. Скопления нефти приурочены в основном к зонам развития трещиноватости в породах, пористость которых не превышает 10% и проницаемость 90 мд. Дебиты нефти на месторождении Ачикулак составляют от 0,8 до 25 м<sup>3</sup>/сутки и на месторождении Озек-Суат — от 4 до 12 м<sup>3</sup>/сутки. На Журавской площади приурочены притоки нефти дебитом 1—2 м<sup>3</sup>/сутки.

В пределах Озек-Суатского района, несмотря на довольно большое число и мощность алевролитовых и песчаных пластов в майкопской серии, признаков нефти и газа пока не было обнаружено. По промыслово-геофизическим данным песчаные пласты майкопа водоносны.

Для палеогенового нефтеносного комплекса в Восточном Ставрополье характерна связь скоплений нефти с зонами трещиноватости пород. Гранулярные коллекторы имеют подчиненное значение. Большинство скважин характеризуется невысокой продуктивностью и непостоянством дебитов.

В строении неогенового нефтегазоносного комплекса в Восточном Ставрополье участвуют отложения нижнего, среднего, верхнего миоцена и плиоцена, представленные толщей терригенно-карбонатных пород мощностью до 1700 м на востоке (Озек-Суат).

На территории Восточного Ставрополья в отложениях неогена известен один газоносный горизонт, приуроченный к чокракским отложениям, представленным чередованием песчаных и глинистых прослоев. Мощность чокракского горизонта колеблется от 20 (Садовская площадь) до 110 м (Чкаловская площадь). Газоносность чокракского горизонта установлена на Прасковейской и Журавской площадях.

В пределах Прасковейской площади выявлены две относительно небольшие залежи в нижней и верхней пачках песчано-алевролитовых пород. Пористость открытая пород-коллекторов составляет около 15%, а проницаемость изменяется от 2 до 125 мд. Наибольшие дебиты газа (до 240 тыс. м<sup>3</sup>/сутки) связаны с нижней пачкой. На Журавской площади газоносный продуктивный пласт сложен глинистыми алевролитами и залегает на глубинах 550—570 м. Дебиты газа колеблются от 11,8 до 61 тыс. м<sup>3</sup>/сутки.

В недрах Сунженского, Мало-Кабардинского и Терского хребтов Восточного Предкавказья выявлены крупные скопления нефти в известняковой толще верхнего мела (Карабулак-Ачалуки, Заманкул, Малгобек-Алиюрт и Хаянкорт). Установлена зависимость развития системы трещин от тектонического строения складки. Наиболее интенсивная трещиноватость приурочена к осевой зоне антиклинали.

Промышленные притоки нефти на Карабулакско-Ачалукском месторождении получены из верхнемеловых отложений, представленных плотными трещиноватыми известняками общей мощностью 240—330 м. Известняки содержат редкие и тонкие прослой глини.

По данным В. М. Николаева (1959), М. С. Багова и Б. Ф. Ремнева (1959), керны известняков верхнего мела Карабулакско-Ачалукской площади обладают открытой пористостью от 1 до 8% и проницаемостью, не превышающей 0,075 мд. Содержание остаточной воды, измеренное по четырем образцам, оказалось равным 100%.

Г. И. Гориным и Г. А. Алексиным (1961) при рассмотрении методики разработки верхнемеловой залежи нефти Карабулак-Ачалукского месторождения были даны следующие характеристики пород известняковой толщи: а) верхняя часть мощностью 50—70 м на контакте с покрывкой — трещинная пористость известняковых пород 0,09%, раскрытость трещин 23 мк, расстояние между трещинами 3,2 мм и трещинная проницаемость 85 мд; б) нижняя часть мощностью 25—35 м в подошве толщи — трещинная пористость составляет 0,013%, трещинная проницаемость 1,1 мд, раскрытость трещин 10 мк и расстояние между трещинами 7,1 мм.

В. Н. Майдебор (1959) подсчитал первоначальные запасы нефти на месторождении Карабулак-Ачалуки в трещинных коллекторах, применив приближенный метод оценки, основанный на падении пластового давления в процессе опытной эксплуатации скважин. Одновременно с этим был вычислен коэффициент трещиноватости (нефтенасыщения), который оказался равным 0,47—1,79%. Этот же коэффициент, вычисленный по геофизическим данным, колеблется от 0,03 до 4%.

Густота трещин зависит от степени окремнения и содержания нерастворимого остатка в известняках, а также от их структуры (Булач, 1961). Л. П. Гмид (1963) указывает, что наличие глинистого вещества бейделлитового и монтмориллонитового состава из нерастворимого остатка верхнемеловых известняков Карабулакского месторождения сказалось на увеличении в них трещиноватости и вторичной пористости.

И. А. Конюхов (1958) выделяет в мезозойских осадках Восточного Предкавказья песчано-алевритовые породы, представляющие интерес как коллекторы. Эти породы выделяются в нижнем и верхнем аалене, бате и байосе средней и нижней юры, в отложениях готерива, апта и альба нижнего мела. Наибольшее количество хорошо отсортированных и малокарбонатных песчано-алевритовых

пород нижнего мела приурочено к районам Центрального Дагестана и западным районам Восточного Предкавказья (Минераловодская зона). Реже они встречаются в районах южного Дагестана (восточная и западная антиклинальные зоны) и почти полностью отсутствуют на северном склоне в районах северо-западного Дагестана и восточной части Грозненской области. В результате анализа коллекторских свойств пород и общей литологической характеристики И. А. Конюхов выделяет наилучшие коллекторские толщи (песчаники и алевролиты) в альбском, аптском ярусах, в меньшей степени — в верхнебарремском подъярусе.

К северо-западной части Средне-Каспийского нефтегазоносного бассейна относится зона погребенного кряжа Карпинского. В восточной его части выделяются четыре антиклинальные зоны (с юга на север): Краснокамышанская, Ачинеро-Каспийская, Олейниковско-Промысловская и Новогеографическая. К этим зонам приурочены месторождения Олейниковское, Промысловское, Межевое и др.

В нижнемеловых отложениях на рассматриваемой территории выделяется несколько зон распространения пород-коллекторов. В северо-восточной части района развиты породы-коллекторы II и III классов; на большей части территории развиты коллекторы III и IV классов; в наиболее северной части района развиты коллекторы IV и V классов.

На Каспийской площади в отложениях бата — байоса были отмечены признаки нефти. Изучение песчаных отложений в разрезе бата — байоса на Каспийской, Красно-Камышанской, Салхинской и Меклетинской площадях позволило выделить породы-коллекторы различных классов. Песчаники мелкозернистые относятся к коллекторам V, IV и III классов; песчаники разномелкозернистые, слабоуплотненные — к коллекторам I, II, III и IV классов.

Песчаники мелкозернистые характеризуются пористостью открытой от 16,7 до 22,5%, пористостью эффективной от 6 до 14% и проницаемостью от 3 до 230 мд. В песчаниках разномелкозернистых пористость открытая равна 18—24%, пористость эффективная 10—18% и проницаемость от 60 до 1860 мд. Общая суммарная мощность песчаных коллекторов в приведенных выше разрезах средней юры составляет от 50 до 150 м.

### **Восточная часть Средне-Каспийского нефтегазоносного бассейна — Южно-Мангышлакско-Устьюртская нефтегазоносная область**

В состав восточной части Средне-Каспийского бассейна входит Южно-Мангышлакско-Устьюртская впадина, к которой приурочена одноименная нефтегазоносная область, протягивающаяся в пределах суши на 500 км при максимальной ширине в прибрежной части Каспийского моря 200 км и на востоке до 100 км.

В Южно-Мангышлакско-Устьюртской нефтегазоносной области выявлено четыре крупных месторождения — Жетыбайское, Узеньское, Тенгинское и Шахпахтинское.

Жетыбайское и Узеньское месторождения приурочены к северному борту Южно-Мангышлакского прогиба. Получение промышленной нефти на месторождении Жетыбай и газа на месторождении Узень свидетельствует об открытии новой крупной нефтегазоносной провинции в пределах южной части Мангышлака. Основными структурными элементами Южно-Мангышлакского района являются Бекебашкудукский вал, занимающий северную часть района, и Южно-Мангышлакский прогиб, охватывающий южную его часть. Бекебашкудукский вал представляет собой крупное поднятие субширотного направления, длиной свыше 200 км и шириной до 25 км. Вдоль свода вала располагается ряд локальных структур. Промышленно нефтеносны породы юры — палеогена. Перспективы получения нефти связывают также с отложениями нижней части юры и рэта — лейаса (горизонты XVIII—XXVIII).

Месторождение Жетыбай представляет собой крупную пологую брахиантиклинальную складку субширотного простирания длиной (по подошве неокома) 23,5 км и шириной от 4,1 км в восточной части до 6,0 км в западной части. Складка характеризуется обширным плоским сводом и пологими крыльями. На северном крыле угол падения пород  $1^{\circ} 30'$  и на южном до  $3^{\circ}$ . Высота структуры достигает 115 м.

Нефтегазоносны в разрезе Жетыбайской площади юрские (средняя юра и келловей) и меловые (часть неокома, апт, альб) отложения. Нижний мел вскрыт в интервале глубин 530—1378 м, верхняя юра — в интервале 1378—1830 м, средняя юра — в интервале 1830—2561 м.

Основными нефтеносными отложениями являются юрские мощностью до 895 м. В разрезе мезозойских нефтеносных отложений выделяют 28 нефтяных горизонтов, сложенных песчано-алевритовыми породами. Мощность каждого горизонта колеблется от 26 до 66,5 м. В каждом нефтяном горизонте отмечается до восемнадцати нефтяных пластов и пропластков мощностью до 13 м каждый. Горизонты разделяются пачками глинистых пород мощностью от 5,5 до 23,5 м. Нефтеносные пласты литологически изменчивые и только часть из них хорошо выдерживается по всей площади месторождения.

Верхний продуктивный этаж газоносный и представлен нижнемеловыми отложениями. К нему приурочено 12 продуктивных горизонтов. К юрским отложениям относят 13 продуктивных горизонтов и к триасовым — три горизонта. Верхние двенадцать горизонтов характеризуются как газовые, при этом в XII горизонте предполагается наличие нефтяной оторочки. Горизонты с XIII по XVII нефтеносны, а нижние одиннадцать горизонтов (XVII—XXVIII) рассматриваются как возможно нефтеносные.

Газовый и нефтяной этажи разделены толщей глинисто-мергелистых отложений верхней юры мощностью около 100 м на своде и до 180 м на крыльях.

Разрез отложений по керну изучен слабо. Наиболее полно изучены горизонты XIII—XVII в центральной части складки.

По данным БКЗ истинное сопротивление нефтяных пластов изменяется от 11 до 150 *ом·м*.

Коллекторские свойства изучались на сравнительно небольшом количестве образцов керна песчано-алевритовых пород. При этом было установлено, что пористость 14,2% является нижним пределом для промышленно продуктивных пород XIII—XVII горизонтов месторождения. В. А. Иванов и В. Г. Храмова, рассматривая кривые фазовых проницаемостей для воды и нефти, а также зависимости между пористостью и водонасыщенностью для капиллярных давлений от 1 до 3 *ат*, установили нижний предел пористости продуктивных коллекторов для сухой части залежи равным 14,6% (породы байосского яруса).

Нефтяные пласты характеризуются тонкой перемежаемостью слоев песчано-алевритовых пород различного литологического состава. Широко развито взаимное замещение пород как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях.

XIII горизонт общей мощностью около 69 *м*, представлен слабоцементированными песчаниками, алевролитами, чередующимися с глинами. Продуктивные пласты часто замещаются глинами и выклиниваются. Количество песчано-алевритовых крупных прослоев достигает двух-четырех, причем мощность каждого из них колеблется в пределах 0,6—2—3 *м*. Карбонатность пород составляет около 4%, пористость открытая 22,7%, проницаемость 250 *мд* (по данным изучения керна и испытания скважин), коэффициент нефтенасыщенности по геофизическим измерениям равен 0,67 и определенный методом центрифугирования — 0,73. Некоторые исследователи считают вполне вероятным развитие в породах трещин. Коллекторские свойства горизонта улучшаются к югу и юго-востоку структуры.

XIV горизонт общей мощностью 50 *м* характеризуется чередованием мощных прослоев мелкозернистых песчаников с тонкими пропластками песчаных глин. В пределах горизонта выделяется от 2 до 5 пластов средней мощностью 5—6 *м*. Карбонатность пород в среднем равна около 1,5%. Пористость открытая, изученная по керну, равна 24% и по геофизическим данным — 23%. Проницаемость составляет 320—430 *мд*, коэффициент нефтенасыщенности по геофизическим измерениям равен 0,73 и определенный по остаточной воде — 0,75. Дебиты нефти при фонтанировании скважин достигали до 88 *т/сутки*.

XV горизонт общей мощностью 25—30 *м* представлен переслаиванием песков, мелкозернистых песчаников, алевролитов и глин. Карбонатность пород составляет 4%, пористость открытая в среднем 23%, проницаемость 270—190 *мд*, коэффициент нефтенасыщенности, определенный по остаточной воде, 0,73. Все скважины при опробовании фонтанировали нефтью с дебитами 27—188 *т/сутки*.

XVI горизонт общей мощностью 20—25 *м* преимущественно представлен мелко- и среднезернистыми песчаниками. Горизонт в основном сложен одним монолитным пластом, кое-где расчлененным на два пласта. В целом горизонт является выдержанным

и однородным по составу. Карбонатность пород составляет 1,8%, пористость открытая в среднем равна 22,3%, проницаемость 116—175 мд, коэффициент нефтенасыщенности 0,71. Дебит нефти при фонтанировании колебался от 23 до 118 м<sup>3</sup>/сутки.

XVII горизонт общей мощностью 50 м представлен чередованием песчаников, алевролитов и глин. Горизонт состоит из трех основных пластов, из которых наиболее выдержанным является верхний. Карбонатность пород составляет 2,5%, пористость открытая в среднем равна 23,3%, проницаемость 270—300 мд, коэффициент нефтенасыщенности 0,73. В скв. 8, 13 получены фонтаны нефти с дебитом 27—93 т/сутки.

Коэффициент продуктивности скважин 0,81—7,5 т/сутки/ат, что вызывает необходимость создания высоких депрессий. Последнее, по мнению М. А. Жданова, свидетельствует о более низких значениях проницаемости, чем значения, установленные по керну.

Месторождение Узень представляет собой крупную пологую, вытянутую в субширотном направлении брахиантиклинальную складку длиной (по подошве неокома) 24 км и шириной 7,7 км. Углы падения пород на южном крыле 2—8° и на северном 1—2°. Высота Узеньской структуры по подошве турона составляет 120 м. В пределах структуры выявлены два этажа нефтегазоносности: нижний юрский, нефтяной и верхний, меловой, газоносный.

В разрезе юры и мела зафиксировано около 105 пластов и пропластков, объединяемых в 22 продуктивных горизонта, половина из которых (нижнемеловые) чисто газовые, с суммарной средней эффективной мощностью около 50 м. Продуктивные горизонты юры характеризуются суммарной средней эффективной мощностью 113 м.

Меловые продуктивные горизонты (I—XII) относятся к сеноману, альбу и неокому. В продуктивных горизонтах наблюдается довольно значительная литологическая изменчивость песчано-алевритовых пород.

Горизонты I, III, VI—VIII, X, XII в направлении от свода к крыльям структуры значительно меняют суммарную эффективную мощность. Нередко на крыле структуры горизонты совершенно выклиниваются (II, V, XI), что свидетельствует о сложных условиях распределения газовых залежей.

Нефтеносные пласты (XIII—XXII горизонты) приурочены к песчаным прослоям средней юры (за исключением XIII горизонта, относящегося к отложениям келловоя). Эти пласты также характеризуются значительной литологической изменчивостью слагающих их отложений (переслаивание песчаников, глин, алевролитов). Узеньский разрез отложений слабо представлен керном. В изученных образцах керна пористость равна 20%.

В Ассаке-Ауданском прогибе на площади Шахпахты в 1965 г. в скв. 2 был получен промышленный приток газа (дебитом около 3 млн. м<sup>3</sup>/сутки) из отложений средней юры (Дикенштейн и др., 1965).



Закономерности изменения физических свойств пород-коллекторов в отложениях юры и нижнего мела Южного Мангышлака проанализированы в работе О. А. Черникова (1965). Песчано-алевритовые породы-коллекторы сложены полимиктовыми разностями. В составе кластической части содержится повышенное количество сильно измененных обломков глинистых, эффузивных пород, зерен полевых шпатов, слюд, раскристаллизованных обломков вулканического стекла. Зерна кварца, обломки кремнистых и интрузивных пород присутствуют в подчиненном количестве. В песчано-алевритовых породах встречены минеральные новообразования, состоящие из сидерита, глауконита, пирита, фосфатных и титанистых минералов, каолинита, доломита и др. Это указывает на изменение величины окислительно-восстановительного потенциала рН среды, при которой происходило формирование перечисленных минеральных новообразований. В их распределении отмечается определенная зональность по разрезу юры и нижнего мела. Так, сидерит встречается по всему разрезу; глауконит приурочен к верхней части разреза; регенерационный кварц и полевые шпаты — к породам доальбского возраста и т. д.

Вторичные преобразования в песчано-алевритовых породах приводят, как правило, к уменьшению коллекторских показателей.

О. А. Черниковым было замечено, что интенсивность процессов изменения пород одинакового состава зависит от глубины их залегания. Благоприятными коллекторами пористостью более 10% и проницаемостью свыше 1 мд являются породы, содержащие не менее 65% терригенных песчано-алевритовых компонентов. Одним из основных факторов, влияющих на пористость песчаников и алевритов месторождения Узень, является карбонатность. Следовательно, применение методов соляно-кислотной обработки призабойной зоны скважин может улучшить проницаемость, что повысит приток пластовых флюидов.

## Глава XIV

### ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ КАРАКУМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА

Каракумский нефтегазоносный бассейн на западе граничит со Средне-Каспийским нефтегазоносным бассейном, на юге — со складчатым сооружением Копет-Дага, на востоке — с Гиссарским горным сооружением и на севере — Кызылкумами. В пределах Каракумского бассейна выделяют Центрально-Каракумскую, Мургабскую и Амударьинскую (Бухаро-Хивинскую) нефтегазоносные области.

#### Центрально-Каракумская нефтегазоносная область

Область приурочена к Центрально-Каракумскому своду длиной 220 км и шириной 180 км, расположенному в центральной части Туркмении. В центральной части свода выделяется крупное Зеагли-Дарвазинское куполовидное поднятие. В районе поселков Северный Завод и Дарваза палеозойский фундамент залегает на глубинах 1600—2200 м (Габриэлянц, 1965). На западном, южном и восточном склонах Центрально-Каракумского свода выделяется система тектонических разрывных нарушений, отражающаяся в осадочном чехле.

Зеагли-Дарвазинское поднятие осложнено большим числом мелких структур, к которым приурочены газовые залежи типа пластово-сводовых, часто литологически или тектонически экранированные.

Промышленно газоносные пласты на месторождении вскрыты в интервале 230—1138 м в отложениях мела. Продуктивные горизонты средней эффективной мощностью 3—5 м связаны с породами-коллекторами, представленными песчаниками мелкозернистыми, полевошпатово-кварцевыми и алевролитами песчаными. Многие песчаные пласты по простиранию замещаются плотными алевролитами и глинами.

По своему происхождению породы-коллекторы относятся к прибрежно-морским осадкам. Различие в цементации и литологической изменчивости пород-коллекторов сказались на величине коллекторских показателей. Так, пористость открытая изменяется от 20 до

32%, пористость эффективная — от 12 до 21%, проницаемость — от 30 до 1000 мд; коэффициент газонасыщенности в среднем составляет 0,60—0,65. Породы-коллекторы относятся к I, II, III и IV классам, IV класс преобладает.

В мощной толще альба распространены слои глин алевроитовых, плотных, слабослюдястых, часто известковистых. Пески, песчаники, алевролиты и алевроиты серого и зеленовато-серого цвета, мелкозернистые, разномзернистые, кварцево-глауконитовые. Среди песчаников и алевролитов преобладают несцементированные и слабо сцементированные разности.

Основные запасы газа сосредоточены в западной части месторождения на Шиих-Дарвазинской и Топджульбинской площадях. Шиих-Дарвазинская площадь охватывает четыре куполовидные складки: Дарвазинскую, Тақырскую, Шиихскую, Пришиихскую.

На Зеагли-Дарвазинском месторождении выделяется 20 газоносных пластов (Габриэлянц, 1965), приуроченных к отложениям апта, альба, сеномана и турона. Мощность пластов колеблется от 1,5 до 16 м. Промышленное значение имеют 14 пластов (I, II, IIa, III, IIIa, IV, IVa, IVб, IVв, V, Va, VI, VIa, VII).

Наиболее мощные газоносные пласты имеют общий для нескольких структур контур газоносности и единый газоводяной контакт. Пласты сложены песками, рыхлыми мелкозернистыми песчаниками и глинистыми алевролитами и характеризуются значительной литологической изменчивостью по площади.

Сеноманские отложения характеризуются также большой мощностью. Они представлены чередованием глинистых алевролитов, песков кварцево-глауконитовых, известковистых, с редкими прослоями глин и маломощных песчаников. В них выделяют пласты В<sub>1</sub> и В. Туронские отложения представлены в основном песчано-алевроитовыми породами, которые перекрыты мергелями и известняками коньякского, сантонского, кампанского, маастрихтского и датского ярусов. В туронских отложениях выделяют пласты А и Б. В настоящее время в них выявлены незначительные притоки газа.

### Мургабская нефтегазонасыщенная область

Область расположена в Юго-Восточной Туркмении. С севера она граничит с Заунгузскими Каракумами, с востока и запада — с реками Теджен и Аму-Дарья, с юга — с Афганистаном и Ираном. В юго-восточной окраинной части эпигерцинской платформы расположена Мургабская впадина, в которой выделяется ряд крупных структурных элементов, таких как Карабильская зона поднятий, Байрамалийский вал, Репетек-Келифская зона поднятий, Еланский и Тахтабазарский выступы и др. В зонах поднятий находятся группы локальных структур — брахиантиклинальных складок, к которым приурочены газовые месторождения Байрам-Али, Ислим, Шарапли, Кушкинское.

Нефтегазопроявления и промышленные притоки газа установлены в отложениях юрского и мелового возрастов. В процессе бурения

газопроявления установлены в нижне- и среднеюрских отложениях на Карачопской и Ислимской структурах, а нефтегазопроявления — на Байрамалийской и Шараплинской структурах.

Промышленная газоносность выявлена на структуре Ислим. Нефтепроявления на ряде разведочных площадей отмечены в карбонатных отложениях надсолевой толщи шараплинской свиты верхней юры, а также гаурдакской свиты (Дикенштейн и др., 1965).

На Байрамалийской площади в отложениях неокома вскрыта крупная по запасам газовая залежь. Продуктивный горизонт мощностью 60—70 м сложен песчаниками мелкозернистыми, глинистыми, слабоизвестковистыми, со средней открытой пористостью 18% и проницаемостью 30 мд. Начальное пластовое давление составляет 313 ат.

На газовом месторождении Карачоп продуктивными породами являются известняки маастрихтского яруса, с пористостью открытой 2—4%.

### **Амударьинская (Бухаро-Хивинская) нефтегазоносная область**

Область расположена в пределах Бухарской, Каршинской, Сурхандарьинской, Хорезмской областей Западного Узбекистана и Чарджоуской, Марыйской и Ташаузской областей Восточной и Северной Туркмении (Дикенштейн и др., 1965). Характерной чертой строения Амударьинской впадины, к которой приурочена Амударьинская нефтегазоносная область, является ступенчатый характер ее северо-восточного и западного бортов.

Одной из перспективных нефтегазоносных зон является Бухарская ступень, характеризующая определенную ступень погружения Амударьинской впадины с северо-востока на юго-запад. Ступенчатое погружение фундамента прослеживается и к юго-западу от Бухарской ступени (Чарджоуская и Багаджинская ступени). Бухарская ступень располагается к югу и юго-западу от хребтов Кульджуктау и Зирабулак-Зиаэтдинского. Вдоль нее выделяются Мешеклинский, Янгиказганский, Газлинский, Каганский и Мубарекский выступы, разделенные прогибами.

В Амударьинской нефтегазоносной области отложения мела и юры образуют одну мощную продуктивную толщу, подразделяемую на два этажа: нижний, охватывающий юрские отложения, и верхний, выраженный меловыми поднятиями.

В разрезе продуктивной толщи регионально развиты 19 горизонтов, сложенных проницаемыми породами. Промышленные залежи газа обнаружены в XVIII, XVII, XIV, XIII, XII, XI, X и IX, залежи конденсата — в XV, XIII, XII и XI и газонефтяные залежи — в XVIII, XVII, XV и XIII горизонтах.

XVIII горизонт характеризуется резкой невыдержанностью слагающих его песчаных и глинистых пластов по основным направлениям. К северу от Каракульского прогиба на Газлинском поднятии отложения XVIII горизонта отсутствуют.

В зоне Чарджоуской ступени отложения XVIII горизонта представлены переслаиванием песчаников, гравелитов, алевролитов и ар-

гиллитов. Пористость пород не превышает 15%, проницаемость 5—18 мд. На Мубарекском поднятии к XVIII горизонту приурочены промышленные скопления газа. Среди пород широко распространены коллекторы III и IV классов. Пористость равна 16—20%, проницаемость 50—200 мд (преобладают значения 200 мд), пористость эффективная 8—14%.

XVII горизонт сложен терригенными сильно уплотненными породами, сцементированными глинистым и глинисто-известковым цементом. Разрез представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, глин, гравелитов и аргиллитов.

На площадях Шур-Сай, Кызылрават, Майдаджой, Хаджихайрам, Учкыр и других развиты породы-коллекторы III и IV классов. На площадях Зеравшан, Памук, Айзават, Северные Камашы, Култук, Зекры и других развиты коллекторы IV и V классов. В пределах Газлинского поднятия XVII горизонт полностью отсутствует.

В юрских отложениях Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области выделяется три основных продуктивных горизонта: XVII в терригенных отложениях ниже- и среднеюрского возраста; XVI и XV в известняках верхней юры. В средней части известняковой толщи иногда выделяется горизонт рухляков XVa. На некоторых месторождениях в терригенной юре выделяются XVIII и XX горизонты. Карбонатные отложения представлены известняками и доломитами с прослоями ангидритов, глин и песчано-алевритовых пород. Мощность верхнеюрских отложений изменяется от 50 до 300 м.

В Каракульском прогибе, в 87 км к югу от г. Бухары, на Уртабулакской площади скв. 11 при забое 2408 м (XV горизонт верхней юры) из трещиноватых известняков дала фонтан газа дебитом около 1 млн. м<sup>3</sup>/сутки.

В пределах Каганского выступа залежи, связанные с юрскими отложениями, выявлены на структурах Сеталантепинской (XVII и XVI горизонты), Джаркакской (XV), Сарыташ-Караулбазарской (XV и XVa), Акджарской (XX, XVIII, XVII, XVI), Шурчинской (XVII, XVI, XV), Мамаджургатинской (XV), Юлдузкакской (XVII, XVI).

В районе Мубарекского выступа залежи обнаружены на структурах: Северо-Мубарекской (XVII, XVI, XVa), Карабаирской (XVa), Хаджихайрамской (XVa), Карактайской (XV), Кызылраватской (XVI) и др. В большинстве случаев залежи являются газовыми или газовыми с нефтяной оторочкой. Обнаружена газоконденсатная залежь (Северный Мубарек, XVII горизонт) и нефтяные залежи с газовыми шапками (Джаркак, Шурчи, Акджар, Южный Мубарек, Северный Мубарек и др.).

В пределах Бухарской ступени к изучению юрских отложений приступили сравнительно недавно. Изучение З. С. Ибрагимовым (1960) пород известняковой свиты верхнего отдела юрской системы из естественных обнажений, развитых в юго-западных отрогах Гиссара (Куштанг, Байсун), позволяет говорить о их высокой трещиноватости.

Преобладающая раскрытость трещин в известняках составляет 50—55 мк. Густота трещин равна 34—48.

Изучение карбонатных пород в разрезах верхней юры западной части Узбекистана, проведенное И. А. Щербаковой (1961) на месторождениях Джаркак, Караул-Базар, Сарыташ и других, показало, что наиболее распространены открытые трещины, характеризующиеся шириной от 0,01 до 0,05 мм и слабой извилистостью.

Пористость пород колеблется от 1 до 10%, плотность 2,39—2,90 г/см<sup>3</sup>, проницаемость менее 1 мд, а по промысловым данным на площадях Караул-Базар 59 мд, Джаркак 20 мд, Сарыташ 13 мд.

Промышленные притоки нефти и газа получены в скважинах, расположенных в сводовых частях брахиантиклинальных структур Джаркак, Караул-Базар, Сарыташ, Мамаджургаты и Сеталантепе. Дебиты нефти колеблются от 2,5 до 60 м<sup>3</sup>/сутки при 19-мм штуцере. Абсолютно свободные дебиты газа изменяются от 23 до 1260 тыс. м<sup>3</sup>/сутки.

Широко распространены открытые трещины. Они приурочены в основном к известнякам с кристаллической структурой. Открытые трещины чаще всего узкие (0,03 мм), реже широкие (0,06 мм), прямолинейные, слабоизвилистые, изредка прерывистые. Закрытые трещины заполнены битумом или кристаллическим кальцитом.

По данным З. П. Сылкиной с сотрудниками наиболее высокие коллекторские свойства присущи оолитовым и псевдооолитовым известнякам с гранулярной пористостью (XVa горизонт месторождений Северный и Южный Мубарек), доломитизированным известнякам и доломитам (Учкыр, Янгиказган).

В юго-западном и южном направлении от Бухарской ступени комплекс юрских осадков значительно возрастает по мощности и погружается на большие глубины. Продуктивные пласты келловей — оксфорда надежно перекрыты соленосной толщей. Глубина залегания кровли известняковой толщи верхней юры на большей части Чарджоуской ступени не превышает 2500 м.

Чарджоуская ступень рассматривается весьма перспективной в связи с поисками нефти и газа в юрских отложениях. Промышленные притоки газа получены на структурах Кемачи-Зекры, Фараб, Култук, Памук, Уртабулак. Карбонатная формация верхней юры в пределах Чарджоуской ступени вскрыта на больших глубинах под мощной пачкой каменной соли и ангидрита. Карбонаты представлены здесь главным образом плотными слабопористыми разностями. На площадях Зекры, Айзават, Уртабулак пористость составляет 3—11%, проницаемость менее 1 мд, трещинная проницаемость от 10 до 1000 мд и более.

На Фарабской структуре, расположенной в зоне Чарджоуской ступени, в верхнеюрской известняковой толще (подсолевой комплекс) при опробовании келловей-оксфордских отложений (2357—2372 м) получен приток газа с конденсатом дебитом около 50 тыс. м<sup>3</sup>/сутки.

В верхне-, нижнемеловых отложениях Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области выделяются шесть основных продуктивных горизонтов: XIII (неоком), XII (нижний альб — апт), XIa (средний альб), XI (верхний альб), X (сеноман — верхний альб) и IX (сеноман). Кроме указанных горизонтов в ряде пунктов фиксируются небольшие залежи газа в туронских и сеноманских отложениях (VIIIa, VIII, VII горизонты).

Промышленная нефтегазоносность меловых отложений в пределах Бухарской ступени установлена на месторождениях Газли, Ташкудук, Янгиказган, Южный Мубарек, Шурчи, Акджар, Караул-Базар, Сарыташ, Джаркак, Сеталантепе, Юлдузкак, Шуртепе, Карабаир, Карактай и др.

В северо-западной части Чарджоуской ступени открыто Учкырское газоконденсатное месторождение, где продуктивными являются нижнемеловые отложения (XIV, XIII и XII горизонты).

Наиболее крупным месторождением газа в зоне развития Бухарской ступени является Газлинское. В нем установлены газовые залежи в XIII, XII, XIa, XI, X и IX горизонтах. В XIII горизонте, кроме того, имеется несколько газонефтяных залежей.

Основная промышленная газоносность месторождения Газли сосредоточена главным образом в сеноманских отложениях верхнего мела в пределах IX и X горизонтов и в меньшей степени в альбских осадках в XII горизонте.

Промышленная газоносность в Газли связана с меловыми осадками. Последние залегают на размытой поверхности, условно выделенных здесь и нерасчлененных юрских образований или непосредственно на породах дислоцированного и также нерасчлененного палеозойского фундамента. На большей части месторождения меловые отложения перекрываются третичными осадками.

Месторождение приурочено к антиклинальному поднятию субширотного простирания, осложненному в присводовой части двумя куполами. Поднятие охватывает всю серию осадков мезо-кайнозоя. По всем отложениям антиклиналь имеет принципиально одинаковое строение и мощность большинства слагающих ее свит меняется в одном и том же направлении, увеличиваясь преимущественно с северо-востока на юго-запад.

Коллекторами газа продуктивных горизонтов являются песчано-алевритовые породы. Продуктивные горизонты отделяются друг от друга глинистыми разделами мощностью от 10 до 46 м. Песчано-алевритовые породы продуктивных горизонтов содержат линзы и тонкие прослой глины, которые в верхних частях разреза встречаются реже, а в нижних — чаще.

Характерной особенностью продуктивных пластов Газлинского газового месторождения является преимущественное развитие в них мелкозернистых в разной мере алевритистых аркозовых песчаников, малое содержание в них пелитового цемента, слабоуплотненное состояние, развитие локальных мелких стяжений карбонатов, чаще кальцита, полуокатанность обломочных зерен, наличие в песчаных

породах мелких до микроскопических размеров линзочек и включений глин (Бурова, Лукшина, 1964).

С глубиной от IX горизонта к XIII горизонту возрастает глинистость пластов, уменьшается их мощность и возрастает роль алевроитовых коллекторов (см. табл. 28).

Таблица 28

Средние данные о коллекторских свойствах газоносных пород мелового возраста Газлинского месторождения (по Корсакову и Ханину, 1962)

Газоносный горизонт	Пористость открытая, %	Проницаемость, мд	Коэффициент газонасыщенности	Основная группа пород-коллекторов
IX	28	1500	0.73	Песчаники мелкозернистые, алевроитистые
X	28	1130	0.70	Песчаники мелкозернистые, алевроитистые и алевроитовые
XI	26	450	0.63	Алевролиты песчанистые и песчаники мелкозернистые, алевроитовые
XIa	23	100	0.62	То же
XII	26	600	0.71	Песчаники мелкозернистые, алевроитовые и алевролиты песчанистые
XIII	23	200	0.67	Песчаники мелкозернистые, с просями алевролитов глинистых

Таким образом, коллекторами в зоне Бухарской ступени являются песчано-алевритовые породы кварцево-полевошпатового состава, преимущественно песчаники мелкозернистые, в различном количестве содержащие алевроитовую фракцию (0,10—0,01 мм).

С глубиной в отложениях мела роль коллекторов газа алевроитового типа значительно возрастает (XII и XIII горизонты). Алевролиты из-за цементации глинистыми, карбонатными и железистыми (XIII горизонт) веществами обладают более низкой проницаемостью по сравнению с песчаниками.

В XIII и XIV горизонтах (сенов) наравне с песчаниками мелкозернистыми, алевролитами и глинами встречаются гравелиты, песчаники грубозернистые, сильно известковистые и глинистые (Шурчи, Акджар). Подобные породы в тех же месторождениях встречены и в юрских отложениях (XVI горизонт, верхняя юра, XVII горизонт, средняя юра). По условиям образования породы-коллекторы и сопутствующие им отложения мела и юры относятся к морским прибрежным (горизонты IX, X, XI, XIa), прибрежно-морским (XII, XIV, XV, XVI), субконтинентальным и прибрежно-морским (XIII, XVII).

Горизонты выражены частым чередованием песчаных и глинистых пород по площади месторождения, в особенности это характерно для XIII и XVII горизонтов.

Породы-коллекторы I класса в основном широко развиты в IX и X горизонтах месторождений Газли, Шурчи и Акджар, II класса —



в XII горизонте месторождений Газли и Ташкудук, III класса — в XIII горизонте ряда месторождений, IV класса — в XIV, XV, XVI и XVII горизонтах месторождения Акджар и некоторых других (Корсаков, 1965).

Для доминирующих классов пород-коллекторов характерны значительные колебания в величинах коэффициента газонасыщенности от 0,54 (коллекторы IV класса, XVI горизонт, месторождение Акджар) до 0,84 (коллекторы I класса, X горизонт, месторождение Шурчи). Для пород-коллекторов IX, X и XII горизонтов месторождения Газли коэффициент газонасыщенности составляет 0,70—0,73 (средние данные).

Содержание остаточной воды в породах-коллекторах месторождений газа Западного Узбекистана, сказывающееся на величине коэффициента газонасыщенности, несмотря на высокую проницаемость пород, все же сравнительно велико. Это объясняется аркозовым или близким к нему составом песчаных пород, плохой окатанностью зерен, значительным содержанием алевритовой фракции, а также наличием в пористой системе наравне с крупными доминирующими порами группы пор тонких сечений. Кроме того, на остаточное водосодержание также влияет присутствие глинистого и карбонатного цементов, а также в ряде случаев микропрослоев глин в песчаниках и алевролитах. Наличие микропрослоев и тонких прослоев глин в песчано-алевритовых породах сказалось на точности установления коэффициента газонасыщенности геофизическими методами (усредненные данные для пласта). Поэтому коэффициент газонасыщенности пород того или иного горизонта, определенный этими методами, оказался ниже, чем определенный по керну. Лабораторное изучение остаточной воды проводилось на образцах песчано-алевритовых пород-коллекторов, тогда как при проведении геофизических исследований разрезов скважин в интервалы изучения попадали микропрослой и тонкие прослой глин, что искажало результаты. В тех случаях, когда прослой глин среди пород-коллекторов отсутствовали или их содержание было незначительным, особенно при рассмотрении узких интервалов разреза, результаты измерения коэффициента газонасыщенности, полученные геофизическим и лабораторными методами, близкие.

## Глава XV

### ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ ЮЖНО-КАСПИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА

Южно-Каспийский нефтегазоносный бассейн не входит в состав эпигерцинской платформы юга СССР и граничит с юга со Средне-Каспийским нефтегазоносным бассейном. К нему относят на западе районы Куринской депрессии и на востоке — Западно-Туркменскую впадину. К этому бассейну приурочены крупные нефтегазоносные районы Азербайджана и Туркмении.

#### Западная часть Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна

В пределах юго-восточного погружения Большого Кавказа выделяются три самостоятельные нефтегазоносные области — Прикаспийско-Кубинская, Шемахино-Кобыстанская и Апшеронская. Каждая из приведенных областей отличается по тектоническому строению и перспективам нефтеносности.

Основные нефтяные и газовые ресурсы Азербайджана связаны с мощным комплексом песчано-глинистых отложений продуктивной толщи среднего плиоцена.

Перспективными для поисков нефти и газа являются мезозойские отложения. Большой интерес представляют две зоны — Северный и Центральный Кобыстан. С целью выяснения перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений многие исследователи изучали их в зонах выходов на дневную поверхность и неглубокого залегания. С юрскими отложениями связан ряд признаков нефтегазоносности в пределах главным образом Тфанского и Тенгинско-Бешбармакского антиклинориев. В Прикаспийско-Кубинской области при бурении некоторых скважин на площадях Ялама, Афурджа, Атачай, Кешчай в юрских отложениях были обнаружены нефтепроявления. На площади Бегимдаг Прикаспийского района выявлена нефтегазоносность в карбонатных породах неокома.

Песчаные и алевроитовые породы юры юго-восточного Кавказа в основном относятся к плохо отсортированным образованиям полимиктового состава, в которых широко развиты процессы вторичного

минералообразования, в результате чего породы обладают низкой проницаемостью.

А. Г. Алиев и Г. А. Ахмедов (1958) и другие исследователи выделяют три зоны развития песчаных и алевроитовых пород юры. Северо-восточная зона охватывает в основном территорию Южного Дагестана. В пределах зоны песчаные и алевроитовые породы тоарского и байосского ярусов характеризуются пористостью от 3 до 30% и проницаемостью от 16 до 53 мд.

В юго-западной зоне возможными породами-коллекторами могут служить песчаные и алевролитовые породы аалена и байоса. В обнажениях в долинах рек Чагаджукчай, Кызылчай, Атачай и других породы больше уплотнены, чем в предыдущей зоне. Пористость их колеблется от 4 до 22%, проницаемость не превышает 2 мд. Возможными коллекторами являются аташкинские песчаники ааленского яруса, хиналугские песчаники байоса и кызылказминские песчаники титона.

В третьей зоне на южном склоне и Центральном поднятии Главного хребта развиты песчаные и алевроитовые породы юрского возраста, характеризующиеся высокой плотностью и метаморфизмом. Общая пористость большинства песчано-алевроитовых пород не превышает 5%, проницаемость близка к нулю. При наличии трещин породы, залегающие в зоне прогиба на больших глубинах, могут обладать благоприятными коллекторскими свойствами.

В пределах юго-восточного погружения Большого Кавказа меловые отложения представлены мощным комплексом терригенных и карбонатных образований.

В Прикаспийско-Кубинской области (Шурабад) наиболее эффективные нефтегазопроявления в песчано-алевроитовых отложениях альбского и аптского ярусов. Активные нефтегазопроявления на площадях Северного Кобыстана приурочены к терригенным и карбонатным отложениям баррема, сеномана, сантона, кампана и дата.

В разрезе мела юго-восточного Кавказа А. Г. Алиев, Г. А. Ахмедов и другие выделяют ряд горизонтов, породы которых могут рассматриваться как благоприятные коллекторы нефти и газа. К подобным породам-коллекторам относят (снизу вверх): песчаники и алевролиты валанжина, готерива, баррема и апта; кюлюлинские песчаники и алевролиты верхнего альба, песчаные и алевролитовые прослой кемпшдагской свиты сеномана; песчаные и алевроитовые породы свиты кемчи верхнего турона — коньяка; песчаные и алевроитовые породы юнусдагской свиты сантона — нижнего кампана; песчаные и алевроитовые породы агбурунской свиты верхнего кампана — маастрихта и песчано-алевроитовые породы ильхидагской свиты датского яруса.

Наиболее высокими коллекторскими показателями характеризуются породы альба, в особенности верхней части альба — горизонт кюлюлинских песчаников (мелко- и среднезернистые песчаники, алевролиты, пески в чередовании с глинами). Пористость кюлюлинских песчаных пород изменяется от 2 до 40%, чаще от 5 до 35%;

проницаемость, определенная по единичным образцам, достигает 300 *мд*. Отдельные скопления нефти и газа в пределах Азербайджана обнаружены в трещиноватых породах площадей Астраханская, Хильмили, Бегимдаг-Тегчай и др.

Основные залежи нефти в Азербайджане относятся к третичным отложениям. Коллекторы третичных отложений были изучены А. Г. Алиевым и Г. А. Ахмедовым (1958).

Образование осадочных пород в данной нефтегазоносной области происходило одновременно с опусканием дна бассейна и интенсивным размывом горных хребтов Кавказа. Это заключение увязывается с большой мощностью (6—7 км) третичных отложений на территории нефтеносных областей Азербайджана, пестротой минералогического состава пород, плохой отсортированностью обломочного материала. Все это не могло не сказаться на коллекторских свойствах пород.

В разрезе палеоцена и эоцена нефтеносных областей Азербайджана заслуживающие внимания коллекторы нефти и газа отсутствуют. Отложения майкопской свиты представлены в основном глинистыми, песчано-алевритовыми и грубообломочными образованиями.

В нижнем и верхнем майкопе выделяются в основном три крупные зоны, характеризующиеся довольно мощными прослоями песчаных и алевритовых пород, с которыми в ряде случаев связаны промышленные залежи нефти и газа. Этими зонами являются Прикаспийско-Кубинская область, Центральный и Южный Кобыстан и Кировабадская область.

Мощность нижнего майкопа в зоне третичной моноклинали колеблется в пределах 165—175 м, а в низменной части области она достигает 200—220 м.

Нижний майкоп представлен глинами с частыми и тонкими прослоями песков и песчаников. Верхний майкоп повсеместно представлен глинами. В нижней части разреза верхнего майкопа в горизонте рики встречаются прослои песков и алевритов. Мощность отложений верхнего майкопа колеблется от 250 до 470 м.

Коллекторы майкопа Прикаспийско-Кубинской области представлены песчано-алевритовыми породами, залегающими в виде тонких (от долей сантиметра до 10—20 см) прослоев среди глин. По гранулометрическому составу породы-коллекторы относятся к алевритовым разностям, содержащим значительную примесь пелитовой фракции.

Содержание пелитового и известковистого цемента повлияло на коллекторские свойства пород. Пористость их колеблется от 2 до 30% и в среднем составляет 16—19%, проницаемость в среднем равна 24 *мд* — для пород-коллекторов нижнего майкопа и 46 *мд* — для пород верхнего майкопа.

В Кобыстано-Шемахинской области мощность майкопа колеблется от 900 до 1500 м. Песчано-алевритовые породы-коллекторы нижнего и верхнего майкопа Кобыстано-Шемахинской области в среднем имеют проницаемость примерно 60 *мд*; в пределах юго-западного

Кобыстана коллекторы верхнего майкопа характеризуются более высокой проницаемостью, равной в среднем около 200 мд, что связано с лучшей отсортированностью и окатанностью обломочного материала и кварцевым составом песчаных и алевритовых пород.

В пределах Кировабадской области песчаные прослои имеются как в нижнем, так и в верхнем майкопе. Породы в основном характеризуются низкой проницаемостью в связи со слабой отсортированностью обломочного материала и цементацией кремнистым веществом и карбонатом кальция. То же самое наблюдается в разрезе майкопа Ленкоранской области. В пределах Апшеронского полуострова в разрезе верхнего майкопа песчано-алевритовые отложения отсутствуют, преобладают глины.

Чокракские и караганские отложения на Апшеронском полуострове в основном глинистые. Однако на северном крыле площади Карадаг из песчаных прослоев чокрака получен промышленный приток нефти с глубины 2680—2700 м.

В Прикаспийско-Кубинской области, в Южном Кобыстане, западной части Апшерона и Ленкоранской области среди чокракских глин встречаются песчано-алевритовые породы, сложенные плохо окатанным и плохо отсортированным полимиктовым обломочным материалом, содержащим известковый и глинисто-известковый цемент. Коллекторские свойства пород весьма изменчивы, встречаются коллекторы высоких и низких классов, преобладают последние.

В караганском горизонте песчаные коллекторы с высокими свойствами распространены в Прикаспийско-Кубинской области (II и III класса) и с наиболее низкими в разрезе Ленкоранской области (IV и V класса).

Отложения конкского горизонта, сармата, мзотиса и понта в пределах нефтеносных областей Азербайджана представлены в основном глинистыми породами. В Западном Азербайджане среди сарматских отложений встречаются пески и песчаники.

На отложениях понтического яруса залегает продуктивная толща, выраженная песчано-алеврито-глинистой фацией.

В пределах Центрального и Восточного Апшерона установлен полный разрез продуктивной толщ. В настоящее время она расчленяется на следующие отделы и свиты: верхний отдел — I сураханская свита; II сабунчинская свита, III балаханская свита; нижний отдел — I надкирмакинская глинистая свита (НКГ); II надкирмакинская песчаная свита (НКП); III кирмакинская песчаная свита (КС), IV подкирмакинская свита (ПС), V калинская свита (КАС).

Различные условия образований продуктивной толщ сказались на распределении минералогических ассоциаций, сортированности материала и изменении физических свойств не только в отдельных нефтеносных областях, но и в пределах промысловых площадей.

На Апшеронском полуострове, в Кобыстане и Прикуринской низменности продуктивная толща представляет собой серию пере-слаивающихся в основном песчаных, алевритовых и глинистых пород; наблюдается закономерное изменение коллекторских свойств

пород в сторону улучшения в восточном и юго-восточном направлениях (Алиев, Ахмедов, 1958).

Лучшими коллекторами в продуктивной толще являются кварцевые пески. В свитах, характеризующихся многочисленными прослоями песков и песчаников, — подкирмакинской (ПК), надкирмакинской песчанистой (НПК) и балаханской — содержание кварца местами достигает 90% и более. Породы здесь характеризуются также хорошей отсортированностью, высокой степенью окатанности зерен и слабой цементацией. Все это обуславливает сравнительно высокие коллекторские показатели пород Апшеронской нефтегазоносной области. Калинская свита распространена в юго-восточной части Апшерона и южной части апшеронского архипелага (Сураханы, Карачухур, Кала, Гюргяны-море, Туркяны, о. Жилой, Нефтяные Камни и др.).

По характеру распределения песчаных и алевроитовых прослоев выделяются подсвиты нижняя (150—160 м), средняя (40—50 м) и верхняя (55—60 м).

Коллекторы калинской свиты сложены сравнительно слабоотсортированным материалом, преимущественно мелкозернистым, песчаным, который располагается среди глин в виде прослоев мощностью от долей миллиметра до 4—5 м и более. Они характеризуются пористостью в среднем 16% и проницаемостью от 100 до 500 мд. Породы-коллекторы содержат известковистый цемент (13%) и глинистый (7—10%).

Подкирмакинская свита шире распространена по площади, чем калинская. Свита представлена в основном песками и песчаниками, залегающими в виде слоев мощностью 2 м и более. На площадях Сабунчи-Раманы и Сураханы мощность свиты составляет 90—100 м и более.

Породы подкирмакинской свиты характеризуются проницаемостью в среднем 300 мд (Нефтяные Камни — 900 мд; Балханы-Сабунчи-Раманы — 500 мд) и пористостью от 3,5 до 45%, в среднем 21%.

Кирмакинская свита является одной из наиболее широко распространенных свит продуктивной толщи Апшеронского полуострова. Она представлена тонким чередованием песков, алевролитов и глин. Отложения свиты характеризуются резкой фацальной изменчивостью как по разрезу, так и по площади.

Мощность кирмакинской свиты в пределах Апшеронского полуострова изменяется в больших пределах: от нуля на западе (район Гездокской мульды) до 175—300 м на востоке (о. Жилой, Гюргяны). Содержание песчаных и алевроитовых пород ПК приблизительно равно 55%. Песчаные и алевроитовые породы представлены кварцем (20—80%), полевыми шпатами (20—60%), обломками глинистых, кремнистых и карбонатных пород (до 40%), реже отмечается вулканическое стекло (до 20%) и др. (Алиев, Ахмедов, 1958). Кирмакинская свита отличается преобладанием в ней среднепроницаемых (в основном не более 150 мд) алевроитовых коллекторов пористостью в сред-

нем 20%. Однако средняя проницаемость пород свиты в районе Восточного Апшерона составляет примерно 0,5—1,0 д. Кирмакинская свита характеризуется высокими показателями продуктивности. Содержание карбонатного цемента в породах-коллекторах свиты колеблется от 3 до 43%, составляя в среднем 16%.

Надкирмакинская песчаная свита является одной из наиболее распространенных. По характеру разреза НКП имеет сходство с ПК. Средняя мощность свиты равна 40 м.

Породы-коллекторы свиты НКП обладают хорошей и средней проницаемостью. В толще свиты алевритовые породы встречаются реже, чем песчаные. Пористость коллекторов свиты составляет 23% и проницаемость 1400 мд (средние данные).

Надкирмакинская глинистая свита на Апшеронском полуострове пользуется еще большим распространением, чем подстилающая ее свита НКП. Мощность свиты НКГ в северной части полуострова (Кюрдаханы) равна 15—20 м, а в южной — (Зых) достигает 40—50 м; в западной и восточной частях Апшерона мощность свиты НКГ 110—120 м.

Свита НКГ в основном глинистая, с маломощными прослоями мелкозернистых песков и алевролитов полевошпатово-кварцевых (полевых шпатов 18%, кварца 60%), содержащих известковистый цемент от долей процента до 30%. Прослой песков и алевролитов распространены главным образом в низах свиты. Наиболее высокая карбонатность пород-коллекторов свиты НКГ наблюдается на площадях Аташкя (21%), Пута (21%) и Локбатан (17%); общая пористость (средняя) составляет 25% и проницаемость 400 мд.

Промышленная газоконденсатность Карадагского месторождения связана с горизонтами VII и VIIa свиты перерыва.

По данным В. Т. Аванесова и Л. В. Минзберг (1960), горизонт VII в основном сложен глинисто-алевритовыми песками, песчаниками мелко- и среднезернистыми (песчаная фракция 53%, глинистая 20%) кварцево-полевошпатового состава (кварца 60%, полевых шпатов 12%). Средняя пористость 13,8%, проницаемость 60 мд, остаточная водонасыщенность 37%. Карбонатность пород в среднем составляет 15,5%, достигающая в отдельных случаях 35%. Содержание конденсата в керне равно 5%. Пониженная пористость и проницаемость связаны с цементацией пород карбонатным и глинистым веществами.

Горизонт VIIa представлен теми же породами, что и горизонт VII. В породах содержится в среднем 64% песчаной и 19% глинистой фракций. Средняя пористость 12%, проницаемость 72 мд, карбонатность 16,4% (при колебаниях от 8 до 29%) и остаточная водонасыщенность 32%. Содержание конденсата в керне 10%.

Невысокие коллекторские показатели пород зависят от цементации последних карбонатным и глинистым материалом (от 5 до 32%, в среднем 16%). Породы-коллекторы свит верхнего отдела продуктивной толщи в основном относятся к среднепроницаемым, а на площади Карачухур — к хорошо проницаемым.

Балаханская свита составляет мощную толщу чередующихся песчаных, алевроитовых, глинистых и неотсортированных пород, которые распространены по всему Апшеронскому полуострову. В центральных и восточных районах полуострова песчаные и алевроитовые породы составляют 80—90%, суммарной мощности балаханской свиты.

Песчаные и алевроитовые породы балаханской свиты сложены плохо отсортированным обломочным материалом, содержащим различное количество тонких фракций. Известковый цемент присутствует в количестве около 11%. Общая пористость пород составляет 22% и проницаемость 250 мд.

Сабунчинская свита, залегающая над балаханской, по своему строению похожа на последнюю. Преобладающими коллекторами являются алевроитовые разности. Породы характеризуются относительно хорошо отсортированным обломочным материалом. Пески и песчаники сабунчинской свиты тонко- и мелкозернистые, встречаются в виде прослоев мощностью до 3 м. Мощность отложенной сабунчинской свиты составляет от 250 до 400 м. Средняя карбонатность пород свиты 13%, пористость 26% и проницаемость 180 мд. Относительно повышенные значения проницаемости пород-коллекторов площадей Карачухур — 454 мд, Бузовны — 340 мд и Сураханы — 260 мд.

Сураханская свита завершает разрез продуктивной толщи Апшеронского полуострова. Она носит более глинистый характер по сравнению с другими свитами продуктивной толщи. Песчаные и алевроитовые породы встречаются в виде прослоев мощностью от 0,1 до 2—3 м. Породы-коллекторы сложены в основном хорошо отсортированным обломочным материалом, в них преобладает алевроитовая фракция. Средняя карбонатность коллекторов 14%, а для отдельных прослоев достигает 30—40%. Содержание глинистого цемента в среднем колеблется от 10 до 15%, пористость (средние данные) 25% и проницаемость 83 мд. Наибольшие значения проницаемости (160 мд) отмечаются для коллекторов сураханской свиты Бузовнинской площади.

В Кобыстане и Прикуринской низменности увеличивается глинистость продуктивной толщи разреза, уменьшается степень окатанности обломочных частиц и изменяется минералогический состав пород по сравнению с Апшеронским полуостровом.

Песчаные и алевроитовые породы свит продуктивной толщи Прикуринской низменности и Кобыстана обычно сцементированы глинистым и известковым цементами. Их проницаемость колеблется от нескольких до 100 миллидарси, иногда 500 мд и более.

Акчагыльские отложения представлены преимущественно глинистыми образованиями с тонкими пропластками мелкозернистых полимиктовых песчаников и алевролитов, обладающих проницаемостью 100—500 мд.

Апшеронские отложения Азербайджана характеризуются резкой фациальной изменчивостью. Нижний апшерон глинистый, средний



содержит мощные прослои песчаников и алевролитов, верхний состоит из обломочных ракушняковых известняков.

На Апшеронском полуострове притоки нефти получены из пород-коллекторов средней части апшеронского яруса на южном крыле Балахано-Сабунчино-Раманинской антиклинали, на сводах Сураханской, Калинской и на крыле Бибиэйбатской антиклинальных структур.

В Прикурирской низменности притоки нефти и газа были установлены в песчаных и алевролитовых породах всех трех подъярусов.

Нижний апшерон в пределах Прикурирской низменности в основном представлен глинистыми породами.

Средний апшерон представлен неравномерным чередованием песков, алевролитов, песчаников и глин. Наиболее мощные пласты пород-коллекторов в 25—30 м с лучшими коллекторскими свойствами развиты в среднем апшероне Кюровдагской, Мишовдагской и Малохараминской площадей (средняя проницаемость 700 мд, пористость 30%). Верхний апшерон, имеющий ограниченное распространение, представлен глинами с прослоями известняков и песчано-алевролитовых пород. Проницаемость коллекторов колеблется от 220 до 1500 мд и пористость — от 30 до 34%.

Маломощные коллекторы (песчаные алевролиты) нижнего апшерона характеризуются средней пористостью 23% и проницаемостью 350 мд (средние данные), среднего апшерона — соответственно 38% и 600 мд и верхнего апшерона 26% и 320 мд (Мишовдаг, Кюровдаг, Каламадин, Малый Харам и другие площади).

В Кыбистане общая пористость коллекторов среднего апшерона колеблется в пределах 16—24%, проницаемость слабоуплотненных песков — от 25 до 450 мд, слабо сцементированных разностей — от 50 до 200 мд.

Алевролиты и алевролиты характеризуются пористостью 15—21% и проницаемостью 15—150 мд.

Район Бакинского архипелага является одной из зон широкого развития отложений апшеронского яруса. В разрезе среднего и верхнего апшерона имеются прослои песчаных и алевролитовых пород с благоприятными коллекторскими свойствами.

### **Восточная часть Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна**

Восточная часть Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна отвечает Западно-Туркменской депрессии, представляющей собой глубокий прогиб, в котором мощность осадочных образований составляет свыше 15 тыс. м. На востоке эта впадина ограничивается складчатыми сооружениями Копет-Дага, на севере — Кубадаг-Больше-Балханским горным сооружением, на юге — северными отрогами горного сооружения Эльбрус.

Ю. Н. Годин (1957) выделил в Западно-Туркменской нефтегазоносной области Прибалханскую депрессию, Буйдалинскую переходную зону, Кеймир-Чикишлярскую депрессию, Мессарианскую зону меловых и палеогеновых складок, Кызылатрекскую депрессию и зону

погружения антиклиналей Западного Копет-Дага. В дальнейшем тектоническое строение было уточнено (Дикенштейн, 1965).

Западно-Туркменская впадина выполнена мощным комплексом антропогенных, неогеновых, палеогеновых и мезозойских отложений. Наиболее развиты неогеновые образования.

В Прибалханской и Чикишлярской депрессиях распространены отложения понтического яруса, красноцветной толщи, акчагыльского и апшеронского ярусов.

Красноцветная толща, мощность которой достигает на антиклиналях 2500 м, а в синклиналях еще больше, выражена переслаиванием песков, песчаников, алевролитов и глин. Акчагыльские и апшеронские отложения суммарной мощностью до 1000 м представлены глинами, содержащими прослойки песков.

В пределах Западно-Туркменской депрессии зоны относительных прогибов и поднятий осложнены дизъюнктивными и пликативными дислокациями иногда с мощными проявлениями грязевого вулканизма.

В Западной Туркмении имеется ряд нефтяных месторождений, которые разделяются в основном на две группы: северную, Прибалханскую, и южную, Чикишляр-Кеймирскую. Отдельно расположено нефтяное месторождение, известное на полуострове Челекен. Промышленный горизонт залегает здесь в кровле красноцветной толщи, которая сопоставляется с продуктивной толщей Азербайджана. Она представлена глинами кирпично-красного цвета с песками и тонкими прослоями вулканического пепла в верхней части разреза. Общая мощность красноцветной толщи составляет 2100—2500 м. Нефтеносность зафиксирована в песках бакинского яруса, в породах среднего и нижнего апшерона.

Челекенское месторождение представляет собой брахиантиклинальную складку размерами 45 × 15 км почти широтного простирания, продолжающуюся на запад под водами Каспийского моря. Складка расчленена многочисленными сбросами. Крупными нарушениями она разделена в основном на три участка: Западный Челекен, Алигул и Дагаджик. Наиболее изучены участки Дагаджик и Западный Челекен.

Нефтяные залежи на Дагаджике приурочены к верхней и средней частям красноцветной толщи; в ней выделяют семь горизонтов: I, Ia, II, III, IV, V и VI. Песчано-алевритовые породы-коллекторы характеризуются пористостью 21% и проницаемостью около 200 мд.

Нефтяные залежи на Алигуле приурочены к нижней части красноцветной толщи. Здесь выделяют (сверху вниз) продуктивные горизонты VI, VII, VIII. Пористость составляет около 18% и проницаемость 15 мд.

На Западном Челекене продуктивные горизонты выявлены в верхней, средней и нижней частях красноцветной толщи; выделяются горизонты III, IV, V, VI, VII, VIII, VIIIa. Коллекторы характеризуются пористостью 15—18% и проницаемостью 15—40 мд.

К Прибалханской группе нефтяных площадей относятся Челекен, Небит-Даг, Монжуклы, Боя-Даг, Кум-Даг, Июрджа, Урун-

джук, Кызыл-Кум (газоконденсатное). В разведке находятся площади Барса-Гельмес и Овал-Товал. Нефтяные залежи приурочены к песчаным отложениям апшерона, ачкагыла, красноцветной толщи (Аманов, 1959, 1964).

Коллекторские свойства песчаных плиоценовых пород Прибалханской депрессии Юго-Западной Туркмении структур Челекен, Ленинское (Котуртепе), Небит-Даг, Монжуклы, Урунджук, Кум-Даг, Каратепе и Боя-Даг рассмотрены в работе Л. П. Марковой и Р. А. Гнатюк (1959). В разрезе плиоцена Прибалханского района среди коллекторов преобладают мелкозернистые пески и алевриты. Пористость этих пород колеблется в широких пределах: песков и алевритов от 11 до 41%, песчаников и алевролитов, содержащих большое количество известкового цемента, от 3 до 19%. Наиболее часто встречающиеся значения пористости песков и алевритов в красноцветной свите колеблются от 17 до 24% (средневзвешенная 21,5%), в ачкагыльском ярусе от 20 до 27% (средневзвешенная 24,6%), в апшеронском ярусе от 22 до 29% (средневзвешенная 28,6%). Для песчаников и алевролитов они варьируют в пределах в красноцветной свите от 6 до 12% (средневзвешенная 10%) и в ачкагыльском ярусе от 5 до 7%. Пористость песков и алевритов снижается от более молодых к более древним отложениям. Проницаемость песков красноцветной свиты колеблется от 0,01 до 0,85 д. Наиболее часто встречающиеся значения проницаемости равны 0,1—0,3 д. Средняя проницаемость песков по отдельным структурам колеблется от 0,187 (Западный Челекен, нижний отдел красноцветной свиты) до 0,40 д (Дагаджик, верхний отдел красноцветной свиты).

Цементация песчаников и алевролитов известково-глинистым материалом снижает их пористость и проницаемость.

Исследования Л. П. Марковой и Р. А. Гнатюк (1959) показали, что карбонатность плиоценовых отложений в общем возрастает к центру Прибалханской депрессии, а на отдельных локальных структурах третьего порядка она увеличивается от свода складок к периферии.

Ленинское (Котуртепе) месторождение нефти расположено между Челекеном и Небит-Дагом. Складка разбита на пять блоков. Промышленная газонефтеносность площади установлена в 1956 г. Нефтесодержащая красноцветная свита (верхи) залегают на глубине 1500—1800 м. Кроме нефтенасыщенных пластов красноцветной свиты вскрыт нефтенасыщенный пласт в ачкагыльских (горизонт II) и апшеронских (горизонты Ia, I) породах. Газовые залежи установлены в горизонтах Ib и Iv апшеронского возраста.

В отложениях апшеронского яруса промышленная нефтегазосность установлена в нижнем подъярусе (I горизонт) и в среднем подъярусе (Ia горизонт). Проницаемость песчаных прослоев достигает 0,05 д.

Горизонты I, Ia и II литологически изменчивы и обнаружены не во всех частях месторождения. Мощность песчаных пластов с тонкими прослоями глин достигает 40 м. Проницаемость песчаных

поруд пласта изменяется от 0,05 до 0,11  $\delta$ , пористость составляет 16—19%. В отложениях акчагыльского яруса выделен II горизонт, сложенный песчаными прослоями, мощностью 3—10 м.

С резким угловым несогласием апшеронские отложения перекрываются осадками постплиоценового возраста. В верхней части разреза красноцветной свиты выделяется ряд горизонтов (снизу вверх): IV, V, IV, IIIa, III мощностью от 55 до 170 м каждый. Мощность отдельных песчаных пластов в горизонтах изменяется от 4 до 25 м, мощность глинистых разделов достигает 10 м и более. Накопление красноцветных осадков происходило в дельтовых условиях.

Проницаемость пород пласта изменяется от 0,02 до 0,07  $\delta$ .

По данным исследования на приток проницаемость продуктивных пластов колеблется от 0,4 до 3,1  $\delta$ . В сводовой части III и II горизонтов установлены газовые шапки. Режим залежей IV, IIIa горизонтов водонапорный, III горизонта газовой шапки с активным влиянием контурных вод (Бабенко, 1962).

На месторождении Барса-Гельмес промышленная нефтеносность установлена во II горизонте акчагыльских отложений и III, IIIa горизонтах верхней части красноцветной толщи. Продуктивные пласты представлены чередованием песков, алевролитов и глин. Пористость пород-коллекторов равна 18—22%, проницаемость пород II горизонта 45 мд, III горизонта 90—230 мд (Дикенштейн и др., 1965).

В пределах Чикишлярской впадины выявлен ряд локальных поднятий, представляющий большой интерес с точки зрения поисков нефти и газа в плиоценовых отложениях.

В нижней части красноцветной толщи приурочена промышленная нефтегазоносность месторождений Окарем и Камышлджа в Гогряндаг-Окаремской зоне поднятий.

В этих отложениях условно выделяются два отдела: верхний, песчано-глинистый, и нижний, преимущественно глинистый с прослоями песков и алевролитов. Мощность верхнего отдела толщи на Окареме и Камышлдже 800—1000 м. Вскрытая мощность нижнего отдела составляет 1000—1200 м. Нефть и газ в этих месторождениях залегают на глубине более 2500 м.

При опробовании разведочных скважин в Окареме были получены фонтанные притоки нефти (до 470 т/сутки) и газа (500 тыс. м<sup>3</sup>/сутки). В Камышлдже первая же разведочная скважина дала 320 т/сутки нефти и 50 тыс. м<sup>3</sup>/сутки газа через 10-миллиметровый штуцер (Мурзаханов, 1962).

Средневзвешенное значение открытой пористости песков и алевролитов красноцветной толщи в Окареме 23%, песчаников и алевролитов 12%.

В Камышлдже подобная пористость песков той же толщи составляет 28%, песчаников 10,5% и алевролитов 9%. Проницаемость песков, отобранных из низов красноцветной толщи Окарема, изменяется от 0,33 до 0,61  $\delta$ , алевролитов от 0,01 до 0,80  $\delta$  и алевролитов от 0,005 до 0,085  $\delta$ . Проницаемость песков из низов красноцветной толщи Камышлджи изменяется от 0,10 до 0,60  $\delta$ .

## ЛИТЕРАТУРА

Абрамова Е. А. Аутигенные минералы в девонских отложениях Минусинской и Назаровской впадин, их влияние на пористость пород. Материалы по геологии и нефтеносности области Минусинских впадин. Изд-во АН СССР, 1959.

Аванесов В. Т., Минзберг Л. В. К вопросу исследования коллекторских свойств пород горизонтов VII и VIIa площади Карадаг. Труды АзНИИ ДН, вып. 10, 1960.

Авдусин П. П. Глинистые осадочные породы. Изд-во АН СССР, 1953.

Авдусин П. П., Цветкова М. А. О классификации коллекторов нефти. ДАН СССР, т. 61, № 2, 1943.

Авдусин П. П., Цветкова М. А., Кондратьева В. Г. Литология и фации палеозойских отложений Саратовского и Куйбышевского Поволжья. Изд-во АН СССР, 1955.

Авров В. Я., Блишников И. А. и др. Прогноз газоносности СССР. Гостоптехиздат, 1963.

Адамов Г. А. Двучленная формула сопротивления пористых сред. Труды ВНИИГаз. Вопросы добычи, транспорта и переработки природных газов, 1951.

Алиев А. Г., Ахмедов Г. А. Коллекторы нефти и газа мезозойских и третичных отложений Азербайджана. Азнефтеиздат, 1958.

Алиев А. Г., Дайдбекова Э. А. Осадочные породы Азербайджана. Азнефтеиздат, 1955.

Аманов С. Битуминозность и коллекторские свойства пород акчагыльского яруса некоторых разведочных площадей Прибалханского района в связи с перспективами их нефтегазоносности. Изв. АН ТуркмССР, № 6, 1959.

Аманов С. Акчагыльские отложения Прибалханского района и их нефтегазоносность. Туркмениздат, 1964.

Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. Гостоптехиздат, 1962.

Антонов П. Л. О диффузионной проницаемости некоторых глинистых горных пород. Геохимические методы поисков нефти и газа. Гостоптехиздат, 1954.

Антонов Д. А., Березин В. М. Новый метод определения содержания остаточной воды в образцах горных пород. Труды УфНИИ, вып. II, 1957.

Аширов К. Б. Об условиях залегания нефти в карбонатных породах Среднего Поволжья. Геология нефти и газа, № 10, 1960.

Бабалин Г. А. Вопросы механизма нефтеотдачи. Азнефтеиздат, 1956.

Бабенко К. К. Основные черты геологического строения и нефтеносности Ленинского месторождения Туркменской ССР. Геология нефти и газа, № 11, 1962.

Багов М. С., Ремнев Б. Ф. К интерпретации результатов исследования кернов верхнемеловых отложений месторождения Карабулак-Ачалуки.

Вопросы геологии и разработки нефтяных месторождений. Труды ГрозНИИ, вып. V, 1959.

Багринцева К. И. Изучение керна трещиноватых карбонатных пород с помощью ультразвуковой и люминесцентной дефектоскопии. Разведка и охрана недр, № 3, 1963.

Багринцева К. И., Козловцева З. И. К вопросу определения сорбционной способности пород-коллекторов по отношению к метану. Физика газовых пластов. Труды ВНИИГаз, вып. 20/28, 1964.

Бакиров А. А. Геология нефтегазоносных областей и нефтяные месторождения Среднего и Ближнего Востока. Гостоптехиздат, 1957.

Бакиров А. А. О классификации и геотектонических закономерностях размещения крупных территорий (региональных зон) нефтегазоаккумуляции в земной коре. Труды МИНХ и ГП, вып. XXIV, 1959.

Бакиров А. А. Геотектоническое районирование территории Туранской плиты Средней Азии, ее крупные геоструктурные элементы и их классификация. Геологические условия и основные закономерности размещения скоплений нефти и газа в пределах эпигерцинской платформы юга СССР, т. 1. Гостоптехиздат, 1963.

Баренблатт Г. И., Желтов Ю. П. Об основных уравнениях фильтрации однородной жидкости в трещиноватых горных породах. АН СССР, т. 123, № 3, 1960.

Батурич В. П. Новый метод изучения песчано-алевритовых осадков. ДАН СССР, т. XXXVII, № 2, 1942.

Батурич В. П. Петрографический анализ геологического прошлого по терригенным компонентам. Изд-во АН СССР, 1947.

Бегишев Ф. А., Вахитов Г. Г. и др. Регулирование процессов разработки горизонта  $D_1$  Ромашкинского месторождения. Геология нефти и газа, № 10, 1963.

Богомолова А. Ф. Определение удельной поверхности песчаников методом случайных секущих. Экспериментальные исследования в области разработки глубоких нефтяных и газовых месторождений. Изд-во «Наука», 1964.

Богомолова А. Ф., Орлова Н. А. Количественная характеристика структуры порового пространства. Журнал прикладной математики и технической физики, № 4, 1961.

Бортницкая В. М. Коллекторские свойства пород Долинского нефтяного месторождения. Вопросы геологии нефтегазоносных районов Украины. Труды УкрНИГРИ, вып. III, 1963.

Бортницкая В. М., Черняк Н. И. Характеристика коллекторских свойств газонасыщенных палеогеновых пород Тарханкутского полуострова. Новости нефтяной и газовой техники, геология, № 5, 1962.

Брод И. О. Залежи нефти и газа, формирование и классификация. Гостоптехиздат, 1951.

Брунауэр С. Адсорбция газов и паров (перевод), т. 1. ИЛ, 1948.

Булач М. X. О трещиноватости меловых отложений Чечено-Ингушской АССР в связи с изучением их коллекторских свойств. Исследования трещиноватых горных пород и их коллекторских свойств. Труды ВНИГРИ, вып. 165, 1961.

Булатов В. В. Механика разрушения горных пород при сверхглубоком бурении. Изд-во «Наука», 1966.

Бурова Е. Г., Лукшина В. И. Основные типы газомещающих пород IX и X продуктивных горизонтов Газлинского месторождения и главные факторы, определяющие их коллекторские показатели. Физика газовых пластов. Изд-во «Недра», 1964.

Васильев В. Г., Еловников С. И., Ханин А. А. Коллекторские свойства нефтегазоносных и перспективных на нефть и газ горизонтов на территории СССР. Нефтегазовая геология и геофизика, № 6, 1963.

Васильев В. Г., Ханин А. А. и др. Геологические основы интенсификации притока газа в эксплуатационных и разведочных скважинах. Интенсификация добычи газа из газовых скважин. Материалы сессии научно-

техн. совета Мингазпрома от 2—23 декабря 1965 г. Центр научно-техн. информация Мингазпрома, 1966.

Вассоевич Н. Б. Опыт построения типовой кривой гравитационного уплотнения глинистых осадков. Новости нефтяной техники, геология, № 4, 1960.

Вендельштейн Б. Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. Изд-во «Недра», 1966.

Вендельштейн Б. Ю., Ларионов В. В. Использование данных промысловой геофизики при подсчете запасов нефти и газа. Изд-во «Недра», 1964.

Вилли М. Р., Грегори А. Р. Параметр пористости несцементированной пористой среды; влияние формы частиц и степени цементации. Вопросы промысловой геофизики. Гостоптехиздат, 1957.

Виссарионова А. Я., Тюрхин А. М. Нефтеносные горизонты в карбонатной толще девона и карбона Башкирии. Геология, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Труды УфНИИ, вып. IX—X, 1963.

Владимиров Б. В. Прибор для определения пористости пород в полевых условиях. Полевая и промысловая геохимия, вып. 1. Гостоптехиздат, 1953.

Волдарович М. П. Исследование упругих свойств горных пород при высоких всесторонних давлениях. Физические свойства горных пород при высоких давлениях. Труды Ин-та физики Земли АН СССР, вып. 23 (190).

Габриэлянц Г. А. Геология и газоносность Центральных Каракумов. Изд-во «Недра», 1965.

Гейман М. А., Столяров А. Д. Об определении пористости и кажущегося удельного веса пород нефтяных коллекторов. Нефтяное хозяйство, № 11, 1950.

Гмид Л. П. Результаты литолого-петрографического исследования трещиноватых пород палеозоя Башкирского Приуралья, Южно-Минусинской впадины и Иркутского амфитеатра. Трещиноватые породы и их коллекторские свойства. Труды ВНИГРИ, вып. 121, 1958.

Гмид Л. П. Комплексные исследования трещинных коллекторов и опыт подсчета в них запасов нефти. Труды ВНИГРИ, вып. 214, 1963.

Годин Ю. Н. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Каракумской платформы Средней Азии. Региональные и структурные проблемы геологии нефти. Гостоптехиздат, 1960.

Гордиевич В. А., Черняк Н. И. Новые данные о нефтегазоносности Тарханкутского полуострова. Новости нефтяной и газовой техники, геология, № 5, 1962.

Горин Г. И., Алексин Г. А. Об изучении трещиноватости и методике разработки верхнемеловой известняковой толщи Карабулак-Ачалукского месторождения. Новые данные о нефтеносности Кавказа. ГОСИНТИ, 1961.

Григгс Д. Справочник для геологов по физическим константам. ИЛ, 1949.

Гусева А. С. Ускоренный метод определения эффективной пористости. Труды ВНИГРИ, вып. 155, 1960.

Дахнов В. Н. Промысловая геофизика. Гостоптехиздат, 1959.

Дахнов В. Н. О влиянии глинистости на величину удельного сопротивления и параметра пористости песчаных коллекторов. Применение методов промысловой геофизики при изучении газоносных коллекторов. Гостоптехиздат, 1962.

Дахнов В. П., Галимов Э. М. О карстовом типе пористости продуктивных карбонатных отложений. Геология нефти и газа, № 2, 1960.

Дахнов В. Н., Долина Л. П. Геофизические методы изучения нефтенасыщенных коллекторов. Гостоптехиздат, 1959.

Двали М. Ф., Белонин М. Д. Перспективы поисков нефти и газа на больших глубинах на территории СССР. Изд-во «Недра», 1965.

Дементьев Л. Ф. Методика определения кондиций для подсчета запасов нефти на примере горизонта  $D_1$  одной из площадей Татарии. Труды ВНИИНефти, вып. 36, 1962.

- Дерягин Б. В., Кусakov М. М. Свойства тонких слоев жидкостей и их влияние на взаимодействие твердых поверхностей. Изв. АН СССР, отд. мат. и ест. наук. № 5, 1936.
- Джонс П. Механика нефтяного пласта (перевод с англ.). Гостоптехиздат, 1947.
- Дикенштейн Г. Х. Геология и нефтегазоносность степного и предгорного Крыма. Гостоптехиздат, 1958.
- Дикенштейн Г. Х., Аржеvский Г. А. и др. Нефтяные и газовые месторождения Средней Азии. Изд-во «Недра», 1965.
- Дикенштейн Г. Х., Габриэлянц Г. А. и др. Тектоника и нефтегазоносность западных районов Средней Азии (под ред. Г. Х. Дикенштейна). Гостоптехиздат, 1963.
- Дмитриев Е. Я., Мелик-Пашаев В. С. Зависимость разведки и разработки крупных нефтяных залежей от геологической неоднородности продуктивных пластов. Нефтегазовая геология и геофизика, № 9, 1963.
- Добрынин В. М. Влияние давления на коллекторские свойства песчаников. Геология нефти и газа, № 1. Гостоптехиздат, 1963.
- Добрынин В. М. Физические свойства нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах. Изд-во «Недра», 1965.
- Добрынин В. М., Морозович Я. Р. Изменение физических свойств кернов пород из глубокой Аралсорской скважины СГ-1 под действием горного давления. Материалы НТС по глубокому бурению, вып. 4. Изд-во «Недра», 1965.
- Долгов С. И. Исследования подвижности почвенной влаги и ее доступности для растений. Изд-во АН СССР, 1948.
- Долина Л. П. Определение пористости, проницаемости и нефтенасыщенности по геофизическим данным и опыт использования их для подсчета запасов нефти. Вопросы нефтепромышленной геологии, вып. 12. Гостоптехиздат, 1959.
- Долицкий В. А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. Изд-во «Недра», 1966.
- Думанский А. В. Лиофильность дисперсных систем. Изд-во АН УССР, 1960.
- Еременко Н. А. Геология нефти и газа. Гостоптехиздат, 1961.
- Ермаков В. И. Закономерности размещения углеводородных скоплений Предкавказья и принципы выделения областей газо- и нефтенакпления (под ред. Н. С. Ерофеева). ЦНИИТЭнефтегаз, 1965.
- Ермолова Е. П. Образование аутигенных минералов в песчаных и алевритовых отложениях миоцена и олигоцена Грузии. Материалы по геологии и нефтеносности Грузии. Изд-во АН СССР, 1956.
- Жданов М. А. Методы подсчета запасов нефти и газа. Гостоптехиздат, 1952.
- Жданов М. А., Лисунов В. Р., Гришин Ф. А. Методика и практика подсчета запасов нефти и газа. Изд-во «Недра», 1967.
- Закс С. Л. Остаточная вода нефтяных коллекторов. Изв. АН СССР, отд. техн. наук, вып. 7, 1947.
- Закс С. Л. Методы исследования связанной воды в нефтяных коллекторах. Труды совещания по развитию научно-исследовательских работ в области вторичных методов добычи нефти. Изд-во АН АзербССР, 1953.
- Закс С. Л., Бурмистрова В. Ф. К вопросу исследования состава и свойства связанной воды в нефтяных коллекторах. Труды ин-та нефти АН СССР, т. VII, 1956.
- Затеняцкая Н. П. Поровые воды глинистых пород. Изд-во АН СССР, 1963.
- Зинин И. П., Борисов Б. Ф. Определение пористости шлама. Геология и разработка нефтяных месторождений. Труды Гипростокнефть, вып. V, 1962.
- Злочевская Р. И. Изучение свойств двойного электрического слоя глинистых грунтов. Вестник МГУ, сер. IV (геология), № 3, 1965.



Золотов А. В., Орлов Л. И. Капиллярметрический резистивиметр. Новосты нефтяной техники, нефтепром. дело, № 1, 1959.

Ибрагимов З. С. Закономерности размещения коллекторов нефти и газа мезо-кайнозойских отложений Узбекистана. Проблемы геологии и полезных ископаемых Узбекистана. Изд-во АН Уз. ССР, 1964.

Итенберг С. С. Промысловая геофизика. Гостоптехиздат, 1961.

Калинко М. К. Некоторые вопросы классификации коллекторов нефти и газа и их поисков. Труды ВНИГРИ, № 2 (VIII). Геология и геохимия, 1958.

Калинко М. К. Методика исследования коллекторских свойств кернов. Гостоптехиздат, 1963.

Карлов Н. Н. К вопросу о номенклатуре и классификации лёссовых пород по гранулометрическому составу. ДАН СССР, т. 103, № 6, 1955.

Карпов П. А. Закономерности изменения терригенных коллекторов девонских отложений Волгоградской области. Коллекторы нефти и газа Волгоградской области. Труды Волгоградского НИИНГ, вып. 10, 1966.

Качинский Н. А. Методы механического и микроагрегатного анализа почвы. Изд-во АН СССР, 1948.

Кейвсар З. И. О связи относительного сопротивления с пористостью, удельной поверхностью и проницаемостью породы. Прикладная геофизика, вып. 19. Гостоптехиздат, 1958.

Келлер Г. В. Влияние смачиваемости на удельное электрическое сопротивление песков. Вопросы промышленной геофизики (перевод с англ.). Гостоптехиздат, 1957.

Кирсанов Н. В., Сементовский Ю. В. О классификации терригенных и терригенно-карбонатных пород. Изв. Казан. фил. АН СССР, сер. геол., № 5, 1956.

Клейменов Ю. Ф. Разработка методики подсчета запасов нефти и газа в трещиноватых породах. Труды ВНИГРИ, вып. 242, 1965.

Клиточенко И. Ф., Самборский Н. А. Новые данные о сундучных складках Днепровско-Донецкой впадины. Геология нефти и газа, № 8, 1963.

Кобранова В. Н. Физические свойства горных пород. Гостоптехиздат, 1962.

Кобранова В. Н., Лепарская И. Д. Определение физических свойств горных пород. Гостоптехиздат, 1957.

Ковалев А. Г., Вашуркин А. И. О неоднородности нефтесодержащих коллекторов. Труды ВНИИНефть, вып. 44, 1966.

Козлов А. Л., Минский Е. М. Основные принципы рациональной разработки газовых месторождений. Вопросы разработки и эксплуатации газовых месторождений. Труды ВНИИГаз, 1953.

Козловский С. С. Изучение толщины жидкостной пленки, оставшейся на внутренней стенке капиллярной трубки позади отступающего мениска. Труды ГрозНИИ, вып. 9, 103, 1950.

Коллиз Р. Течение жидкостей через пористые материалы. Изд-во «Мир», 1964.

Колоскова М. И. Применение ртутного порометра для изучения структуры пород-коллекторов. Физика газовых пластов. Труды ВНИИГаз, вып. 20/28, 1964.

Комаров С. Г. Определение пористости пород по удельному сопротивлению. Прикладная геофизика, вып. 14. Гостоптехиздат, 1956.

Комаров С. Г. К вопросу оценки коллекторских свойств пластов по результатам геофизических исследований скважин. Прикладная геофизика, вып. 36. Гостоптехиздат, 1963.

Конюхов И. А. Опыт изучения мезозойских отложений Восточного Предкавказья. ГОСИНТИ, 1958.

Конюхов И. А. О зависимости петрографических свойств терригенных пород от их литологии. Вестник МГУ, № 3, 1961.

Копелиович А. В. Эпигенез древних толщ юго-запада Русской платформы. Труды ГИН, вып. 121, 1965.

Копыстьянский Р. С. Трепциноватые породы Карпат и их коллекторские свойства. Геол. журнал, № 3, т. 20, 1960.

Копытов А. В., Билалов Р. С., Скрипник В. А. Перспективы газоносности южной части Башкирского Приуралья. Геология, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Труды УфНИИ, вып. IX—X, 1963.

Коротаев Ю. П., Полянский А. П. Эксплуатация газовых скважин. Гостехиздат, 1961.

Корсаков С. П. Породы-коллекторы меловых отложений Бухарского нефтегазосного района. Изд-во «Недра», 1965.

Корсаков С. П., Ханин А. А. Физические свойства пород-коллекторов Газлинского месторождения. Труды ВНИИГаз, вып. 16/24, 1962.

Корценштейн В. Н. Гидрогеология газоносной провинции Центрального Предкавказья. Гостехиздат, 1960.

Котов П. Т. Удельное сопротивление пород, содержащих эмульсии. Прикладная геофизика, вып. 39. Изд-во «Недра», 1964.

Котяхов Ф. И. Основы физики нефтяного пласта. Гостехиздат, 1956.

Котяхов Ф. И. Методы оценки трещиноватости горных пород. Труды Всесоюз. совещ. по трещиноватым коллекторам нефти и газа. Гостехиздат, 1961.

Кривари А. И. Девонская нефть Татарии. Татаркигиздат, 1956.

Кривари А. И. Коллекторы нефти. Изв. Казан. фил. АН СССР, сер. геол. и геофиз., вып. 6, 1963.

Кротова В. А. Гидрогеологические факторы формирования нефтяных месторождений. Гостехиздат, 1962.

Крумбейн В. К., Слоос Л. Л. Стратиграфия и осадкообразование (перевод с англ.). Гостехиздат, 1960.

Кузнецов А. В. Продуктивные свиты девона Ромашкинского месторождения и физико-географические условия образования коллекторов. Геология нефти, № 1, 1956.

Кузнецов А. В. О некоторых формах песчаных образований в горизонте Д, Ромашкинского месторождения. Вопросы геологии нефтяных месторождений. Труды ВНИИ, вып. 23, 1960.

Кулиев А. М. К вопросу остаточной водонасыщенности коллекторов нефтяных месторождений. Изд-во АН Азерб. ССР, 1957.

Куликова Н. Г. Изучение структуры порового пространства карбонатных коллекторов. Нефтегазовая геология и геофизика, № 7, 1965.

Кусаков М. М. Поверхностные явления и капиллярные эффекты при движении нефти, воды и газа в пласте. Труды совещания по развитию работ в области вторичных методов добычи нефти. Изд-во АН Азерб. ССР, 1953.

Кусаков М. М., Гудок Н. С. Влияние внешнего давления на фальтрационные свойства нефтесодержащих пород. Нефтяное хозяйство, № 6, 1958.

Кусаков М. М., Мекеницкая Л. И. Исследование состояния связанной воды на моделях газовых и нефтяных коллекторов. Труды МИНХ и ГП, вып. 25, 1959.

Леворсен А. И. Геология нефти (перевод с англ., 1954). Гостехиздат, 1958.

Лейбензон Л. С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. Гостехиздат, 1947.

Линдтроп Н. Т., Николаев В. М. Содержание нефти и воды в песках. Нефтяное хозяйство, № 9, 1929.

Линейский В. Ф. Миграция нефти и формирование ее залежей. Изд-во «Наукова думка», 1965.

Лютин Л. В. Влияние смачивания на взаимное вытеснение двух несмешивающихся жидкостей. Исследования в области физики пласта. Труды ВНИИНефтегаз, вып. III, 1954.

Майдебор В. И. Приближенный способ оценки величины начальных запасов нефти в трещиноватых коллекторах. Труды ГрозНИИ, вып. V, 1959.

Максимов А. В. Трехчленная классификация и номенклатура рыхлых осадочных пород. Бюлл. МОИП, отдел геол., т. XVI, вып. 4, 1938.

Максимович Г. К. Оценка емкости трещиноватых коллекторов. Геология нефти, № 3, 1958.

Малышек В. Т., Обухова О. К. О цементирующих средах и закономерностях изменения пористости и проницаемости продуктивных горизонтов нефтяных месторождений Кубани. Геология нефти и газа, № 10, 1960.

Маркова Л. П., Гнатюк Р. А. Коллекторские свойства плиоценовых пород прибалханской депрессии Юго-Западной Туркмении. Изд-во ТуркмССР, № 6, 1959.

Маршуртейн Л. М., Петухов И. М. и др. Изучение влияния состава цементирующего вещества и пористости на изменение электропроводности осадочных горных пород под давлением. Физические методы исследования осадочных пород и минералов. Изд-во АН СССР, 1962.

Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти (перевод с англ.). Гостехиздат, 1953.

Машкович К. А. Методика поисков нефти и газа в Саратовском Поволжье. Гостехиздат, 1961.

Меклер Ю. Б. Авторское свидетельство № 180406. Бюлл. изобретений. Изд-во Комитета по изобретениям, 1966.

Мелик-Пашаев В. С., Кочетов М. Н. и др. Методика определения параметров залежей нефти и газа для подсчета запасов объемным методом. Гостехиздат, 1963.

Мельникова Ю. С. и др. Результаты изучения водонасыщенности пород Ставрополя. Труды ВНИИ, вып. XV, 1958.

Миллер Р., Кан Д. Статистический анализ в геологических науках (перевод с англ.). Изд-во «Мир», 1965.

Минский Е. М. О турбулентной фильтрации газа в пористых средах. Вопросы добычи, транспорта и переработки природных газов. Труды ВНИИГаз, 1951.

Мирчинк М. Ф. Нефтепромысловая геология. Гостехиздат, 1946.

Морозов С. С. К методике производства гранулометрического анализа карбонатных пород. Ученые записки МГУ, грунтоведение, вып. 149, кн. 2, 1951.

Морозович Я. Р. Исследование зависимости электрических и коллекторских свойств горных пород от всестороннего давления. Матер. НТС по глубокому бурению. Изд-во «Недра», 1965.

Муратов М. В. Тектоническая структура и история равнинных областей, отделяющих Русскую платформу от горных сооружений Крыма и Кавказа. Советская геология, сб. 49, 1955.

Мухаринская И. А. Определение остаточной воды в песчаных коллекторах продуктивной толщи Апшеронского полуострова. Азерб. нефтяное хозяйство, № 8, 1955.

Мухаринская И. А. Проницаемость и коэффициент газонасыщенности коллекторов свиты медистых песчаников Шебелинского месторождения. Нефтегазовая геология и геофизика, № 1, 1963.

Мухаринская И. А. Классы пород-коллекторов некоторых месторождений юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины. Физика газовых пластов. Труды ВНИИГаз, вып. 20/28, 1964.

Мухин Ю. В. Процессы уплотнения глинистых осадков. Изд-во «Недра», 1965.

Нечай А. М. Оценка продуктивности и коллекторских свойств трещиноватых карбонатных пород. Прикладная геофизика, вып. 12, Гостехиздат, 1960.

Нечай А. М. Вопросы количественной оценки вторичной пористости трещиноватых коллекторов нефти и газа. Прикладная геофизика, вып. 38. Гостехиздат, 1964.

Николаев В. М. Пористость, проницаемость, водонасыщенность, связанная вода по данным анализов кернов верхнемеловых известняков Карабулак-Ачалукского района. Труды ГроЗНИИ, вып. V, 1959.

- Ованесов Г. П. Формирование залежей нефти и газа в Башкирии. Гостоптехиздат, 1962.
- Овчаренко Ф. Д. Гидрофильность глин. Материалы по геологии, минералогии и использованию глин в СССР. Изд-во АН СССР, 1958.
- Овчаренко Ф. Д. Гидрофильность глин и глинистых минералов. Изд-во АН УССР, 1961.
- Оркин К. Г. Прибор и методика работы для установления зависимости между остаточной водонасыщенностью и капиллярным давлением в керне. Труды ГрозНИИ, сб. 8, 1949.
- Орлов Л. И. Некоторые результаты изучения распределения связанной воды в нефтенасыщенных песчаниках. Нефтепромысловое дело, № 11, 1963.
- Орлов Л. И., Малинин В. Ф. Лабораторный метод изучения структуры порового пространства карбонатных пород. Разведочная и промысловая геофизика, вып. 44. Гостоптехиздат, 1962.
- Пархоменко Э. И. Электрические свойства горных пород. Изд-во «Наука», 1965.
- Перьков Н. А. Интерпретация результатов каротажа скважин. Гостоптехиздат, 1963.
- Петровская А. Н. Применение гранулометрической характеристики для расщифровки условий образования пашийских отложений Татарии. Научно-техн. сборник по добыче нефти, № 5. Гостоптехиздат, 1959.
- Пирсон С. Д. Учение о нефтяном пласте (перевод с англ.). Гостоптехиздат, 1961.
- Плаченов Т. Г. Ртутные поромеры. Изд. Ленинградского технологического ин-та, 1957.
- Позиненко Б. В. К вопросу оценки запасов нефти в анизотропном трещиноватом коллекторе объемным методом. Труды ВНИГРИ, вып. 242, 1965.
- Покровская Г. Н. Характеристика коллекторских свойств карбонатных продуктивных горизонтов месторождений Куйбышевской области. Татарская нефть, № 4 (42), 1960.
- Полак Л. С. Закономерность изменения пористости и плотности осадочных пород с глубиной их залегания. Труды ин-та нефти АН КазССР, т. 1, 1956.
- Полубаринова-Кочина П. Я. Теория движения грунтовых вод. Гостоптехиздат, 1952.
- Попов И. В., Зубкович Г. Г. К вопросу о криптоструктуре глин. Современное представление о связанной воде в породах. Изд-во АН СССР, 1963.
- Преображенский И. А., Саркисян С. Г. Минералы осадочных пород. Гостоптехиздат, 1954.
- Приклонский В. А. Грунтоведение, ч. II. Госгеолгиздат, 1952.
- Приклонский В. А. Грунтоведение, ч. II, изд. 3-е. Госгеолгиздат, 1955.
- Проблема трещинных коллекторов нефти и газа и методы их изучения. Под ред. проф. Е. М. Смехова. Труды ВНИГРИ, вып. 264, 1968.
- Пустовалов Л. В. О терригенно-минералогических фациях. Бюлл. МОИП, отд. геол., т. 22, вып. 5, 1947.
- Пустовалов Л. В., Мир-Али Канкай и др. О методике лабораторного исследования, классификации и номенклатуре осадочных пород. Изв. Азерб. фил. АН СССР, № 11, 1944.
- Рельтов Б. Ф., Новицкая Н. А. Осмотические явления в связанных грунтах при неравномерном их засолении. Изв. Всесоюз. научно-исслед. ин-та гидротехники им. Б. Е. Веденеева, т. 51, 1954; т. 53, 1955.
- Роде А. А. Почвенная влага. Изд-во АН СССР, 1952.
- Роза С. А. Результаты экспериментального изучения начального фильтрационного градиента в плотных глинах. Труды Всес. научно-исслед. ин-та гидротехники и сан.-техн. работ, № 4, 1953.
- Ромм Е. С. Исследование фильтрации в трещиноватых породах в связи с их коллекторскими свойствами. Трещиноватые горные породы и их коллекторские свойства. Труды ВНИГРИ, вып. 121, 1958.

Ромм Е. С. Исследование фильтрации в трещиноватых горных породах. Комплексные исследования трещинных коллекторов и опыт подсчета в них запасов нефти. Труды ВНИГРИ, вып. 214, 1963.

Ромм Е. С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. Изд-во «Недра», 1966.

Рубинштейн Л. И. Об определении содержания погребенной воды. Башкирская нефть, № 2, 1950.

Рухин Л. Б. Основы литологии. Гостехиздат, 1953.

Рухин Л. Б. К вопросу о классификации обломочных частиц и слагаемых ими пород. Вестник МГУ, № 24, 1956.

Савченко В. П. Вопросы формирования нефтяных и газовых месторождений. Нефтяное хозяйство, № 5, 1952.

Савченко В. П. Определение положения газоводяного, водонефтяного, газонефтяного контактов по данным замеров пластовых давлений. Газовая промышленность, № 4, 1957.

Салтыков С. А. Стереометрическая металлография. Metallurgizdat, 1958.

Саркисян С. Г., Теодорович Г. И. Основные черты палеогеографии девонской эпохи Урало-Волжской области. Изд-во АН СССР, 1955.

Сафаров И. П. Физические параметры коллекторов нефти и газа внутренней зоны Предкарпатского прогиба. Геологическое строение и нефтегазоносность западных и южных областей Украины. Изд-во АН УССР, 1959.

Седов Л. И. Методы подобия и размерности в механике. Гостехтеоретиздат, 1957.

Серб-Сербина Н. Н., Ребиндер П. А. Физико-химические основы управления структурами и механическими свойствами глин и глинистых пород. Материалы по геологии, минералогии и использованию глин в СССР. Изд-во АН СССР, 1958.

Сергеев Е. М. Избранные главы общего грунтоведения. Изд-во МГУ, 1946.

Сергеев Е. М. К вопросу корреляции между некоторыми свойствами грунта. Вестник МГУ, № 2, 1947.

Сергеев Е. М. К вопросу о природе механической прочности дисперсных грунтов. Ученые записки МГУ, грунтоведение, кн. 1, 1949.

Сергеев Е. М. Грануломинералогическая классификация песков. Вестник МГУ, № 12, 1953.

Сергеев Е. М. Грунтоведение. Изд-во МГУ, 1959.

Смехов Е. М. Емкость карбонатных пород. Трещиноватость горных пород и трещинные коллекторы. Труды ВНИГРИ, вып. 193, 1962.

Смехов Е. М. Некоторые новые данные о современном состоянии изученности проблемы трещинных коллекторов нефти и газа. Труды ВНИГРИ, вып. 242, 1965.

Смехов Е. М., Гмид Л. П. и др. Вопросы методики изучения трещиноватых пород в связи с их коллекторскими свойствами. Труды ВНИГРИ, вып. 124, 1958.

Смехов Е. М., Гмид Л. П. Методическое пособие по изучению трещиноватости горных пород и трещинных коллекторов нефти и газа. Труды ВНИГРИ, вып. 124, 1962.

Снарский А. Н. Геологические основы физики нефтяного пласта. Гостехиздат УССР, 1961.

Соколов В. А. Процессы образования и миграции нефти и газа. Изд-во «Недра», 1965.

Стетюха Е. И. Уравнение корреляционных связей между физическими свойствами горных пород и глубиной их залегания. Изд-во «Недра», 1964.

Страхов Н. М. Стадии образования осадочных пород и задачи их изучения. Методы изучения осадочных пород, т. 1. Госгеолтехиздат, 1957.

Сулин В. А. Условия образования, основы классификации и состав природных вод. Изд-во АН СССР, ч. 1, 1948.

Тагеева Н. В., Тихомирова М. М. Геохимия поровых вод при диагенезе морских осадков. Изд-во АН СССР, 1962.

Теодорович Г. И. К вопросу о классификации глинисто-алевритно-песчаных пород. Проблемы советской геологии, № 8—9, 1938.

Теодорович Г. И. О коллекторах нефти Ишимбаевско-Стерлитамакского района. ДАН СССР, т. 34, № 4—5, 1942.

Теодорович Г. И. Структура порового пространства карбонатных коллекторов нефти и их проницаемость (на примере палеозойских коллекторов Башкирии). ДАН СССР, т. 39, № 6, 1943.

Теодорович Г. И. Минералы осадочных пород как показатели физико-химической обстановки. Вопросы минералогии, геохимии и петрографии. Изд-во АН СССР, 1946.

Теодорович Г. И. Карбонатные фации нижней перми — верхнего карбона Урало-Волжской области. Материалы к познанию геологического строения СССР. Изд. МОИП, нов. сер., вып. 13 (17), 1949.

Теодорович Г. И. Литология карбонатных пород палеозоя Урало-Волжской области. Изд-во АН СССР, 1950.

Теодорович Г. И. Учение об осадочных породах. Гостоптехиздат, 1958.

Требин Ф. А. Нефтепроницаемость песчаных коллекторов. Гостоптехиздат, 1945.

Требин Г. Ф. Фильтрация жидкостей и газов в пористых средах. Гостоптехиздат, 1959.

Трофимук А. А. К вопросу об оценке трещиноватых коллекторов. Нефтяное хозяйство, № 7, 1955.

Тхостов Б. А. Пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. Изд-во «Недра», 1966.

Успенская Н. Ю. Тектоническое районирование эпигерцинской платформы Предкавказья и значение разрывных нарушений в формировании структурного плана. Геологические условия и основные закономерности размещения скоплений нефти и газа в пределах эпигерцинской платформы юга СССР, т. II. Изд-во «Недра», 1964.

Успенская Н. Ю., Табасаранский З. А. Нефтегазовосные провинции СССР. Изд-во «Недра», 1966.

Фейгин М. В. Анастасиевско-Троицкое газонефтяное месторождение Западного Предкавказья. Изд-во «Наука», 1965.

Филиппова М. Ф. и др. Девонские отложения Русской платформы. Гостоптехиздат, 1958.

Фишер Р. А. Статистические методы для исследователей. ИЛ, 1958.

Фотиади Э. Э. Плотность и пористость пород осадочного покрова. Геология нефти, № 4, 1957.

Фурсова Н. П., Бондаренко Л. С. Характеристика трещинных коллекторов верхнемеловых отложений Ставрополя. Геология нефти и газа, № 9, 1963.

Ханин А. А. Литологическая характеристика сарматского яруса Приазовья. ДАН СССР, т. 72, № 2, 1950.

Ханин А. А. О методе подсчета эффективной мощности песчаных отложений при частом переслаивании их с глинами. Труды ВНИИ, вып. IV, 1954а.

Ханин А. А. Определение остаточной воды по данным проницаемости. Труды ВНИИ, вып. V, 1954б.

Ханин А. А. О классификации коллекторов нефти и газа. Разведка и охрана недр, № 1, 1956.

Ханин А. А. Распределение песчаных коллекторов живецкого яруса и нижнецигровского горизонта франского яруса центральных областей Русской платформы. Материалы по геологии газоносных районов СССР. Труды ВНИИГаз, вып. 4 (12), 1958а.

Ханин А. А. Связанная (остаточная) вода и ее влияние на газопроницаемость и газемкость горных пород. Газовая промышленность, № 1, 1958б.

Ханин А. А. Коллекторы нефти и газа месторождений СССР. Гостоптехиздат, 1962.

Ханин А. А. Остаточная вода в коллекторах нефти и газа. Гостоптехиздат, 1963.

Ханин А. А. Классификация песчано-алевритовых пород-коллекторов нефти и газа. Физика газовых пластов. Труды ВНИИГаз, вып. 20/28. Изд-во «Недра», 1964.

Ханин А. А. Основы учения о породах-коллекторах нефти и газа. Изд-во «Недра», 1965.

Ханин А. А., Бурова Е. Г. Зависимость проницаемости горных пород от структуры порового пространства. Разведка и охрана недр, № 12, 1964.

Ханин А. А., Колоскова М. И. Зависимость проницаемости горных пород от размера и содержания доминирующих пор. Разведка и охрана недр, № 12, 1963.

Ханин А. А., Корчагин О. Ф. Исследование газопроницаемости рыхлых песчаных пород. Разведка недр, № 12, 1949а.

Ханин А. А., Корчагин О. Ф. Опыт работы на приборе ЛП-1 по определению физической (абсолютной) газопроницаемости горных пород. Разведка недр, № 3, 1949б.

Ханин А. А., Корчагин О. Ф. Определение остаточной воды методом центрифугирования. Новости нефтяной и газовой техники, нефтепром. дело, № 1, 1962.

Хельквист Г. А. Геологическое строение зональных залежей нефти. Гостоптехиздат, 1946.

Хельквист В. Г., Бурлин Ю. К., Голубцова Г. С. Некоторые данные по стратиграфии, литологии, физическим свойствам нижнемеловых отложений северных районов Краснодарского края. Материалы по геологии газоносных районов СССР. Труды ВНИИГаз, вып. 10 (18), 1960.

Цатуров А. И., Стадникова Н. К. Перспективы нефтеносности аптских отложений в Терско-Суиженской области. Новости нефтяной и газовой техники, № 12, 1962.

Чекалюк Э. Б. Основы пьезометрии залежей нефти и газа. Гостехиздат УССР, 1961.

Чекалюк Э. Б. Вопросы разработки Прикарпатских нефтяных месторождений. Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1963.

Чекалюк Э. Б., Кутювая Д. В. Новая методика определения проницаемости кернов. Нефтяная и газовая промышленность, № 1, 1962.

Чепиков К. Р., Ермолова Е. П., Орлова Н. А. Эпигенные минералы как показатели времени прихода нефти в песчаные промышленные коллекторы. ДАН СССР, т. 125, № 5, 1959.

Чепиков К. Р., Ермолова Е. П., Орлова Н. А. К вопросу об изменении пористости песчаных пород с глубиной. ДАН СССР, т. 144, № 2, 1962.

Черников О. А. К методике определения степени измененности структуры обломочных пород. Литология и полезные ископаемые, № 6, 1964.

Черников О. А. Характеристика коллекторов в отложениях юры и нижнего мела месторождений Узень и Жетыйбай Южного Мангышлака. Коллекторы нефти и газа. Тематические научно-техн. обзоры, сер. нефтегазовая геол. и геофиз., ВНИИОЭНГ, 1965.

Чоловский И. П. Методы геолого-промыслового анализа при разработке крупных нефтяных месторождений. Изд-во «Недра», 1966.

Швецов М. С. Петрография осадочных пород. Изд. 2-е. Госгеол-издат, 1948.

Шейдеггер А. Э. Физика течения жидкостей через пористые среды (перевод с англ.). Гостоптехиздат, 1960.

Шишигин С. П. Определение остаточной водонасыщенности образцов методом капиллярного впитывания (вытяжки). Геология нефти и газа, № 10, 1964.

Щелкачев В. Н. Упругий режим пластовых водонапорных систем. Гостоптехиздат, 1948.

Щербак ова И. А., Корсаков С. П. О трещиноватости карбонатных пород верхней юры Бухаро-Хивинской провинции. Труды Всесоюз. совещ. по трещин. коллекторам нефти и газа. Гостоптехиздат, 1961.

Эйдман И. Е. Удельное электрическое сопротивление. Прикладная геофизика, вып. 15. Гостоптехиздат, 1956.

Эйдман И. Е., Финкельштейн С. Н. К вопросу об определении коллекторских свойств карбонатных пород геофизическими методами. Прикладная геофизика, вып. 28. Гостоптехиздат, 1960.

Энгельгардт В. Поровое пространство осадочных пород (перевод с немц.). Изд-во «Недра», 1964.

Якушев В. П., Смирнова Н. В. Результаты экспериментальных исследований по уплотнению и цементации песчаных коллекторов. Экспериментальные исследования в области разработки глубоких нефтяных и газовых месторождений. Изд-во «Наука», 1964.

Archie G. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. AIME Techn, 1942.

Archie G. Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical Considerations. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., vol. 36, No. 2, 1952.

Athy L. Density porosity and compaction Rocks. BAAPG, vol. 14, No. 1, 1930.

Beeson C. The Kobe porosimeter and the Oilwell research porosimeter, Frans. AIME, 1950.

Branson U. Measurement and Use of Permeability Data. World Oil, July, 1951.

Brooks C., Purcell W. Surface area measurements on sedimentary rocks. — I. Petrol. Technology, vol. 4, No. 12, 1952.

Brown H. Capillary pressure investigations. Trans. AIME, 1951.

Burdine N., Gournay L. and Reichertz P. Pore size distribution of petroleum reservoir rocks. — J. Petr. Techn, vol. 2, No. 7, 1950.

Candle B. et al. Further Developments in the Laboratory Determination of Relative Permeability, AIME Techn., 1951.

Carman P. The Determination of the Specific Surface of Powders. J. Soc. Chem. Ind., vol. 57, 1938.

Carman P. Flow of gases through porous media. London, 1956.

Case L. Origin and current usage of the term «Connate Water». Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. vol. 39, No. 9, 1955.

Chalkley H., Corneild J. and Park H. A Method of Estimating Volume-Surface Ratios, Science, vol. 110, 1949.

Chilingar G., Main R., Sinnokrot A. Relationship between porosity, permeability, and surface areas of sediments. Sediment. Petrol, vol. 33, No. 3, 1963.

Darcy H. Les Fontaines publiques de la ville de Dijon. Victor Dalmont, Paris, 1856.

Engelhardt W., Schinderwolf E. Zur Filtration von Ton-suspensionen. Kolloid.-Z., Bt. 127, 1952.

Fatt I. The Effect of Overburden Pressure on Relativ Permeability. J. of Petrol. Technology, vol. V, No. 10, 1953.

Fatt I. Pore structure in sandstones by compressible sphere — pack models. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., vol. 42, No. 8, 1958.

Fatt I. and Dykstra H. Relative permeability studies. Trans AIME, 1951.

Fatt I., Davis D. Reduction in permeability Withoverburden pressure. Trans. AIME, vol. 195, 1956.

Fraser H. Experimental studj of the porosity and permeability of clastic sediments. J. Geol., vol. 43, 1935.

Galloway J. The determination of Connate Water Saturation by the use of the Centrifuge. Producers Monthly, vol. 16, No. 2, 1951.



Gassmann F. Über die Elastizität porer Medien. Vierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesellschaft in Zürich. Jahrgang 96, H. 1, 1951.

Gates I., Templaar-Leitz W. Relative Permeabilities of California cores by the capillary-pressure method. J. Drilling and Production Practice, 1950.

Harrington I. A Correlation of the measurements of capillary pressure and relative permeability on amal core samples. Masters thesis in petroleum engineering University of Oklahoma, 1949.

Hasen A. Experiments upon the purification of sewages and water at the Lawrence Experiment Station. Massachusetts state Board of Health, Twenty third Ann. Rept. for 1891, 1892.

Hassler G. et al. Investigations on the Recovery of Oil from Sandstones by Gas Drive; Trans. AIME Petrol. Development and Technol., 1936.

Hassler G. Method and Apparatus for Permeability Measurements U. S. Patent 2, 345, 935, 1944.

Hocott C. Interfacial Tension between Water and Oil under Reservoir Conditions, AIME Tech. 1939.

Hoffman R. A technique for the determination of capillary pressure curves using a constantly accelerated centrifuge. Soc. Petrol. Engrs J., vol. 3, No. 3, 1963.

Horner W. Method of Determining Porosity. U. S. Patent 2, 345, 535. Law, Jan: A Statistical Approach to the Interstitial Heterogeneity of Sand Reservoirs. AIME Techn., 1944.

Hughes H. The pressure effect on the electrical conductivity of peridotite. J. Geophys. Res., vol. 60, No 2, 1955.

Juster S. Determining Saturations by an Extraction — distillation Method, Oil Weekly, Mar. 20, 1944.

Klinkenberg L. The permeability of porous media to liquid and gases. Drilling and Production Practices. American Petroleum Institute, 1941.

Knebel G. Rodriguez — Eraso G. Habitat of sane Oil. Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol., vol. 40, No. 4, 1956.

Kozeny I. Über Kapillare Leitung des Wassers im Boden, Sitzberg. Akad. Wiss. Wien, Math-naturw. kl., vol. 136-2A, 1927.

Krumbein W. and Monk G. Permeability as a Function of the Size Parameters of Unconsolidated Sands. AIME Techn., 1942.

Lea F. and Nurse R. Permeability Methods of Fineness Measurement. Symposium on Particle Size Analysis., Institution of Chemical Engineers and Society of Chemical Industry, Feb. 4, 1947.

Leverett M. Capillary Behavior in Porous Solids. AIME Tech., 1940.

Leverett M., Lewis W. Steady flow of gas-oil-water mixtures through unconsolidated sands. Frans AIME, 1941.

Livingston H. The Cross-Sectional Areas of Molecules Adsorbed on Solid Surfaces. J. Colloid Science, No. 4, 1949.

Locke L. and Bliss J. Core Analysis Technique for Limestone and Dolomite; World Oil, 131, No. 4, 1950.

Mallory W. Analysis of Petroleum potential through regional geologic synthesis. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., vol. 47, No. 5, 1963.

Manegold E. Kapillarsysteme. Heidelberg, 1955.

Marle K. Critique et Interpretation des Mesures de Pression capillaire «Revue de L'institut français du petrole», v. XVIII, N 9, 1962.

Maxwell J. and Verrall P. Low porosity may limit oil in deep Sands. World Oil, vol. 138, No. 5, 6, 1954.

McConnell-Saunders I. The Nature of Crude Petroleum, Mexico. «Science of Petroleum», Oxford University Press, New York, vol. 2, 1938.

McLatchie A., Hemstock R., Young F. The effective compressibility of reservoir rock and its effects on permeability. J. of Petrol. Technol., vol. 10, June, 1958.

Melcher A. Determination of Pore Space of Oil and gas Sands; Trans. AIME, No. 65, 1921.

- Messer E. Interstitial Water Determination by an Evaporation Method. *Frans AIME*, vol. 192, 1951.
- Muskat M. Flow of homogenous fluids through porous media. New York, Toronto, London, 1937.
- Muskat M. Physical principles of oil production. New York, 1949.
- Osoba I., Richardson I. et al. Laboratory measurements of relative permeability. *Trans. AIME*, 1951.
- Passega R. Texture as Characteristic of clastic Deposition. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.*, vol. 41, No. 9, 1957.
- Pettijohn T. Sedimentary rocks. New York, 1949.
- Pollard T. Reichertz P. Basic methods and new developments. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.*, vol. 36, No. 2, 1952.
- Purcell W. Capillary Pressures. Their Measurement using Mercury and the calculation of permeability therefrom. *AIME Techn. Pub.* 2544, 1949.
- Rall C. and Taliaferro D. A. Method for Determining Simultaneously the Oil and Water Saturations of Oil Sands, U. S. Bur. Mines Rept. *Invest.*, 1947.
- Ramsay W. The Significance of Nickel in Petroleum, *Jour. Inst. Petr. London*, vol. 10, 1934.
- Reichertz P. Apparatus for Measuring Interstitial Water Content, Permeability and Electrical Conductivity of Well Cores. U. S. Patent 2, 539, 355, 23/I, 1951.
- Richardson I. et al. Laboratory Determination of Relative Permeability. *AIME Tech.*, 1952.
- Rieckmann M. Zur Bewertung von Speichergesteinen geringer Permeabilität. *Erdöl und Kohle*, vol. 16. No. 6, 1963.
- Ritter L., Drake R. Pore Size Distribution in Porous Materials. *Ind. Engy. Chem. Anal.*, vol. 17, 1945.
- Rose W. Theoretical generalizations leading to the evaluation of relative permeability. *J. Petr. Techn.*, vol. 1, No. 5, 1949.
- Rose W. and Wylie M. A note on the theoretical description of Wetting liquid relative permeability data. *Trans. AIME*, vol. 186, 1949.
- Russel W. A quick method for determining porosity. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.*, vol. 10, 1926.
- Sachanen A. The Chemical Constituents of Petroleum, Reinhold Publishing Corporation, New York, 1945.
- Scheidegger A. The physics of flow through porous media. Toronto, 1957.
- Schilthuis R. Connate Water in Oil and Gas Sands. *Trans. AIME Petr. Development and Technol.*, vol. 127, 1938.
- Schlichter C. Theoretical investigation of the motion of ground water; u. s. geol. Survey. 19th Annual Rep., 1899.
- Slobod R., Chambers A., Prehn W. Use of centrifuge for determining connate water, residual oil and capillary pressure curves of Small core Samples. *Trans. AIME*, vol. 192, 1951.
- Stevens A. New device for determining porosity by the gas expansion method. *Tech. Publ.* 1061. *Trans. AIME*, May, 1939.
- Stewart C. et al. Determination of Limestone Performance Characteristics by Model Flow Tests. *AIME Techn.*, 1953.
- Stockdale P. The stratigraphic significance of solution in rocks. I. *Geol.*, vol. 34, 1926.
- Taylor I. Pore space reduction in Sandstones. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.*, No. 4, 1950.
- Taylor I. Some aspects of diagenesis. *Advancement Soi*, vol. 20, No. 87, 1964.
- Thomeer I. Introduction of a Pore geometrical Factor Defined by the Capillary Pressure Curve. I. of *Petrol. Techn.*, vol. 1, No. 3, 1960.
- Thornton O. and Marshall D. Estimating Interstitial Water by the Capillary Method, *AIME Tech. Pub.* 2126, 1947.

Versluys I. Die Kappillaritat der Boden. Inst. Mitt. Bodenk., vol. 7, 1917.

Waldschmidt W., Fitzgerald P., Lunsford C. Classification of porosity and fractures in reservoir rocks. Bull. Amer. Assoc. Petr. Geol., vol. 40, No. 5, 1956.

Waldo A., Yuster S. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., vol. 21, 1937.

Washburn E. and Bunting E. Determination of Porosity by the Method of Gas Expansion. J. Amer. Ceram. Soc., vol. 5, 1922.

Weaver C. Possible uses of clay minerals in search for oil, — Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., vol. 44, No. 9, 1960.

Welge H. and Bruce W. The restored state method for determination of oil in place and Connate Water. Drilling and production Practices. American Petroleum Institute, 1947.

Weller I. Compaction of sediments. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., vol. 43, 1959.

Wyllie M. and Spangler M. Application of Electrical Resistivity Measurements to Problem of Fluid Flow in Porous Media; Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., vol. 36, No. 2, 1952.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Предисловие . . . . .	3
<b>Свойства пород-коллекторов нефти и газа</b>	
<b>Глава I. Породы-коллекторы нефти и газа . . . . .</b>	<b>5</b>
Общие сведения. Типы пород-коллекторов . . . . .	5
Формирование осадочных пород и их текстурно-структурные особенности . . . . .	11
Залежи нефти и газа и продуктивные пласты . . . . .	17
<b>Глава II. Изучение дисперсности пород-коллекторов . . . . .</b>	<b>22</b>
Общие сведения . . . . .	22
Методы гранулометрического анализа . . . . .	23
Изучение гранулометрического состава в шлифах . . . . .	23
Ситовой анализ песков . . . . .	25
Гидравлические методы . . . . .	25
Определение карбонатности пород . . . . .	29
Изображение и интерпретация гранулометрического состава . . . . .	29
Использование данных гранулометрического анализа для определения суммарной мощности песчаных отложений, тонко и часто переслаиваемых глинами . . . . .	32
Классификация глинисто-алеврито-песчаных пород, основанные на размере и группировке гранулометрических фракций . . . . .	38
<b>Глава III. Пористость . . . . .</b>	<b>42</b>
Общие сведения. Пористость терригенных и карбонатных пород . . . . .	42
Классификация пород-коллекторов по структурным признакам . . . . .	53
Виды пористости и ее измерение . . . . .	58
Изучение пустотного пространства карбонатных и других трещиноватых пород . . . . .	61
Сопоставление результатов измерения пористости различными методами . . . . .	67
Принципы выделения коллекторов и определения пористости с помощью геофизических методов . . . . .	69
<b>Глава IV. Проницаемость . . . . .</b>	<b>81</b>
Общие сведения. Закон Дарси . . . . .	81
Виды проницаемости . . . . .	92
Проницаемость линейных и радиальных систем . . . . .	93
Проницаемость радиальных систем . . . . .	94
Проницаемость параллельных пластов . . . . .	95
Проницаемость последовательно соединенных пластов . . . . .	95
Проницаемость неоднородных радиальных систем . . . . .	96
Проницаемость круглых каналов . . . . .	96
Проницаемость трещин . . . . .	97
Проницаемость при фильтрации газа . . . . .	99
Измерение проницаемости керна . . . . .	100

Определение проницаемости и пористости по данным исследования скважин . . . . .	104
Изучение фильтрационных свойств несцементированных и слабо сцементированных песчаных пород . . . . .	104
<b>Глава V. Элементы механики пласта и характеристика вмещающих флюидов</b> . . . . .	108
Общие сведения. Источники пластовой энергии . . . . .	108
Давление . . . . .	110
Температура . . . . .	113
Капиллярные силы . . . . .	114
Упругие свойства горных пород . . . . .	118
Прочность при различных деформациях . . . . .	123
Влияние внешнего давления на пористость и проницаемость пород . . . . .	124
Свойства пластовых жидкостей и газов . . . . .	131
Состав и свойства природных углеводородов . . . . .	131
Состав и свойства пластовой воды . . . . .	136
<b>Глава VI. Водно-, нефте- и газонасыщенность</b> . . . . .	139
Общие сведения. Остаточная вода . . . . .	139
Виды воды и ее распределение в нефтегазоносных горных породах . . . . .	141
Свойства и состав воды . . . . .	148
Методы определения водо-, нефте- и газонасыщенности . . . . .	151
Прямые методы . . . . .	151
Косвенные методы . . . . .	153
Насыщенность и проницаемость . . . . .	165
Остаточная водонасыщенность и проницаемость . . . . .	165
Относительная проницаемость . . . . .	170
Методы измерения относительной проницаемости . . . . .	173
Вытеснение нефти . . . . .	180
Диффузионная проницаемость . . . . .	181
<b>Глава VII. Геометрия порового пространства горных пород как критерий оценки коллекторских свойств</b> . . . . .	188
Общие сведения . . . . .	188
Исследование геометрии порового пространства . . . . .	188
Прямые методы . . . . .	189
Косвенные методы . . . . .	192
Корреляция данных, характеризующих емкостные и фильтрационные свойства горных пород . . . . .	219
Опечочные классификации коллекторов нефти и газа, основанные на корреляционных связях проницаемости с параметрами, характеризующими поровое пространство пород . . . . .	229
О структуре поровых пространств и о фильтрующих свойствах глинистых газонештеупоров . . . . .	237
<b>Глава VIII. Основные понятия о статистической обработке фактических данных</b> . . . . .	246
<b>Породы-коллекторы нефти и газа Русской платформы и сопредельных областей юга СССР</b>	
Породы-коллекторы нефти и газа Русской платформы . . . . .	254
<b>Глава IX. Породы-коллекторы нефти и газа восточной и юго-восточной частей Русской платформы</b> . . . . .	258
Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн . . . . .	258
Прикаспийский нефтегазоносный бассейн . . . . .	280
	365

Глава X. <i>Породы перспективных на нефть и газ отложений Центральных районов и коллекторы нефти и газа северо-восточной части Русской платформы</i> . . . . .	283
Средне-Русский возможно нефтегазоносный бассейн . . . . .	283
Средний девон (терригенная часть живетского яруса) . . . . .	283
Верхний девон (терригенная часть франского яруса) . . . . .	285
Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн . . . . .	287
Глава XI. <i>Породы-коллекторы нефти и газа Днепровско-Донецкой впадины и юго-западной окраины Русской платформы</i> . . . . .	289
Днепровско-Донецкий нефтегазоносный бассейн . . . . .	289
Нефтегазоносные бассейны юго-западной окраины Русской платформы . . . . .	294
Породы-коллекторы нефти и газа эпигерцинской платформы юга СССР и Южно-Каспийской нефтегазоносного бассейна . . . . .	300
Глава XII. <i>Породы-коллекторы нефти и газа Причерноморско-Кубанского нефтегазоносного бассейна</i> . . . . .	306
Причерноморская нефтегазоносная область . . . . .	306
Азово-Кубанская нефтегазоносная область (Западное Предкавказье) . . . . .	308
Глава XIII. <i>Породы-коллекторы нефти и газа Средне-Каспийского нефтегазоносного бассейна</i> . . . . .	314
Западная часть Средне-Каспийского нефтегазоносного бассейна . . . . .	314
Восточная часть Средне-Каспийского нефтегазоносного бассейна—Южно-Мангышлакско-Устюртская нефтегазоносная область . . . . .	325
Глава XIV. <i>Породы-коллекторы Каракумского нефтегазоносного бассейна</i> . . . . .	330
Центрально-Каракумская нефтегазоносная область . . . . .	330
Мургабская нефтегазоносная область . . . . .	331
Амударьинская (Бухаро-Хивинская) нефтегазоносная область . . . . .	332
Глава XV. <i>Породы-коллекторы Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна</i> . . . . .	338
Западная часть Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна . . . . .	338
Восточная часть Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна . . . . .	345
Литература . . . . .	349

**ХАНИН АРНОЛЬД АРКАДЬЕВИЧ**  
**ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА**  
**И ИХ ИЗУЧЕНИЕ**

Редактор издательства *А. Г. Ионель*  
Технический редактор *В. Л. Прозоровская*  
Переплет художника *Э. Г. Кусс*  
Корректор *Г. Г. Большова*

---

Сдано в набор 29/VII 1968 г.  
Подписано в печать 12/XI 1968 г.  
Т-17104. Формат 60×90<sup>1/16</sup>. Печ. л. 23.  
Уч.-изд. л. 25,0. Бумага № 1.  
Индекс 1-4-1. Заказ 2211/820-7.  
Тираж 1650 экз. Цена 2 р. 57 к.

---

Издательство «Недра».  
Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.  
Ленинградская типография № 14  
«Красный Печатник» Главполиграфпрома  
Комитета по печати при Совете Министров СССР.  
Московский проспект, 91.

**В издательстве «Недра»  
готовятся к печати и выйдут  
в свет в 1969 году  
новые книги по нефти и газу**

**БУРШТАР М. С., БИЗНИГАЕВ А. Д.** Образование и размещение скоплений углеводородов в платформенных условиях. 25 л. Ц. 2 р. 70 к.

**ГУРВИЧ И. И.** Сейсмическая разведка. Изд. 2, перераб. и доп. 40 л. Ц. 1 р. 60 к.

**ЖИЖЧЕНКО Б. П.** Методы стратиграфических исследований в нефтегазоносных областях. 30 л. Ц. 4 р. 65 к.

**КАЛИНКО М. К.** Нефтегазоносность акваторий мира. 15 л. Ц. 1 р. 70 к.

**МАШКОВИЧ К. А.** Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. 12 л. Ц. 70 коп.

С подробными аннотациями на эти книги Вы можете ознакомиться в тематическом плане издательства «Недра» на 1969 год, который имеется во всех книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу. Заказ на эти книги можно оформить в местных магазинах книготорга. При поступлении книг в продажу Вы будете извещены.

*Издательство «НЕДРА»*