

А. А. ХАНИН

ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ  
НЕФТИ И ГАЗА  
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ  
ПРОВИНЦИЙ  
СССР



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»  
Москва 1973

Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. М., «Недра», 1973. 304 с.

В книге основное внимание уделено характеристике различных типов пород-коллекторов нефти и газа, особенностям развития их на территории нефтегазоносных провинций, областей и районов.

Описаны факторы, влияющие на формирование пород-коллекторов и их свойств, изложены принципы оценки экранярующей способности пород, исходя из их текстурно-структурных особенностей и физических свойств. Приведены новейшие данные о породах-коллекторах и региональных породах-покрышках, а также об их распространении на территории нефтегазоносных провинций.

Автор рассматривает породы-коллекторы и породы-экраны как естественно-историческое тело, сложившееся за длительное геологическое время, влиявшее на процессы литификации и контролировавшее формирование свойств коллекторов и флюидоупоров. Показаны влияние структуры порового пространства и цемента породы на основные коллекторские показатели, а также закономерности развития коллекторов различных классов.

Книга предназначена для специалистов, работающих в области геологии нефти и газа и разработки месторождений.

Таблиц 42, иллюстраций 34, список литературы —

66 назв.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Постоянное увеличение запасов нефти и газа является основой роста добычи этих полезных ископаемых, что связано с эффективностью проводимых поисково-разведочных работ. Немаловажное значение при этом имеет выяснение характера сложения и свойств пород нефтегазоносных комплексов, вскрываемых бурением. В связи с расширением объема разведочных работ и успехами в области обнаружения нефтяных и газовых залежей в недрах за последние годы накоплено большое количество информации по геологии нефти и газа, в том числе и по характеристике пород-коллекторов.

Основное внимание автор данной книги уделил характеристике различных типов пород-коллекторов нефти и газа, слагающих продуктивные пласты, особенностям их залегания и развития на территории нефтегазоносных провинций, областей и районов. В связи с этим использована оценочная классификационная шкала А. А. Ханина (1956, 1969). Описаны экранлирующие толщи пород, их развитие и свойства. Для некоторых регионов (Предкавказье, Центральная и Восточная Туркмения, Западный Узбекистан, Западная Сибирь) автор приводит экспериментальные данные об экранлирующей способности глинистых пород-покрышек, обращая главное внимание на их физические свойства, в значительной мере зависящие от тектурно-структурных особенностей породы.

Выделение нефтегазоносных провинций обосновано Н. Ю. Успенской (1966), что облегчило нашу задачу, связанную с обобщением и анализом материалов по регионам, выяснением закономерностей в распространении пород-коллекторов и изменении их свойств. Районирование нефтегазоносных территорий дано Н. Ю. Успенской на основе структурно-тектонических и литолого-фациальных признаков, контролирующих условия накопления нефти и газа.

Автор книги использовал результаты работ, проведенных им по ряду районов, а также многочисленные литературные данные

последних лет (монографии Т. И. Гуровой, Л. П. Колгиной, О. А. Черникова, Т. Т. Клубовой, С. И. Шишигина, Г. Э. Прозоровича, Е. М. Смехова и его коллег из ВНИГРИ, А. Е. Киселева, А. С. Махнача с соавторами, И. Н. Ушатинского, Р. С. Сахибгареева, С. Е. Чакабаева, В. А. Иванова, П. А. Карпова, Б. К. Прошлякова, М. Е. Долуда с соавторами, Д. В. Гуржий с соавторами, С. П. Корсакова, И. И. Нестерова, С. Г. Саркисяна и др., а также принципиально важные научные статьи, опубликованные в трудах ВНИГНИ, ИГиРГИ, ВНИГРИ, ВНИИГАЗа, СНИИГГИМСа, ЗапСибНИГНИ, Гидротюменнефтегаза, СредазНИИГАЗа, УкрНИИГАЗа, МИНХиГП, Волгоградского НИПИ).



ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ФОРМИРОВАНИЕ И ФИЗИЧЕСКИЕ  
СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРСКИХ ТОЛЩ  
И ПОРОД ФЛЮИДОУПОРОВ

ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ

Залежи нефти и газа на земном шаре приурочены к многочисленным разновидностям горных пород осадочного и в значительно меньшей степени изверженного происхождения. Подавляющее большинство залежей нефти и газа связано с осадочными породами (М. К. Калинин, 1964).

Породы-коллекторы нефти и газа должны обладать не только емкостью, способной к насыщению, но и системой поровых каналов, через которые возможно движение по ним иластовых флюидов и получение промышленных объемов последних при перепадах давления, осуществляемых при эксплуатации скважин.

Породы-коллекторы могут быть распространены на площади какого-либо месторождения нефти или газа и могут иметь региональное развитие в том или ином нефтегазоносном районе и области, в общих чертах сохраняя свои литологические особенности и физические свойства. С изменением литологических особенностей осадочных пород соответственно меняются их пористость и проницаемость.

Формирование пород-коллекторов определенного минералогического состава и строения зависит от большого количества геологических факторов, не только предопределяющих образование осадочных пород разного генезиса и вещественного состава, но и оказывающих влияние на формирование их структурных и текстурных особенностей.

Поровое пространство представляет собой во многих случаях сложное сочетание различных по размеру поровых каналов взаимосвязанных и замкнутых. Кроме межзерновых и трещинных пор имеются и другие пустоты в породах: каверны и карстовые полости. Полезная, или эффективная, емкость характеризуется свободным от остаточной воды объемом взаимосвязанного пустотного пространства.

Известно, что емкостные и особенно фильтрационные свойства осадочных образований определяются главным образом их структурно-текстурными особенностями. Коллекторские параметры терригенных пород зависят от крупности, отсортированности и окатанности минеральных зерен, их компоновки, характера цементации.

Изучение и анализ всех приведенных выше элементов позволяют правильно оценивать коллекторские свойства, оказывающие большое влияние на нефтегазонасыщенность и отдачу. В то же время выявление функциональных и статистических связей между коллекторскими свойствами и различными количественными характеристиками терригенных пород открывает широкие возможности для прогнозирования этих свойств по комплексу литолого-геологических параметров (гранулометрический состав, глубина залегания, плотность, проницаемость и т. д.).

За последние годы большое практическое значение приобрела разведка нефтяных и газовых залежей, приуроченных к смешанно-трещинным и трещинным коллекторам (А. А. Ханин, 1969). Высокопродуктивные залежи нефти и газа, связанные с карбонатными и другими трещиноватыми породами палеозойского возраста, выявлены в пределах Русской платформы и Предуралья в Куйбышевской, Пермской и Оренбургской областях, Коми АССР, на Украине. Газовые и нефтяные залежи мезозойского возраста встречаются в карбонатных породах на Украине, в Бухарской депрессии, на Северном Кавказе.

В последнее десятилетие обнаружены крупные залежи нефти на Мангышлаке и в зоне среднего течения Оби, а также крупнейшие залежи газа в северной части Тюменской области, приуроченные к коллекторам песчаного типа.

Литолого-петрографические исследования трещинных коллекторов требуют отличного от обычных методов подхода, поскольку емкость и фильтрация в них обуславливается структурно-генетическими особенностями пород. Среди трещиноватых коллекторов преобладают карбонатные породы. В них сравнительно редко встречаются коллекторы порового типа, в которых межзерновые пустоты образованы в результате первичной седиментационной укладки минерального скелета горной породы. Емкость в карбонатных коллекторах чаще возникает в результате постседиментационных процессов: выщелачивания частиц скелета, доломитизация, перекристаллизации. Именно влиянием этих процессов обусловлена неоднородность структуры поровых пространств и их неравномерное распределение в объеме горной породы. Фильтрация в таком коллекторе осуществляется в основном по системам микротрещин.

Литолого-петрографические исследования трещиноватых горных пород-коллекторов в основном направлены на выяснение условий образования первичной и вторичной пористости на различных этапах литогенеза, на изучение постседиментационных (диагенетических и катагенетических) преобразований и их роли в формировании того или иного типа трещинного коллектора.

В настоящее время установлено, что многие литологические факторы на различных этапах литогенеза оказывают неоднозначное влияние на формирование смкости карбонатных пород. Так, при их уплотнении резко меняется характер контактов между зернами цемента и форменными образованиями; в породах формируются различные структуры растворения. Исследованиями установлено, что с глубиной в известняках и доломитах происходит уменьшение первичной (седиментационной) пористости, тогда как вторичная пористость в этих условиях часто остается высокой.

На формирование пористости существенное влияние оказывают процессы перекристаллизации, благодаря которым при сохранении химического состава породы изменяются ее текстура и структура. Наличие в карбонатных породах примесей глинистого, кремнистого, органического вещества в общем случае не только замедляет процессы растворения и перекристаллизации, но и способствует запечатыванию на ранних этапах литогенеза имеющихся в породах пор и трещин. В последующем при воздействии тектонических напряжений в подобных породах вторичные пустоты выщелачивания развиваются по трещинам и другим ослабленным зонам.

Формирование осадочных пород и приобретение ими так называемых коллекторских свойств — длительный и сложный процесс, разделяющийся на ряд стадий, из которых основные седиментогенез, диагенез, эпигенез (катагенез) и метаморфизм.

Седиментогенез характеризуется образованием осадка на поверхности земли благодаря выветриванию, переносу и отложению твердых минеральных масс. В результате формируются рыхлые, в значительной мере обводненные осадки, в дальнейшем преобразующиеся в породы. Уже при седиментогенезе заложены элементы, в дальнейшем влияющие на коллекторские способности пород. Так, характер осадконакопления (фации, скорость водных потоков, течений и др.) влияет на распределение механических обломков породы (крупность зерен, их количество, сочетание гранулометрических фракций), слоистость, изменение литофаций. Непостоянство физико-географических условий на поверхности земли приводит к накоплению различных по генезису осадков. При дифференциации осадка происходят механическая рассортировка обломочных частиц и химическое разделение по степени растворимости.

Диагенезом осадков называют стадию преобразования их в породы путем постепенного уплотнения и минералогического видоизменения, в результате чего они приобретают новое строение, отражающееся на характере их пористости и проницаемости. Эпигенезом (катагенезом) называют видоизменения породы при продолжающемся прогибании земной коры. При еще большем погружении и дислокациях породы претерпевают стадию метаморфизма. Первоначальный минеральный 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. 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. При этом пористость и проницаемость пород возрастают.

Под структурой горной породы понимают совокупность ее признаков, определяемых морфологическими особенностями отдельных составных частей и их пространственными взаимоотношениями (Г. И. Теодорович, 1958). Определение структурного типа породы сводится к выяснению размера и формы слагающих ее зерен.

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.

Характер слоистости влияет на фильтрационные свойства пород в вертикальном и горизонтальном направлениях. Он сказывается также при инженерном воздействии на пласт, например при гидроразрыве. 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. Структурные и текстурные особенности пород влияют на их емкостные и фильтрационные свойства (А. А. Ханин, 1965).

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. Минеральные вещества, заполняющие в породе промежутки между крупными зернами и обломками и связывающие последние между собой, называются цементами. Влияние цемента на коллекторские свойства пород не только связано с уменьшением просветности поровых каналов и их объема, но и определяется сорбционными свойствами минералов цемента и степенью гидрофильности или гидрофобности последних. Особенно большое значение при оценке пород-коллекторов с точки зрения их емкостных и фильтрационных свойств, а также величины их остаточной водонасыщенности имеет сорбционная способность и текстура цементов, сказывающаяся на взаиморасположении и количественном соотношении цементирующего и обломочного материалов в породах (А. А. Ханин, 1963, 1965; Б. Ю. Вендельштейн и др., 1969).

Основными коллекторскими параметрами являются пористость и проницаемость. Пористость (емкостная характеристика) представляет собой суммарный объем свободных или заполненных флюидом пространств, выраженный в процентах от объема породы.

Проницаемость можно представить как сопротивление породы движущемуся через нее флюиду. Величина проницаемости выражается в дарси и зависит от пористости породы. Однако универсальной зависимости между пористостью и проницаемостью не установлено. Можно лишь утверждать, что любая проницаемая порода пориста, но не любая пористая порода проницаема. Это становится понятным, если обратиться к формуле закона Дарси для определения проницаемости, из которой видно, что проницаемость зависит от квадрата радиуса пор. Если нет универсальной зависимости между пористостью и проницаемостью, которая была бы присуща всем породам-коллекторам, то для коллекторов отдельных геологических областей, месторождений или залежей такая зависимость устанавливается. Она носит статистический корреляционный характер.

Выяснив закономерности пространственного распространения пород с различной пористостью, в соответствии с выявленными статистическими взаимосвязями можно судить и об изменении других коллекторских параметров этих пород, в частности о проницаемости.

Данные о пористости необходимы для оценки запасов газа и нефти и масштаба предстоящей разработки пласта. Они необходимы и при сравнении различных пластов или различных участков одного и того же пласта.

Пористая среда характеризуется рядом свойств: пористостью общей, пористостью открытой (учитывающей объем только взаимосвязанного порового пространства), удельной внутренней поверхностью и извилистостью<sup>1</sup>.

Поровое пространство (пустотность, полостность) пород определяется не только размерами и конфигурацией зерен, но и наличием трещин, плоскостей напластования и присутствием в порах цементующих 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 уголекислоту. Пустотное пространство таких пород представлено обычно каналами и кавернами.

В осадочных породах пористость обуславливается наличием промежутков между отдельными зернами породы (межзерновая пористость). Поры подразделяются на макropоры ( $>1$  мм) и микропоры ( $<1$  мм). Среди микропор выделяют поры ультракапиллярные (субкапиллярные) размером меньше 0,1 мк. Величина капиллярных пор колеблется от 0,0002 до 0,1 мм. Жидкости в этих порах движутся вследствие действия капиллярных сил, преодолеывая силу тяжести. В субкапиллярных порах передвижение воды под действием капиллярных сил затруднено или совсем отсутствует, так как поры сечением 0,1 мк при смачивании полностью заполняются водой,

---

<sup>1</sup> В последующих главах при характеристике коллектора приводится пористость открытая.

которая прочно связана поверхностно-молекулярными силами со стенками пор.

Величина пор песчаных пород сильно колеблется в зависимости от величины и формы зерен, плотности укладки и сцементированности. При ромбоэдрической упаковке зерен одинакового размера и идиальной формы наблюдается наиболее плотная укладка.

Величина пористости различных пород изменяется в широких пределах, от долей процента до нескольких десятков процентов. Чем больше поверхность соприкосновения между зернами породы, тем меньше пористость. Породы с пористостью меньше 5%, лишенные трещин, разломов и каверн, считаются обычно непромышленными коллекторами. Для накопления нефти и газа в породе и извлечения их имеет значение не только относительное количество пор, но и их абсолютные размеры.

Трещиноватость горных пород рассматривается как своеобразная пористость, при которой роль зерен играют блоки (нетрещиноватые массивы породы), а роль пор — трещины. Трещиновидные поры подразделяют на микротрещины с раскрытостью от 0,01 до 0,1 мм и макротрещины с раскрытостью больше 0,1 мм. Последние хорошо видны невооруженным глазом. В карбонатных породах может быть развит не только межзерновой и трещинный тип пористости, но и карстовый, благодаря которому возникают крупные полости (мегапоры) изменчивых конфигураций.

Образовавшиеся в результате карстовых процессов пустоты при благоприятной геологической обстановке в последующем могут служить местами для газа, нефти и воды. 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 турпейского 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. Наиболее трещиноватыми являются доломитизированные известняки, затем следуют чистые известняки, доломиты, аргиллиты, песчано-алеуритовые породы, соли, ангидрит-доломитовые породы и ангидриты.

Согласно современным представлениям (Е. М. Смахов и др.) о процессах аккумуляции и фильтрации нефти и газа в горных

породах все коллекторы нефти и газа можно подразделить на две большие группы: простые и сложные.

Группа простых (гомогенных) коллекторов нефти и газа характеризуется единственной, непрерывной системой фильтрационных каналов. Двухфазная фильтрация здесь осуществляется в единой системе фильтрационных каналов (поры, трещины). Эту систему фильтрационных каналов составляют межзерновые поры и каверны, сходные по своему строению с порами, а также трещины, образующие единую систему фильтрационных каналов.

Группа сложных (смешанных или гетерогенных) коллекторов с разными физическими свойствами обладает различными системами фильтрационных каналов. Между этими различными фильтрационными системами осуществляются интенсивные перетоки жидкости и газа.

Наиболее распространенными в природе являются коллекторы сложного типа. Подобные коллекторы характеризуются двумя фильтрационными средами — поровой и трещинной, гидродинамически непрерывно между собою связанными. Одновременность сосуществования этих сред (поровой и трещинной) определяет принадлежность горной породы к классу сложного коллектора, который с гидродинамической точки зрения рассматривается как система двух сред, вложенных одна в другую. Двухфазная фильтрация в подобных коллекторах характеризуется обменом фаз между поровой и трещинной средами. Сложные трещинные коллекторы, как правило, анизотропны, причем степень анизотропии трещинно-поровых коллекторов выше, чем порово-трещинных.

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. Согласно этому закону проницаемость является константой пропорциональности, характеризующей пористую среду, причем в идеальном случае она не зависит от типа фильтруемой жидкости (А. А. Хагин, 1969). Алгебраическое выражение закона Дарси имеет много форм в соответствии с большим разнообразием случаев, в которых он применяется.

Линейный закон фильтрации не учитывает влияния 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. Процесс течения жидкостей и газов сквозь пористые среды описывается двучленной формулой, состоящей из линейного и квадратичного членов, учитывающих влияние сил вязкости и инерции.

Характеристика проницаемости должна быть связана с другими характеристиками пористой среды, а именно с кривыми капиллярного давления, площадью внутренней поверхности и т. д., так как все характеристики являются проявлением геометрического устройства пор. Известно много попыток создать теорию, связывающую геометрическую структуру пористого материала с проницаемостью. Прямой подход к нахождению связей между различными свойствами пористых сред заключается в попытке установления эмпирических зависимостей.

Наибольший интерес представляет зависимость между проницаемостью и структурными коэффициентами, характеризующими поровое пространство (А. А. Ханин, 1965). Как теперь уже доказано многими исследователями, общей зависимости между пористостью и проницаемостью не может существовать. Две среды одной и той же пористости могут иметь совершенно различные проницаемости. Таким образом, если имеется корреляционная зависимость между этими двумя величинами, она не может быть универсальной.

Для неконсолидированных пористых сред делались попытки установить зависимость между проницаемостью и распределением зерен по размеру. Большинство этих анализов проведено на материалах одного типа, что дало возможность каждому из авторов утверждать наличие таких зависимостей (К. Сликтер, И. Козени, Г. Петтиджон, В. Крумбейн и Г. Монк и др.).

Определенный интерес представляет также зависимость между проницаемостью и структурой порового пространства. Под структурой порового пространства понимаются форма и размер отдельных пор, их количественное соотношение и сообщаемость. Условия осадкообразования и последующее преобразование терригенных и карбонатных пород в диагенезе, катагенезе и гипергенезе способствовали формированию геометрии порового пространства. В зависимости от величины, отсортированности и окатанности обломков, слагающих породы, последние обладают различными величинами медианных и максимальных размеров поровых каналов, а также различным соотношением пор большого и малого диаметра, что собственно и определяет фильтрационную способность коллектора.

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.

Различия в степени и характере цементации пород в продуктивном пласте по вертикали, а также наличие среди них малопроницаемых или труднопроницаемых пород в виде линз и пропластков разной мощности и протяженности обуславливают анизотропность пласта в отношении фильтрации газа, нефти и воды.

С увеличением размера обломочного материала в породах проницаемость их возрастает, хотя пористость при этом несколько уменьшается. Это изменение проницаемости связано с увеличением сече-



ния поровых каналов, что играет очень важную роль в процессах фильтрации. Так, если пласты мелкозернистого песчаника чередуются с пластами или пропластками среднезернистого песчаника, то обычно фильтрационный поток будет интенсивнее перемещаться через поровое пространство среднезернистых песчаников, в отличие от мелкозернистых песчаников. Особенно это сказывается на неоднородном продвижении контурных вод при отборе газа из скважин.

С увеличением коэффициента сортированности обломочного материала наблюдается ухудшение фильтрационных свойств пород, так как 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 их зерен. Обычно наблюдаемые не совсем четкие зависимости между пористостью и медианным диаметром зерен, проницаемостью и медианным диаметром зерен, проницаемостью и коэффициентом сортировки зерен являются частными. Дисперсия точек на графиках указывает на влияние других факторов. Более тесные связи наблюдаются при сравнении проницаемости с наиболее важным литологическим параметром — текстурно-структурным фактором.

Интерпретация капиллярных кривых, полученных методами ртутной и водной порометрии, позволяет с известными допущениями построить диаграммы распределения поровых каналов по размерам (рис. 1) и найти зависимость между данным распределением и проницаемостью (рис. 2, 3). Совместное рассмотрение диаграмм распределения и кривых проницаемости позволяет выделить в породе основные фильтрующие поры и поры, играющие ничтожную роль в проницаемости, а также систему очень тонких пор, обуславливающих остаточную водонасыщенность.

Более сложными для изучения структуры порового пространства являются трещинные коллекторы. Для фиксации и рассмотрения трещин в лаборатории применяются методы замера скорости прохождения ультразвуковых волн через горные породы и насыщения их люминофорами. Изменение скорости распространения ультразвуковых волн в трех различных направлениях способствует выявлению в образце породы трещин и позволяет фиксировать участки их наиболее интенсивного развития.

Отношение скорости прохождения ультразвуковых волн в зонах развития трещиноватости к скорости волн в ненарушенной трещинами той же породы позволяет по величине коэффициента относительной трещиноватости судить об интенсивности развития трещин.

Пролитка подобных образцов пород люминофорами с последующим фотографированием позволяет выделить в пустотном пространстве систему поровых каналов и трещин, фиксировать интенсивность

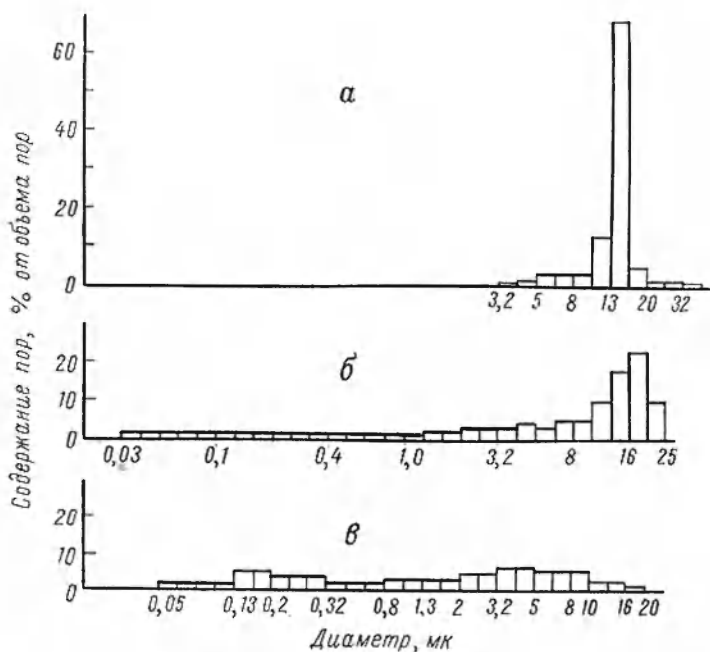


Рис. 1. Типы кривых распределения диаметров пор.  
 а — симметричное распределение пор; б — асимметричное распределение пор; в — равномерное распределение пор.

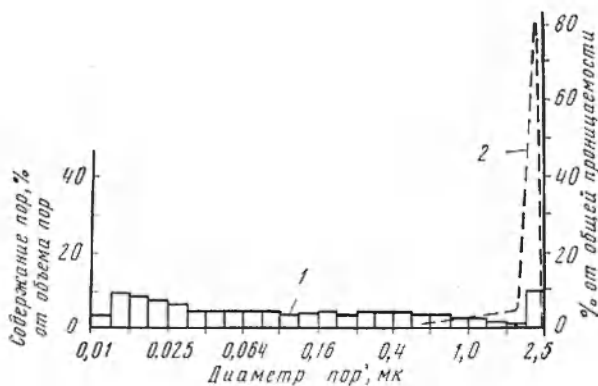


Рис. 2. Распределение пор и долевое участие их в проницаемости.

Восточно-Кубанский прогиб, Южно-Советская площадь, скв. 10, интервал 2929—2937,1 м, базальт выветрелый, пористость открытая 6,7%, проницаемость 0,045 миллидарси, удельная поверхность 2,34 м<sup>2</sup>/см<sup>3</sup>.

1 — распределение пор; 2 — долевое участие пор в проницаемости.

их проявления, направленность, дает возможность выяснить морфологию и взаимосвязь трещин. Насыщенность порового пространства пластовых коллекторов газом, нефтью и водой представляет практический интерес при подсчете запасов газа и нефти и разработке залежей.

Формирование газовых и нефтяных залежей в благоприятной для этих целей ловушке происходит путем вытеснения воды из пористых пород газом и нефтью (Н. А. Еременко, 1961). Этот процесс протекает длительно за тот или иной отрезок геологического времени. Однако не вся вода вытесняется из пористой системы пород, ибо для этого не хватает сил капиллярного вытеснения. Она частично

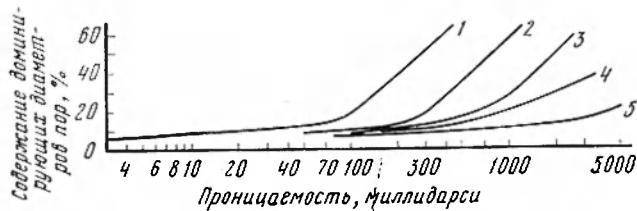


Рис. 3. Зависимость проницаемости от размера и содержания доминирующих пор.

Доминирующие диаметры пор в мк: 1 — 3—12,5; 2 — 12,5—20; 3 — 20—30; 4 — 30—40; 5 — 40—100.

остается в порах породы в виде так называемой остаточной (реликтовой, погребенной, связанной) воды. Ее содержание тем больше, чем меньше диаметр пор. Остаточная вода удерживается в пористой среде поверхностно-молекулярными и капиллярными силами и в продукции скважин при их эксплуатации обычно не обнаруживается.

Занимая часть порового объема, остаточная вода тем самым снижает полезный объем пустотного пространства. Таким образом, для установления величины коэффициента нефтегазонасыщенности продуктивных пород необходимо прежде всего определить остаточную водонасыщенность (А. А. Ханин, 1963). Определение этого параметра в породах-коллекторах производится в основном косвенными лабораторными или геофизическими методами, поскольку прямой метод требует извлечения из скважин керна с полным сохранением пластовых флюидов.

Значение коэффициента нефтегазонасыщенности в песчано-алевритовых породах колеблется в весьма широких пределах, от 0,30 до 0,95. Остаточная вода может быть определена по кернам, отобраным на безводной нефтяной основе, по кривым капиллярного давления и по данным электрометрии. Наклон всех кривых зависимости капиллярного давления от насыщенности сильно увеличивается при подходе к некоторой малой насыщенности среды смачивающей жидкостью. Изучение получающихся в большинстве случаев кривых вытеснения показывает, что, после того как будет достигнута некоторая предельная насыщенность среды смачивающей жидкостью,

для дальнейшего снижения насыщенности даже на сколь угодно малую величину требуется резкое (стремящееся к бесконечности) возрастание давления. Эта предельная насыщенность называется остаточной насыщенностью, или, в случае когда смачивающей жидкостью является вода, насыщенностью остаточной (связанной) водой.

Капиллярное давление становится бесконечным при стремлении насыщенности материала смачивающей жидкостью к предельному значению, соответствующему остаточной насыщенности (рис. 4).

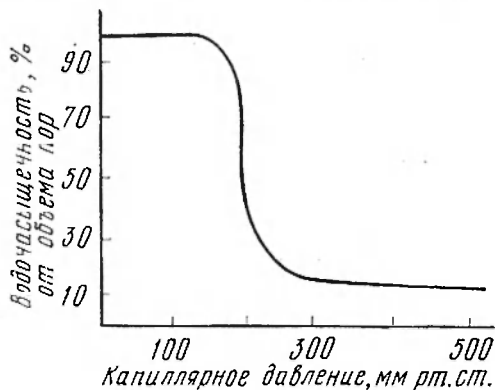


Рис. 4. Зависимость водонасыщенности от капиллярного давления.

Алеврит газоносного хадумского горизонта Северо-Ставропольского месторождения. Содержание остаточной воды 13%.

воды выражается приблизительно прямой линией. Зависимость между остаточной насыщенностью и проницаемостью для большинства пористых сред объясняется тем, что обе эти величины связаны с размером пор.

Количество остаточной воды, приходящееся на фильтрующие поровые каналы, составляет всего несколько процентов по сравнению со всем ее содержанием в поровом объеме; основное же количество обуславливают тонкие, практически нефилтрующие поры диаметром менее 2 мк (рис. 6).

То обстоятельство, что почти для всех естественных пористых сред кривые зависимости капиллярного давления от насыщенности во многом схожи между собой, привело к попыткам найти общее уравнение, описывающее все эти кривые.

М. Леверетт подошел к задаче с точки зрения анализа размерностей. Исходя из того, что капиллярное давление должно зависеть от пористости, поверхностного натяжения и некоторого характерного размера пор, М. Леверетт ввел безразмерную функцию насыщенности (А. А. Ханин, 1969). В качестве квадрата характерного размера пор здесь принято отношение проницаемости к пористости.

Рис. 5. Зависимость содержания остаточной воды от абсолютной газопроницаемости для различных нефтегазосных пород.

1 — алевролиты абазинской свиты Ахтырско-Бугундырского нефтяного месторождения; 2 — алевролиты хадумского продуктивного горизонта Северо-Ставропольского газового месторождения; 3 — песчаники угерской свиты газовых месторождений Угерско и Бильче-Волца; 4 — модели песков кварцевых; 5 — алевролиты свиты медистых песчаников Шебелинского газового месторождения; 6 — песчаники мелкозернистые продуктивных горизонтов мела Газинского газового месторождения (средние данные); 7 — песчаники мелкозернистые газоконденсатного месторождения Русский Хутор.

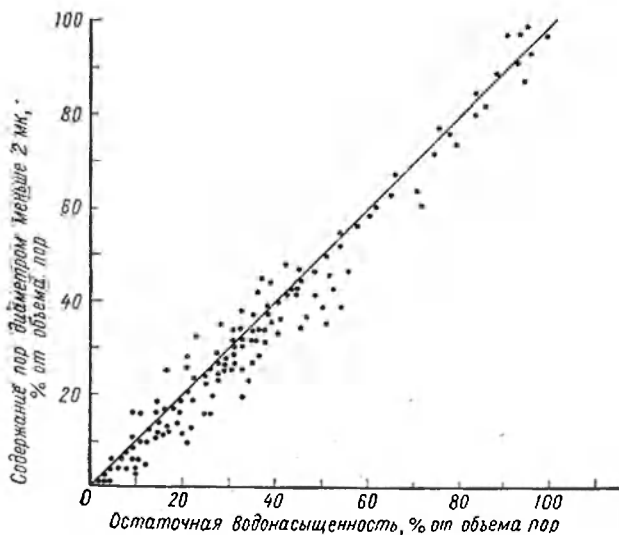
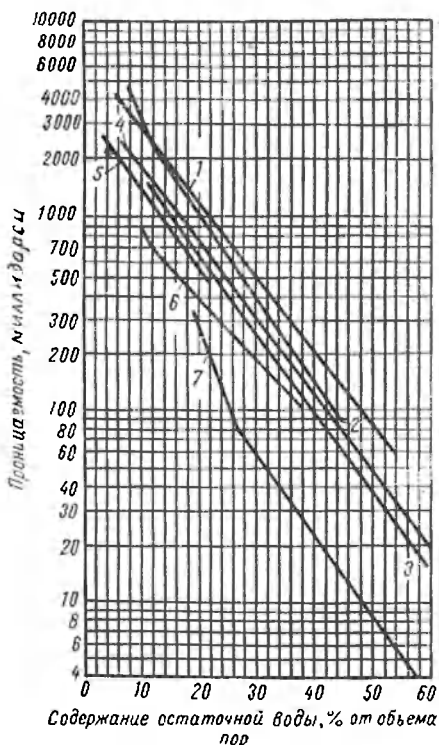


Рис. 6. Соотношение остаточной водонасыщенности с содержанием поровых каналов диаметром меньше 2 мк (по М. И. Колосковой, 1971).

Переход к безразмерной функции позволяет во многих случаях устранить различие кривых зависимости капиллярного давления от насыщенности и свести их в единую кривую. Для ряда рыхлых песков это было сделано М. Левереттом.

Для количественной оценки и оценки характера распределения водонасыщенности продуктивных пластов на ряде газовых месторождений была использована зависимость между насыщенностью и проницаемостью при постоянном капиллярном давлении. При этом применялись методы осреднения данных капиллярных давлений, статистический метод обработки экспериментального материала и метод построения кривых, выражающих функцию Леверетта. При известном распределении проницаемости по пласту вычисляются средние капиллярные кривые для каждого рассматриваемого пласта, которые используются для оценки распределения водонасыщенности. Так, при оценке распределения водонасыщенности и газонасыщенности в IX пласте Газлинского газового месторождения в разрезе скв. 26 оказалось, что наибольшие изменения водонасыщенности (30—100%) наблюдались в интервале первых 3 м от уровня нулевого капиллярного давления, соответствующего уровню газовой контакта.

На высоте 9 м от ГВК водонасыщенность практически достигает значений остаточной водонасыщенности (20—37%). Данные распределения водонасыщенности IX пласта в разрезе скв. 26 совпадают с результатами промыслово-геофизических измерений.

Построение кривых и использование функции Леверетта позволяет не только учесть капиллярные давления, проницаемость, пористость пород, но и выявить закономерности в изменении водонасыщенности в зоне газовой и нефтяной контактов.

Рассмотрение кривой безразмерной функции насыщенности для отдельных пластов позволяет отметить, что в пределах пласта на одном уровне от зеркала свободной воды в породах, обладающих различными коллекторскими свойствами, содержится разное количество воды; чем хуже по свойствам коллектор, тем больше в нем воды и ниже газонефтенасыщенность.

Рассмотрение особенностей залегания пластов-коллекторов показало, что они видоизменяются, не постоянны по свойствам. Это необходимо учитывать при общей характеристике продуктивных пластов. Проблема геологической неоднородности продуктивных пластов в последние годы привлекает все больше внимание исследователей, занимающихся подсчетом запасов нефти и газа, проектированием, контролем и регулированием разработки нефтяных месторождений (М. А. Жданов, 1970).

Применение рациональной системы разработки нефтяных месторождений с использованием законтурного и внутриконтурного заводнения потребовало детализации строения продуктивного пласта. Проведенные работы в этом направлении показали, что во многих случаях продуктивные пласты не представляют собой однородные пористые и проницаемые среды. Они характеризуются макро- и

микронеоднородностью. Макронеоднородность выражается в прерывистости отдельных пропластков в разрезе, линзовидном развитии, залегании песчано-алевритовых и глинистых пород в толще основного горизонта. Микронеоднородность характеризуется многообразием поровых каналов по форме и размеру, изменением текстурно-структурных особенностей. Различают неоднородность, связанную с расслапыванием единого горизонта на ряд прослоев, широко развитых на площади, неоднородность, связанную с частичным замещением пористых пород песчано-алевритового типа глинистыми на отдельных участках горизонта (прерывистость пластов), и неоднородность, связанную с резким изменением коллекторских свойств пласта по всей его мощности.

Многие исследователи отмечают вертикальную неоднородность, которая выражается в расчлененности продуктивного горизонта непроницаемыми прослоями, и горизонтальную неоднородность, проявляющуюся в резком изменении литологических свойств пород по всей площади залежи. Все это в конечном счете зависит от условий осадкообразования и последующих геологических процессов.

Подобная геологическая неоднородность приводит к тому, что выработка запасов нефти и обводнение отдельных пластов и пропластков на различных участках залежи происходит с различной скоростью. Это приводит к резкому обводнению добываемой продукции и в ряде случаев к преждевременному выходу скважины из эксплуатации. Особенно это характерно для пластов с малой суммарной мощностью, исчисляемой несколькими метрами.

Примерами геологической неоднородности могут служить продуктивные нефтесные пласты  $D_1$  и  $D_{11}$  месторождений Ромашкинского и Туймазинского, продуктивные нефтесные пласты терригенной части (угленосная свита) нижнего карбона ряда районов Волго-Уральской провинции, отчасти газосные ходумские отложения Центрального Предкавказья, продуктивные газосные породы мела месторождений Газли, Ачак и др. В то же время геологическую неоднородность в какой-то степени можно рассматривать как благоприятный фактор, в той или иной мере способствующий образованию скоплений нефти и газа в залежи, в особенности в условиях пологих складок платформенного типа. Все элементы, составляющие так называемую геологическую неоднородность пласта, играют роль, с одной стороны, отдельных микрорезервуаров (пористые зоны), а с другой, — микроэкрапов (глинистые и другие труднопроницаемые разделы), в определенной степени удерживающих пропитанные в пласт углеводородные флюиды и препятствующих их относительно свободному движению.

О степени геологической неоднородности пласта можно отчасти судить по коэффициенту относительной суммарной мощности пород-коллекторов (отношение суммарной мощности коллекторов к общей мощности продуктивного горизонта).

Для каждой залежи в зависимости от характера пласта, структурных условий и др. величина коэффициента относительной суммарной

мощности коллекторов может различаться, но обычно колеблется в пределах 0,3—0,8. Для газонефтяных месторождений Средней Азии коэффициент равен 0,38—0,58 (в среднем 0,45), для нефтяных — 0,35—0,50 (в среднем 0,43). Наиболее благоприятной для месторождений газа и нефти Средней Азии оказалась величина 0,44.

Коэффициент относительной суммарной мощности терригенных коллекторов девонских залежей нефти в Урало-Поволжье колеблется от 0,52 (Муханово, Д<sub>II</sub>) до 0,94 (Туймаза, Д<sub>II</sub> и Шкапово, Д<sub>IV</sub>, нижняя пачка), в среднем составляя 0,75; этот же коэффициент нефтеносных терригенных коллекторов каменноугольной толщи варьирует от 0,46 (Новоказинское, II тульский горизонт) до 0,94 (Яблоневый овраг, Б<sub>2</sub>), чаще всего он равен 0,80.

Таким образом, кроме общей характеристики коллекторов важно оценить и влияние изменений емкости и проницаемости, вызванных не только постседиментационными процессами, но и характером распределения коллекторов и сопутствующих им отложений в вертикальном разрезе и на площади месторождения.

При изучении нефтегазонасыщенных комплексов как природных резервуаров приобретают интерес оценка коллекторов и покрышек на больших глубинах и наиболее рациональная классификационная шкала этих пород.

В связи с поисками залежей нефти и газа на больших глубинах возникла необходимость прогнозировать коллекторские и экраннующие свойства пород разреза. Известно, что обычно с глубиной погружения емкость и проницаемость пород с межзерновой пористостью уменьшается, а глинистые породы, играющие роль перемычек между пластами, в силу потери воды превращаются в хрупкие тела. Возрастает роль трещинных пород как возможных коллекторов нефти и газа. В этой области необходимы углубленные теоретические и экспериментальные работы.

Немаловажным фактором в повышении эффективности геолого-поисковых работ на нефть и газ является учет экраннующей способности горных пород-покрышек по отношению к промышленным скоплениям. Свойства пород-покрышек следует изучать широко общегеологическими и физическими методами. Многопластовость залежей или отсутствие их могут быть объяснены в отдельных случаях свойствами пород-покрышек. В связи с этим весь перспективный нефтегазонасыщенный комплекс отложений должен быть изучен физическими и другими методами с целью характеристики пористо-проницаемых толщ, а также покрышек.

Количественная оценка экраннующих свойств флюидоупоров и оценка емкости и проницаемости возможных пород-коллекторов по отношению к нефти и газу необходимы также для поисков залежей нефти и газа в зонах выклипания пластов (литологический, стратиграфический тип залежей).

В настоящее время только отдельные скважины достигают глубины 6,5—7 тыс. м. В ближайшие годы можно рассчитывать на бурение также небольшого количества сверхглубоких скважин.



В связи с этим необходимо получение полной информации по характеристике разреза. Целесообразно решить следующие вопросы:

- а) обобщить результаты бурения на глубины свыше 4500—5000 м;
- б) обобщить опыт промыслово-геофизических исследований сверхглубоких скважин;
- в) изучить литолого-фациальные особенности глубоко залегающих горизонтов;
- г) изучить влияние термодинамических факторов и эпигенетических изменений на емкостные, фильтрационные и экранирующие свойства горных пород, залегающих на больших глубинах.

Классифицировать породы-коллекторы — это значит прежде всего отнести их к тому или иному типу, структурной группе, видам пористости, условиям образования, оцепить их коллекторские свойства и др. Многообразие свойств горных пород и прежде всего различия порового пространства сказались на сложности построения универсальной классификации коллекторов и привели многих исследователей к созданию ряда классификационных схем коллекторов нефти и газа, часто отличающихся друг от друга.

Разные исследователи предлагают дифференцировать породы-коллекторы по-разному: 1) по литологическому признаку, выделяя группы терригенных и карбонатных коллекторов; 2) по наличию или отсутствию трещин (гранулярные и трещинные коллекторы); 3) по морфологическим признакам порового пространства; 4) на основании корреляции проницаемости с эффективной пористостью и геометрией порового пространства (медианные диаметры фильтрующих пор, группы пор, оказывающих наибольшее влияние на проницаемость) применительно к песчано-алевритовым породам с межзерновой пористостью; 5) по величине проницаемости; 6) по соотношению проницаемости с пористостью открытой; 7) по содержанию цемента и его влиянию на проницаемость; 8) по величине удельной поверхности, применительно к песчано-алевритовым породам с межзерновой пористостью; 9) по группам параметров (пористость эффективная, пористость открытая, проницаемость, содержание цемента, глубина залегания пород и др.).

Существующие классификации разрабатывались для отдельных групп пород (терригенных, карбонатных). В меньшей степени разработаны общие классификации, охватывающие все многообразие развитых в природе коллекторов нефти и газа. В общих чертах классификационные схемы могут быть подразделены на несколько групп, к которым относятся морфологические и генетические (И. П. Авдусин и М. А. Цветкова, М. К. Калинин, И. А. Конохов, Е. М. Смахов, Г. И. Теодорович, А. Леворсен, У. Вальдимиц, Саудер, Г. Арчи и др.), минералого-генетическо-морфологические (М. К. Калинин, П. А. Карпов, Т. И. Гурова и др.), оценочные (Г. И. Теодорович, И. П. Авдусин и М. А. Цветкова, Ф. А. Требин, А. А. Ханин, А. И. Кричари, К. Б. Аширов, А. Г. Алиев и Г. А. Ахмедов, Ф. М. Котяхов, Б. К. Прошляков, И. А. Мухаринская и др.), а также смешанные.

Кроме классификационных схем общего характера, которые могут быть применены более или менее регионально, имеется многочисленная группа классификационных шкал, построенная таким образом, что их можно принять только для данного района. Они возникли благодаря выявленным частным зависимостям между некоторыми параметрами, характеризующими пористость открытую, медианные диаметры зерен, степень цементации, проницаемость и др., для узких групп пород-коллекторов развитых в каком-либо районе или области.

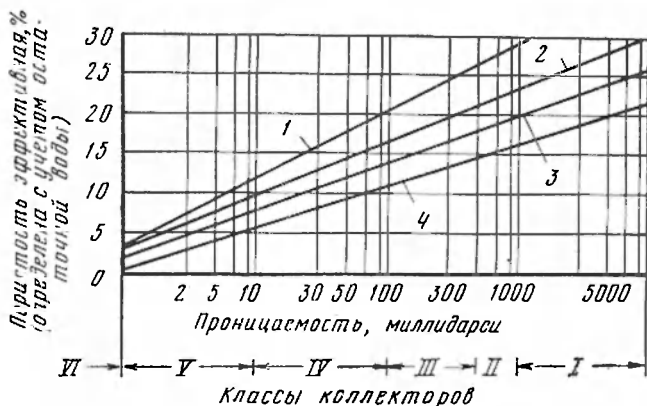


Рис. 7. Зависимость проницаемости от эффективной пористости (полезной емкости) для песчано-алевритовых пород с межзерновой пористостью (по А. А. Ханину).

1 — алевриты с преобладанием мелкоалевритовой фракции (0,05—0,01 мм); 2 — алевриты с преобладанием крупноалевритовой фракции (0,10—0,05 мм); 3 — песчаники мелкозернистые (0,25—0,10 мм); 4 — песчаники среднезернистые (0,50—0,25 мм).

Обзор классификационных схем дан нами в предыдущих работах (1956, 1963, 1965, 1969).

Остаемся на основных моментах классификации автора. Эмпирически было доказано существование тесной корреляционной связи между газопроницаемостью и эффективной пористостью, определенной как по объему вышедшей в сообщающиеся поровое пространство пластмассы, так и по поровому пространству, способному к нефтегазонасыщению (с учетом остаточной водонасыщенности) для различных по гранулометрическому составу песчано-алевритовых пород с межзерновой пористостью. Это позволило сгруппировать песчано-алевритовые породы по проницаемости и пористости эффективной (рис. 7). Группировка песчано-алевритовых пород представлена в оценочной классификационной шкале А. А. Ханина (1956), которая в дальнейшем (1969) была дополнена.

В табл. 1 породы-коллекторы разбиты на шесть классов, причем VI класс коллектора с абсолютной проницаемостью менее I миллидари обычно не представляет промышленного значения, так как содержит до 80—90% остаточной воды, почти полностью закрыва-

Таблица 1

Оценочная классификация песчано-алевритовых коллекторов нефти и газа  
с межзерновой пористостью  
(по А. А. Хашшу, 1956, 1969)

Класс коллектора	Название породы	Пористость эффективная (полезная емкость), %	Проницаемость по газу, миллидарси	Характеристика коллектора по проницаемости
I	Песчаник среднезернистый	$\geq 16,5$	$\geq 1000$	Очень высокая
	Песчаник мелкозернистый	$\geq 20$		
	Алеврит крупнозернистый	$\geq 23,5$		
	Алеврит мелкозернистый	$\geq 29$		
II	Песчаник среднезернистый	15—16,5	500—1000	Высокая
	Песчаник мелкозернистый	18—20		
	Алеврит крупнозернистый	21,5—23,5		
	Алеврит мелкозернистый	26,5—29		
III	Песчаник среднезернистый	11—15	100—500	Средняя
	Песчаник мелкозернистый	14—18		
	Алеврит крупнозернистый	16,8—21,5		
	Алеврит мелкозернистый	20,5—26,5		
IV	Песчаник среднезернистый	5,8—11	10—100	Пониженная
	Песчаник мелкозернистый	8—14		
	Алеврит крупнозернистый	10—16,8		
	Алеврит мелкозернистый	12—20,5		
V	Песчаник среднезернистый	0,5—5,8	1—10	Низкая
	Песчаник мелкозернистый	2—8		
	Алеврит крупнозернистый	3,3—10		
	Алеврит мелкозернистый	3,6—12		
VI	Песчаник среднезернистый	$< 0,5$	$< 1$	Обычно не имеет промышленного значения
	Песчаник мелкозернистый	$< 2$		
	Алеврит крупнозернистый	$< 3,3$		
	Алеврит мелкозернистый	$< 3,6$		

Примечание. Диаметр частиц (в мм): песчаник среднезернистый 0,50—0,25, песчаник мелкозернистый 0,25—0,10, алеврит крупнозернистый 0,10—0,05, алеврит мелкозернистый 0,05—0,01.

ющей просветности поровых каналов. В случае малого водосодержания, большой мощности продуктивных пород и возможности создать при разработке залежей достаточные перепады давлений этот класс коллектора, особенно для газа, может оказаться промышленно ценным. В классификацию введены параметры порового пространства, определяющие фильтрацию флюидов.

На основании совокупности изучения литолого-петрографических свойств пород и обработки большого экспериментального

материала для различных литологических групп пород по классам проницаемости, проведенного М. И. Колосковой в лаборатории физики пласта ВНИИГАЗа под руководством А. А. Ханина, была составлена классификационная схема, отображающая влияние структуры порового пространства на проницаемость и остаточную водонасыщенность (табл. 2).

Изучение показало, что основные структурные критерии, определяющие проницаемость и остаточную водонасыщенность пород-коллекторов, следующие:

1) размеры и количество основных фильтрующих каналов, обуславливающих проницаемость породы;

2) количество тонких, практически нефильтрующих, поровых каналов, определяющих в основном остаточную водонасыщенность;

3) литологический эмпирический коэффициент, отображающий сложность строения порового пространства породы и учитывающий извилистость поровых каналов.

Отметим общие закономерности, вытекающие из анализа классификационной оценочной шкалы М. И. Колосковой (1971).

1. Диапазон изменения диаметров основных фильтрующих пор в песчано-алевритовых породах-коллекторах порового типа составляет 3—150 мк. Размеры их уменьшаются от высшего класса проницаемости к низшему, составляют для коллекторов I класса (принята классификация А. А. Ханина) 20—150 мк, для коллекторов V класса 3—16 мк и для VI класса меньше 3 мк.

2. Внутри каждого класса проницаемости наибольшие диаметры поровых каналов наблюдаются у среднезернистых разностей, наименьшее — у алевритовых; процентное же содержание этих групп поровых каналов, напротив, наибольшее у алевритовых, наименьшее у среднезернистых разностей, что связано с обеспечением равнозначной фильтрационной характеристики.

3. Количество тонких, практически нефильтрующих, поровых каналов в породах от класса к классу изменяется от 5 до 95%. С ними связано остаточное водосодержание.

Для каждого класса и для различных литологических групп пород одного и того же класса характерны свои пределы изменения данного параметра. Сравнительно широкий диапазон изменения содержания остаточной воды в пределах каждого класса проницаемости объясняется разнообразием структур порового пространства.

4. Значения литологического коэффициента, отображающего сложность строения порового пространства, изменяются в зависимости от сложности структуры порового пространства от 0,05 для пород с очень низкой проницаемостью до 0,4 для пород с высокой проницаемостью. Разнообразие структур порового пространства в пределах каждого класса проницаемости сказывается на широком колебании величин литологического коэффициента.

Наиболее детальными классификациями карбонатных пород являются классификации Е. М. Смехова и Н. Д. Саидера. Е. М. Смеховым

Таблица 2

Схема классификации песчано-алевритовых пород с межзерновой пористостью по структурным параметрам порового пространства

Классы полев-гора	Интервалы пористости, мл-лидран	Литологическая группа пород	Основные фильтрующие поры		Суммарное содержание пор меньше 2 мк, % от объема пор	Остаточная водонасыщенность, % от объема пор	Литологический коэффициент
			размеры, мк	содержание, % от объема пор			
I	$\geq 1000$	Средне- и крупнозернистые песчаники	30—150	40—80			
		Мелкозернистые песчаники	20—100	40—80	0—20	5—25	0,1—0,4
		Алевриты	10—30	80—95	—	—	—
II	50—1000	Средне- и крупнозернистые песчаники	30—100	25—50			
		Мелкозернистые песчаники	18—60	30—60	5—30	10—35	0,07—0,3
		Алевриты	10—30	40—80			
III	100—500	Средне- и крупнозернистые песчаники	20—50	25—40			
		Мелкозернистые песчаники	16—40	15—50	15—40	20—45	0,05—0,2
		Алевриты	10—30	25—65			
IV	40—100	Средне- и крупнозернистые песчаники	15—40	15—30			
		Мелкозернистые песчаники	10—35	15—45	20—50	30—60	0,02—0,1
		Алевриты	5—20	20—50			
V	1—10	Средне- и крупнозернистые песчаники	10—20	10—20			
		Мелкозернистые песчаники	5—16	20—40	50—90	50—95	0,01—0,05
		Алевриты	3—8	20—50			
VI	$\leq 0,1—1$	Средне- и крупнозернистые песчаники	$< 10$				
		Мелкозернистые песчаники	$< 5$	10—30	$> 85$	$> 85$	$< 0,01$
		Алевриты	$< 3$				

совместно с Л. П. Гмид и С. Ш. Леви была предложена (1968) принципиальная схема классификации терригенных, карбонатных и трещинных коллекторов нефти и газа. В ней коллекторы поровые и трещинные группируются по условиям аккумуляции, литологическому составу и условиям фильтрации. Трещинные коллекторы включают в себя два типа: чисто трещинные и смешанные. Последние в свою очередь подразделяются на ряд подклассов. По условиям фильтрации коллекторы подразделяются на простые и сложные. Данная классификационная шкала, основанная на разделении пород-коллекторов по характеру путей фильтрации, представляет практический интерес, особенно при решении вопросов разработки залежей нефти и газа.

Классификация Н. Д. Сандера (N. Sander, 1967) достаточно объективна. Основанная на размере частиц и других структурных, а также текстурных элементах, включающая приблизительную оценку смкости, проницаемости и генетический принцип, она, несмотря на некоторые недостатки, все же выгодно отличается своей полнотой, благодаря чему может быть использована в практических целях, особенно при региональных исследованиях.

#### ПОРОДЫ-ФЛЮИДУПОРЫ (ПОКРЫШКИ)

Вопрос о нефтегазоупорах, препятствующих вертикальной миграции нефти и газа, имеет важное значение как при решении проблемы формирования залежей, так и при поисках этих полезных ископаемых.

Породами-покрышками чаще всего являются глины и каменная соль. Глины характеризуются пластичностью, зависящей от степени дисперсности слагающих их минеральных частиц, и способность 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 сводится главным образом к уплотнению и постепенной потере воды. Н. Б. Вассоевич (1960) показал, что по изменению пористости глин можно судить о стадии литогенеза, которой они достигли, и о мощности покрывающих их отложений.

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 С равны 2,76 А и для монтмориллонита — 9,5—20 А. «Жесткость» и постоянство межпакетных расстояний у каолинита обуславливают ограниченное его взаимодействие с водой и, наоборот, у монтмориллонита увеличение расстояния между пакетами по оси С способствует энергичному связыванию значительного количества воды (Е. М. Сергеев, 1971).

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 (глинистых минералов) в разрезе. С увеличением содержания набухающего материала, при прочих равных условиях, залежи характеризуются большими запасами.

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

Различаются региональные покрышки и локальные. Обычно локальные покрышки в отличие от региональных характеризуются значительно меньшей мощностью. В ряде нефтегазоносных областей распределение основных залежей нефти и газа контролируется регионально выдержанными покрышками. Обычно исчезновение нижней регионально выдержанной покрышки или уменьшение ее мощности, появление в ней литологических окон, трещиноватости 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.

В пластовых водах водонапорных комплексов нефтегазоносных бассейнов гидрогеологами обычно проводится изучение содержания растворенных газов. В пределах нефтегазоносных бассейнов газонасыщенность пластовых вод обычно имеет региональный характер, причем наибольшее метанонасыщение наблюдается в молодых по возрасту бассейнах, тогда как с увеличением возраста повышается содержание тяжелых углеводородов и азота.

Состав растворенных газов (азотные, метаново-азотные, азотно-метановые, метановые и тяжелые) соответственно изменяется от окраинных частей нефтегазоносных бассейнов к их центральным, наиболее погруженным зонам. Подобная геохимическая зональность газов, по мнению многих исследователей, в основном обуславливается особенностями нефтегазообразования. В то же время степени изоляции водонапорных комплексов мало- и труднопроницаемыми породами, препятствующими рассеиванию газов через толщи пород в вертикальном направлении, не уделяется должного внимания.

Если подойти к объяснению распределения состава и концентраций газа в пластовых водах со стороны изолирующей способности газонефтеодоупоров, то многое становится ясным.

При качественных покрышках, таких как галогенные толщи, в газах метанового ряда встречается также гелий (например, на газоконденсатных месторождениях Вуктыльском, Оренбургском, Марковском и др.). Малый диаметр молекулы гелия, а также его относительная инертность к сорбционным процессам делают его весьма подвижным.

Многочисленные примеры содержания в водах и структурных ловушках газов метанового ряда, с дифференциацией их от легких метановых газов в верхних горизонтах осадочных толщ до тяжелых углеводородных газов на глубине, связаны с проявленным хроматографического процесса разделения газов в природных условиях. Миграция газа и нефти осуществляется вверх по наклону пластов и по вертикали через ослабленные зоны газонефтедоупоров. Эти ослабленные зоны, связанные со снижением экранирующей способности пород-покрышек, возникают из-за различий в гранулометрическом составе, уплотнении и при проявлении тектонических сил.

Повышенное содержание алевритовой примеси в глинах, не говоря уже о песчаной, приводит к появлению в них группы относительно крупных поровых каналов, через которые в силу меньших капиллярных давлений может осуществляться вначале внедрение и далее прорыв газа и нефти. Если же алевритовый и песчаный материал не только рассеян в глинистой массе, но и распределен в виде микропрослоек, то осуществление миграционных потоков через подобные толщи глинистых пород не представляют большой сложности.

Если чистые глины, в особенности монтмориллонитового состава, на стадии умеренного уплотнения (до  $2,10-2,30$  г/см<sup>3</sup>) являются благоприятными покрытиями для залежей газа и нефти, то на относительно больших глубинах, уплотняясь от  $2,30$  до  $2,60$  г/см<sup>3</sup> и находясь под нагрузкой значительное геологическое время, они теряют свободную воду, переходят в аргиллитоподобные разновидности и аргиллиты, становятся хрупкими и часто трещиноватыми. Подобные породы в значительной мере теряют флюидоупорные свойства и могут даже при благоприятных условиях перейти в группу трещинных коллекторов.

Особенно чутки к подобным породам-покрышкам газы. Редко можно встретить крупные промышленные залежи газа под толщиной аргиллитов, если только последние не содержат органоминерального комплекса, благоприятно влияющего на эластичность пород, находящегося под нагрузкой, без нарушения их сплошности.

Изученные нами глинистые породы верхнего и среднего девона разреза Муханово (скв. 401, 408, 410, 411, 412 и 428) в интервале глубин примерно  $2726-2932$  м имели плотность  $2,48-2,76$  г/см<sup>3</sup> (преимущественно  $2,60$  г/см<sup>3</sup>) и пористость  $0,33-5,6\%$  (преимущественно  $2,50\%$ ). Высокая плотность девонских глин на значительной части Урало-Волжской провинции привела к удалению свободной воды и части рыхло связанной воды из пород с потерей ими эластичности. Иногда в микротрещинах девонских глин обнаруживается нефть. Поэтому не случайно девонские нефти Урало-Поволжья в своем большинстве недонасыщены газом, так же как и пластовые воды девола. Для газа эта покрытие оказалась по своим изолирующим свойствам недостаточной. Крупные скопления газа в верхней части палеозоя встречены под галогенными покрытиями (Вуктыльское, Оренбургское месторождения).



Изучение экраняющих свойств глинистых пород-покрышек, проведенное А. А. Ханиным, К. А. Абдурахмановым, М. И. Колосковой, О. Ф. Корчагиным и Н. В. Савченко во ВНИИГАЗе, показало, что эти свойства прежде всего зависят от характера структуры порового пространства.

Разрабатывалась методика изучения ряда физических свойств глинистых пород: пористости, проницаемости, структуры порового пространства методом капиллярных давлений, деформационно-прочностных свойств и методика фиксации прорыва газа через породу, насыщенную жидкостью. При этом рассматривалось влияние алевроитовой примеси и уплотнения на структуру порового пространства глинистых пород; анализировалась структура порового пространства глинистых пород и изучалось ее влияние на экраняющие свойства; рассматривалась способность этих пород к трещинообразованию.

Структура порового пространства глинистых пород-покрышек изучалась методом вдавливания ртути. Это одна из модификаций методов капиллярных давлений. Опыт проводился на установке, состоящей из порометров низкого и высокого давлений. Образцы пород подвергались вакуумированию ( $10^{-3}$  мм рт. ст.) в течение 2—3 сут. Давление порциями доводилось до  $1000 \text{ кг/см}^2$ , что обеспечивало вхождение ртути в поры  $0,01 \text{ мк}$  и более.

По полученным значениям строили капиллярные кривые, которые затем использовали для построения порометрических диаграмм. Проницаемость по газу определяли в образцах пород при всестороннем давлении  $200\text{—}400 \text{ кг/см}^2$  (приближение к пластовым условиям), при различных перепадах давления, с выдерживанием до полной стабилизации потока газа, с замером расхода газа микробюреткой (с точностью до  $0,01 \text{ см}^3$ ). Проницаемость определяли с учетом эффекта Клинкшперга. Проницаемость образцов пород-покрышек колебалась от  $4 \cdot 10^{-3}$  до  $3 \cdot 10^{-7}$  миллидарси.

Определение давления прорыва газа через глинистые породы, насыщенные жидкостью, проводилось в специальном кернодержателе, в котором образец был уплотнен (сохранялись пластовые условия).

Образцы пород тщательно вакуумировали и насыщали керосином (вода приводила к разрушению части образцов). Верхний торец образца был покрыт слоем керосина высотой  $15 \text{ см}$ , куда вводилась стеклянная трубка-капилляр, в которую проникал керосин на высоту  $50\text{—}60 \text{ мм}$  (нулевой уровень). После многочасовой выдержки под нагрузкой подавался азот под определенным давлением. Перепад давления, при котором может произойти прорыв газа через породу, зависит от структуры порового пространства. Первоначальный перепад давления на образец давался ниже прогнозируемого, рассчитанного по характеру программы. Это позволяло зафиксировать начало внедрения газа в образец по поднятию уровня керосина в капилляре. При соответствующем повышении перепада давления образец выдерживался от нескольких часов до нескольких суток. Обычно прорыву газа предшествовало интенсивное вытеснение

керосина из образца. Прорыв газа фиксировался визуально по пузырькам, поднимающимся от верхнего торца образца через слой керосина (виден сквозь прозрачные стенки плексигласовой трубки). Газовые пузырьки шли сериями или одиночно из одной точки или из двух-трех сразу.

По весу образца сухого, насыщенного и весу его после опыта рассчитывались объем порового пространства и объем вытесненной жидкости. По этим данным можно рассчитать емкость фильтрующих пор.

Одновременно с этим П. Н. Павлова (ИГиРГИ) изучала деформационно-прочностные свойства методом вдавливания штампа, предложенного Л. А. Шрейнером. Этим методом определялись твердость, модуль упругости, коэффициент пластичности. Целью исследований деформационно-прочностных свойств было выявить способность пород-покрышек к трещинообразованию. В результате была предложена схематическая шкала предрасположенности глинистых пород к трещиноватости (табл. 3).

Таблица 3

*Схематическая шкала предрасположенности глинистых пород к трещиноватости по деформационно-прочностным показателям*

Группа	Предрасположенность к возникновению трещины	Модуль упругости $E \cdot 10^{-2}$ , кгс/см <sup>2</sup>	Коэффициент пластичности	Расчетная трещиноватость (объемная плотность трещин 1/м)	Порода
I	Малая	$< 0.5$	$\geq 3$	До 8—10	Глины
II	Средняя	0,3—1	3—2	10—25	»
III	Большая	0.5—1	$< 2$	$> 25$	Аргиллиты, глины аргиллитоподобные

Опыты по прорыву газа через образцы глинистых пород, характеризующихся различной проницаемостью и структурой порового пространства, показали, что при более низких давлениях он характерен для пород с меньшей проницаемостью (рис. 8). Прорыв газа осуществляется преимущественно по группам наиболее крупных поровых каналов.

Структура порового пространства глин зависит от дисперсности и сортированности частиц и их сложения. Алесвритовая примесь по мере увеличения ее содержания в глинах оказывает влияние на структуру порового пространства. Более чистые разности глин уплотняются интенсивней и характеризуются преимущественно тонкими сечениями поровых каналов, а также низкой проницаемостью.

Относительно крупные поровые каналы обычно содержатся в поровом объеме глинистых пород в количестве от одного до не-

скольких процентов. Однако они в основном и влияют на величину проницаемости, их долевое участие составляет обычно около 40—70% (А. А. Ханнин, 1969). Крупнопоровые глинистые породы (0,5—1 мк) характеризуются относительно высокими значениями проницаемости ( $10^{-3}$ — $10^{-2}$  миллидарси) и низкими величинами давлений прорыва (7—3 кгс/см<sup>2</sup>).

По мере изменения структуры порового пространства в сторону уменьшения размеров поровых каналов (0,05—0,01 мк) проницаемость снижается ( $10^{-6}$ — $10^{-7}$  миллидарси) и резко возрастает величина прорыва газа (табл. 4).

Выделенные группы флюидоупоров (табл. 4) соответствуют конкретным условиям залегания пород-покрышек, при которых их капиллярные давления способны противостоять силам вытеснения, прорыва и фильтрации флюидов через экраны. Это особенно следует отнести к группам Д, Е и F. Несмотря на, казалось бы, пониженную (группа Е) и низкую (группа F) экранящую способность,

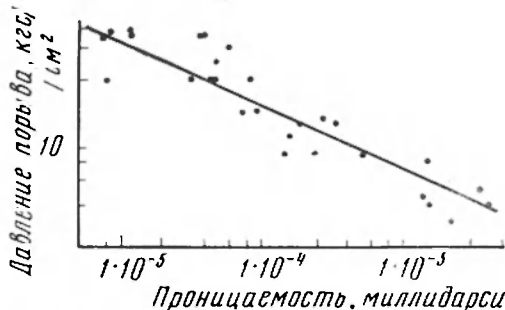


Рис. 8. Зависимость давления прорыва газа от проницаемости (по О. Ф. Корчагину и А. А. Ханнину).

Таблица 4

Оценочная шкала экранящей способности глинистых пород по основным физическим параметрам

Группа флюидоупоров	Максимальный размер, мк	Проницаемость, миллидарси	Давление прорыва газа, кгс/см <sup>2</sup>
A	0,01—0,05	$< 10^{-6}$	$> 100$
B	0,02—0,1	$10^{-6}$ — $10^{-5}$	100—55
C	0,05—0,2	$10^{-5}$ — $10^{-4}$	55—20
D	0,1—0,6	$10^{-4}$ — $10^{-3}$	20—7
E	0,1—1,0	$10^{-3}$ — $10^{-2}$	7—3
F	$> 1$	$\geq 10^{-2}$	$< 3$

при соответствующих условиях, связанных с малыми давлениями, они могут быть флюидоупорами для залежей газа и нефти, а также разделять продуктивные пласты друг от друга, лишая их гидродинамической связи. В дальнейшем при разработке залежей эти перемишки между пластами при соответствующем падении давлений в отдельных пластах могут пропускать через себя флюиды.

# ЕВРОПЕЙСКАЯ ЧАСТЬ СССР

## ГЛАВА II

### РУССКАЯ ПЛАТФОРМА И ПРЕДУРАЛЬСКИЙ ПРОГИБ

В пределах Русской платформы выделяются следующие нефтегазопосыльные провинции, приуроченные к крупным впадинам осадочного чехла и фундамента: Волго-Уральская и Тимапо-Печорская провинции окраинных впадин платформы, Прикаспийская провинция глубоко погруженной впадины, Днепровско-Донецкая провинция внутренней грабенной впадины (Н. Ю. Успенская, З. А. Табасаранский, 1966; Г. Е. Рябухин, М. С. Бурштар и др., 1969; Ю. А. Косыгин, 1969).

В нефтегазопосыльных провинциях Русской платформы и Предуральского прогиба продуктивные горизонты связаны главным образом с отложениями палеозоя. Среди нефтегазопосыльных провинций Русской платформы ведущее место занимает Волго-Уральская провинция. Высокой газонефтепродуктивностью отличается Днепровско-Донецкая провинция. Значительные потенциальные возможности имеет Прикаспийская впадина. Перспективны некоторые центральные и западные области Русской платформы.

#### ВОЛГО-УРАЛЬСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Волго-Уральская провинция расположена в пределах восточной части Русской платформы на территории Татарии, северо-западной и Западной Башкирии, Удмуртской АССР, восточной части Кировской области, сопредельных районов Ульяновской области и большей части Саратовской и Волгоградской областей.

В настоящее время по добыче нефти первое место занимают районы Татарии, где добывается около 40% нефти Волго-Уральской провинции (в основном Ромашкинский район); на втором месте стоят районы Башкирии (преимущественно Туймазинский); на третьем — Куйбышевская область (главным образом Кинель-Черкасский район).

Основные запасы газа сосредоточены в южной части Волго-Уральской провинции, обрамляющей Прикаспийскую впадину. Наибольшие запасы газа зафиксированы на Оренбургском месторождении. Продуктивные горизонты приурочены к отложениям палеозоя (девон, карбон, пермь), в строении которых принимают участие терригенные и карбонатные образования (А. А. Трофимук, 1955).

Наиболее крупные запасы промышленных категорий нефти сосредоточены в отложениях девона, в особенности в его среднем отделе. Известные месторождения нефти в девоне приурочены к Татарскому своду и его юго-восточному склону (Бавлинское, Туймазинское, Александровское, Серафимовское, Константиновское, Леонидовское и др.), а также к южной оконечности Татарского свода (Шкаповское).

В северо-восточной части Пермской области основные залежи нефти обнаружены в нижнем и среднем карбоне, а на юге ее также в девонских отложениях (приурочены к северо-западному погружению Башкирского свода).

Основными нефтесодержащими породами Бирской седловины являются нижнекаменноугольные, а местами и среднекаменноугольные.

Рифогенные месторождения нефти имеют развитие в зоне прохождения южной ветви Предуральяского прогиба — Бельской депрессии; нефтеносными являются также вытянутые в меридиональном направлении структуры кишэбулатовского типа. Полоса рифовых массивов прослеживается вдоль западного борта Предуральяского прогиба.

С каждым годом возрастает роль карбонатных коллекторов как объектов для разработки нефтяных и газовых залежей. Так, в Куйбышевском Заволжье к карбонатным коллекторам приурочено около 65% от общего числа нефтяных и газовых залежей.

Промышленная нефтегазопоспность в карбонатных породах встречается по всему разрезу: в данковском и лебедянском горизонтах верхнего девона, в турнейском ярусе и серпуховском подъярусе нижнего карбона, в башкирском ярусе и каширском горизонте среднего карбона, в артинском и кунгурском ярусах нижней перми и в калиновской свите верхней перми.

Нефтегазопоспный комплекс терригенного девона охватывает бийские, морсовские, черныярско-мосоловские, воровьевские, ардатовские, муллинские, пашийские и кыновские образования, в которых выделяются продуктивные пласты и горизонты.

В Куйбышевской и Саратовской областях в терригенном комплексе девона выявлено более 150 месторождений газа и нефти. Основные промышленные запасы газа в Заволжье сосредоточены в старооскольском, пашийском и кыновским горизонтах.

В последние годы в Саратовском Поволжье были обнаружены залежи нефти и газа в мосоловских (Степновская площадь), морсовских (Кваспиковская, Пионерская) и в бийских (Кваспиковская, Восточно-Сусловская) отложениях. Залежи нефти и газа, приуроченные к рассматриваемому газонефтеносному комплексу, являются преимущественно пластовыми сводовыми и значительно осложнены литологическими, стратиграфическими и тектоническими экранами (Степновское, Советское, Первомайское, Любимовское и др.).

Нефтегазопоспный карбонатный комплекс девона и нижнего карбона охватывает саргаевский, семилужский, бургский, евлановский, ливецкий, данковский, лебедянский, заволжский, малевский,

упинский, черепетский, кизеловский продуктивные горизонты. Коллекторами в большинстве случаев являются оолитовые, псевдооолитовые, трещиноватые, выщелочные известняки и доломиты.

Наибольшее промышленное значение имеют залежи, приуроченные к кизеловскому, черепетскому и малевскому горизонтам. Среди них преобладают пластовые сводовые.

Нефтегазоносный терригенный комплекс нижнего карбона включает отложения бобриковского и тульского горизонтов. В Саратовской и Куйбышевской областях к данному комплексу приурочено 120 залежей нефти и газа. В Саратовской области преобладают газовые залежи, в Куйбышевской области — нефтяные.

В Саратовском и Куйбышевском Заволжье основные залежи приурочены к бобриковскому горизонту. Продуктивные горизонты сложены песчаниками, алевролитами. Преобладают залежи пластового сводового типа, реже пластовые, литологически окрашенные. Этажи продуктивности от 2 до 120 м.

Отсутствие промышленных залежей в тульском горизонте в Саратовском и Куйбышевском Заволжье связывают с ухудшением коллекторских свойств продуктивных пластов в связи с возрастанием роли глинистого и известковистого цемента.

Нефтегазоносный карбонатный комплекс нижнего и среднего карбона включает окские, серпуховские, намюрские, башкирские отложения. В нем на территории Саратовской и Куйбышевской областей открыто около 90 залежей, в том числе в Саратовском Заволжье 5 и в Куйбышевском Заволжье 20.

Залежи, приуроченные к рассматриваемому продуктивному комплексу, в большинстве случаев являются пластовыми, реже пластовыми с литологическими экранами. Максимальный этаж продуктивности составляет 110 м.

Нефтегазоносный терригенный комплекс среднего карбона охватывает в основном песчаные коллекторы верейского горизонта. В Саратовской и Куйбышевской областях в этом комплексе выявлено 36 залежей. Залежи пластовые сводовые. Этаж газоносности составляет от 6 до 90 м.

Нефтегазоносный карбонатный комплекс среднего карбона и нижней перми включает: каширский, подольский, мячковский горизонты среднего карбона, ассельский, сакмарский и артинский ярусы нижней перми.

В Саратовской области промышленные залежи в этом комплексе не выявлены. В Куйбышевской области с ним связана 21 залежь. Газовые залежи, выявленные на Бажеповском и Кулешовском месторождениях, приурочены к артинским и гжельским отложениям. Залежи данного комплекса отложений преимущественно массивные.

Нефтегазоносный сульфатно-карбонатный комплекс кушгура включает филипповский горизонт. Газовые и нефтяные залежи в карбонатных коллекторах филипповского горизонта имеют распространение только в Куйбышевской и Оренбургской областях. Например, на Кулешовском месторождении Куйбышевского Заволжья газовые

залежи вскрыты в I и II пластах филипповского горизонта на глубинах 560—580 м.

Коллекторами служат мелкокаверзные доломиты эффективной мощностью 2,5—27 м (II горизонт), пористостью 15—20% и проницаемостью 20—150 миллидарси. Дебиты газа незначительные — 5—230 м<sup>3</sup>/сут. В составе газа много азота. В Саратовском Заволжье залежи в сульфатно-карбонатном комплексе не выявлены.

В Оренбургской области известно более 250 нефтяных и газовых залежей, из них около 150 приурочено к карбонатным коллекторам. В карбонатных коллекторах находится 87% запасов газа.

Экранируются залежи глинистыми и сульфатными породами. В каждой продуктивной толще наибольшее промышленное значение имеют самые верхние пласты, которые непосредственно экранируются регионально выдержанными пачками труднопроницаемых пород. Для Оренбургской нефтегазонасыщенной области характерно развитие газонасыщенности в верхней части разреза. Основные промышленные запасы газа здесь сосредоточены под сульфатно-галогенными осадками кунгурского яруса. Мощность последних увеличивается в юго-восточном направлении, достигая в западной части Предуралья 2000 м.

Разрез палеозойских отложений, слагающих территорию Волго-Уральской нефтегазонасыщенной области, расчленяется на пять крупных комплексов нефтегазонакопления. В кровле каждого из них залегают труднопроницаемые породы, играющие роль покрышек (глинистые и глинисто-карбонатные отложения кыновского, тульского, кашинского горизонтов, гидрхимические толщи кунгурского и казанского ярусов). Каждая из покрышек непосредственно экранирует слои, отличающиеся региональной продуктивностью.

Региональные продуктивные слои наибольшего промышленного значения на территории Волго-Уральской нефтегазонасыщенной области залегают под покрышками того же возраста, также имеющими общее развитие. Размещение залежей нефти и газа связано со структурно-геологическим строением региона (С. П. Максимов, В. А. Киров, В. А. Клубов и др., 1970).

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.

Над крупными залежами нефти и газа обычно залегают труднопроницаемые толщи пород, в силу чего в верхних горизонтах (над залежью) скоплений нефти и газа практически не встречается. Однако имеются и обратные случаи. Так, над известными залежами нефти в терригенном девоне на Туймазинской и Шкаповской группе месторождений в верхних горизонтах (карбон) встречены промышленные залежи нефти, в то же время в Ромашкино, на Бондюге, Первомайском в карбоне промышленных залежей не встречено. Можно

предположить, что покрывка в зоне развития девонской залежи в Туймазах ослаблена за счет большей песчаности.

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, особенно в восточной части платформы, где глинистые покрывки опесчанены в сводах крупных структур, в распределении залежей нефти (по Н. Д. Кованько) наблюдается определенная закономерность. Если в нижних горизонтах залежь нефти небольшая по объему, то в верхних горизонтах обычно встречаются залежи большего объема. Так при наличии сравнительно небольших залежей в девоне можно наблюдать большие скопления нефти в нижнем карбоне. Если же в нижнем карбоне имеется небольшая залежь, то обычно в среднем карбоне она значительней.

В промежуточных толщах-экранах между продуктивными горизонтами в результате наличия литологических окон и, возможно, трещин наблюдаются многочисленные нефтепроявления, как бы трассирующие пути миграции нефти из нижних горизонтов в верхние. Подобные примеры особенно характерны для северного склона Башкирского и Уфимско-Стерлибашевского сводов.

В Нижнем Поволжье с уменьшением мощности глинистой покрывки, увеличением содержания карбонатов и алевритового материала высота залежей, контролируемая покрывкой, снижается.

Для терригенного девона с толщами регионально выдержанных глин, почти не содержащих алевритовых частиц, обладающих хлорит-гидрослюдисто-каолинитовым составом, изменение их изолирующих свойств связано с воздействием катагенеза. Для девонских залежей нефти и газа Саратовской области, расположенных в зоне среднего катагенеза, глинистые толщи служат хорошими покрывками.

Встречаются залежи нефти и газа и в зоне позднего катагенеза (жирные и коксовые угли), там, где толщи аргиллитов имеют мощность 100—200 м (например, на Шляховской и Кудиновской площадях Волгоградской области). Однако залежи нефти отсутствуют в терригенном девоне Жирновского и Бахметьевского поднятий в связи с залеганием в своде этих поднятий трещиноватых аргиллитов. Потеря пластичности в аргиллитах вывела их из состава изолирующих пород.

### *Породы-коллекторы девонской системы*

Отложения девонского возраста наиболее широко развиты на Русской платформе. Относимые к девону образования залегают в основании платформенного чехла и начинаются с отложений эйфельского и живетского ярусов среднего девона. К отложениям нижнего девона обычно относят красноцветные континентальные толщи, развитые в глубоких впадинах, перекрытых платформенным чехлом.

Продуктивные горизонты девонской системы в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции имеют региональное распро-



странение. Однако мощности их на данной территории не выдерживаются.

Коллекторские свойства девонских пород, слагающих нефтяные залежи, хотя и изменяются в широких интервалах, но все же отличаются довольно высокими значениями пористости и проницаемости. Высокие фильтрационные свойства отмечаются для живетского яруса и пашийских слоев франского яруса. Для песчано-алевритовых коллекторов этих горизонтов характерны исключительно хорошая сортированность и окатанность слагающих их минеральных зерен и часто присутствие лишь незначительных количеств цементирующих веществ. В отложениях живетского яруса среднего девона открыты такие уникальные месторождения нефти, как Ромашкинское, Туймазинское, Бавлшское, Шкаповское и др. Нефтяные залежи указанных месторождений приурочены к песчано-алевритовым коллекторам, сложенным хорошо окатанным и сортированным обломочным материалом.

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 воробьевскими, ардатовскими и муллинскими слоями, состоящими в основном из алевролитов, разнозернистых песчаников и глин.

На Урале живетские отложения 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, Яблоновом овраге, Зольном овраге и некоторых других пунктах (С. Г. Саркисян, Г. И. Теодорович, 1955). К отложениям живетского яруса в центральной части Волго-Уральской области относят ардатовские слои продуктивной нефтеносной свиты девона.

В Голюшурме (устье р. Иж) живетские отложения представлены кварцевыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами. В Карлах живетские отложения подразделяются на два комплекса — карбонатный (средняя и верхняя части разреза) и терригенный (нижняя часть), выраженный песчаниками с прослоями алевролитов.

В Туймазах нижнеживетские отложения представлены песчано-глинистыми нижним комплексом и глинисто-карбонатным верхним комплексом. В Байтугане живетские отложения сложены песчаниками, алевролитами, глинистыми и карбонатными породами.

В состав верхнего отдела девона входят франский и фаменский ярусы. Франский ярус, мощностью примерно 200—400 м, подразделяется на нижний и верхнефранский подъярусы. Первый из них содержит пашийский, кышовский, саргаевский и семилукский горизонты.

Нижняя часть нижефранского подъяруса сложена терригенными породами, верхняя — карбонатными.

Верхнефранский подъярус состоит из горизонтов бурегского, воронежского, евлановского и ливенского, представленных известняками и в меньшей мере доломитами. В составе фаменского яруса мощностью 320—410 м выделяются задонский, слецкий, лебедянский и данковский горизонты, представленные в основном известняками и доломитами.

На Урале франский ярус подразделяется 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 сложен кварцевыми мелкопесчаными и нормальными алевролитами, аргиллитами, мелкозернистыми песчаниками с прослоями известняков.

Минералогический комплекс песчано-алевролитовых пород пашийского горизонта в основном остается постоянным для большинства районов Волго-Уральской нефтегазосной провинции.

Терригенный комплекс девона ограничен снизу кровлей кристаллического фундамента или бавлинской свиты, а сверху подошвой пачки известняков, залегающей в кровле кыновского горизонта. Он объединяет отложения эйфельского, живетского и нижней части франского ярусов.

Изучение минерального состава глинистых покрышек всех названных продуктивных пластов, проведенное Т. Т. Клубовой (1966), показало, что породообразующими минералами являются гидрослюда и каолинит, содержащиеся в глинах в разных количествах. В небольшом количестве присутствуют смешанно-слоистые минералы типа гидрослюда—монтмориллопит. Количество каолинита и смешанно-слоистых минералов возрастает с увеличением примеси терригенных минералов за счет постседиментационного новообразования. Благодаря наличию органического вещества экранизирующие свойства покрышек достаточно высокие, несмотря на значительную примесь терригенных минералов.

По составу и текстурно-структурным особенностям в терригенном девоне лучшими глинистыми породами-экранами являются покрышки, изолирующие пласт  $D_{III}$  от пласта  $D_{II}$ , пласта  $D_{III}$  от пласта  $D_{II}$  и покрышки пластов  $D_1$  и  $D_K$ .

Рассмотрение развития продуктивных пластов на территории Волго-Уральской нефтегазосной провинции показывает следующее. Пласт  $D_V$  приурочен к базальной пачке такатинской свиты эйфельского яруса и имеет ограниченное распространение (восток и северо-восток Куйбышевской области, Предуральский прогиб и некоторые районы Татарии). Пласт  $D_V$  покрывают глины алевритистые, содержащие слои и линзы алевролита, или глинистые известняки бийского и кальцеолового горизонтов. Пласт  $D_V$  залегает в основании бийского горизонта эйфельского яруса и имеет ограниченное распространение (северо- и юго-восток Куйбышевской

области и прилегающие районы Оренбургской области). Продуктивные пласты эйфельского яруса (морсовский, мосоловский, черпоярский горизонты) на территории Саратовского Поволжья не имеют местных индексов.

Пласт  $D_{IV}$  приурочен к нижней части воробьевских слоев старооскольского горизонта. Он развит в восточной части Куйбышевской области, в северо-западных районах Оренбургской области, на юго-востоке Татарии и юго-западе Башкирии ( $D'_{IV}$ ). К воробьевским слоям приурочен наиболее мощный нефтеносный и газоносный пласт Саратовского Поволжья ( $D_{2-V}$ ). Продуктивные горизонты пласта  $D_{2-V}$  находятся на глубинах от 2000 до 2815 м.

Пласт  $D_{III}$  залегает в ардатовских слоях старооскольского горизонта. На территории Саратовского Поволжья к нижней части ардатовских слоев относятся два песчаных пласта —  $D_{2-IVa}$  и  $D_{2-IVb}$ .

Пласт  $D_{II}$  залегает в основании муллинских слоев старооскольского горизонта, в Куйбышевской области он распространен ограниченно.

Пласт  $D_I$  является основным продуктивным пластом на территории Волго-Уральской нефтегазонасыщенной провинции. Он приурочен к пашийскому горизонту и отсутствует в зонах размыва данных отложений. Строение пласта  $D_I$  на различных участках названной территории не однотипно. Иногда он образует один прослой, различный по мощности, но чаще распадается на 2—5 прослоев, разделенных пропластками глин и глинистых алевролитов.

Пласт  $D_{KI}$  расположен под вторым прослоем известняка от основания кыновского горизонта. Он развит почти повсеместно в Куйбышевской области и в прилегающей части Татарской АССР, а также на юго-западе Башкирской АССР.

Пласт  $D_0$  приурочен к средней части кыповского горизонта и развит на значительной территории Татарской и Башкирской АССР, а также на юго-западе Куйбышевской области.

Ниже рассматриваются породы-коллекторы продуктивных горизонтов в разрезах ряда месторождений<sup>1</sup>.

Туймазинское месторождение нефти расположено в юго-восточной части купола Татарского свода. Оно состоит из двух поднятий — Туймазинского и Александровского. Наиболее обширным из них является Туймазинское. Поднятие ориентировано в северо-восточном направлении. Характерной чертой этого поднятия является его ассимметричное строение. Вершина свода расположена вблизи относительно крутого юго-восточного крыла.

Основная нефтяная залежь приурочена к базальным породам пашийского горизонта, представленного в основном песчаниками мелкозернистыми и алевро-песчаниками пласта  $D_I$ . Мощность песчаников нижнепашийской свиты изменяется от 0,8 до 17 м и в среднем равна 9 м. В нижнепашийских отложениях обычно выделяются

<sup>1</sup> Индексация разновозрастных пластов на территории Волго-Уральской провинции не везде совпадает.

два хорошо прослеживающихся алевро-песчаных прослоя, расчленяющихся пропластком, сложенным аргиллито-алевролитовыми породами, не постоянным по мощности на площади месторождения и на некоторых участках выклинивающимся. 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 зернами 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 нижне-франского подъяруса верхнего девона ( $D_I$ ) и живетского яруса среднего девона ( $D_{II}$ ).

В разрезе терригенной части девонских отложений Туймазинского месторождения выделяются пять песчаных пластов, из которых нефтеносными являются пласты  $D_I$  (верхнепашийские слои нижне-франского подъяруса),  $D_{II}$  (нижнепашийские слои верхнеживетского подъяруса),  $D_{III}$  (ардатовские слои живетского яруса) и  $D_{IV}$  (воробьевские слои живетского яруса).

Песчаные пласты разобщены глинистыми разделами мощностью от 4 до 12 м, которые в некоторых случаях местами размыты. Этим обстоятельством объясняют гидродинамическую связь пластов  $D_I$  и  $D_{II}$  (И. Г. Пермяков, 1959). Пласты  $D_I$  и  $D_{II}$  представлены кварцевыми песчаниками мелкозернистыми, сложенными хорошо отсортированным и окатытым обломочным материалом. Песчаники чередуются с тонкими прослоями алевролитов. Породы отличаются косой слоистостью. Рукавообразная форма песчаных пластов характерна для отложений текущих 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 ним

приурочено  $\frac{3}{4}$  всех промышленных запасов. На Туймазинском месторождении основная доля нефти находится в песчаниках высокой проницаемости; в алевролитах и алевроитах заключается небольшое количество нефти.

Характеристика пористости и проницаемости песчаников пластов  $D_I$  и  $D_{II}$  приведена в табл. 5, 6, 7.

Таблица 5

*Частота распределения пористости девонских песчаников*  
(по данным УФПНИ и ЦНИЛ нефтепромышленного управления Туймазанефть)

Пределы пористости, %	Частота		Пределы пористости, %	Частота		Пределы пористости, %	Частота	
	$D_I$	$D_{II}$		$D_I$	$D_{II}$		$D_I$	$D_{II}$
5—6	—	1	14—15	2	5	23—24	49	108
6—7	—	4	15—16	4	14	24—25	36	66
7—8	—	9	16—17	7	9	25—26	18	27
8—9	1	6	17—18	9	30	26—27	5	15
9—10	0	8	18—19	15	57	27—28	2	18
10—11	0	7	19—20	36	87	28—29	1	3
11—12	1	7	20—21	76	137	29—30	0	0
12—13	4	9	21—22	78	159			
13—14	0	4	22—23	78	158			

Таблица 6

*Частота распределения проницаемости девонских песчаников*

Пределы проницаемости, миллидарси	Частота		Пределы проницаемости, миллидарси	Частота		Пределы проницаемости, миллидарси	Частота	
	$D_I$	$D_{II}$		$D_I$	$D_{II}$		$D_I$	$D_{II}$
0—100	19	28	700—800	47	44	1400—1500	5	3
100—200	37	126	800—900	21	18	1500—1600	6	1
200—300	45	168	900—1000	15	23	1600—1700	2	2
300—400	49	146	1000—1100	15	11	1700—1800	1	1
400—500	44	109	1100—1200	17	10	1800—1900	0	0
500—600	46	90	1200—1300	11	6	1900—2000	0	1
600—700	28	63	1300—1400	6	6	2000—2100	—	—

Пьезопроводность песчаников пласта  $D_I$  составляет 12 200 см<sup>2</sup>/сек и пласта  $D_{II}$  — 8000 см<sup>2</sup>/сек. По данным И. Л. Мархасина, В. С. Симонкиной и И. Л. Рубинштейна, наиболее характерными размерами поровых каналов для девонских песчаников являются радиусы от 7 до 12 мк. Объем этих пор колеблется от 60 до 75% от объема всех пор.

Работами ВНИИ и ЦНИПР НПУ Туймазанефть установлена средневзвешенная проницаемость песчаников продуктивной части

Характеристика песчаных пород-коллекторов девона Туймазинского нефтяного месторождения  
(по И. Г. Пермякову, 1959)

Нефтяные пласты	Возраст отложений	Пористость открытая, %	Пористость эффективная, %	Проницаемость, дарси	Доминирующий диаметр пор, мк	Коэффициент нефтенасыщенности
Д <sub>I</sub>	Пижнефранский подъярус верхнего девона	20—23	18,5	0,45	7—12	0,86
Д <sub>II</sub>	Живетский ярус среднего девона	20—22	17,5	0,36	7—12	0,84

пласта Д<sub>I</sub> в скв. 1607, равная 1152 миллидарси в направлении параллельно напластованию и 721 миллидарси перпендикулярно напластованию. Средневзвешенная проницаемость алевролитов соответственно составляет 11,8 миллидарси в направлении параллельно напластованию и 3,2 миллидарси перпендикулярно напластованию.

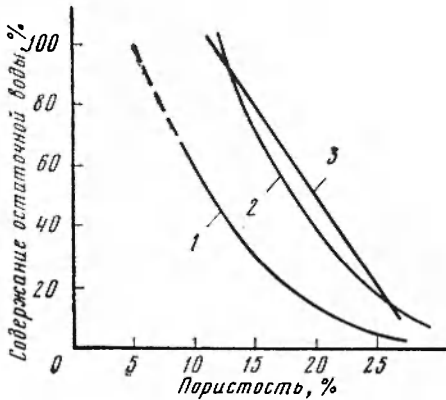


Рис. 9. Корреляционная связь между содержанием остаточной воды и пористостью (по Ф. И. Котяхову и др., 1968). 1 — для песчаных пластов Д<sub>I</sub> и Д<sub>II</sub> Туймазинского месторождения; 2 — для песчаных пород угленосной свиты нижнего карбона Арланской площади; 3 — для песчаных пород угленосной свиты Николо-Березовской площади.

Верхнепашийские отложения сложены нижней аргиллито-алевритовой и верхней песчано-аргиллито-алевритовой пачками, из них первая характеризуется небольшой мощностью (4,5 м и меньше). Алевролиты нижней пачки обычно сильно глинистые с пористостью не более 14—18% и проницаемостью меньше 40 миллидарси. Алевро-песчаники верхней пачки обладают более высокими коллекторскими свойствами, пористость их варьирует от 19 до 25% и проницаемость от 100 до 500 миллидарси.

Содержание остаточной воды в пласте Д<sub>I</sub> скв. 1529 и 1607, пробуренных на безводной нефтяной основе (известково-битумный раствор), колебалось от 2 до 100% в зависимости от литологии пород. 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 миллидарси, 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  $D_I$  содержание хлоридов равно 23,4%. Между содержанием остаточной воды и пористостью, а также проницаемостью существует довольно тесная корреляционная связь (рис. 9, 10).

На Шкаповском месторождении нефти основными эксплуатационными объектами являются пласты  $D_I$  и  $D_{IV}$ , представленные песчаниками и алевролитами. В пласте  $D_I$  пашийского горизонта выделяются три пачки коллекторов: нижняя, средняя и верхняя,

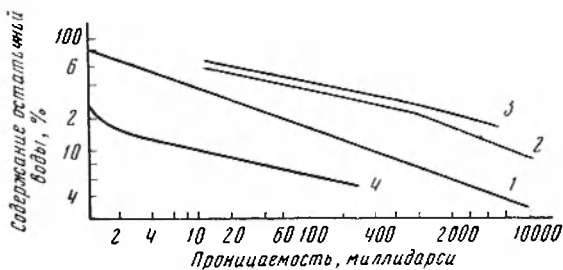


Рис. 10. Корреляционная связь между содержанием остаточной воды и проницаемостью (по Ф. И. Котяхову и др., 1968).

1 — для песчаных пород пласта  $D_I$  Туймазинского месторождения; 2 — для песчаных пород угленосной свиты нижнего карбона Арланской площади; 3 — для песчаных пород угленосной свиты Николо-Березовской площади; 4 — для рифогенных отложений Грачевского месторождения.

разделенные аргиллитовыми прослоями мощностью 1—6 м. В ряде мест прослои аргиллитов отсутствуют и нижняя пачка сливается со средней.

Горизонт  $D_I$  представлен песчаниками кварцевыми, мелко- и среднезернистыми, сложенными хорошо отсортированным обломочным материалом, пористость 18—22% и проницаемость 350—650 миллидарси.

В пласте  $D_{IV}$ , приуроченном к воробьевским и ардатовским слоям, выделяют две песчано-алевритовые пачки, разделенные аргиллитовым прослоем (2—4 м) на нижнюю и верхнюю. Песчаники нижней пачки (до 7 м) в своем большинстве монолитны, тогда как в верхней пачке, в силу ее литологической изменчивости, выделяют три самостоятельных песчано-алевритовых пласта.

В породах-коллекторах нижней части зафиксировано пять залежей нефти, из которых наиболее крупная приурочена к сводовой части Шкаповской складки. В верхней пачке обнаружены две залежи нефти.

Верхняя и нижняя пачки характеризуются литологической изменчивостью составляющих ее пород. Песчаники часто разобщены пластами аргиллито-алевролитовых пород на несколько прослоев,

нередко имеют липзовидное строение или переходят в глинистые алевролиты. 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.

Песчаники всех пачек в плане развиты в виде линейно вытянутых полос южного и юго-восточного простирания. В случае маломощных коллекторов хорошо проницаемые разности песчаников чередуются с участками развития слабо и плохо проницаемых пород. При значительной мощности коллекторов зоны увеличенных мощностей песчаников чередуются с зонами сокращенных мощностей с сопутствующими им участками развития слабопроницаемых пород. С зонами увеличенных мощностей песчаников сочетаются места слияния коллекторов нижней и средней пачек.

Коэффициент расчлененности для пласта  $D_I$  2,14 и для пласта  $D_{IV}$  2,36. Анализ эксплуатации скважин на Шкаповском месторождении показывает самостоятельность работающих продуктивных пропластков, разделенных аргиллитовыми прослоями. За счет расчлененности пластов происходит опережающая выработка более проницаемых продуктивных пропластков по сравнению с менее проницаемыми. По проницаемым прослоям наблюдается также более ускоренное движение вод от линий законтурного заводнения (Э. М. Халимов, 1969).

Д. В. Постников (1961) на основании изучения литологических типов пород-коллекторов терригенной толщи девона западной Башкирии и выяснения связи между пористостью и проницаемостью указывает на наличие прямой связи между средними величинами пористости и проницаемости. Распределение значений проницаемости внутри узких интервалов пористости примерно соответствует логарифмически нормальному закону распределения. Наличие трещиноватости и породах-коллекторах сказывается на повышении проницаемости при различных значениях пористости. Для пород пластов  $D_I$  и  $D_{II}$  наименьшей величиной пористости, при которой еще породы сохраняют проницаемость, является величина 12% (по Котяхову, Мельниковой и др. 9%). Для менее однородных пород пластов  $D_{IV}$  и  $D_V$  нижней границей проницаемых пород является величина 9%.

Чекмагушское месторождение нефти расположено в пределах Бирской седловины. Разрез терригенной толщи девона Чекмагушской площади в основном однотипен Туймазинскому разрезу.

Продуктивные песчаные пласты  $D_I$  и  $D_{II}$  представлены мелкозернистыми песчаниками. Они разделены пачкой аргиллито-алевролитовых пород, верхняя часть которых относится к верхнепашийским слоям нижнефранского подъяруса, а нижняя часть — к нижнепашийским слоям живетского яруса.

Основные запасы нефти приурочены к пласту  $D_I$ , сложенному мелкозернистыми песчаниками, глинистыми, с низкой отсортированностью обломочного материала, мощностью от 0 до 12 м. Песча-



ники 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 миллидарси, пористость 18%. Замечено, что с увеличением мощности песчаников в них содержится меньше пелитового цемента, коллекторские свойства их улучшаются. Это также отражается на продуктивности скважин, дебиты которых изменяются от 4,3 т/сут (скв. 105) до 47,7 т/сут (скв. 1).

Залежь пласта  $D_{II}$  в пределах Чекмагуинского месторождения в силу структурных условий имеет ограниченное развитие. 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 на месторождении Ромашкино приурочены к терригенной толще девона, которая включает осадки эйфельского, живетского, нижней части франского ярусов 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 Ромашкино выделено шесть продуктивных горизонтов ( $D_0$  — кыновский,  $D_I$  — пашийский,  $D_{II}$  — верхнеживетский,  $D_{III}$  — среднеживетский,  $D_{IV}$  — нижеживетский,  $D_V$  — эйфельский). Основным эксплуатационным объектом на Ромашкинском месторождении является горизонт  $D_I$ .

Продуктивные горизонты имеют сложное строение, состоящее из сочетания прослоев, линз песчаников и алевролитов, разделенных пачками глинистых пород. Наиболее сложно построено основной продуктивный горизонт  $D_I$ . В его составе выделено пять пластов развития песчаников и алевролитов («а», «б», «в», «г», «д»). Эти пласты местами соединяются между собой так, что горизонт в целом является единой гидродинамической системой. В других продуктивных горизонтах насчитывается по два-три таких пласта. Кроме того, продуктивные пласты в свою очередь часто разделяются тонкими и прерывистыми прослоями глинистых пород на две части.

Детальное рассмотрение горизонта  $D_I$  Ромашкинского месторождения (площади Миннибаевская, Абдрахмановская, Павловская, Зеленогорская и др.) позволило А. В. Кузнецову (1960) говорить о резкой литологической изменчивости пород, слагающих горизонт,

что весьма влияет на эффективность осуществляемой системы разработки.

На Ромашкинском месторождении нефти имеются три отличные друг от друга формы залегания песчаных коллекторов. К первому типу относятся поля сплошного распространения песчаных коллекторов, охватывающих 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», имеющий распространение почти на всей площади месторождения, пласт «в», развитый на западе Миннибаевской площади, и пласт «а» на Восточно-Сулейвской и Альметьевской площадях. При подобном залегании и развитии коллекторов разработка залежей нефти в условиях законтурного и внутриконтурного заводнения регулируется путем изменения объема закачиваемой воды.

Ко второму типу залегания песчаных коллекторов относят песчаные породы, имеющие распространение в виде полос шириной от сотен метров до 2—2,5 м, обычно пересекающих территорию месторождения в меридиональном направлении (А. В. Кузнецов, 1960). Максимальная мощность и лучшие коллекторские свойства пород приурочены к осевым участкам 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 при развитии их в виде полос, ряды нагнетательных скважин располагают вкрест простирания полос, что обеспечивает более высокую эффективность заводнения.

Третий тип 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 горизонта  $D_1$  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. Кринари (1963), составляют зерна размером от 0,08 до 0,25 мм, средний размер 0,15 мм. Среди алевролитов развиты две разновидности; глинистые и песчаные. У первых размер зерен изменяется от 0,006 до 0,12 мм (преобладает 0,01—0,06 мм), у 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%. В своем большинстве песчаники имеют пористость 17—22%, алевролиты песчаные — 20—21% и алевролиты глинистые — 8—10%. Породы с промышленной нефтеотдачей характеризуются открытой пористостью не менее 15%. Проницаемость (по газу) песчаников изменяется от долей 1 до 3600 миллиардари, алевролитов — от долей 1 до 1900 миллиардари. Основная масса песчаников мелкозернистых имеет проницаемость 300—700 миллиардари, алевролитов — 150—400 миллиардари. Пласты с промышленной нефтеотдачей характеризуются проницаемостью 100 миллиардари и более. Породы с пористостью менее 10—12% обычно являются непроницаемыми.

На Ромашкинском месторождении нефти породы горизонта  $D_I$  по характеру связи между пористостью и проницаемостью породы подразделяются на две группы:

1. Породы проницаемостью менее 5 миллиардари и пористостью до 11%. Породы с пористостью от 11 до 16% и проницаемостью от 5 до 160 миллиардари.

2. Породы проницаемостью выше 160 миллиардари 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 миллиардари. Практически непроницаемыми породы становятся при содержании глинистых фракций около 23%. При таком содержании глинистой фракции пористость пород 11% (И. П. Чоловский, 1966).

Породы пористостью меньше 11% в основном представлены алевролитами глинистыми. Породы пористостью больше 16% представлены главным образом песчаниками и отчасти алевролитами. Породы девонских залежей Татарии проницаемостью ниже 10 миллиардари практически не являются коллекторами. Песчаные коллекторы в горизонте  $D_I$  Ромашкинского месторождения распространены в виде полос или рукавов. Ширина их различна и в некоторых случаях достигает 2,5 и 3 км. Образование песчаных полос связано с деятельностью течений.

Имеющиеся данные о перетоках жидкостей из горизонтов  $D_I$  и  $D_{II}$  площадей Ромашкинского нефтяного месторождения (Миннибаевская, Абдрахмановская площади и др.) при разработке

пласта  $D_1$  указывают на сообщаемость коллекторов, слагающих эти горизонты. Гидродинамическая связь горизонтов  $D_1$  и  $D_{II}$  главным образом осуществляется через глинистые перемычки, особенно в местах их наименьшей мощности. Переток жидкости из горизонта  $D_{II}$  в горизонт  $D_1$  происходит при наличии перепада давления выше  $10 \text{ кгс/см}^2$ .

Новоелховское месторождение нефти отделено от Ромашкинского узким (1,5—2 км), но глубоким (по кровле пашийских отложений 100 м) Алтунипо-Шунакским прогибом. Новоелховское месторождение приурочено к одноименному валлообразному поднятию девонских отложений, осложняющему западный склон Южного купола Татарского свода.

Валообразная структура осложнена вдоль ее оси рядом локальных поднятий, три из которых — Федотовское, Новоелховское и Акташское — по девонским продуктивным горизонтам объединены общим контуром нефтеносности и составляют единое Новоелховское месторождение (П. А. Крашена, 1963).

На Новоелховском месторождении основные разведанные запасы нефти приурочены к горизонту  $D_1$  пашийских слоев, который имеет почти такое же строение, как и на соседних площадях Ромашкинского месторождения.

Промышленная нефтеносность связана также с пластом  $D_0$ , характеризующимся мощностью 2,4—8,4 м, пористостью 17—19% и проницаемостью 400—500 миллидарси. Суммарная мощность пород-коллекторов горизонта  $D_1$  колеблется от 10 до 28 м.

Средняя проницаемость верхних пластов  $D_{1a}$  и  $D_{1b}$  составляет 200 миллидарси и пористость 15,7—18,7%, средняя проницаемость нижних пластов  $D_{1в}$ ,  $D_{1г}$  и  $D_{1д}$  около 600 миллидарси и пористость 18—21%. Проницаемость, определенная по промысловым данным для всего горизонта  $D_1$ , оказалась в среднем равна для Новоелховской и Акташской площадей 300—350 миллидарси и Федотовской площади 150 миллидарси.

В центральной сводовой части Новоелховского поднятия и на крутом восточном крыле, где нефтеносными являются почти все пласты разреза, скважины высокодебитные. На склонах поднятия, где нефтеносны верхние, литологически плохо выдержанные пласты  $D_{1a}$  и  $D_{1b}$ , наблюдается значительно более низкий дебит скважин.

В Куйбышевском нефтегазоносном районе имеется ряд залежей, приуроченных к франскому ярусу. Так, на месторождении Яблоновый овраг промышленно нефтеносными являются пласты  $D_1$ ,  $D_{II}$  и  $D_{III}$  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  $D_1$  развит в краевых участках залежей и отсутствует в своде. Пласт  $D_{III}$  значительно варьирует по мощности вследствие выклинивания прослоев глин, разделяющих его на пропластки. Общая мощность пачки  $D$  изменяется в пределах 25—37 м. Средняя эффек-

тивная мощность 25 м. Средняя величина пористости песчаников составляет 22% и проницаемость 1400 миллидарси.

На месторождении Зольный овраг пласты Д<sub>I</sub> и Д<sub>II</sub> пашийской свиты представлены песчаниками мелкозернистыми, алевритистыми, с прослоями глин. Эффективная мощность пласта Д<sub>I</sub> колеблется от нуля до 20 м и пласта Д<sub>II</sub> — от 3 до 20 м. Коллекторские свойства пород пласта Д<sub>II</sub> близки к таковым Д<sub>I</sub>.

В терригенной толще девона Оренбургской области сравнительно выдержанными в разрезе являются пласты-коллекторы эйфельских, живетских и пашийских отложений. Наиболее перспективными для поисков нефти являются пласты Д<sub>I</sub> (пашийский горизонт), Д<sub>III</sub> (старооскольский горизонт) и Д<sub>IV</sub> (воробьевские слои) в зоне Большешкинского вала и территории к югу от Степановско-Тарханского района.

В Саратовском Поволжье к песчано-алевритовым отложениям живетского и франского ярусов девона приурочен ряд нефтяных и газовых залежей. В табл. 8 приведено распределение залежей по стратиграфическим горизонтам.

В Волгоградской области на Зимовской площади в задонском и слеском горизонтах фаменского яруса верхнего девона в песчано-алевритовых породах встречено шесть промышленно нефтегазопосных 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 миллидарси и мощностью от 8 до 18 м. Основной нефтепосный пласт (VI) мощностью от 4 до 18 м представлен песчаниками мелко- и среднезернистыми, с прослоями алевритов, пористость пород около 20%, проницаемость 500 миллидарси.

Региональный литологический анализ палеозойских отложений, проведенный П. П. Авдусиным, М. А. Цветковой и М. Г. Кондратьевой (1955), позволил выявить определенную закономерность в распределении пород-коллекторов нефти для отдельных стратиграфических комплексов палеозоя территории Саратовского и Куйбышевского Поволжья. Эти закономерности, по данным упомянутых исследователей, в общих чертах подчиняются палеогеографическим элементам эпох формирования осадочных пород палеозоя на территории Поволжья и вторичным минералогическим процессам, протекавшим в толщах этих пород в период их длительного существования.

Для эпохи живетского яруса область распространения коллекторов с наиболее высокими промышленными показателями является восточная часть зоны Саратовских дислокаций, территория к югу и юго-востоку от Саратова, а также обширная область Куйбышевского Заволжья.

В эпоху нижнефранского века границы территории распространения коллекторов классов В и С (по П. П. Авдусину и М. А. Цветковой) значительно расширяются к западу. В южной части Поволжья начинает резко обозначаться влияние эрозивных процессов южной суши; близость последней сказывается на худшей сортировке

Распределение залежей нефти и газа в Саратовском Поволжье по стратиграфическим горизонтам

Возраст	Пласт	Суммарная мощность коллектора, м	Коллектор	Пористость, %	Проницаемость, дарси	Месторождения, где пласт нефтеносный	Месторождения, где пласт газоносный
Нижнефранский подъярус	D <sub>3</sub>	6—15	Песчаники мелко- и среднезернистые, кварцевые, частично глинистые, с прослоями глины, аргиллитов и алевролитов	7—25	0,05—3	Гуселское	
	D <sub>3-I</sub>	5—20				Соколово-Горское, Гуселское, Атамановское, Песчано-Уметское	
	D <sub>3-II</sub>	10—40				Соколово-Горское, Гуселское	
Живетский ярус	D <sub>2-IVa</sub>	3—15	Песчаники мелкозернистые, кварцевые, алевролиты, глинистые	5—12	0,02—0,9	Соколово-Горское, Южно-Советское	Степновское
	D <sub>2-IVб</sub>	2—10	То же	6—13	До 0,15	Соколово-Горское, Трофимовское	Степновское, Первомайское
	D <sub>2-V</sub>	35—40	Песчаники разномзернистые, кварцевые, с редкими прослоями алевролитов	12—25	0,1—2	Соколово-Горское, Гуселское	Степновское, Первомайское, Сусловское

Таблица 9

Характеристика песчано-алевритовых пород-коллекторов воробьевских слоев и пашийского горизонтов девона Волгоградской области по этапам катагенеза

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

кластического материала пористых пород песчаного типа и на их промышленных показателях — проницаемости и нефтеотдачи.

Юго-юго-западный участок территории Поволжья характеризуется проявлением более резко выраженных процессов диагенеза пород девона.

Закономерности изменения терригенных коллекторов девонских отложений Волгоградской области с глубиной залегания приведены в работах П. А. Карпова (1966, 1968) и П. А. Карпова с сотрудниками (1969). После открытия Кудиновского месторождения подтверждена перспективность терригенного девона в отношении нефтегазоносности.

Наиболее распространены породы-коллекторы воробьевских слоев и пашийского горизонтов. Они состоят из мелкозернистых песчаников и алевритов кварцевого состава. В южных и юго-западных районах области (Кудиновская и Октябрьская площади) в пашийском горизонте присутствуют крупнозернистые песчаники. Суммарная мощность коллекторов воробьевских слоев снижается с севера на юг от 100 до 0 м. То же самое происходит с коллекторами пашийских отложений в направлении с юго-запада на северо-восток к центру Медведицко-Иловлинского прогиба.

П. А. Карпов (1968) указывает, что физические свойства коллекторов воробьевского и пашийского горизонтов зависят от степени воздействия на них факторов катагенеза, к которым прежде всего следует отнести горное давление и пластовую температуру. Под их влиянием происходит уплотнение породы, растворение зерен на контактах, новообразование кварца в порах, растворение и замещение полевых шпатов каолинитом и другие процессы.

По ступени изменения пород выделено четыре этапа катагенеза: ранний, средний, поздний и конечный. На рис. 11 приведена схема распространения зон катагенеза для коллекторов пашинского горизонта. Характеристика коллекторов для различных этапов катагенеза приведена в табл. 9. Цемент пород каолиново-гидрослюдисто-хлоритовый. В зоне позднего катагенеза коллекторы содержат иногда трещины, соизмеримые по ширине с размерами пор. В зоне конечного катагенеза фильтрационными каналами служат трещины.

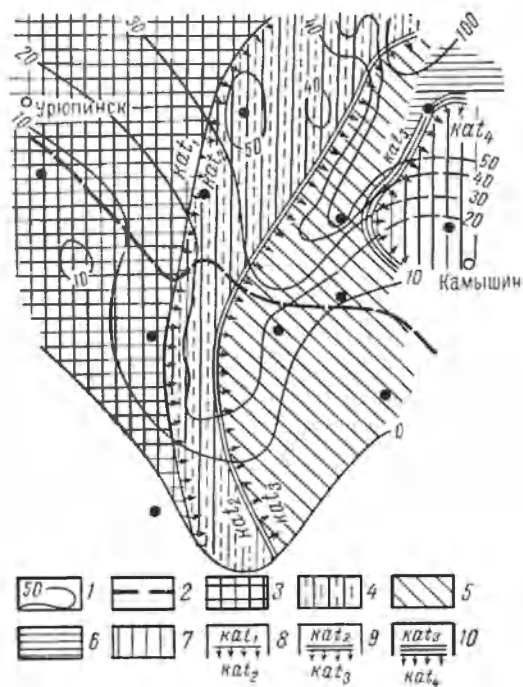


Рис. 11. Схема распространения зон катагенеза для коллекторов пашинского горизонта Волгоградского Поволжья (по П. А. Карпову, 1969).

1 — линии равной мощности песчаников и алевролитов; 2 — литологическая граница раздела песчаников с различным минералогическим составом пород. Зоны и подзоны катагенеза: 3 — начального, 4 — среднего; 5 — подзона массового окремнения глинистых песчаников и алевролитов; 6 — подзона эпизодического и массового окремнения кварцевых песчаников и алевролитов; 7 — зона конечного катагенеза; 8—10 — границы между зонами катагенеза.

и порово-трещинных коллекторов девона и карбона на территории Приволжской моноклинали (геотермический градиент  $1,8^\circ/100$  м), по П. А. Карпову, располагается на глубинах около 6000 м, в районе Коробков — на глубине 4000 м. Здесь могут быть обнаружены коллекторы только трещинного типа.

Карбонатные породы-коллекторы девона широко представлены на территории Волго-Уральской провинции. Промышленная нефте- и газодобыча верхнедевонских отложений в Башкирии

приведены этапы катагенеза для районов с температурным градиентом от  $1,7^\circ/100$  м до  $3,6^\circ/100$  м. На всей Приволжской моноклинали и в прилегающих районах Прикаспийской синеклизы, где температурный градиент достигает  $1,7—1,8^\circ/100$  м, нижняя теоретическая граница распространения коллекторов порового типа в песчаниках (верхний предел зоны конечного катагенеза) располагается на глубинах 5500 м. В Коробковском районе с температурным градиентом  $3,5^\circ/100$  м она поднимается до глубины 3200 м, а на землях с промежуточным градиентом ( $2,5^\circ/100$  м) — до 4000 м.

Теоретическая граница зоны полного отсутствия не только поровых, но и порово-трещинных коллекторов девона и карбона на территории Приволжской моноклинали (геотермический градиент  $1,8^\circ/100$  м), по П. А. Карпову, располагается на глубинах около 6000 м, в районе Коробков — на глубине 4000 м. Здесь могут быть обнаружены коллекторы только трещинного типа.

Теоретическая граница зоны полного отсутствия не только поровых, но и порово-трещинных коллекторов девона и карбона на территории Приволжской моноклинали (геотермический градиент  $1,8^\circ/100$  м), по П. А. Карпову, располагается на глубинах около 6000 м, в районе Коробков — на глубине 4000 м. Здесь могут быть обнаружены коллекторы только трещинного типа.



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/сут. В дальнейшем в карбонатных отложениях Туймазино-Серафимовского региона на ряде площадей были открыты нефтяные месторождения. Залежи нефти в фамепских отложениях открыты на Туймазинском, Стахановском, Чекагушевском, Шкаповском, Югомашевском и других месторождениях.

Ряд нефтепроявлений установлен в карбонатных породах франского яруса. Промышленные залежи нефти в карбонатных отложениях девона 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 верхнефамепского 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. Нефтеносны отложения верхнефамепского 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 данковского и лебедянского горизонтов верхнего девона (Покровка, Зольный).

В Саратовском Поволжье в девонских отложениях с карбонатными коллекторами связан ряд продуктивных горизонтов. К пласту Д<sub>2-IV</sub> живецкого яруса, сложенному известняками органогепно-обломочными, пелитоморфными, мелкозернистыми, доломитизированными, со следами выщелачивания и размыва, приурочены нефтяные залежи Багасевская и Соколовогорская. Встречены нефтяные залежи и в верхней части семилукских слоев, представленных известняками органогепно-обломочными, конгломератовидными, мелкокристаллическими, пористостью 2—5% и проницаемостью 0,01—0,10 дарси (Соколовогорская и др.).

На ряде площадей Волгоградской области в отложениях девона вскрыты залежи нефти и газа. Так, на Бахметьевской площади в свлановском и ливецком горизонтах франского яруса в известняках, доломитах и доломитизированных известняках, пористостью в среднем около 11%, 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.

В районах Волгоградской области большинство нефтяных залежей имеет газовые шапки. Количество таких залежей составляет около 70%; на их долю приходится более 80% всех запасов нефти области.

Среди карбонатных комплексов девона имеют развитие трещинные коллекторы: доломито-ангидритовые породы морсовского и известняки мосоловского, саргаевского, задонского горизонтов. Их емкость и проницаемость связаны с трещинами. Пористость таких пород обычно менее 3%. Проницаемость, по данным опробования скважин, достигает 200 миллиардс, однако в большинстве случаев она равна десяткам долям миллиардс. Из трещинных известняков алатырского горизонта Жирновской и Бахметьевской площадей получены промышленные притоки газа.

К трещинным коллекторам, по-видимому, относятся известняки задонского горизонта Антиповского месторождения нефти (глубина залегания 4760 м).

Другой тип карбонатных коллекторов — порово-трещинные известняки и доломиты евлановско-ливепского, воронежского, алатырского и семилукского горизонтов некоторых площадей, обрамляющих Медведицко-Иловлинский прогиб с запада. Известняки характеризуются наличием порового пространства со средней емкостью 10%, пустотами выщелачивания, а вторичные доломиты содержат крупные каверны. Проницаемость, по промысловым данным, меняется в них от единиц до тысячи и более миллиардс.

Приуроченность поровых и кавернозных известняков к зонам несогласия связана с процессами выщелачивания. По данным П. А. Карпова, максимальная пористость основной массы известняков снижается с 10—12% на глубине 500 м до 3% на глубине 3000 м. Однако поровое пространство кавернозных известняков и доломитов даже на глубине в 3900 м не уменьшается, что можно объяснить сводовым эффектом (В. М. Добрынин, 1965), созданным благодаря ичеистому распределению каверн в плотной массе известняков и доломитов, предел прочности которых на этих глубинах еще сохраняется.

По мнению П. А. Карпова, поиски нефти и газа на больших глубинах в терригенном девоне рекомендуется производить в первую очередь в зоне среднего катагепеза и в верхней подзоне позднего катагенеза, где коллекторы порового типа присутствуют во всех фациальных зонах Волгоградской области.

В нижней подзоне позднего катагенеза их поиски следует проводить прежде всего в северных районах, пограничных с Саратовской областью, где развиты мощные толщи неглинистых кварцевых песчаников и где наиболее вероятно присутствие коллекторов порового типа.

Зоны с максимальной трещиноватостью в основном могут быть встречены на площадях развития конечного катагенеза.

В отличие от терригенных пород девона карбонатные породы-коллекторы можно встретить во всех зонах катагенеза.

## *Породы-коллекторы каменноугольной системы*

Продуктивный комплекс терригенной части нижнего отдела карбона представлен породами малиновского надгоризонта (пласты  $C_2 - C_6$ ), бобриковского горизонта (пласты  $B_1 - B_3$ ), тульского горизонта (пласты  $T_1 - T_2$  в Пермской области,  $A_0$  в Татарии и Башкирии,  $B_0$  в Куйбышевской области).

Продуктивный комплекс карбонатной части нижнего и среднего отделов каменноугольной системы состоит из отложений окского надгоризонта, серпуховского надгоризонта, намюрского и башкирского ярусов (в Нижнем Поволжье нижебашкирский подъярус).

Продуктивный комплекс карбонатно-терригенной части среднего отдела каменноугольной системы включает отложения верейского и каширского горизонтов московского яруса и верхнебашкирского подъяруса в пределах Нижнего Поволжья. В Пермской области в каширском горизонте выделяется пласт  $K$ , в Башкирской АССР и Куйбышевской области — пласт  $A_0$ . В отложениях верхнебашкирского подъяруса продуктивны пласты  $XI$  и  $XII$ . В отложениях верейского горизонта Пермской области продуктивны пласты  $B_1 - B_5$ , в Удмуртии — пласты  $B_3$  и  $B_4$ , в Татарии, Башкирии и Оренбургской области — пласт  $A_3$  и в Куйбышевской области — пласты  $A_1 - A_3$ .

В центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с отложениями карбона в основном связаны нефтяные залежи. Например, основные запасы крупнейшего Арланского месторождения приурочены к терригенным отложениям нижнего карбона.

Все месторождения Саратовского Поволжья, связанные с каменноугольными отложениями, содержат в своем разрезе главным образом газовые залежи с нефтяными оторочками.

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) к бобриковскому горизонту нижнего карбона. На ряде площадей в отложениях турнейского и намюрского ярусов карбона вскрыты крупные залежи. Крупное по запасам Оренбургское газоконденсатное месторождение приурочено к карбонатной толще пород нижней перми и карбона.

Нижний отдел системы расчленяется на турнейский, визейский и намюрский ярусы. Турнейский ярус подразделен на лихвинский (100—120 м) и чернышинский надгоризонты (20—180 м), представленные известняками с прослоями доломитов. Известняки кизеловского горизонта, слагающего верхнюю часть турнейского яруса, являются нефтепродуктивными на многих площадях Западной Башкирии.

В кизеловском горизонте распространены фораминиферо-водорослевые мелкогустковые известняки, характеризующиеся гранулярной пористостью. Пористость густковых известняков достигает 21%, а проницаемость 180 миллидарей. Органогенно-детритусовые

известняки распространены в виде прослоев по всему разрезу турнейского яруса. Пористость данных известняков не превышает 14%, проницаемость 10—15 миллидарси.

Визейский ярус подразделен на малиновский надгоризонт, включающий олховский (40—250 м) и радаевский горизонты (75—140 м), яснополянский надгоризонт в составе бобрпковского (7—130 м) и тульского (30—25 м) горизонтов, окский надгоризонт в составе алексинского, михайловского и вепевского горизонтов общей мощностью 148—273 м и серпуховский надгоризонт в составе тарусского и стеновского горизонтов общей мощностью 120—180 м.

Малиновский надгоризонт представлен главным образом терригенными отложениями — песчаниками, глинами, аргиллитами со отдельными прослоями сидеритов. К отложениям малиновского надгоризонта приурочены крупные залежи нефти на месторождениях Мухановском, Кулешовском и др.

Яснополянский надгоризонт представлен в основном песчаниками, глинами и алевролитами. В тульском горизонте терригенные отложения часто замещаются карбонатными. С яснополянским надгоризонтом связана промышленная нефтегазоносность. Окский и серпуховский надгоризонты сложены в основном доломитами и известняками доломитизированными.

Памюрский ярус (протвинский и краснополянский горизонты) мощностью 55—70 м в основном представлен карбонатными породами известняками доломитизированными и органогенными.

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. Широкое развитие имеют песчано-алевритовые породы с нарушенной текстурой в результате деятельности плеснев и роющих организмов. У этих же пород наблюдается нарушенная слоистость, как следствие местной пластичной деформации осадка, и смещение отдельных участков, обусловленное мелкими сдвигами и размывами.

Источником для образования пород терригенной толщи служил перетолженный осадочный материал, о чем свидетельствует преобладание кварца в легкой фракции и черных рудных минералов, а также циркона и турмалина в тяжелой фракции.

Образование терригенного комплекса осадков нижнего карбона на различных участках территории по данным многих исследователей (И. П. Авдусин, А. П. Блудоров, Л. С. Тузова, Л. П. Колгина, А. П. Виноградов, В. Д. Наливкин, А. Б. Ронов, В. Е. Ханн, А. Я. Виссарпопова и др.) происходило как в условиях прибрежных мелководно-морских равнин, время от времени затопляемых морем, так и в континентально-прибрежных условиях, характеризующихся развитием аллювиальных отложений.

Рассматриваемая территория неоднородна в тектоническом отношении. На ней выделяется ряд крупных тектонических элементов: Жигулевско-Пугачевский, Татарский и Башкирский своды, Доло-Медведицкие дислокации, восточный моноклипальный склон платформы, Камско-Кинельская впадина. Бирская седловина и Предуральский прогиб. Разрезы терригенной толщи, примыкающие к Татарскому и Башкирскому сводам и характеризующие юго-восточный склон платформы, обладают небольшой мощностью и сложены в основном отложениями бобриковского горизонта; тульский горизонт представлен главным образом известняками с прослоями известковистых аргиллитов.

Разрезы Бирской седловины отличаются наибольшей мощностью терригенной толщи (100 м и более); тульские отложения сложены переслаиванием аргиллитов и алевролитов с прослоями песчаников и терригенно-карбонатных пород.

На территории Татарии, Башкирии и Куйбышевской области морские бассейны были развиты в елховское время. Затем в радаевское время произошла регрессия, и остались лишь небольшие мелководные водоемы. Наконец, в бобриковское время были распространены прибрежные равнины с заболоченными участками.

Изучение глинистых минералов в разрезах терригенной толщи нижнего карбона Татарии, Башкирии и Куйбышевской и Саратовской областей проводилось рядом исследователей (Л. И. Горбунова, Е. А. Шабаева, Э. Х. Ягофаров, С. Г. Саркисян и Д. Д. Котельников и др.). Глинистое вещество в основном представлено тремя минералами: каолинитом, гидрослюдой и монтмориллонитом. Елховские и радаевские отложения содержат главным образом гидрослюдистую ассоциацию глинистых минералов. В бобриковских отложениях глинистое вещество представлено каолинит-гидрослюдистой ассоциацией, причем в разрезах Куйбышевской области наблюдается более широкое развитие каолинита. В тульских терригенных отложениях глинистое вещество в основном представлено монтмориллонит-гидрослюдистой ассоциацией.

В пределах Доло-Медведицких дислокаций промышленный интерес представляют осадки яснополянского надгоризонта, включающие в себя бобриковский и тульский горизонты. Отложения яснополянского надгоризонта характеризуются литологической невидержанностью, часто наблюдается линзообразное замещение глин, песчаников, алевролитов на весьма небольших расстояниях как по площади, так и в вертикальном разрезе.

В районах Донской Луки и Арчеды яснополянский надгоризонт обычно сложен терригенными осадками. В основании прослеживаются глины с прослоями глинистых песчаников и алевролитов. На глинах залегают песчаниковые породы, расчлененные пачками глин на несколько песчаных пластов. Песчаные породы, слагающие газонефтеносный горизонт, подразделяются на песчаники мелкозернистые, средне- и мелкозернистые и мелкозернистые алевролитистые. Они в различной степени сцементированы глинистым, карбонатным

и местами кремнистым материалом. В соответствии с этим их проницаемость варьирует от весьма низких значений до высоких (более 3000—4000 миллиарда).

Песчаные осадки сменяются глинами с прослоями углей, сланцев, алевролитов и песчаников (бобриковский горизонт), подстилающими мощный пласт известняков с прослоями доломитов тульского горизонта. Выше по разрезу на Коробковской, Линевской, Жирновской и Бахметьевской структурах залегает песчано-глинистая толща, также относящаяся к тульскому горизонту. Эта толща на Бахметьевской и Жирновской площадях включает в себя два песчаных продуктивных пласта, разделенных пачкой глин. Основным объектом разработки на Бахметьевском месторождении является пласт Б<sub>1</sub> тульского горизонта. В разрезе пласта встречено шесть песчаных прослоев различной мощности.

В районах Арчеды и Донской Луки песчано-глинистая пачка замещается глинистой с резким уменьшением мощностей. Поэтому мощность яснополянского надгоризонта в Волгоградской области неустойчива, в восточном и северном направлениях она возрастает. В пределах Доно-Медведицких дислокаций мощность яснополянского надгоризонта изменяется от 50 до 125 м. Песчаные осадки тульского горизонта, развитые на Жирновской, Бахметьевской, Линевской и других площадях, по литологическому, гранулометрическому составу и коллекторским показателям весьма близки. Они представлены песчаниками средне- и мелкозернистыми, алевролитами кварцевыми с полевыми шпатами, слюдой, с глинистым и карбонатным цементом. Наиболее высокими показателями обладают средне- и мелкозернистые песчаники, залегающие в основании песчаного комплекса. Они обычно слабо сцементированы — содержание цемента в них колеблется от 2 до 5%. Пористость их составляет 20—27%, плотность 1,96—2,13 г/см<sup>3</sup> и проницаемость от 100 до 5000 миллиарда.

Песчаники мелкозернистые, алевролитистые, обладают более низкими коллекторскими показателями, особенно при содержании глинистого и карбонатного цемента выше 10%. Встречающиеся в разрезе алевролиты песчаные, кварцевые со слюдой, с прожилками обугливающих растительных остатков, с карбонатным и глинистым цементом. Обычно они обладают низкими коллекторскими свойствами, их пористость не превышает 11,7—16%. Плотность 2,42 г/см<sup>3</sup> и проницаемость 5 миллиарда.

Породы-коллекторы, слагающие толщу бобриковского горизонта Коробковского поднятия, отличаются от одновозрастных пород верхней части песчаного разреза Жирновской площади большей плотностью, наличием гипсового цемента.

Арчединско-Донской газонефтяной район включает в себя площади Арчединскую, Верховскую, Абрамовскую, Миропычевскую и др. В этом районе коллекторы с более высокими показателями (песчаники и алевролиты) приурочены к Арчединской площади (табл. 10).

*Характеристика коллекторских свойств пород верейского горизонта  
среднего карбона Нижнего и Среднего Поволжья*

Месторождение	Порода	Проницаемость, миллидарси	Пористость, %	Класс коллектора
Арчединское	Песчаники мелкозернистые	1—1000	7—36	II, III, IV, V
Жирновское	Алевролиты	1—10	13—20	V
	Песчаники мелкозернистые	100—1700	20—30	I, II, III
Елшанское	Алевролиты	5—17	16	IV, V
	Песчаники мелкозернистые	10—1000	9—32	II, III, IV, V
Кикинское	Известняки, доломиты пористо-трепциноватые	1—1000	2—25	—
	Песчаники мелкозернистые	150—2200	13—33	I, II, III
Барановское	Алевролиты	1—500	12—15	III, IV, V
	Песчаники мелкозернистые	100—850	10—33	II, III, IV, V
Зольный овраг	То же	10—750	16—26	II, III, IV, V

На Арчединском месторождении основным эксплуатационным объектом является бобриковский горизонт, представленный восемью песчаными пропластками, объединенными в три пласта.

На Саушинской и Верховской площадях песчаные осадки в большинстве случаев содержат значительное количество пелитовых частиц, в связи с этим коллекторские показатели их намного ниже, чем на Жирновской и Арчединской площадях.

На Верховской площади проницаемость песчаников мелкозернистых, с глинистым и карбонатным цементом не превышает 500 миллидарси. На Саушинской площади встречаются прослои мелкозернистых песчаников с малым содержанием цемента и высокой проницаемостью (до 5000 миллидарси).

Породы бобриковского горизонта Арчединской площади более цементированы и обладают большей плотностью, чем таковые на Жирновской площади.

Резкое снижение эффективной пористости (меньше 5%) и проницаемости (меньше 1 миллидарси) за счет карбонатного цемента наблюдается в некоторых прослоях толщи бобриковского горизонта Арчединского разреза.

Ниже приводится сравнительная характеристика коллекторских свойств песчаных осадков, слагающих яснополянский подгоризонт в Среднем Поволжье (табл. 11).

Основным продуктивным горизонтом месторождений Самарской Луки (Сызранского, Губкинского, Яблонный овраг, Зольный овраг, Стрельный овраг) является пласт B<sub>2</sub>, залегающий в яснополянском надгоризонте нижнего карбона.

*Характеристика коллекторских свойств пород яснополянского надгоризонта нижнего карбона Среднего Поволжья*

Месторождение	Порода	Проницаемость, миллиарды	Пористость, %	Пористость эффективная, %	Класс коллектора
Зольный овраг	Песчаники мелкозернистые кварцево-полевошпатовые	700—5000	27	22	I, II
Сызранское	То же	1000—8300	28	24	I
Барановское	Песчаники мелко-среднезернистые кварцево-полевошпатовые	700—6400	33	25	I, II
Елшанское	Пески и песчаники мелкозернистые	700—1000	27	22	I, II

На Самарской Луке в разрезе Зольного оврага в яснополяском надгоризонте встречаются песчаники мелкозернистые, кварцево-полево-шпатовые; обломочный материал песчаников хорошо отсортирован и окатан. Содержание цемента в породах невелико и редко составляет 1%, поэтому коллекторские показатели пород весьма высокие. Песчаники имеют плотность от 1,84 до 1,85 г/см<sup>3</sup>, открытую пористость до 27,4%, эффективную пористость (в шлифах) до 22% и проницаемость от 700 до 5000 миллиардов (коллекторы I класса). Средняя эффективная мощность пласта Б<sub>1</sub> 16,7 м.

Залежь нефти в пласте Б<sub>2</sub> бобриковского горизонта на месторождении Зольный овраг эксплуатируется с 1944 г., а на месторождении Яблоновский овраг подобная залежь открыта в 1937 г. Пористость пород пласта Б<sub>2</sub> изменяется от 8,3 до 29,3%, средняя пористость 24,3%; проницаемость колеблется от 52 до 7400 миллиардов параллельно папаластованию и от 120 до 4500 миллиардов перпендикулярно напластованию.

Неравномерное вытеснение нефти связывают с неоднородностью пласта, битуминозностью песчаников и предположительно с высоким темпом отбора жидкости, в результате чего наблюдается внедрение воды в залежь по наиболее проницаемым пропласткам.

На Заборовской площади в яснополяском надгоризонте залегают такие же песчаники, как и в Зольном овраге. Песчаники имеют пористость открытую до 28% и эффективную (определена микропроекционным методом) до 24%. Проницаемость достигает 8350 миллиардов (коллекторы I класса).

На Барановской площади в яснополяском надгоризонте также залегают мелко- и даже среднезернистые кварцево-полевошпатовые песчаники, содержащие в небольшом количестве карбонатный и гли-



нистый цемент. Пористость песчаников достигает 33%, проницаемость 1000 миллидарси и в отдельных случаях 4300—6400 миллидарси (коллекторы I, II классов). На Славкинской площади проницаемость песчаных пород этого же надгоризонта колеблется от 1000 до 3500 миллидарси.

На Покровском месторождении нефтеносный пласт Б<sub>2</sub> бобриковского горизонта представлен слабоуплотненными в основном мелкозернистыми песчаниками пористостью (средние данные) 21% и проницаемостью (средние данные) 1 дарси.

На Мухомовском месторождении четыре продуктивных пласта приурочены к отложениям терригенной толщи нижнего карбона. Пласты сложены в основном мелкозернистыми песчаниками, встречаются алевролиты, прослой глин. Породы-коллекторы первого пласта характеризуются пористостью 20% и проницаемостью 1450 миллидарси. Эти значения для второго пласта соответственно равны 18% и 470 миллидарси, для третьего — 20% и 550 миллидарси; для четвертого — 20% и 450 миллидарси.

На Радаевском месторождении основные промышленные скопления нефти связаны с песчаниками бобриковского горизонта. Песчаники преобладают в верхней части горизонта, а глины в нижней. Песчаники мелкозернистые, часто алевролитистые, рыхлые, со слабой цементацией зерен пелитовым веществом (не более 5%). Средняя открытая пористость песчаников по месторождению составляет 23% и проницаемость 1470 миллидарси.

Величины пористости и проницаемости продуктивных пластов бобриковского горизонта Самарской Луки и Заволжья колеблются в широких пределах. Наилучшими коллекторскими свойствами обладает пласт Б<sub>2</sub> Самарской Луки. Породы месторождений Заволжья имеют более низкие показатели пористости и проницаемости; наблюдается ухудшение коллекторских свойств продуктивных пластов бобриковского горизонта с запада на восток.

С увеличением глубины залегания пород, а следовательно, с увеличением геостатического давления создаются условия для уменьшения пористости и снижения коллекторских показателей пород. Имеются примеры, когда при некоторых условиях в песчаных отложениях одного и того же возраста и состава, несмотря на значительное погружение, пористость не уменьшается, а даже возрастает. К. Р. Чепиков, Е. П. Ермолова и Н. А. Орлова (1962) указывают на подобные случаи, которые наблюдались ими в породах-коллекторах нижнего карбона Куйбышевского Заволжья.

Залегая на глубинах от 1300 до 2500 м, рыхлые и слабо сцементированные песчаники нижнего карбона характеризуются мономинеральным кварцевым составом, а также однородным гранулометрическим составом. Эффективная пористость песчаников (определена по микропроекции по методу) изменяется от 20—23 до 5—8%. Высокая пористость песчаников, залегающих на глубине 1500—2500 м, объясняется в основном коррозией обломочного материала (кварцевые зерна корродированы), возникшей, по-видимому, в связи

с цементацией песчаников сульфатами кальция, с последующим их растворением.

К северу от Самарской Луки, в Ульяновске, песчаники яснополянского подъяруса обладают достаточно хорошими коллекторскими свойствами; пористость их достигает 27% и проницаемость 650 миллидарси и более.

В Саратове (разрез Елшанки) в яснополянском надгоризонте встречаются пески и песчаники с пористостью 18—20% и проницаемостью более 1000 мд.

Рассматривая благоприятные породы-коллекторы, залегающие в яснополянском подъярусе в полосе Самарская Лука — Саратов, следует отметить весьма высокие коллекторские показатели промышленно продуктивных на нефть мелкозернистых песчаников, характеризующихся хорошей окатанностью и сортированностью слагающих их песчаных зерен, малым содержанием цемента, проницаемостью достигающей на Самарской Луке (Заборовская площадь) 8350 миллидарси и эффективной пористостью (в шлифах) до 24%. Для всей рассматриваемой полосы характерно наличие в яснополянском надгоризонте пород-коллекторов I и II классов.

К северу от Самарской Луки песчаные отложения яснополянского надгоризонта обладают более низкими коллекторскими показателями за счет увеличения в них глинисто-карбонатного цемента. В разрезе Сундыря песчаники содержат глинистый цемент, снижающий фильтрационные показатели пород; пористость их колеблется от 15 до 23% и проницаемость от 5 до 70 миллидарси. В разрезе Ульяновска эти отложения, в силу различной цементации, имеют проницаемость от долей 1 до 650 миллидарси и пористость от 9 до 27%.

В северной части Волго-Уральской области в пределах Краснокамско-Полазненского антиклинала выявлен ряд структур, которые оказались нефтеносными (Северокамская, Полазненская, Яринская и др.). Основным объектом нефтедобычи является яснополянский подъярус. На Ярино-Каменноложском месторождении залежь приурочена к терригенной пачке мощностью до 93 м. Она представлена преимущественно песчаниками мелкозернистыми и в меньшей степени алевритами и аргиллитами.

На площадях Ярино и Каменный Лог средняя пористость песчано-алевритовых пород соответственно равна 15 и 18%, а проницаемость — 150 и 220 миллидарси. В разрезе яснополянского надгоризонта выделяется ряд непроницаемых перемычек, делящих его на пласты Б<sub>1</sub>, Б<sub>2</sub> и Б<sub>3</sub>. Пласт Б<sub>1</sub> приурочен к терригенной толще тульского горизонта, пласты Б<sub>2</sub> и Б<sub>3</sub> относятся к бобриковскому горизонту. Пласты характеризуются невыдержанностью по площади: мощность пласта Б<sub>1</sub> изменяется от 0 до 30 м, пласта Б<sub>2</sub> от 8 до 32 и Б<sub>3</sub> от 4 до 21 м. Слияние нефтяных пластов на значительной площади обусловило их гидродинамическую связь и наличие единого водонефтяного контакта.

Мощность бобриковского горизонта на центральных площадях Ромашкинского месторождения колеблется от 6 до 23 м. Нижняя

толща бобриковского горизонта этих площадей представлена в песчано-алевритно-аргиллитовой фации. Песчаники мелкозернистые насыщены нефтью. По данным А. Р. Кинзиковца и А. С. Акишева (1960), изучавших породы пластов Б<sub>1</sub> и Б<sub>2</sub>, последние фациально изменяются по площади. Там, где они представлены песчаниками, коллекторские свойства благоприятны.

В северо-западной части территории Башкирии весьма перспективными на нефть и газ являются отложения терригенной толщи нижнего карбона. Их мощность достигает 180 м. В пределах Арланско-Дюртлинской тектонической зоны (Бирская седловина) выявлены Арланское, Уртаульское, Новоказинское, Юсуповское, Николо-Березовское и другие поднятия, к которым приурочены крупные залежи нефти в бобриковском горизонте. На Арланском месторождении в терригенной толще выделяется шесть песчаных продуктивных пластов, мощность которых не выдержана по площади.

Породы-коллекторы представлены в различной степени проницаемыми мелкозернистыми кварцевыми песчаниками. Обломочный материал в различной степени окатан и отсортирован. Залежи нефти всех шести пластов имеют общий водонефтяной контакт.

Литологическая неоднородность пластов, изменение их мощности и различия в проницаемости сказались на опережающем продвижении воды не более проницаемым прослоям пластов.

В. Л. Комаров и Д. В. Постников (1961) изучали характер распределения пористости и проницаемости для коллекторов определенной мощности (от 1 до 8 м и более) на материалах терригенной толщи нижнего карбона одного из районов Северо-Западной Башкирии. Они пришли к выводу, что с увеличением мощности пластов улучшаются их коллекторские свойства, причем наиболее отчетливо эта зависимость прослеживается в интервале малых мощностей.

В разрезе Котельнич в осадках того же возраста встречаются алевролиты с низкой пористостью (10—13%) и проницаемостью.

В разрезе Шарьи алевролиты и песчаники яснополянского надгоризонта также неравномерно уплотнены за счет содержания цемента, отчего величины пористости колеблются от 13 до 20%, проницаемости от долей 1 до 100 миллидарси и больше. Высокие значения эффективной пористости (до 19%) некоторых образцов рассматриваемых пород указывают на наличие в терригенной толще нижнего карбона благоприятных коллекторских горизонтов.

К западу от Шарьи, в разрезах Солигалича и Любима, в яснополянском надгоризонте залегают песчано-алевролитово-глинистые толщи. Песчано-алевровитовые породы разреза Солигалича содержат значительное количество цементирующих веществ, снижающих их фальтрационные свойства (коллекторы VI, V и IV классов).

В яснополянском надгоризонте разреза Любима встречаются алевролиты и песчаники, характеризующиеся следующими значениями пористости: алевролиты до 18% и песчаники до 27%, плотность пород составляет 1,93 г/см<sup>3</sup>. К югу от Любима отложения карбона залегают ближе к дневной поверхности.

Для территории Поволжья наибольший интерес как возможные коллекторы нефти представляют главным образом песчаные и алевроитовые осадки тульского и бобриковского горизонтов. Толща тульского и бобриковского горизонтов представлена однообразным комплексом часто перемежающихся глинисто-песчаных, местами угленосных и карбонатных осадков.

На территории Поволжья П. П. Авдусиным, М. А. Цветковой и М. Г. Кондратьевой (1955) прослеживаются три зоны распространения коллекторов нижнего отдела каменноугольной системы. Зона распространения лучших нефтеносных коллекторов низе (чистые кварцевые пески, хорошо отсортированные) протягивается полосой меридионального направления в центральной части Русской равнины. Восточной границей ее является Приуралье; на западе эта зона оконтуривается естественной границей распространения осадков угленосной толщи; распространены коллекторы классов А и В.

Вторая зона коллекторов протягивается широкой полосой вдоль юго-восточного края центральной зоны; распространены коллекторы классов В и С.

Третья зона коллекторов охватывает территорию к юго-востоку от г. Оренбурга; наряду с коллекторами класса С в толще пород развиты песчаные коллекторы классов Д и Е. Активная цементация наблюдается у коллекторов бобриковского горизонта в зонах, наиболее подверженных тектоническим воздействиям: на периклинальных геологических структурах, в местах проявления дизъюнктивных дислокаций и др.

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-мелкокавернозные разности 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 (А. Я. Виссарионова, А. М. Тюрихин, 1963). Пористость известняков редко превышает 11%, пористость доломитов 7—8%; проницаемость известняков не превышает 40—50 миллидарси.

Московский ярус подразделен на верейский (30—120 м), кашкирский (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 нефтегазоносность ряда районов (горизонты А). В Башкирии породы-коллекторы верейского горизонта слагаются преимущественно известняками.

Среди известняков наиболее распространены органогенно-об-

ломочные; в нижней части горизонта встречаются прослои оолитовых известняков. Пористость известняков колеблется от 3 до 24%, проницаемость от долей 1 м до 28—40 миллиардов. Пористые пласты верейского горизонта в пределах Башкирии в основном приурочены к нижней его части. Количество прослоев достигает 5—7, общая мощность до 15 м (А. Я. Виссарионова, А. М. Тюрихин, 1963).

Каширский, подольский и мячковский горизонты представлены в основном известняками, доломитами и доломитизированными известняками. Последние характеризуются пористостью, достигающей 30%, и проницаемостью до 300 миллиардов и более.

В верхнебашкирских слоях среднего карбона Арчединского разреза встречаются песчаники мелкозернистые, рыхлые, слабоуплотненные. Обломочный материал хорошо окатан и отсортирован. Проницаемость песчаников колеблется от 600 до 1700 миллиардов, пористость от 21 до 34%. Породы-коллекторы относятся к I и II классу. В этой же толще встречаются алевролиты глинистые и песчаники мелкозернистые с карбонатным цементом. Породы имеют невысокую проницаемость (от долей 1 до 38 миллиардов), пористость 4,5—13% и плотность до 2,58 г/см<sup>3</sup>.

На Верховском месторождении основным газоносным пластом является XI пласт верхнебашкирского горизонта мощностью 10—25 м. Дебиты газа от 100 до 700 тыс. м<sup>3</sup>/сут; пластовое давление 75,7 кгс/см<sup>2</sup>. В нижнебашкирском горизонте Верховского месторождения прослеживается XII газоносный пласт мощностью до 25 м. Породы пласта представлены известняками. Дебиты газа составляют от 90 до 600 тыс. м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 81 кгс/см<sup>2</sup>.

Породы-коллекторы верейского горизонта среднего карбона в полосе от Жирного к Арчеду представлены песчаниками полимиктовыми кварцево-полевошпатового состава с глинистым и карбонатным цементом и алевролитами глинистыми. Плотность этих пород варьирует в широких пределах в зависимости от степени цементации.

В разрезе Жирновской площади коллекторские показатели песчаников верейского горизонта выше, чем в разрезе Арчединской. Так, проницаемость их 1720 миллиардов и выше, пористость 20—33%, плотность от 1,78 до 2,00 г/см<sup>3</sup>. Однако в разрезе первой встречаются алевролиты с высоким содержанием глинисто-карбонатного цемента (до 45%). В Арчединском разрезе проницаемость алевролитов колеблется от значений меньше 5 до 17 миллиардов и более, пористость меньше 16%; породы относятся к коллекторам V и VI классов.

В каширском горизонте Арчединского разреза залегают песчаники мелко- и среднезернистые, рыхлые и слабоуплотненные, представляющие промышленный интерес (коллекторы I класса). Они обладают высокой проницаемостью (до 9—15 дарси) и пористостью до 37%. Эти отложения на дислокациях Дюпо-Медведицкой зоны еще мало изучены и разведаны.

В полосе от Арчеды к Саратову и Самарской Луке для верейского горизонта характерно присутствие среди пластов глин и

известняков песчаных пород. Они представлены мелкозернистыми полимиктовыми песчаниками кварцево-полевощпатового состава с глинистым и карбонатным цементом.

Обломочный материал, слагающий песчаники и алевролиты, слабо и плохо отсортирован и окатан. В этом отношении песчаные осадки верейского горизонта резко отличаются от песчаных отложений яснополянского надгоризонта.

Коллекторские показатели песчаных верейских осадков варьируют в очень широких пределах в зависимости от характера цементации и сортированности обломочных зерен. Так, в Арчединском разрезе песчаники мелкозернистые, в различной степени цементированные, обладают проницаемостью от долей 1 до 125—1000 миллиардов; пористость пород при этом колеблется от 7,6 до 36% и эффективная пористость от значений меньше 5 до 20% (табл. 12).

Встречающиеся в разрезе алевролиты в силу высокой цементированности обладают низкой проницаемостью (от 1 до 12 миллиардов) и небольшой пористостью (от 13 до 20%). Таким образом, в песчаной части отложений верейского горизонта Арчеды присутствуют коллекторы всех шести классов, причем чаще всего встречаются классы пород-коллекторов III, IV, V и VI.

Таблица 12

*Характеристика коллекторских свойств пород яснополянского надгоризонта нижнего карбона Нижнего Поволжья*

Месторождение	Порода	Проницаемость, миллиарды	Пористость, %	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Класс коллектора
Жирновское	Песчаники средне-мелкозернистые, кварцевые	600—3500	22—27	1,96—2,13	I, II
Коробковское	Песчаники мелко-среднезернистые, кварцевые	До 500	18	2,18—2,35	II, III
Арчединское	Песчаники мелкозернистые, кварцевые	100—3200	20—24	1,88—2,12	I, II, III
Саушпское	Алевролиты	10—570	10—28	1,99—2,36	II, III, IV, V
	Песчаники мелкозернистые, кварцевые, с глинистым и карбонатным цементом	5—100	5—15	2,30—2,57	

В разрезе Жирновской площади характер песчаных пород верейского горизонта не меняется, однако среди них встречаются довольно слабо уплотненные разности проницаемостью, достигающей 1720 миллиардов и более, пористостью 20—33% и плотностью 1,78—2,00 г/см<sup>3</sup>. Алевролиты, так же как и в разрезе верейского горизонта Арчеды, обладают низкими коллекторскими показателями: проницаемостью от значений меньше 5 до 17 миллиардов, пори-

стость меньше 16% и содержание цемента до 45%. Песчаники с высокими показателями проницаемости и пористости относятся к I и II классам коллекторов, алевролиты — к V классу. В разрезе верейского горизонта также присутствуют породы-коллекторы III, IV, V и VI классов.

В разрезе Елшанской площади верейский горизонт сложен четырьмя пачками, из них нижние три пачки представлены терригенными породами. Внизу, в первой пачке, залегает конгломератовидный известняк, перебитый трещинами (коллектор газа), а выше — песчаник пористостью от 16 до 25%.

Во второй пачке залегают песчаники, в различной степени цементированные глинисто-карбонатным материалом с сильно меняющейся пористостью (от 14 до 26%). Третья пачка сложена преимущественно глинами; встречающиеся прослои песчаников характеризуются пористостью от 9 до 32%. Верхняя, четвертая, пачка представлена песчаниками, известняками и доломитами; пористость пород колеблется от 2 до 30%. В известняках пористость достигает 19,5%.

Проницаемость песчаников верейского горизонта Елшанской площади относительно невысокая, меньше 100 миллиардси, что связано с наличием в породах большого содержания глинистого и карбонатного цемента.

В направлении к северу и северо-востоку от Елшанской площади, примерно в 100 км от нее, разрезе Кикино песчаные отложения верейского горизонта имеют значительно более высокие коллекторские показатели, чем одновозрастные осадки в разрезе Елшанки. В Кикино в верейском горизонте распространены мелкозернистые кварцево-полевошпатовые песчаники с глинисто-карбонатным цементом, которые по степени окатанности и отсортированности материала более или менее идентичны одновозрастным песчаным осадкам разрезов Елшанской, Жирновской и Арчедипской площадей, но содержание цементующих веществ в рассматриваемых породах в Кикино меньше, чем в приведенных выше разрезах.

Песчаники верейского горизонта Кикино характеризуются проницаемостью от 150 до 2250 миллиардси, пористостью от 13 до 33% и плотностью от 1,75 до 2,29 г/см<sup>3</sup>. Встречающиеся в разрезе данного горизонта алевролиты также обладают более высокими коллекторскими показателями, чем алевролиты описанных южных разрезов. Проницаемость их колеблется от 1 до 530 миллиардси, пористость от 12 до 15%, плотность от 2,39 до 2,45 г/см<sup>3</sup>.

В верейском горизонте разреза Кикино присутствуют коллекторы I, II и III классов, алевролиты относятся к IV, V и VI классам. К северу и северо-западу от Кикино, на Барановской площади, верейские мелкозернистые песчаники имеют кварцево-полевошпатовый состав; проницаемость песчаников достигает до 850 миллиардси, пористость до 33%. Коллекторские показатели песчаников верейского горизонта в разрезе Барановской площади несколько ниже, чем в разрезе Кикино.

На Самарской Луке терригенные отложения верейского горизонта представлены мелкозернистыми, в различной степени глинистыми ожелезненными песчаниками, сложными плохо окатанным и сортированным обломочным кварцево-полевошпатовым материалом. Песчаники переслаиваются с глинами. В разрезе верейского горизонта также присутствуют известняки.

На Сызранском месторождении пласт  $A_2$  мощностью 3—10 м сложен известняками и песчаниками с прослоями глин. Средняя пористость пород пласта составляет 20% и проницаемость 32 миллиардари. Пласт  $A_4$  сложен однородными породами, имеющими пористость 16% и проницаемость 28 миллиардари.

На Губишском месторождении породы верейского горизонта представлены брекчиевидными известняками, органогенно-обломочными, часто с прослоями глин. Средняя пористость известняков составляет 11% и проницаемость 120 миллиардари.

В разрезе Зольного оврага проницаемость пород верейского горизонта колеблется от 7 до 750 миллиардари, пористость от 16 до 26%, эффективная пористость (в шлифах) от величин меньше 5 до 14%. В песчаных осадках верейского горизонта Самарской Луки встречаются породы-коллекторы II, III, IV, V и VI классов.

К северу от Самарской Луки коллекторские показатели пород верейского горизонта снижаются за счет увеличения в них глинистого цемента и изменения литологического состава. Так, в Ульяновске в этом горизонте встречены песчаники глинистые, а далее к северу, в разрезе Шары, верейские отложения представлены глинами и плотными глинистыми доломитами.

К северо-западу от Шары, в Солигаличе, верейские отложения сложены плотными доломитами, глинами с редкими прослоями песчаников и алевролитов. Песчаные разности содержат от 8 до 47% пелитового цемента. Песчаные породы верейского горизонта в разрезе Солигалича представлены кварцем и полевыми шпатами. Обломочный материал пород плохо окатан. Среди песчаных пород этого горизонта в разрезе Солигалича встречаются прослойки песчаников с благоприятными коллекторскими свойствами (коллекторы IV класса).

К югу от Любима породы карбона, в частности верейского горизонта, близко расположены к дневной поверхности, дренированы и поэтому не представляют практического интереса.

К юго-востоку от Мосолово в ряде разрезов (Морсово, Пачелма) карбон вообще отсутствует. В Токмово верейские отложения имеют незначительную мощность, равную 18,6 м. В этом горизонте среди глин встречаются прослойки глинистых алевролитов и песчаников кварцево-полевошпатового состава. Содержание пелитового цемента в песчаных породах достигает 31% (коллекторы V и VI классов).

В направлении на юго-восток от Токмово коллекторские свойства пород верейского горизонта постепенно улучшаются, что свя-



запо с меньшей цементацией пород глинисто-карбонатным материалом. Наиболее благоприятными являются коллекторы в верейских отложениях, на площадях Арчединской, Жирновской, Барановской и на Самарской Луке.

Изучение литологических фаций и физических свойств пород в отложениях среднего карбона на территории Волго-Уральской области позволило П. П. Авдусину, М. А. Цветковой и М. Г. Кондратьевой (1955) установить следующие закономерности в распространении коллекторов нефти. К северу от г. Саратова в сторону Самарской Луки и на территории центральной части Волго-Уральской области в толще отложений среднего карбона наблюдаются как карбонатные, так и песчаные пористые породы классов В и С. К югу и юго-востоку от зоны Саратовских дислокаций развиты песчаные коллекторы классов С и Д. В юго-восточной части территории Поволжья распространены фации песчаных осадков — полимиктовых, известковистых, глинистых, в которых развиты коллекторы классов Д и Е и редко — С.

В каменноугольных отложениях Куйбышевского Поволжья за последние годы выявлено много залежей нефти, приуроченных к карбонатным породам турнейского яруса, окского надгоризонта визейского яруса и верхней части башкирского яруса.

Породы, содержащие нефть, чаще всего представлены крепкими органогенно-обломочными неслоистыми известняками пористостью 2—12% и проницаемостью в несколько десятков миллиардов или вообще практически непроницаемыми.

В Куйбышевском Заволжье открыты нефтяные и газовые залежи, приуроченные к карбонатным породам уинского горизонта турне (Покровка), кизеловского горизонта турне (Покровка, Зольный, Стрельный, Красный Яр, Белозерка, Чубовка, Радаевка, Байтуган), окского надгоризонта визе (Покровка), башкирского яруса (Покровка, Якушкино, Красный Яр, Алакаевка, Кулешовка), каширского горизонта (Дмитриевка и др.).

В разрезе Покровского месторождения башкирский ярус представлен известняками пористыми, трещиноватыми, реже доломитами. Коллекторами нефти в верхней части яруса являются выщелоченные оолитовые органогенные и органогенно-обломочные известняки. Эффективная мощность продуктивного пласта  $A_4$  колеблется от 1 до 15 м. Пористость пород от нескольких процентов до 30%. Проницаемость достигает до 3300 миллиардов; средняя проницаемость по пласту 1065 миллиардов и пористость 25%.

Многолетняя эксплуатация подтвердила отсутствие связи залежи с пластовой водонапорной системой. Запечатанностью залежи пласта  $A_4$  объясняется исключительная сохранность его нефти плотностью 0,805. В отличие от залежи пласта  $A_4$  Покровского месторождения залежь пласта  $A_4$  Кулешовского месторождения имеет сообщение с водоносной областью. Породы пласта характеризуются трещиноватостью. Проницаемость по промышленным данным составляет 240—780 миллиардов и по керну — 80 миллиардов.

На месторождениях Оренбургской области также начали широко вовлекать в разработку залежи нефти, приуроченные к карбонатным породам карбона.

Характерной особенностью залежей в карбонатных коллекторах, развитых на площади Среднего Поволжья, является наличие вторичного кальцита и вязкого битума на границе с нижележащими пластовыми водами.

Вторичной цементацией следует объяснить и наблюдаемое обычно ухудшение коллекторских свойств карбонатных пластов к подошве залежей, в результате чего менее благоприятные условия для разработки создаются на пологих крыльях поднятий.

В процессе пробной эксплуатации нефтяной залежи турнейского яруса на Дерюжевском месторождении Куйбышевской области было установлено, что появление в нефтяном пласте осолоненных карбонатных пропластков связано с наличием в залежи небольших линз пластовой воды. Коллекторами в пласте В являются известняки массивные, органогенно-обломочные, тонкокристаллические, с эффективной мощностью нефтенасыщенной части пласта 44 м, средней пористостью 13% и проницаемостью 35 миллидарси. В нефтенасыщенной части встречаются отдельные пропластки с повышенным содержанием пластовой воды.

К. Б. Аширов, В. А. Громович и Л. Г. Юдин (1962) считают, что внутри заполненного нефтью резервуара на участках, сложенных наиболее плотными породами, в процессе формирования нефтяных залежей наряду со связанной водой могут сохраняться и небольшие линзы свободной воды. Они же указывают, что погребенная вода встречается и в песчаных коллекторах пласта Б<sub>2</sub> Алакаевского, Чубовского и Белозерского месторождений, приуроченных к восточному заволжскому участку Жигулевских дислокаций.

В Среднем Поволжье тектонические трещины в карбонатных и других породах максимально развиты в зонах контакта их с глинами и другими пластичными породами, т. е. в кровле, где коллектор перекрывается глинами, а к подошве трещиноватость убывает. Сильно развита трещиноватость у глинистых известняков и доломитов.

В связи с развитием трещиноватости в зонах соприкосновения коллекторских и пластичных пород, с общим захватом их трещинами, иногда наблюдаются одинаковые отметки подошвы нефтяных залежей в карбонатных коллекторах и водонефтяного контакта вышележащих залежей в песчаных коллекторах. Подобное явление наблюдается для залежей кизеловского горизонта турне, пласта Б<sub>2</sub> бобриковского горизонта визе, башкирского яруса и для залежей песчаных коллекторов верейского горизонта.

Большинство из 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 паморских, башкирских и кровле сернуховских отложений и представляют собой единый резервуар, этаж нефтеносности которого составляет 112 м. Эффективная мощность достигает до 40 м; залежь нефти массивного типа, водоплавающая. Коллекторы являются органогенно-обломочные, пористые, трещиноватые и кавернозные известняки пористостью от 6 до 20% и проницаемостью от 0,1 до 365 миллиард. Поры-коллекторы чередуются с плотными низкопористыми прослоями известняков мощностью от 0,1 до 6 м. Дебиты скважин составляют 17—60 т/сут через 7-миллиметровый штуцер.

Изучение коллекторских свойств карбонатных пород (Г. А. Покровская, 1960) показало, что методы, используемые при изучении терригенных коллекторов, в определенной мере применимы и к ним. Трудность заключается в выводе расчетной величины того или иного коэффициента, что объясняется сложностью и неоднородностью структуры карбонатных пород.

В Куйбышевской области основными карбонатными коллекторами служат известняки и доломиты, с содержанием  $\text{CaCO}_3$  от 90 до 50% и меньше. Величины пористости и проницаемости пород-коллекторов подобного типа сильно колеблются, что затрудняет установление средних величин, характерных для пластов тех или иных месторождений. Кроме того, средние величины пористости и особенно проницаемости в малой степени характеризуют пласты, сложенные карбонатными осадками. Образец нефтяной карбонатной породы может иметь несколько фильтрующих пор с высокой проницаемостью, но характеризоваться малой пористостью и, наоборот, при высокой открытой пористости обладать пониженной или плохой проницаемостью, что связано с наличием тонких пор, непроводящих флюиды в обычных условиях.

Известняки башкирского и турнейского ярусов характеризуются пористостью от 6 до 12% и проницаемостью до 140 миллиард, а на Самарской Луке их проницаемость 40 миллиард. Исключением составляет пласт  $A_4$  Покровского месторождения со средней проницаемостью коллекторов 1000 миллиард и пористостью 25%. Повышенной проницаемостью обладают карбонатные нефтеносные породы Сергиевского района в среднем от 100 до 600 миллиард.

На территории юго-восточной Татарииряду с крупнейшими девонскими месторождениями известен ряд более мелких нефтяных месторождений, связанных с верхнетурпейскими и нижневизейскими отложениями. Верхнетурпейские отложения представлены серыми или коричневато-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 миллиард. Изучение размеров пор

известняков показало, что в поперечнике они колеблются от 0,03 до 0,25 м, а размеры соединительных капальцев от 0,01 до 0,03 мм. На коллекторские свойства известняков влияет присутствие глины как в виде микропрослоев, так и в виде цемента (около 5%).

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 на большой площади в карбонатных отложениях верейского, каширского и подольского горизонтов среднего карбона (Арлан, Николо-Березовка, Ашкеево, 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 (А. Л. Виссаронова, А. М. Тюрихин, 1963).

Нефть содержится в основном в серых и светло-серых известняках, буровато-коричневых от присутствия нефти, глинистых, часто доломитизированных пористо-кавернозных, с включениями и тонкими прослоями голубовато-серого ангидрита, глинса, кальцита и кремня. Среди известняков встречаются прослои доломитов, редко глины и мергелей. При рассмотрении пород установлено, что поры в них самые различные как по конфигурации, так и по величине, от микроскопических до мелких каверн диаметром до 2—3 мм.

Трещиноватость в карбонатных отложениях верейского, каширского и подольского горизонтов встречается редко. Средняя пористость карбонатных пород Арланского месторождения, приходящаяся на интервалы пористых прослоев, залегающих среди плотных пород, составляет 20%, а проницаемость 30 миллиардов. Изучение пород по керну показало, что в значительной степени связь между порами отсутствует, имеется много изолированных пустот, что подтверждается плохой связью нефтеносной зоны залежей с закоптуренной частью пласта.

Для всех трещинных коллекторов характерно пропикновение 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 доставляют в раствор поверхностно-активные вещества, способствующие лучшей и более быстрой глубокой очистке призабойной зоны от пропикнувшего фильтра и механических примесей.

В табл. 13 и 14 приведена характеристика пород-коллекторов

каменноугольной системы месторождений Волгоградской области и Саратовского Поволжья. Более высокими коллекторскими показателями обладают продуктивные породы нижнего карбона проницаемостью, достигающей нескольких дарси.

### *Породы-коллекторы пермской системы*

Пермская система подразделяется на нижний и верхний отделы. В составе нижнего отдела на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции 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 красноватыми 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 этой толщи обычно фиксируется мощная толща каменной соли и ангидритов с прослоями гипсов, доломитов и реже песчаников и глин. Татарский ярус сложен нестроцветными терригенными образованиями — глинами, алевролитами и мергелями, реже известняками.

В составе отложений пермской системы выделяются продуктивные горизонты: в сакмарском ( $K_{VII}$ ,  $K_{VI}$ ,  $K_V$ ), артинском ( $K_{IV}$ ,  $K_{III}$ ), кунгурском ( $K_{II}$ ,  $K_I$ ,  $K_0$ ) и казанском ярусах.

Куйбышевско-Оренбургский нефтегазоносный район является одним из самых крупных по развитию продуктивных пластов в пермских отложениях. Месторождения нефти и газа связаны с Бузулукской впадиной и с дислокациями северо-западного и северного склонов Оренбургского выступа фундамента (Большекинский вал, Малокинельская, Городецко-Жуковская, Самаркинская и Долматовская линейные дислокации).

Залежи газа имеют пластовой характер, обычно небольшие и в редких случаях средние по объему. Коллекторами в кунгурском и казанском (калиновская свита) ярусах служат доломиты и доломитизированные известняки, а в уфимском ярусе — 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 20 промышленных месторождений газа (Кирюшкинское, Султангуловское, Гарханское, Садкинское, Пилюгинское, Ашировское, Ивановское,

Характеристика пород-коллекторов карбона Волгоградской области

Месторожде-ние	Возраст продуктивных отложений	Литологическая характеристика	Пори-стость открытая, %	Проницае-мость, миллидарси	Суммар-ная мощ-ность, м	Тип залежи
Коробков-ское	Верейский гори-зонт	Песчаники средне- и мелкозерни-стые, глинистые и алевролиты	11	27	До 18	Газовая
	Бобриковский го-ризонт	Песчаники мелко- и среднезерни-стые, алевролиты	15	410	До 22—28	Газонефтяная
Верховское	Верейский гори-зонт	Песчаники мелкозернистые и але-вролиты (пласты I, IV, V, VI, VIII, IX, X)	15—25	9—270	До 18	Газовая
	Верхнебашкир-ский подъярус	Песчаники мелкозернистые, глини-стые (XI пласт)	13	1	2—13	»
	Нижнебашкир-ский подъярус	Известняки органогенно-обломоч-ные, пористые, трещиноватые	14	5	12	»
	Бобриковский го-ризонт	Песчаники мелкозернистые, часто алевролитистые (пласты I и II)	11	106	7—17	»
Саушинское	Бобриковский го-ризонт	Песчаники	24	550	4	»
Лпшевское	Бобриковский го-ризонт	Песчаники мелко- и среднезерни-стые, алевролиты	20—23	1800—2600	5	Газонефтяная
Арчедни-ское	Верейский гори-зонт	Песчаники мелко- и среднезерни-стые, алевролиты (восемь само-стоятельных пластов)	17—22	До 1000	До 23—52	Газовая
	Верхнебашкир-ский подъярус	Песчаники мелкозернистые, глини-стые (две продуктивные пачки)	18—26		13—26	»
	Бобриковский го-ризонт	Песчаники мелкозернистые	20—24	100—3200		Газонефтяная
Бахмель-евское	Верхнебашкир-ский подъярус (четыре песча-ные пачки)	Песчаники мелкозернистые, глини-стые	20—30	100—1700		Газонефтяная и нефтяная (IV пласт)
	Тульский гори-зонт	Песчаники мелкозернистые, рыхлые (пласты А <sub>2</sub> и Б <sub>1</sub> )	20	До 4000	2,7—62	Газонефтяная
	Бобриковский го-ризонт	Песчаники средне- и мелкозерни-стые	21	600—3500	3	»
Ветютнев-ское	Верейский гори-зонт	Песчаники мелкозернистые и але-вролиты (пласты V, VII, VIII)	19—25	20—1700—7300	2—10	Газовая
	Верхнебашкир-ский подъярус	Песчаники, алевролиты	21	1—40	9—13	»
Жирновское	Верхнебашкир-ский подъярус	Песчаники мелкозернистые, алевро-литы (пачки I, II, III — первый нефтеносный пласт)	1—39	25—1700	6—14	Нефтяная
		То же (IV пачка — второй нефте-носный пласт)	10—39	205	1—33	»
	Нижнебашкир-ский подъярус	Известняки с оолитовой и кристал-лической структурой	11		13—31	»
	Тульский гори-зонт	Песчаники мелкозернистые (пласт А <sub>2</sub> ); песчаники мелкозернистые, слабо сцементированные (пласт Б, основной коллектор)	20	600—2000	0—27	Газонефтяная
	Бобриковский го-ризонт	Песчаники среднезернистые, слабо сцементированные (четыре пачки; первые три пачки — пласт Б.)	19	4—4500	2—31	»
Кизеловский го-ризонт	Известняки органогенно-детритусо-вые	6	До 130	1—10	Газовая	
Мироньев-ское	Каширский гори-зонт	Песчаники мелкозернистые, прослои алевролитов	22—28	11—4000	6—9	»

Характеристика пород-коллекторов карбона месторождений Саратовского Поволжья  
(средние данные)

Возраст продуктивных отложений	Литологическая характеристика	Пористость, %	Проницаемость, дарси	Суммарная мощность, м	Нефтяные месторождения	Газовые месторождения
Верейский горизонт	Песчаники мелкозернистые, кварцевые, слюдяные Известняки разномзернистые, фораминиферовые, песчаные	8—21	0,01—0,65	0,3—4 0,5—7	Новониколаевское	Елшанское, Генеральское
Верхнебашкирский подъярус	Песчаники мелкозернистые, кварцевые, глинистые, известковые	10—23	0,005—0,65	25—30	Колотовское, Песковатское, Суторовское, Новониколаевское	Петрасовское, Западно-Чапаевское, Западно-Рыбушанское, Грузиновское, Урицкое, Генеральское, Иловлинское, Фурмановское, Горючкинское, Елшанское, Песчаноуметское
Нижнебашкирский подъярус	Известняки органогенно-обломочные, мелкокристаллические, трещиноватые, пелитоморфные, в верхней части рыхлые, в нижней брекччевидные, кавернозные, оолитовые	8—15	0,06—0,3	До 25	Хлебновское, Суворовское	Елшанское, Восточно-Рыбушанское, Западно-Рыбушанское, Грузиновское, Урицкое, Генеральское, Иловлинское, Горючкинское, Песчаноуметское
Окский надгоризонт	Известняки органогенно-обломочные, мелкокристаллические, с прослоями песчаников мелкозернистых, кварцевых	3—15 10—20	0,0001—0,01 0,002—1,0	До 20	—	Восточно-Рыбушанское, Западно-Рыбушанское, Урицкое, Иловлинское
	цевых					
Тульский горизонт	Песчаники мелко- и среднезернистые, кварцевые, участками глинистые	12—25	1,5—2	0,5—30	Колотовское, Иловлинское, Ириновское, Суторовское	Восточно-Рыбушанское, Западно-Рыбушанское, Песковатское, Урицкое, Ириновское, Западно-Рыбушанское, Грузиновское, Урицкое, Иловлинское, Горючкинское, Елшанское, Песчаноуметское
Бобринковский горизонт	Песчаники мелко- и среднезернистые, кварцевые, с хорошо отсортированными минеральными зёрнами	8—27	0,06—2,2	0,5—38	Широко-Картамышское	Суловское, Колотовское, Пристанское, Песковатское, Урицкое, Фурмановское, Суторовское, Первомайское, Степновское, Генеральское, Иловлинское, Горючкинское, Елшанское, Песчаноуметское, Соколовогорское
Кизеловский	Известняки	—	—	—	—	Иловлинское
Черепетский	Известняки органогенно-обломочные, тонкокристаллические, трещиноватые, с редкими пропластками песчаника	6—15	0,001—0,5	8—65	Ягоднопольинское, Полчаншиновское	Радищевское, Суворовское, Мадлиновское, Хлебновское, Ириновское, Елшанское, Казанлинское, Тепловское, Генеральское, Иловлинское, Песчаноуметское
Малевский	Известняки органогенно-обломочные, мелкокристаллические	4—15	0,002—0,6	6—15	Горючкинское	Соколовогорское, Ириновское, Фурмановское, Степновское

Осиповское, Могутовское, Ероховское и др.), залежи которых связаны с отложениями пермского возраста. Однако они обычно имеют небольшие размеры, их запасы редко превышают 1 млрд. м<sup>3</sup>. Одним из сравнительно 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 30%.

На Султангуловской площади газоносные горизонты приурочены к уфимскому ярусу верхней перми и артинскому ярусу нижней перми.

Породы-коллекторы уфимского яруса залегают на глубинах 250—300 м и представлены разпозернистыми песчаниками с прослоями глин. Песчаники характеризуются линзовидным залеганием, средняя эффективная мощность их составляет 7,5 м, пористость 20%, проницаемость по промысловым данным равна 460 миллиардари.

В артинском ярусе выявлены два продуктивных пласта, представленных доломитами плотными, тонкопористыми, местами слабоглинистыми, пористостью от 6 до 22% и проницаемостью 30 миллиардари.

В восточной части Кинель-Черкасского района Куйбышевской области ряд нефтяных и газовых месторождений связан с пермскими отложениями (Аманакское, Сосновское, Дерюжевское, Городецкое, Яблоневское, Кувайское, Мухаповское 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, верхняя, менее глинистая, часть которых содержит газовую залежь массивного типа. Мощность газонасыщенной части свиты составляет 27,5 м. Средняя пористость газонасыщенных пород равна 25%, проницаемость 0,3 дари.

На Кувайском месторождении продуктивный горизонт калиновской свиты сложен доломитами и известняками пористостью 23% и проницаемостью от 6 до 600 миллиардари.

Калиновско-Новостепановское газонефтяное месторождение открыто в Заволжье, в зоне прохождения Большекинельского вала в 1938 г. Однако благодаря своеобразию условий залегания нефти и газа оно и до настоящего времени привлекает внимание исследователей. Нефть залегают на южном крыле структуры, газ занимает сводовую 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 сверху пластом мергеля (1,5—5 м), ниже которого расположена пачка трещиноватых кавернозных доломитов (до 20 м), переходящих в плотные известняки.



Изучение пород-коллекторов калиповской свиты показало, что в основном их проницаемость не превышает нескольких единиц миллиарди, в то время как дебит некоторых скважин достигал 150 т/сут (чаще 20 т/сут). 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 калиповской свите, но и в подстилающих и покрывающих отложениях.

Для построения карт трещиноватости К. Б. Аширов (1965) использовал данные по поглощению бурового раствора в скважинах и данные эксплуатации. В результате было выявлено линейное расположение трещин, имеющих северо-восточную и северо-западную направленность под углом 70—90°. Скважины, расположенные в зонах развития трещиноватости, показывали наиболее высокие начальные дебиты. 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 (Г. А. Покровская, 1960). Средние значения пористости 20 продуктивных пластов калиповской свиты и кушгурского яруса месторождений Кншель-Черкасского района колеблются в пределах 10—24%, а среднее значение проницаемости 3—300 миллиарди. Наибольшая пористость пород достигает 35%, наименьшая величина проницаемости десятки доли миллиарди.

В табл. 15 приведена характеристика пород-коллекторов перми на месторождениях Куйбышевско-Оренбургской газонефтеносной области.

Самое крупное газоконденсатное месторождение, открытое в последние годы в рассматриваемом районе, носит название Оренбургского. Основная продуктивная толща Оренбургского газоконденсатного месторождения мощностью до 560 м складывается породами нижней перми (артинский, сакмарский, ассельский ярусы), верхнего и среднего карбона (А. В. Овчаренко, 1969). Эта толща пород перекрыта соленосным экраном мощностью примерно 800 м. Продуктивные отложения представлены известняками, иногда слабо доломитизированными, чистыми от терригенных примесей. Известняки, по данным Я. Н. Перьковой (1971), характеризуются различной структурой, отражающей разнообразные условия седиментогенеза и преобразования пород (органогенные, хемогенные, обломочные, вторичноизмененные).

В вертикальном разрезе и по площади месторождения даже на сравнительно небольших расстояниях происходит частая смена одних структурных типов пород другими. Закономерного распределения определенных типов пород по стратиграфическим комплексам в изученных разрезах не наблюдается.

Характеристика пород-коллекторов газонефтяных и газовых месторождений  
Куйбышевско-Оренбургской газонефтеносной области

Месторождение	Возраст продуктивных отложений	Литологическая характеристика	Пористость открытая, %	Проницаемость, миллидарси	Суммарная мощность, м	Тип залежи	
08	Аманакское	Калиновская свита	Доломиты и известняки	15,5	120	22	Газовая
	Сосновское	То же	То же	23	230	24	»
	Дерюжеское	»	»	23	До 230	41	»
	Новгородское	»	»	23	До 240	14	»
	Яблоческое	»	»	25	300	27	»
	Кувайское	»	»	23	6—590	15	»
	Кожемякинское	Кунгурский ярус	Доломиты кавернозные	14,5	—	7	Газонефтяная
	Мухановское	Калиновская свита	Известняки, доломиты пористые	18,8	72	6	Газовая
	Восточночерновское	Кунгурский ярус	Доломиты пористые	15	50	7	Газонефтяная
	Марьевско-Михайловское	Калиновская свита	Доломиты, пористые известняки	26	До 62	11	Газовая
	То же	Кунгурский ярус	Доломиты толкопорп- стые	16	4—22	7	Газонефтяная
	Неклюдовское	Кунгурский ярус I пласт	Доломиты	12—15	—	7—16	»
	То же II и III пла- сты	»	—	—	6—8 (II) 19—27 (III)	Газовая	
Долматовское	Калиновская свита	Известняки микропористые, глинистые	13—29	<1	3—8	»	
	Сакмарский и артиш- ский ярусы	Доломиты	10—16	<1	5—10	Газонефтяная	
6 А. А. Халин	Жуковское	Калиновская свита	Доломиты пористые, из- вестняки глинистые	22	3—3000	32	Газовая
	Калиновское — Ново- степановское	То же	Доломиты и известняки ка- вернозные, местами гли- нистые	27	10	17—22	Газонефтяная
	Бугурусланское	Уфимский ярус	Песчаники мелкозернистые, сильно карбонатные	20—22	До 100	10—11	»
	Султангуловское	Сакмарский ярус Уфимский ярус	Доломиты пористые Песчаники мелкозернистые с прослоями доломитов, известняков	14,5 5—26	32 800	25 27	» Газовая
	Тарханское	То же	То же	14,6	800	48	»
	Апировское	»	»	19	800	10	»
	Измайловское	»	Песчаники мелкозерни- стые	8—26	До 1075	—	»
	Ефремо-Зыковское	»	То же	12—28	До 9	—	»
	Кирюшкинское	Калиновская свита	Доломиты, известняки по- ристые, иногда каверноз- ные	22	6	36—42	»
	81 Пилюгинское	То же	Известняки доломитизиро- ванные	20	150	25—27	Газонефтяная
	Осиновское	Кунгурский ярус	Доломиты плотные и кавер- нозные	14	До 125	6,5	»
	Ивановское	Калиновская свита	Доломиты	3—22	—	36	Газовая
Садкинское	То же	Доломиты, известняки	20	—	22—24	»	
Городецкое	Кунгурский ярус Калиновская свита	То же Доломиты и известняки пористые	— 27	— 9—136	20 26—28	Газонефтяная Газовая	
Марасинское	То же	Известняки глинистые	19—30	112—265	—	»	
Скобелевское	»	Доломиты пористые	26,5	До 40	7	»	
Могутовское	»	То же	18—26	До 280	2—10	»	
Ероховское	Кунгурский ярус Уфимский ярус	Доломиты Песчаники мелкозернистые, алевролиты	20—28 17	До 20 До 16	8—13 8—10	Газонефтяная Газовая	

В процессе геологической истории карбонатная толща пород претерпела катагенетические преобразования, связанные как с уплотнением отложений, так и с вторичными изменениями, повлиявшими на перестройку пустотного пространства и минералообразование.

Возникновение вторичных пустот и проницаемых зон, неравномерно развитых в теле карбонатного Оренбургского массива, связано с его геологической историей развития. Оренбургское поднятие является крупным и древним по времени заложения. Оно уже существовало в ордовике и в различные периоды геологического времени то вздымалось, то опускалось. При складкообразовании деформации разрывного характера в виде трещин получили преимущественное развитие в центральной, наиболее приподнятой части складки. Трещины служили основными и дополнительными путями для фильтрации подземных вод, что усилило процесс образования коллекторов из сравнительно низкопористых и низкопроницаемых матриц (рис. 12).

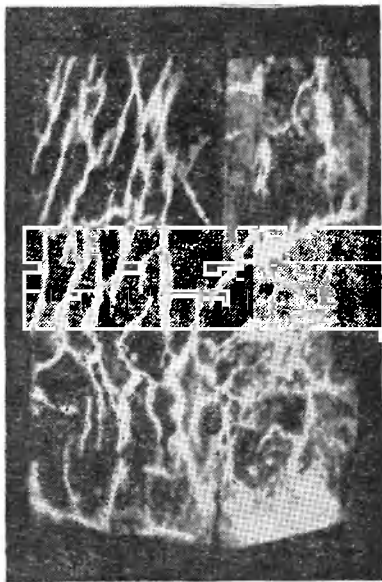


Рис. 12. Развитие трещин в газоносных известняках Оренбургского месторождения (свечение люминесцирующей жидкости под кварцевой лампой).

Свь. 31, интервал 1786,5—1791,0 м. Пористость матрицы 3,9%, пористость трещин 1,5%, проницаемость матрицы 0,007 миллиарси.

Отдельные стратиграфические горизонты мощной толщи карбонатных отложений каменноугольного и пермского возраста в связи с периодами вздымания структуры подверглись размыву. Прослеживается размыв отложений на границе верхнекаменноугольного отдела с нижнепермским отделом и в верхней части ассельского яруса нижней перми. Наиболее интенсивно размыв произошел в приподнятой зоне складки, наклоненной с запада на восток в направлении Предуральского прогиба. В связи с этим процессы эрозии, выщелачивания известкового массива проявили себя в большой степени в западной и центральной частях поднятия, тогда как восточная часть массива, более погруженная, по-видимому, не была затронута размывом. С зонами размыва в карбонатном массиве связано образование пористо-проницаемых зон. Пористо-проницаемая система отдельных частей карбонатного массива оказалась не одинакова по своим характеристикам (рис. 13).

Наиболее трещиноватые породы сводовой части складки, где

средняя густота трещин, изученная по керну, составляет 0,48 трещин на 1 см, средняя величина пористости 0,03% и проницаемости 1,1 миллидарси.

Газоносный карбонатный массив характеризуется сложным строением. Он состоит из пористо-проницаемых, пористо-трещинных и трещинных разностей пород-коллекторов. В результате проведенных исследований установлено, что для карбонатной толщи Оренбургского месторождения к поровому типу коллектора (пористо-проницаемые разности) следует относить породы проницаемостью более 1 миллидарси (пористость от 8 до 30%, средняя 13—17%), к смешанному типу (пористо-трещинные разности) — породы проницаемостью от 0,1 до 1 миллидарси (пористость 6—15%, средняя 10%) и трещинному типу коллектора — породы проницаемостью менее 0,1 миллидарси (пористость 0,1—12%, средняя — 2—5%).

По данным анализа керна выяснено, что в вертикальном разрезе и по площади месторождения различные типы коллекторов взаимно замещают друг друга. Максимальное количество пористо-проницаемых прослоев сосредоточено в сводной части месторождения (скв. 33, 27 и 42). По данным керна отдельные пласты от скважины к скважине не прослеживаются. На восточной периклинали, северном и южном крыльях, преобладают пористо-трещинные и трещинные коллекторы. Пористо-проницаемые разности залегают здесь в виде маломощных прерывистых по простиранию прослоев.

Анализ данных изучения пористости и проницаемости более 3000 образцов керна карбонатных пород Оренбургского месторождения позволяет считать, что на долю трещинных коллекторов приходится 65% от объема массива, поровые коллекторы составляют 20% и смешанные 15% (средние данные).

Однако средние значения пористости, проницаемости, эффективной мощности и газопасыщенности в различных частях газоносного карбонатного массива весьма отличаются друг от друга, что для разработки месторождения имеет немаловажное значение. Сформированные в процессе геологической истории Оренбургского поднятия пористо-проницаемые зоны в известняках сначала служили коллекторами для скоплений нефти.

В процессе формирования нефтяного месторождения происходило вытеснение свободной воды. Нефть поступала в ловушку и

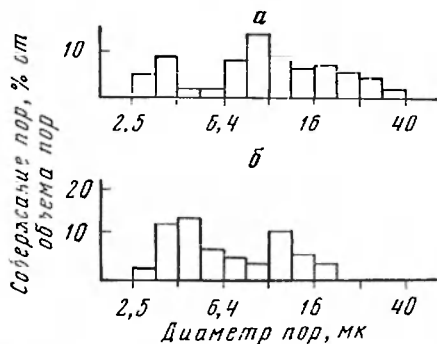


Рис. 13. Распределение пор в карбонатных породах Оренбургского газо-конденсатного месторождения.

*a* — скв. 39; интервал 1869—1874,3 м, проницаемость 40 миллидарси, пористость 16%;  
*б* — скв. 39; интервал 1857,9—1863,3 м, проницаемость 10 миллидарси, пористость 13%.

распределялась в благоприятных коллекторских прослоях путем постепенного освобождения пустотного пространства от свободной воды.

При поднятии структуры произошло изменение термодинамических условий, что способствовало выделению газа из нефти. Вначале газ скапливался в виде шапки в купольной части структуры, отжимая свободную нефть к крыльевым частям. В дальнейшем с последующим поднятием структуры этот процесс усилился. Кроме того, не исключено поступление газа извне. Ранее существовавшее нефтяное месторождение превратилось в газовое. При этом в породах-коллекторах сохранялась остаточная нефть.

Весьма интересно распределение в карбонатных коллекторах Оренбургского месторождения остаточной воды и остаточной нефти. Как известно, остаточная вода занимает часть порового объема и тем самым уменьшает полезную емкость для газа и нефти. Количество остаточной воды, содержащейся в нефтеносных и газоносных породах, не одинаково и изменяется в зависимости от особенностей структуры порового пространства и сорбционных свойств породы.

Определение коэффициента газонасыщенности карбонатных пород, в особенности косвенными методами, значительно затрудняется в случае присутствия в них кроме остаточной воды остаточной нефти. Кроме того, не исключено воздействие на пленку остаточной воды некоторых поверхностно-активных веществ (парафины, различные полярные компоненты, содержащие кислород, серу и азот), присутствующих в нефти и конденсате. Они могут диффундировать через пленку воды, вытеснить ее из активных центров адсорбции и адсорбироваться на поверхности пород-коллекторов.

Кислотные полярные компоненты химически сорбируются на поверхности известняка, при этом некоторые центры поверхности становятся гидрофобными. Для выяснения возможности эффекта гидрофобизации при изучении газонасыщенности пустотного пространства карбонатных продуктивных толщ Оренбургского месторождения остаточная вода определялась прямым и косвенными методами (А. А. Хапип и др., 1971).

Обычно применение прямого метода с целью определения остаточной воды возможно при отборе керна с пластовой водонасыщенностью, для чего производится бурение специальных скважин на безводной основе. Однако такие скважины на данном месторождении пока что не были пробурены. Необходимость получения сведений о пластовой насыщенности коллекторов и решения вопроса о возможности применения косвенных методов заставила нас, исходя из теоретических соображений и опыта других исследователей, изучить насыщенность керна с низкой проницаемостью (менее 1—3 милл. дарси). Фильтрат бурового раствора в этих условиях не проникает в керн при его разбуривании и подъеме.

В связи с этим Оренбургским геологическим управлением было отобрано свыше 300 образцов керна пород из продуктивной части разреза с консервацией в них остаточной воды и остаточной нефти

и с последующим их изучением. Принципиально было доказано наличие небольшого содержания остаточной воды даже в низкопроницаемых породах, в которых обычно остаточная водонасыщенность должна быть выше в 2—3 раза, что и подтверждается результатами применения косвенных методов.

Остаточное водосодержание, обычно характерное для каждой залежи и зависящее главным образом от состава пород, особенностей геометрии поровой системы, условий формирования залежи, для Оренбургского месторождения оказалось аномально малым. В особенности это характерно для центральной купольной части складки, где в среднем содержание остаточной воды составляет 4,5—8% от объема пор.

Причина аномальности связана с воздействием полярных компонентов нефти на пленку остаточной воды, ее частичным уничтожением, прорывом и контактированием нефти с породой. В этом также причина сравнительно высокой остаточной нефтенасыщенности в низкопористых и низкопроницаемых разностях пород, достигающей 36—45% от объема порового пространства.

Вполне вероятно также воздействие сероводорода, содержащегося в метановом газе Оренбургского месторождения, на часть остаточной воды, а именно на рыхло связанную воду, с переводом ее в кислоту, которая расходовалась на реакции взаимодействия с известняками и способствовала образованию вторичной пористости.

Статистическая обработка большого фактического материала в определенной мере способствует установлению средних величин остаточной водо- и нефтенасыщенности. Средние значения остаточной водо- и нефтенасыщенности продуктивных карбонатных пород Оренбургского месторождения приведены в табл. 16. Выбранным интер-

Таблица 16

Средние значения открытой пористости  $m_o$ , проницаемости  $k_{пр}$  остаточной водонасыщенности  $\alpha_v$ , остаточной нефтенасыщенности  $\alpha_n$  и газонасыщенности  $q_r$  для интервалов пористости  $m$

Интервал пористости $m$ , %	$m_o$ , %	$k_{пр}$ , миллиарды	$\alpha_v$	$\alpha_n$	$q_r$	Количество изученных образцов
<2%	1,1	0,03	14,4	33,6	0,520	116
2—4%	2,7	0,13	10,5	32,0	0,572	72
4—6%	4,8	0,33	15,4	18,3	0,663	35
6—8%	6,9	0,40	3,4	21,0	0,756	21
8—10%	9,0	1,14	5,2	16,2	0,786	20
10—12%	10,8	3,56	4,9	9,2	0,859	12
12—14%	13,1	9,51	4,8	12,7 **	0,825	13
14—16%	14,4	41,95	7,1 *	20,2 **	0,727	13
16—18%	17,1	100,82	6,5 *	13,6 **	0,799	9
18—20%	18,6	72,64	4,2 *	7,9 **	0,879	5
20—22%	21,0	67,4	8,0 *	7,0 **	0,85	1

\* Понижение фильтрации бурового раствора.

\*\* Выпадение конденсата при подъеме зерна.

валам пористости соответствуют средние величины остаточной водо- и нефтенасыщенности. По мере роста пористости наблюдается уменьшение остаточной водо- и нефтенасыщенности и повышение коэффициента газонасыщенности (рис. 14).

Указанная закономерность справедлива для интервалов пористости от 2 до 12%, что соответствует средней проницаемости 3,5 миллидарси. При пористости более 12% и проницаемости более 3,5 миллидарси попадание части фильтрата бурового раствора и выпадение в керне конденсата искажают данные об остаточной водо- и нефтенасыщенности. Видна связь проницаемости  $k_{пр}$  с пористостью  $m$  и коэффициентом газонасыщенности  $q_r$ .

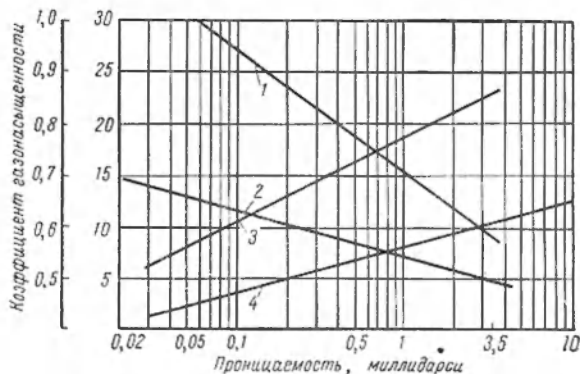


Рис. 14. Корреляция проницаемости с пористостью и параметрами насыщенности порового объема продуктивных карбонатных пород Оренбургского газоконденсатного месторождения.

1 — остаточная нефтенасыщенность; 2 — остаточная водонасыщенность; 3 — коэффициент газонасыщенности; 4 — пористость открытая.

Анализ распределения средних данных о проницаемости, остаточной водо- и нефтенасыщенности на площади структуры показывает, что изменение названных параметров связано с особенностями формирования пустотного пространства карбонатного массива, формирования залежи, а также воздействия пластовых флюидов на часть остаточной воды. На участках площади, где развиты пористо-проницаемые породы, наблюдается меньшее содержание остаточной воды и в особенности остаточной нефти. К ним относятся центральная купольная зона поднятия и западная периклиналь складки (рис. 15). Эти же зоны отличаются наибольшими дебитами скважин (500—1200 тыс. м<sup>3</sup>/сут).

Там же, где коллекторские показатели (емкость, проницаемость) низкие, в породах наблюдается повышенное содержание остаточной нефти и в большинстве случаев увеличение количества остаточной воды. Это характерно для восточной части складки, а также для северного и южного склонов поднятия (рис. 15).

Сообщаемость пород восточной части складки с центральной частью ограничена литологическим экраном плотных пород. Восточный блок складки отличается развитием пород с весьма низкой проницаемостью. Распределение сероводорода в Оренбургском карбонатном массиве контролируется, с одной стороны, количеством остаточной нефти, содержащейся в породах, и с другой, — сообщаемостью участков массива друг с другом. В тех зонах площади структуры, где коллекторские показатели пород ниже, наблюдается большее

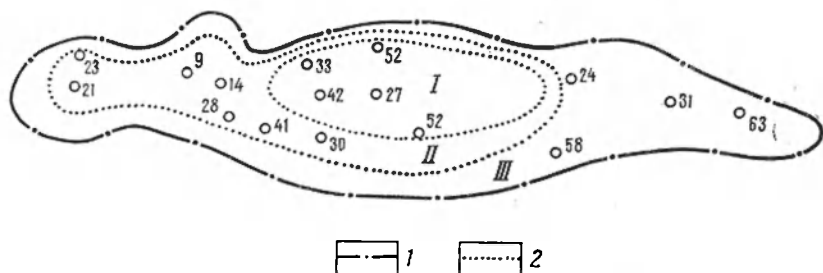


Рис. 15. Схематическая карта распределения остаточной водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности и свободных дебитов газа и конденсата по зонам на площади Оренбургского газоконденсатного месторождения.

*I* — контур газонасыщенности; *2* — контур зоны; *I* — дебит 500—1600 тыс. м<sup>3</sup>/сут; проницаемость 7 миллиарды; остаточная водонасыщенность менее 10%; остаточная нефтенасыщенность до 17%; *II* — дебит 100—500 тыс. м<sup>3</sup>/сут; проницаемость 1 миллиарды; остаточная водонасыщенность 10—20%; остаточная нефтенасыщенность 17—35%; *III* — дебит 30—100 тыс. м<sup>3</sup>/сут; проницаемость 0,1 миллиарды; остаточная водонасыщенность 20—30%; остаточная нефтенасыщенность 35—45%.

содержание остаточной нефти и отмечается повышенная концентрация сероводорода в газоконденсатном газе. Не исключено, что сероводородный газ образовался из остаточной нефти, включая сюда и нефть оторочки газоконденсатной залежи.

### ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Разрабатываемые и разведываемые в настоящее время в Тимано-Печорской нефтегазопроизводящей провинции газовые и нефтяные месторождения приурочены к ограниченной площади на северо-восточном склоне Южного Тимана и к прилегающей части Печорской депрессии. В этом регионе известны нефтяные (Чибьюкское, Ярегское, Западно-Тэбукское и др.), газоконденсатные (Джеболское), газонефтяные (Войвожское, Верхнеомринское, Нижнеомринское, Искогоринское и др.) и газовые (Нибельское, Нямедьское, Кушкоджское, Седьюльское и др.) месторождения.

Залежи нефти и газа на месторождениях Южного Тимана связаны с чибьюкской толщей верхнего живета (пласты III и IV) и пашийским горизонтом франского яруса (пласты Ia и Ib).

Пласт III мощностью от 30 до 90 м сложен переслаивающимися песчано-алевритовыми породами, глинами и глинистыми сланцами.



Песчаники средне- и мелкозернистые, сравнительно хорошо проницаемые, преобладают в нижней части (10—20 м), алевролиты и глины развиты в верхней части. 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 IV выражен чередованием преимущественно алевролитовых и пелитовых пород; песчаные разности в нем распределены неравномерно, образуя линзы весьма разнообразной формы и размеров. Аналогичным составом пород характеризуется пласт Ia.

Пласт III является основным эксплуатационным объектом на газ и нефть на ряде месторождений в Ухтинском и Верхисижемском районах (Седь-Йольское, Нибельское месторождения и др.). Мощность и число песчаных горизонтов девона возрастают в восточном и юго-восточном направлениях.

Получение в Печорской депрессии мощных фонтанов девонской нефти на Западно-Тэбукской площади (интервал 1900—2000 м), установление промышленной нефтегазоносности в каменноугольных и пермских отложениях Курьинского-Лебяжской зоны поднятий указывают на значительные перспективы Тимано-Печорской провинции.

Породы-коллекторы девона рассматриваемого региона характеризуются открытой пористостью от 1 до 20—25% и проницаемостью от 1 до 5000 милл.дарси. Наиболее часто в песчаных породах девона встречаются коллекторы II и III классов.

Залежь нефти на месторождении Западный Тэбук приурочена к карбонатным рифогенным пористым породам верхнего девона; пласт характеризуется мощностью 2—9 м; дебит нефти до 1000 т/сут.

К сводовым залежам в южной части Тимано-Печорского бассейна относятся залежи нефти в эйфельских отложениях Западно-Тэбукского месторождения (пласты III и IV), Ярегского месторождения (пласт III), газовые залежи Нибельского, Войвожского, Седь-Йольского месторождений (пласт III), залежь газа в мелкозернистых песчаниках ясполянских отложений пижнекаменноугольных отложений Печорогородской структуры, газовые залежи в кунгурских и верхнеартишских отложениях Курьинской складки.

В настоящее время в южной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции известно около 30 залежей газа, газоконденсата и нефтегазоконденсата. В последние годы газонефтепродуктивность выявлена в отложениях карбона и перми. Коллекторами газа в пермских отложениях являются плотные трещиноватые песчаники верхнеартишского и кунгурского возрастов, характеризующиеся низкими значениями проницаемости. Эти породы слагают продуктивные пласты газовых залежей месторождений Аранец, Курья и некоторых других.

Широким распространением в Тимано-Печорском бассейне пользуются залежи, литологически ограниченные со всех сторон. К линзовидным относятся многие залежи, приуроченные к пашийскому

горизонту нижефранского подъяруса ряда площадей (Нижеомринская, Верхнеомринская и др.), а также залежи, относимые к джебольскому подъярису терригенной толщи турне Верхнепечорского района. Имеется указание на наличие рукавообразных залежей, например нефтяная залежь пласта Iг (живетский ярус) на Войвожском месторождении, приуроченная к песчано-галечниковому скоплению вытянутой формы, и залежь газоконденсата на Северо-Джебольском месторождении в песчаных породах известняково-глинистой пачки малевского и упинского горизонта турне.

Известны залежи стратиграфического типа (пласты III и IV<sub>0</sub>, Ванъюская площадь) и стратиграфически экранированные (пласт IV Пибельской, Верхне- и Нижеомринской, Западно-Тэбукской, Северо-Джебольской площадей и др.), приуроченные к терригенным отложениям. Залежь нефти в нижней части пласта IV (черноярский горизонт) Западно-Тэбукского месторождения отнесена к группе структурно-стратиграфических (наличие антиклинального перегиба слоев, резкое срезание последних и несогласное залегание глинисто-алевролитовых пород на пашинском горизонте).

Промышленные залежи нефти выявлены на месторождениях Западно-Тэбукском, Лузском (франский и фаменский ярусы), Пашинском, Северо-Савинборском (фаменский, турнейский и кунгурский ярусы), Джьерском (фаменский ярус), Усинском (фаменские и нерасчлененные верхнекаменноугольные — нижепермские отложения).

Залежи в карбонатных отложениях палеозоя приурочены к структурам платформенной части Тимано-Печорской провинции и Предуральского прогиба (Верхнепечорская владина).

Нефтяное месторождение Северо-Савинборское содержит три залежи: в нижней перми (959—881 м), нижнем карбоне (1043—1053 м) и фаменском ярусе девона (1246—1270 м). Коллекторы верхнего девона, по данным Л. Д. Максимовой и В. А. Канева, представлены известняками пористостью от 2 до 10%; дебиты нефти 1,8—3,5 т/сут. Коллекторами нефти нижнего карбона являются известняки пористостью от 6 до 30%, средняя пористость 15%; проницаемость колеблется от 0,1 до 480 миллидарси. Коллекторы нижней перми также выражены известняками пористостью от 6 до 30%; средняя величина пористости составляет 15%, а проницаемых разностей 23%.

Нефтяное месторождение Пашинское имеет две залежи. Промышленные притоки получены из карбонатных нижепермских (927—1002 м) и фаменских (1300—1500 м) отложений. Эффективные мощности составляют 20—23 м, дебиты нефти 5—10 т/сут. Известняки фаменского яруса характеризуются пористостью 2—6% (плотные) и 12—20% (кавернозные); развиты коллекторы порово-трещинно-кавернозного типа с преобладанием в них порово-трещинной проницаемости. Нижепермские коллекторы представлены чередованием кавернозных пористых (22—24%) и плотных (2—8%) известняков и доломитов.

Западно-Тэбукское месторождение содержит три промышленные залежи, приуроченных к карбонатным коллекторам девона. В известняках верхнефрапского подъяруса (1439—1410 м) залежь нефти приурочена к карстовой зоне. Среди плотных пород с низкой пористостью и проницаемостью встречаются породы пористостью 20—30% и проницаемостью 170 миллиардари. В фаменских отложениях известны две залежи: в пласте  $\Phi_1$  (1358—1408 м) и пласте  $\Phi_5$  (1100—1200 м). В пласте  $\Phi_1$  развиты коллекторы порово-трещинного типа, преобладают поровые со средней пористостью 12%. Дебит нефти из скважин 2—35 т/сут. Известняки пласта  $\Phi_5$  практически характеризуются теми же свойствами, что и известняки пласта  $\Phi_1$ . Однако наличие в пласте  $\Phi_5$  тяжелой (0,900 г/см<sup>3</sup>) высоковязкой (100 кгс/см<sup>2</sup>) нефти сказалось на малых дебитах скважин (менее 2—18 т/сут).

Усинское нефтяное месторождение имеет две залежи в карбонатных породах фаменского яруса (2195—1970 м) и пермо-карбона (Р<sub>1</sub> + С<sub>2</sub>, 1055—1400 м). Известняки фаменского яруса характеризуются пустотностью порово-трещинного типа. Межзерновая пористость их в основном составляет 1—2% и не превышает 6%. Трещинная пористость и проницаемость являются основными для данных известняков. По А. А. Соломатину, изучавшему большие шлифы, трещинная пористость равна 0,06% и трещинная проницаемость 4,9 миллиардари. Породы-коллекторы содержат тяжелую (0,971 г/см<sup>3</sup>), высоковязкую (54,9—97,0 сст) нефть, в силу чего дебиты скважин не превышают 1,4 т/сут.

В известняках пермо-карбона также содержится тяжелая (0,976 г/см<sup>3</sup>), высоковязкая (97,7 сст при 70° С) нефть. Однако дебиты нефти из скважин здесь выше и составляют 6—13 т/сут, что связано с наличием пористо-проницаемых пород. Так, пористость проницаемых пород колеблется от 10 до 30%, в среднем равна 19,3%; проницаемость отдельных образцов достигает 400 миллиардари, в среднем 34 миллиардари.

В рассматриваемой провинции известны две залежи легкой нефти в карбонатных породах верхнего девона на месторождениях Лузском и Джьерском. Дебиты нефти на Лузском 28 и 8 т/сут и на Джьерском 0,7 т/сут. По данным Л. Д. Максимовой, содержание остаточной воды в терригенных породах девона ряда месторождений колеблется от 3 до 18% (рпс. 16).

В карбонатных коллекторах открыто два газоконденсатных месторождения: Вуктыльское и Рассохинское. По геологическому строению Рассохинское месторождение напоминает Вуктыльское. Сква. 57 при испытании дала 970 тыс. м<sup>3</sup> конденсатного газа при давлении 44 кгс/см<sup>2</sup>.

Крупнейшее в Тимано-Печорской провинции Вуктыльское газоконденсатное месторождение характеризуется огромным (около 1350 м) этажом газоносности и сложным массивным строением залежи, вмещающей в себя породы различного возраста и литологического состава (А. М. Груздев, Л. Д. Максимова, А. В. Соло-

матин, 1969; А. Я. Кремс, Б. Я. Вассерман, Н. И. Литвищенко, 1967).

Промышленная газоносность Вуктыльского месторождения связана преимущественно с карбонатными отложениями от пизнеартинского подъяруса нижней перми до визейского яруса нижнего карбона включительно. К ним относятся различные типы известняков, доломитов и доломитизированных известняков от сильно уплотненных глинистых, окремненных и тонкокристаллических до высокопористых, проницаемых и сильно выщелоченных кавернозно-карстовых доломитов, распространенных в верхнемосковском подъярусе среднего карбона (К. И. Багришцева, Я. Н. Черькова, А. А. Ханиц, 1971).

Газоносными породами нижней перми и карбона Вуктыльского месторождения в основном являются известняки доломитизированные, доломиты известковистые и чистые, залегающие на глубинах от 2000 до 3500 м. Средняя мощность продуктивного разреза более 1000 м. Среди известняков преобладают реликтивно-органогенные, среди доломитов пелитоморфно-тонкозернистые разности с примесью плохо сохранившихся органогенных остатков и мелко-среднезернистые.

Породы, слагающие продуктивный пласт, с той или иной степенью интенсивности разбиты микро- и макротрещинами. В связи с этим коллекторами являются не только различные карбонатные породы, но и глинистые трещиноватые породы (аргиллиты, мергели), залегающие в верхней части продуктивного разреза. Породы-коллекторы характеризуются межзерновой, трещинной и в меньшей степени каверновой пористостью.

В карбонатных породах Вуктыльского месторождения встречаются породы с относительно высокой пористостью, но с различной проницаемостью (рис. 17). Мощность отдельных пористо-проницаемых прослоев обычно составляет 1—5 м, иногда достигая 10—15 м. Суммарная мощность этих прослоев в среднем карбоне изменяется от 60 до 120 м.

Трещины в основном развиты в плотных разностях карбонатных пород, пористость которых обычно составляет 1—2%, редко возрастающая до 4%. Проницаемость матрицы, определенная стандартными

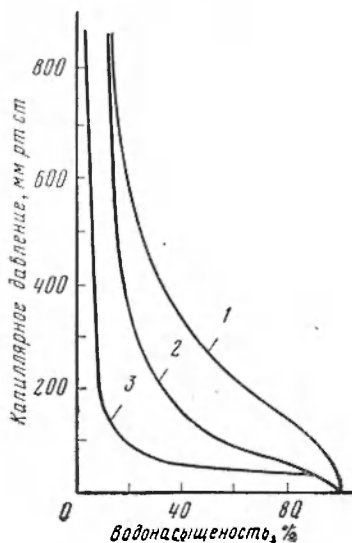


Рис. 16. Осредненные кривые капиллярного давления для песчаных пород девона некоторых месторождений Тимано-Печорской провинции (по Л. Д. Максимовой).

1 — Иашинское месторождение; 2 — Дижерское месторождение; 3 — Ярегское месторождение.

лабораторными методами, изменяется тысячными и сотыми долями миллиарси. Макро- и микроскопическое изучение керна подтверждает высокую степень трещиноватости карбонатных пород Вуктыльского месторождения. Величина плотности трещин достигает 1,6—2,1 на 1 см.

Среди трещин наблюдаются: 1) горизонтальные сквозные, т. е. протягивающиеся через весь образец, и горизонтальные затухающие, те и другие параллельны друг другу; 2) вертикальные сквозные, обычно параллельные друг другу, и вертикальные затухающие,

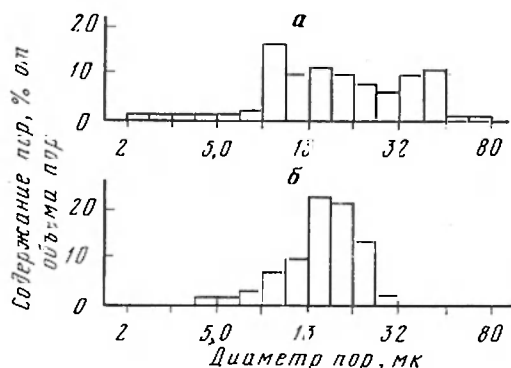


Рис. 17. Распределение пор в карбонатных породах Вуктыльского газоконденсатного месторождения.

а — скв. 7, интервал 2541,8—2544,3 м, проницаемость 167 миллиарси, пористость 15%; б — скв. 120, интервал 2758,2—2760,2 м, проницаемость 58 миллиарси, пористость 13%.

последние либо соединяют между собой горизонтальные трещины, либо располагаются независимо от них, затухая в образце на расстоянии 2—3 см; 3) паклонные (под углом 45° к горизонтали) сквозные и затухающие, соединяющие друг с другом горизонтальные трещины; 4) сутуры вертикальные и горизонтальные.

По данным К. И. Багринцевой, Я. Н. Перьковой и др. (1974), форма раскрытости микротрещин различная. Они представляют собой либо ровные по ширине каналы диаметром 7—30 мк (чаще 10—20 мк) с ровными стенками, либо каналы, переходящие в порообразные расширения диаметром до 300 мк. Порообразные расширения имеют округлую или эллипсоидальную форму, стенки их сильно изрезаны, слабая изрезанность имеется также на стенках каналов, соединяющих расширения. Морфология этих трещин указывает на то, что по ним шло активное продвижение вод, сопровождающееся выщелачиванием окружающей породы.

Вследствие тектонических напряжений, приведших к образованию открытой трещиноватости, происходило как растрескивание плотной матрицы, так и раскрытие ранее существовавших трещин, заполненных минеральным веществом и метаморфизованным битумом.

Трещиноватые породы в основном отличаются незначительной пористостью матрицы, величина которой в основном изменяется от 0,5 до 2,5%. Емкость трещин (по насыщению люминофора) колеблется от 0,5 до 3%, т. е. пористость трещин и пористость матрицы являются соизмеримыми величинами. Проницаемость, замеренная по пиллфам, изменяется от 0,25 до 18 миллиардов, составляя в среднем 4 миллиарда.

Трещинная проницаемость может быть увеличена применением вторичных методов воздействия на пласт, путем растворения карбонатного и ангидритового выполнения трещин. В случае практически непористой матрицы трещины в карбонатных коллекторах не только являются путями миграции, но и могут быть местами хранения газа.

В разрезе в основном присутствуют коллекторы следующих типов: тонкопорово-трещинные (70%), порово-трещинные (15%) и трещинно-поровые (15%).

Тонкопорово-трещинный тип коллектора развит в плотных породах, матрица которых обладает малой пористостью (менее 3%, в среднем 1,12%) и незначительной проницаемостью (тысячные доли миллиардов, в среднем 0,006 миллиардов).

Коллекторы порово-трещинного типа также распространены в плотных породах, однако их матрица характеризуется несколько большей пористостью (4,38%) и проницаемостью (0,04 миллиардов). В коллекторах названных типов проницаемость матриц меньше проницаемости микро- и макротрещин.

Коллекторы трещинно-порового типа развиты в породах с вторичными порами, большая часть которых является межзерновыми. Матрица этих пород обладает наибольшей пористостью (10,8%) и проницаемостью (46 миллиардов). Проницаемость матриц больше или равна трещинной проницаемости.

В карбонатном разрезе продуктивной толщи Вуктыльского месторождения встречаются доломитизированные породы и доломиты с относительно высокой пористостью, но с различной проницаемостью (от малых до больших величин), а также породы с высокой пористостью (22—25%) и проницаемостью (4—8 дарси), особенно в московском ярусе среднего карбона. Однако в своем большинстве (70%) карбонатный продуктивный разрез сложен плотными низкопроницаемыми разновидностями пород.

Наибольший объем коллекторов тонкопорово-трещинного типа с низкой межзерновой пористостью и проницаемостью приходится на I пачку артинско-сакмарских пород (94%) и II пачку ассельских-верхнекарбонатных пород (74%). Трещинно-поровый тип коллектора с наиболее высокой средней пористостью (11,2%) и проницаемостью (65 миллиардов) матриц развит в среднем карбоне.

Открытая пористость пород с межзерновой пористостью изменяется от 0,1 до 27,2%, проницаемость от величин менее 0,001 до 4513 миллиардов. Распределение коллекторов в разрезе месторождения неравномерное. Сравнительно низкими коллекторскими

свойствами обладают карбонатные отложения нижней перми и верхнего карбона, башкирского яруса среднего карбона и намюрско-верхневизейские образования нижнего карбона. Отложения московского яруса среднего карбона, служащие основным эксплуатационным объектом, характеризуются большим диапазоном изменения пористости и проницаемости. Они представлены доломитами светло- и желтовато-серыми, равномерно и неравномерно зернистой структуры, в различной степени пористыми и мелкокаверпно-пористыми; известняками светло-, иногда коричневатого и желтовато-серыми, органогенно-детритовыми и органогенно-обломочными, более плотными и массивными; доломитизированными известняками и известковистыми доломитами.

Наиболее высокими коллекторскими свойствами обладают равномернозернистые и кавернозные доломиты. Менее пористыми и проницаемыми являются разномерные доломиты, а еще более плотными — известняки и доломитизированные известняки. В целом пористость пород московского яруса среднего карбона изменяется от 0,1 до 27,2%, а проницаемость от величин менее 0,001 до 4513 миллидарси (В. И. Сливков, В. А. Лещенко и др., 1970).

При определении газоконденсатонасыщенности порового пространства продуктивных пород необходимо знание остаточной водонасыщенности. Примененные ранее косвенные методы, основанные на конверсии кривых капиллярного давления ртути в кривые капиллярного давления воды и отжатия свободной воды с помощью центрифуги, послужили основой для установления остаточного водосодержания. По установленной ориентировочной зависимости между остаточным водосодержанием и пористостью открытой получалось, что при пористости 6% остаточная вода составляет 70%. Однако после изучения содержания остаточной воды прямым методом в кернах с пористостью менее 5% и проницаемостью менее 1 миллидарси (А. А. Ханин, 1970) стало очевидным ее малое присутствие. Можно только предположить, что высокая конденсатонасыщенность газа могла повлиять на снижение остаточного водосодержания.

Из табл. 17 следует, что при средней проницаемости 0,01 миллидарси, средней пористости 3% содержание остаточной воды равно 15% от порового объема, что обеспечивает газонасыщенность 0,85. В породах со средней проницаемостью 10 миллидарси и более остаточная вода вероятно полностью отсутствует и коэффициент газонасыщенности равен единице.

При рассмотрении коллекторских свойств продуктивных карбонатных пород всех промышленных залежей Тимано-Печорской провинции Л. Д. Максимова выделяет два типа коллектора: поровый и трещинный. Коллекторы порового типа могут обладать высокими и низкими фильтрующими свойствами. Коллекторы с хорошими фильтрующими свойствами встречены на Вуктыльском и Западно-Тэбукском месторождениях. Высокие дебиты газа и нефти получены из коллекторов данного типа. Коллекторы порового типа с низкими фильтрующими свойствами широко распространены в Тимано-Печор-

Средние значения проницаемости  $k_{пр}$ , открытой пористости  $m_o$ , остаточной водонасыщенности  $\alpha_v$  и газонасыщенности  $q_r$  карбонатных продуктивных пород Вуктыльского газоконденсатного месторождения

$k_{пр}$ , милли- дарси	$m_o$ , %	$\alpha_v$ , %	$q_r$	$k_{пр}$ , милли- дарси	$m_o$ , %	$\alpha_n$ , %	$q_r$
0,002	1,8	54	0,46	0,10	5,0	7	0,93
0,003	2,0	38	0,62	0,40	6,0	4	0,96
0,01	3,0	15	0,85	1,0	7,0	2	0,98 *
0,05	4,1	9	0,91	10,0	10,5	0	1,0 *

\* Данные косвенного метода.

ской нефтегазоносной провинции в отложениях верхнего девона, карбона и перми на месторождениях Печорской впадины (Шавнинское, Северо-Савиноборское, Западно-Тэбукское) и на Колвинском вале. Преимущественно они тяготеют к глубинам до 1500 м. Поровое пространство заполнено тяжелой высоковязкой нефтью, недопашенной газом. Дебиты скважин низкие. Распространены эти коллекторы в отложениях московского яруса среднего карбона Вуктыльского и Усинского месторождений, где они более или менее хорошо изучены.

Процессы доломитизации и перекристаллизации наиболее интенсивно протекали в чистых выщелоченных разностях карбонатов Вуктыла. Они способствовали созданию кристаллически зернистых структур в доломитах, что в свою очередь положительно отразилось на фильтрующих свойствах данных пород.

Трещинный тип коллектора присутствует в карбонатном разрезе всех месторождений. Система волосяных трещин в таком коллекторе соединяет различные пустоты, образованные вторичными процессами: доломитизацией, стилолитизацией, перекристаллизацией.

Коллекторы трещинного типа развиты в нижнепермских отложениях Вуктыльского месторождения, в фамепском ярусе Усинского месторождения и, вероятно, в фаменских отложениях Джьерского месторождения. Для таких залежей характерны очень низкие дебиты нефти и газа, так как проницаемость пород и их вскрытая мощность малы. Породы-коллекторы порового типа с хорошими фильтрующими свойствами преимущественно развиты на глубоких структурах Предуральяского прогиба (Вуктыльская, Рассохинская) и в рифовых образованиях Печорской впадины. Трещинный тип коллектора в Тимапо-Печорской провинции, по данным Л. Д. Максимовой, имеет промышленное значение в том случае, когда в нижних горизонтах находятся мощные толщии порового коллектора, в которых сосредоточены основные запасы нефти и газа.



Северная часть Тимапо-Исчорской провинции представляет интерес для поисков нефтяных и газовых месторождений. В этом регионе выявлен ряд структур, приуроченных к Шапкишско-Юрьянскому валу Денисовской впадины. На Васильковской структуре, расположенной на северной оконечности вала к северо-востоку от Нарьян-Мара, при бурении скв. 152 и опробовании интервала 1743—1712,7 м из пластов песчаника кунгурского и уфимского ярусов получен фонтан газа. При депрессии на пласт до 30 кгс/см<sup>2</sup> дебит газа составил до 330 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Кроме конденсата с газом выносилось небольшое количество нефти (О. А. Солнцев, А. П. Осинников, В. Р. Родыгин, 1970).

На Лаявожской структуре при вскрытии карбонатных отложений нижней перми и, возможно, отложений каменноугольной системы получен фонтан газа. Таким образом, перспективы нефтегазоносности Денисовской впадины доказаны.

### ПРЕДУРАЛЬСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Предуральский прогиб предстает собой переходную зону между Русской платформой и Уральским складчатым сооружением. Поперечными поднятиями прогиб расчленяется на три части: Северное, Среднее (Пермское) и Южное (Башкирское и Оренбургское) Приуралья. Все основные промышленные месторождения нефти и газа Предуральского прогиба находятся в пределах Башкирского Приуралья, в котором большое промышленное значение имеют рифовые месторождения, приуроченные к погребенным рифовым массивам.

В последние годы значительное внимание уделено поискам нефтеносных рифов, что способствовало открытию новых месторождений в Предуральском прогибе. Здесь открыто около 40 месторождений нефти, газа и конденсата, из которых до десяти расположено в Юрюзано-Сыльвенской депрессии и Косьвинско-Чусовской седловине, тогда как большинство месторождений приурочено к Бельской депрессии. В Юрюзано-Сыльвенской депрессии известны Кордонское газовое месторождение, приуроченное к небольшому куполу, сложенному известняками и доломитами нижней перми и верхнего карбона; Брусянское газовое месторождение в песчаниках и алевролитах яснополянского надгоризонта; Метелинское нефтегазовое месторождение, в котором продуктивны кавернозно-пористые и трещиноватые известняки и доломиты верхнего и среднего карбона пористостью 7—14%.

В Косьвинско-Чусовской седловине нефтяные месторождения Верхнедобрянское, Ольховское и Истокское связаны с песчаниками и алевролитами яснополянского и малиновского надгоризонтов, пористость 8—15%. Верхнечусовское нефтяное месторождение приурочено к известнякам рифового массива артинского возраста, пористость 3—25%.

В Бельской депрессии промышленные залежи нефти и газа приурочены главным образом к рифогенным массивам в карбонатных породах ассельского, сакмарского и артинского ярусов нижней перми и отчасти верхнего и среднего отделов каменноугольной системы.

Рифовые массивы развиты в основном в Южном Приуралье. Здесь известно более 25 нефтяных и газовых месторождений в погребенных рифовых массивах в сакмаро-артинских отложениях. Залежи этих месторождений приурочены к пористым и кавернозным, отчасти трещиноватым известнякам и доломитам, неравномерно распределенным среди плотных разностей. Пористость пород колеблется от 5—7 до 25—30% (ситчатые и губчатые доломитизированные известняки и доломиты). Ситчатые доломиты распределены в теле массива в виде линз и достигают максимальной мощности (150 м) в центральных частях массивов. Залежи нефти и газа заполняют вершины рифовых массивов и подстилаются подошвенной водой. Покрышкой являются галогенные отложения кунгурского яруса.

Основные месторождения находятся в пределах трех нефтегазоносных районов: Ишимбайского, Столяровского и Мелеузского. Рифовые нефтеносные массивы Ишимбайского района имеют площадь основания до 3—4 км<sup>2</sup> и высоту 500—600 м. Они характеризуются крутыми склонами (35—70°) и высокой продуктивностью залежей. Нефтяные массивы местами содержат газовые шапки. Вершины массивов находятся на глубине 250—600 м. Этаж нефтеносности достигает 450—500 м.

Столяровский нефтегазоносный район включает еще более погруженные массивы: Столяровский, Северо-Зирганский, Западно-Зирганский, Введенковский, Южно-Введенковский, Тереклинский, Грачевский, Староказанковский и Озеркинский. Глубина залегания Введенского массива 700—1200 м.

Высота массивов 450—650 м при площади основания от 2 до 7 км<sup>2</sup>. Приуроченные к ним залежи чисто нефтяные или газонефтяные, характеризующиеся высокой продуктивностью. Наиболее крупными месторождениями этого района являются Староказанковское, Введенское и Южно-Введенское, средняя пористость коллекторов соответственно 7,6, 6,7 и 7% и проницаемость 20 миллиардари. Особый интерес представляет изучение прямым методом остаточной воды в рифогенных коллекторах Грачевского нефтяного месторождения. Пористость колеблется от 4,3 до 21% (средняя пористость 8,7%, средняя проницаемость 47 миллиардари). Содержание остаточной воды колеблется от 3 до 64% (Ф. И. Котяхов, Ю. С. Мельникова, Ю. А. Кузьмичев, 1968).

Мелеузский газоносный район характеризуется газоконденсатными месторождениями — Канчуринско-Мусинское, Кумертауское, Кунакбаевское, Маяшное, Якуповское и Хазлаирское. К югу от них расположено Совхозное месторождение такого же типа. Рифовый массив сложен известняками сакмарского и артинского ярусов,

которые перекрываются ангидритами и солями кунгурского яруса. Средняя пористость известняков составляет 5%.

Наиболее крупные месторождения Канчуринско-Мусинское и Совхозное. В первом из них свободные дебиты газа достигали 1,5 млн. м<sup>3</sup>/сут, содержание конденсата около 180 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. В настоящее время часть массивов в значительной мере выработана. Канчуринско-Мусинское газоконденсатное месторождение приурочено к рифовому массиву, сложенному двумя горизонтами сакмарского яруса (тастубский и стерлитамакский) и отложениями артинского яруса. Канчуринский рифовый массив имеет форму хребта, вытянутого в широтном направлении. В северной, южной и восточной частях массива склоны рифа круто погружаются в депрессию под углом до 60°. Суммарная мощность пород массива достигает 400 м.

Основным газосодержащим горизонтом (средняя глубина залегания 1400 м) 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 выражены известняками и доломитами. Карбонатные породы рифового массива перекрыты мощной толщей отложений кунгурского яруса, представленными в основном галогенными осадками.

Встречающиеся участками высокопористые известняки связаны с жизнедеятельностью колоний кораллов. Известняки обогащены скелетными остатками рифообразующих организмов — мшанок и известковых водорослей, а также фораминифер.

О широком распространении процессов растворения и неперотложения можно судить по развитию в рифе ангидритизированных и инкрустированных кальцитом пористых и кавернозных известняков, а также доломитизированных известняков (А. В. Копытов, Р. С. Билалов, В. А. Скрипник, 1963). Пористость пород, слагающих рифовый массив, колеблется от долей процента до 30% и более; в среднем по массиву она равна 5,5%. На долю пород пористостью от 0 до 5% приходится 64,8% объема рифового массива; породы пористостью от 5 составляют до 10—20,3%; пористостью от 10 до 15% — 6,9%; пористостью 15—20% — 3,7%; пористостью 2,0—25% — 1,8% и пористостью 25% и выше — 2,5% объема массива. Однако не все карбонатные породы рифового массива, обладающие пористостью, практически проницаемы. По данным А. В. Копытова и др. (1963), при пористости 12% около 50% изученных образцов (несколько тысяч) оказались мало проницаемыми.

Средняя пористость проницаемой части Канчуринского рифового массива составляет около 15%. Средняя проницаемость пород 50—65 млрд. дарси. Проницаемость пород колеблется от величин меньше 1 до 220 млрд. дарси. Известняки массива характеризуются трещиноватостью, что повышает их проницаемость. Многие факты указывают на изолированность части порового пространства друг от друга в отдельных участках разреза.

Разработка месторождений нефти в рифовых массивах Ишимбайского района 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 Столярковского, Староказашковского и Введенковского месторождений подтвердила изолированность продуктивной части залежи от водонасыщенной зоны.

Подошвенные воды газоконденсатной залежи Канчуриинско-Мусинского и других месторождений рассматривают как изолированные от источников питания (А. В. Копытов, Р. С. Билалов, В. А. Скрипник, 1963).

Средние рабочие дебиты газа Канчуриинско-Мусинского месторождения по отдельным скважинам колеблются от 25 до 450 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В южном направлении возрастает газоносность рифовых массивов и увеличивается этаж продуктивности. В отдельных рифовых массивах северной части Симско-Бельской впадины (Лемзинском, Ирныкшинском, Карташевском и Кунганском) установлена промышленная нефтегазоносность. В зонах развития рифовой фации сакмаро-артинских отложений продолжаются поиски рифовых массивов.

Месторождения кинзебулатовского типа приурочены к узким структурам восточного склона прогиба. К ним относятся Кинзебулатовское, Салиховское, Цветасовское, Буруповское, Малышевское и другие месторождения. К югу от Кинзебулатовского открыты Рамадановское, Воскресенское, Арслановское, Волостновское, Саратовское и другие месторождения.

Коллекторами нефти в месторождениях кинзебулатовского типа служат артинские, сакмарские и верхнекаменноугольные трещиноватые известняки и мергели. Породы сводовых частей структур и их крутых крыльев значительно раздроблены. Неравномерное распределение трещиноватости на площади структур сказалось на различии в дебитах скважин.

Рифовые известняки артинско-ассельского возраста с признаками нефтегазоносности встречаются также и в Оренбургской области. Они распространены в виде узкой полосы вдоль западного борта Предуральского прогиба. Южнее г. Мелеуза намечаются две полосы развития рифовых массивов — западная, с преимущественным распространением артинских рифов, и более восточная, с развитием рифов сакмаро-ассельского возраста.

Распространение пористых и низкопористых карбонатных пород в рифовых массивах связано со степенью участия в них различных биофаций, а также развитием вторичных процессов, повлиявших на изменение геометрии порового пространства пород.

Породы-коллекторы рифовых массивов Бельской депрессии характеризуются различной проницаемостью, от весьма малой до сравнительно большой. Средние значения пористости и проницаемости большинства коллекторов рифовых массивов соответственно

равны 5—7% и 20—40 миллиардов. В то же время совершенно очевидно, что характер фильтрации пластовых флюидов будет определяться более высокими величинами проницаемости.

## ПРИКАСПИЙСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Прикаспийская провинция занимает юго-восточную часть Русской платформы и отделяется от Волго-Уральской провинции крупным структурным уступом.

Характерной особенностью Прикаспийской впадины является развитие мощной соленосной толщи кунгурского возраста. Пластическое перераспределение солевых масс вызвало развитие соляных куполов, гряд и глубоких межкупольных мульд. Общее число соляных куполов в пределах Прикаспийской впадины составляет более тысячи. Структура подсолевых отложений изучена еще недостаточно, в меньшей степени выяснены перспективы нефтегазоносности подсолевых образований. Мощность их по геофизическим данным достигает 10—13 км.

По глубине залегания подсолевых отложений в пределах Прикаспийской впадины выделяется западная и восточная части. Граница между ними проходит примерно по р. Урал. Проблема нефтегазоносности недр Прикаспийской впадины еще остается открытой. Результаты поисково-разведочных работ подтверждают перспективы региональной нефтегазоносности нижнемеловых, юрских и пермо-триасовых отложений. Обнаружены признаки преимущественной газоносности центральных и западных районов и нефтеносности восточных районов (В. Л. Соколов, 1970).

В составе надсолевого комплекса отложений принимают участие отложения перми, триаса, юры, мела и кайнозоя. Верхнепермские образования представлены в основном песчано-глинистыми породами с конгломератами и галечниками. В составе триасовой системы принимают участие песчаники, известняки, глины и галечники.

Юрские и меловые отложения наиболее подробно изучены в Эмбенском нефтегазопосном районе. Они представлены в основном песчаниками, глинами и чередованием песчаников и глин. Кайнозойские отложения наиболее широко развиты в западной части Прикаспийской впадины. Они в основном представлены глинами, песчаниками и мергелями.

Промышленная нефтегазоносность связана главным образом с пермо-триасовыми, среднеюрскими и нижнемеловыми отложениями (Ю. М. Васильев, 1967). Все нефтяные месторождения, известные в пределах Прикаспийской впадины, сосредоточены в ее юго-восточной и восточной частях. Западная половина Прикаспийской впадины изобилует газопроявлениями.

В последнее время многие геологи рекомендуют поиски залежей нефти и газа 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 прогнозные запасы газа впадины связаны с глубинами выше 7 тыс. м, где развиты нормальные осадочные образования так называемого подсолевого комплекса.

Основные промышленные запасы нефти находятся в Южно-Эмбенской нефтегазоносной области, где залежи приурочены к различным стратиграфическим горизонтам соляных куполов (нижний мел, средняя юра и пермо-триас). Наибольшее практическое значение имеют терригенные отложения средней юры, известные также под названием досорской толщи. В ее нижней части залегают песчано-глинистая свита, содержащая тонкие прослои бурого угля и углистых сланцев. Выше залегают толща глинистых пород (60%), чередующихся с песками и песчаниками. Мощность отложений средней юры на куполах Доссор 340 м, Макат 325 м, Сагиз 345 м, на площади между ними 365 м.

Наиболее крупными месторождениями юго-востока области являются Косчагыл, Кулсары, Каратон, Прорва, Буранкуль, Кенкьяк, Камышитовый и др. Юрские породы-коллекторы с благоприятными для фильтрации свойствами развиты на Новобогатишском и Сагизском поднятиях, а также в районе Алтыпуля и к северу от Южно-Эмбенского района.

Промышленные залежи нефти средней юры приурочены к зоне перехода фаций от континентальных к прибрежно-морским. Наиболее часто встречаются залежи нефти и газа, экранованные плоскостями сбросов и склонами соляных штоков. Надсольевой комплекс отложений большого строения развит сбросами, преопределенными строением склонов, а также расположением залежей нефти. В нижней и средней юре зона развития благоприятных коллекторов (пористость до 25—30%; проницаемость — до нескольких сотен миллдарси) проходит через Буранкуль—Прорву—Маргыши.

Основными объектами эксплуатации на Каратоне являются аптские и неокомские горизонты юго-западного и северо-восточного крыльев купола. Породами-коллекторами нефти на Каратонском месторождении, как и на других нефтяных месторождениях Эмбы, являются мелкозернистые глинистые пески обычно рыхлого сложения, реже песчаники плотные. Пористость песков составляет 30—32%.

Косчагыл в структурном отношении также представляет собой соляной купол. Условия залегания нефти на Косчагыле, как и на многих других месторождениях, определены структурным фактором. Основными объектами эксплуатации являются нефтяные горизонты, приуроченные к отложениям средней юры, неокома и апта, слагающим разрез северного крыла. Породами-коллекторами служат пески мелкозернистые и среднезернистые с прослоями глиш и редкими прослоями песчаников.

Промышленная нефтеносность купола Кулсары связана с триасовыми, юрскими и меловыми отложениями восточного крыла. Наблюдается приуроченность нефтяных залежей к приподнятой части современной структуры. Породами-коллекторами нефти продуктивных горизонтов являются пески и в меньшей степени песчаники

мелкозернистые. Пористость песков нижнего альба достигает 29%, средней юры 18—27%.

Высокая оценка верхнетриасовым коллекторам, расположенным в пределах моря, от района Кара-Арь до Мартышей, дапа Б. К. Прошляковым.

Перспективы нефтегазосности Прикаспийской впадины в значительной мере связаны с глубоко погруженными толщами пород. Ближайшие перспективы открытия месторождений в подсоловом палеозое Прикаспийской впадины связаны с разведкой ее бортовых зон. Большой интерес представляют северо-западная и северная прибортовые зоны, где имеется система ступенчатых уступов, осложненных пологими поднятиями, на которых подсоловое ложе залегает на глубинах 3—4 км. Перспективы развития благоприятных коллекторов нижнего триаса связывают с зоной, ограниченной пунктами Уральск—Кенкияк—Актюбинск—Илек.

Большой интерес представляют данные о породах, вскрытых Аралсорской сверхглубокой скважиной в западной части Прикаспийской впадины. Значительное место в отложениях занимают глины и аргиллиты. Особенно много последних в ветлужской серии нижнего триаса. Они содержат до 30% частиц алевритовой размерности и до 70% глинистого материала, который находится в тонкой смеси с окислами железа (до 6%). Глинистые минералы хлорит-гидрослюдистого состава. В ряде случаев отмечаются тонкие трещины в аргиллитах с ориентацией перпендикулярно слоистости, заполненные кальцитом и сульфидами железа. При погружении осадочных толщ в первую очередь уплотняются глины за счет потери воды, что сказывается на уменьшении их пластичности. На больших глубинах в глинах наблюдается интенсивная перекристаллизация и переход их в плотные, хрупкие аргиллиты, появляется трещиноватость.

Изучение подобных пород Б. К. Прошляковым (1969) в разрезах глубоких скважин Прикаспия показало, что трещинки (Аралсорская скв. 1-сг, интервал 5485—5491,5 м) секут или сразу пескoлько чередующихся микропрослойков аргиллитов и алевролитов или только аргиллиты (Аралсорская скв. 1-сг, интервал 6659—6661 м). Он указывает, что трещинки в Портартурской скв. 17-г впервые были зафиксированы в образце красновато-коричневого аргиллита с глубины 3998—4002 м, в Чувашской скв. 19-п в образце с глубины 4125—4126 м, а в Аралсорской скв. 1-сг — в образце с глубины 4486 м.

Выделяются два типа трещинок: 1) прямолинейные, с зеркалами скольжения, возникшие, по-видимому, под влиянием тектонических сил. Плоскости их падения обычно круто наклонены к поверхности наложения; 2) извилистые с различной ориентировкой, иногда затухающие на протяжении 2—3 см. Происхождение этого типа трещинок связывают с самопроизвольным гидроразрывом на глубинах 4400—4500 м. Ширина трещинок обоих типов от сотых долей миллиметра до 2, редко до 5 мм. На плоскостях скольжения имеются тонкие

плоски гематита. Трещинки заполнены белым эпигенетическим кальцитом. Следовательно, ранее они были зияющими.

Б. К. Прошляков указывает, что в Прикаспийской впадине глины полностью преобразуются в аргиллиты и становятся достаточно хрупкими с глубины примерно 3300 м. В мезозойских отложениях Прикаспийской впадины трещинки в аргиллитах и песчано-алевролитовых породах, заполненных карбонатами на глубинах свыше 3900—4000 м, являются обычными. В образцах керна из Аралсорской сверхглубокой скважины они наблюдались до глубины 6661 м.

Нижняя граница зоны развития постдиagenетического изменения пород, по Б. К. Прошлякову, соответствует температурной границе 200° С. Этим автором устанавливаются низкие коллекторские свойства пластов нижнего триаса глубокого залегания и в то же время не отрицается возможность наличия пластов пород с благоприятными коллекторскими свойствами, если в них залежи ранее присутствовали, тем самым препятствуя уплотнению и эпигенетическим изменениям пород при погружении.

До глубины 1200—1300 м чистые песчаники снижают свою пористость главным образом за счет перегруппировки обломочных частиц, образования более плотной упаковки. Ниже этой глубины достигается критическое давление на контактах обломочных зерен, происходит их растворение, образуются конформные и пикорпорационные структуры, в силу чего пористость резко снижается примерно на 10% в интервале 1200—2000 м. В дальнейшем темп снижения пористости уменьшается. К глубине 3500 м вследствие заполнения поровых каналов продуктами эпигенеза снижаются фильтрационные свойства пород, привнос растворенных веществ сокращается. На глубине 4500 м пористость чистых песчаников и алевролитов, по мнению Б. К. Прошлякова, теоретически должна стать равной пористости аргиллитов.

Иначе изменяется пористость у песчаников и алевролитов с повышенным содержанием цемента. Влияние процессов растворения и регенерации кварца и изменение пористости песчаников оказалось незначительным. Наличие глинистой подушки между обломочными зернами нивелирует давление на контактах между ними, и растворение кварца происходит в ограниченных масштабах.

Изучение распределения углекислоты в разрезе дало возможность предположить, что газы на глубине 1500—2500 м в значительной мере являются продуктами растворения карбонатов; понижению содержания кислых газов с глубины 2000—2300 м соответствует повышение карбонатности песчано-алевролитовых пород.

Вторичные изменения глинистых минералов с глубиной погружения осадков привели к переходу одних форм глинистых минералов в другие, к изменению их кристаллических решеток и свойств. На глубинах свыше 1500—2000 м постепенно возрастает роль гидрослюдов, исчезает монтмориллонит, который в силу своих структурных свойств отличается высокой изолирующей способностью. К глубине 3500 м глинистые породы слагаются в основном хлорит-гидрослю-



дистыми образованиями, отличающимися более жесткой кристаллической решеткой по сравнению с эластичной монтмориллоновой; у пород возрастает свойство хрупкости при переходе в аргиллиты и фиксируется появление трещин.

Поскольку микротрещины на больших глубинах залечены, т. е. не являются зияющими, Б. К. Прошляков считает, что на таких глубинах экранами могут служить не только глинистые, но и карбонатные и песчано-алевритовые породы. Однако нам представляется, что так как эти породы теряют пластические свойства в условиях больших глубин, они не будут надежными экранами, в особенности для газовых залежей.

Исследование пород мезозоя Прикаспийской впадины, проведенное Б. К. Прошляковым с целью характеристики коллекторских свойств, показало, что к числу важнейших факторов, влияющих на проницаемость, относятся текстурно-структурные изменения пород (количественные соотношения между песчано-алевритовой частью и цементирующим материалом, размер частиц, степень уплотнения пород). Отражением степени уплотнения и эпигенетических изменений является глубина залегания.

Ряд корреляционных зависимостей, выявленных Б. К. Прошляковым между составом, степенью уплотнения и эпигенетическими изменениями пород и их влиянием на проницаемость и пористость, позволил предложить оценочную шкалу пород по коллекторским свойствам (1969). Выделено девять групп терригенных пород. В зависимости от глубины их залегания, содержания цемента (преимущественно глинистого) приводятся диапазоны колебаний открытой пористости и общие данные о проницаемости.

Данная оценочная шкала, несмотря на схематичность, в определенной мере позволяет прогнозировать коллекторские свойства пород с глубиной их погружения применительно к рассмотренной территории и возрасту отложений. Метод оценки коллекторов может быть использован для односторонних отложений других районов с близкими тектоническими условиями.

## ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Днепровско-Донецкая провинция связана с Днепровско-Донецкой внутриплатформенной впадиной (ДДВ), которая расположена между Ворожежским сводом и Украинским кристаллическим массивом. Западная часть впадины выделяется под названием Припятского прогиба.

Днепровско-Донецкую впадину выполняют осадки палеозоя, мезозоя и третичных пород, залегающие на докембрийском фундаменте. В ДДВ выделяются северный и южный бортовые склоны, центральный грабен, северная и южная зоны окаймления, или зоны красных ступенчатых сбросов. Для этих зон характерно разное погружение кристаллического фундамента. Центральный грабен

соответствует наиболее погруженной части впадины; в нем осадочная толща пород собрана в антиклинали.

Днепровско-Донецкая впадина складается 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 наложением 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 в данное время нефтяные и газовые месторождения ДДВ располагаются в пределах зон ступенчатых сбросов и в центральном грабене.

За последние 15—20 лет на территории юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины были открыты и введены в промышленную разработку Радченковское, Качановское, Чернухинское, Сагайдакское и другие газонефтяные месторождения, Шебелинское, Машевское, Сосновское, Кременовское, Мелиховское и другие газовые месторождения, Кибичевское, Глишко-Розбышевское, Гнединцевское, Прилукское, Леляковское и другие нефтяные месторождения.

Залежи газа и нефти установлены в отложениях палеозоя и мезозоя. Основные запасы полезных ископаемых приходится на палеозойские отложения — девон 12%, карбон 66%, нижняя пермь 18%; в мезозое продуктивны триас (3%) и юра (1%).

Наибольший интерес в отношении нефтегазосодержимости представляют камменноугольные отложения. Залежи газа в карбоне встречены во всех его отделах: на нижний отдел примерно приходится 21%, средний 30% и верхний 15% от общих запасов. В Припятском прогибе открыт ряд нефтяных месторождений (Речицкое, Ельское и др.) в межсолевых и подсолевых карбонатных отложениях девона. К числу наиболее крупных месторождений газа и нефти юго-восточной части ДДВ относятся Шебелинское, Качановское, Гнединцевское, Радченковское, Глишко-Розбышевское и некоторые другие. Эти месторождения представлены многопластовыми залежами, охватывающими комплекс отложений от карбона до триаса включительно.

Залежи нефти и газа размещаются в Днепровско-Донецкой впадине во взаимосвязанных ловушках нефтегазосодержащего комплекса таким образом, что залежи газа приурочены к гипсометрически 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 брахиантиклинальных (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) идут 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. Небольшие притоки газа и нефти в верхнедевонских отложениях отмечены на Зачепиловском месторождении. Промышленная нефть в девонских отложениях встречается на ряде структур Припятского прогиба.

Промышленные притоки получены из турнейского, визейского, намюрского, башкирского, московского ярусов каменноугольной системы, а также из ее верхнего отдела — араукаритовой свиты. Наибольшее значение имеют продуктивные горизонты, приуроченные к верхневизейским и башкирским отложениям, а также и к караукаритовой свите верхнего карбона. В них встречены благоприятные породы-коллекторы.

Количество проницаемых песчаных разностей в башкирском ярусе средней части ДДВ составляет от 27—28 до 45—47%, в московском ярусе от 27—29 до 50—60%. В юго-восточной части впадины количество проницаемых разностей в верхнем карбоне составляет 40—70%.

В турнейских и нижневизейских отложениях на Зачепиловском месторождении обнаружены промышленные залежи газа. Верхневизейские песчаники в основном продуктивны в южной и северной краевой зонах Днепровского грабена. На Михайловском и Зачепиловском месторождениях они содержат залежи и на Сагайдакском, Радченковском, Кибинцевском, Прилукском и Новотроицком месторождениях — залежи нефти.

К породам намюрского яруса приурочены нефтяные и газовые залежи на Зачепиловской, Радченковской, Глинско-Розышевской, Качановской, Краснопоповской и других площадях.

К песчаникам башкирского яруса среднего карбона приурочены залежи нефти на Качановской и Прилукской площадях и залежи газа на Зачепиловской площади. В отложениях московского яруса нефтяные залежи обнаружены на Качановской и Сагайдакской пло-

щадах. На Рыбальской площади промышленные скопления нефти и газа обнаружены в отложениях башкирского и московского ярусов. Промышленная газонефтеносность среднего карбона выявлена также на Перещенинском, Кегичевском, Северо-Голубовском и Краснопоповском месторождениях. Промышленная нефтегазосность верхнего карбона (араукаритовая свита) установлена на Качановском, Шебелинском и Гнединцевском месторождениях.

С пермскими, триасовыми и юрскими отложениями связан ряд нефтяных и газовых залежей. В нижнепермских отложениях известны промышленные скопления газа на Шебелинском, Спиваковском, Машевском, Павловском, Кегичевском месторождениях, нефтяные и газовые залежи на Качановском и нефтяные залежи на Глинско-Розбышевском, Леляковском, Гнединцевском месторождениях.

В песчано-карбонатной толще триаса известны залежи газа и нефти на площадях Шебелинской, Бельской, Руновщинской, Радченковской, Сагайдакской, Солоховской, Качановской. В центральной части Донецкого грабена (Солоховское, Бельское, Руновщинское месторождения) промышленно газосносными являются песчаники и рыхлые пески средней юры (байос).

В палеозойских отложениях ДДВ выявлены следующие экраннующие толщи: 1) алевроито-глинистая толща перми (пересажская свита); 2) хемогенная толща нижней перми; 3) глинистая толща верхнего памюра — нижнего башкира; 4) известняково-глинистая толща верхнего памюра — нижнего башкира; 5) нижняя солевая толща девона (М. Е. Долуда, О. Ф. Рябых, С. В. Литвин и др., 1970).

В пестроцветном комплексе верхней перми и триаса ДДВ выделены две практически непроницаемые нефтегазоупорные толщи. Первая из них, пересажская глинистая толща верхней перми, является нефтегазоупором для залежей, приуроченных к нижнепермским и верхнекаменноугольным отложениям (Гнединцевское, Леляковское, Глинско-Розбышевское месторождения и др.). Вторая толща — горизонт красноцветных глин нижнесеребрянской под-свиты (триас) — является экраном для залежей, связанных с кореневской толщей и песчано-карбонатным горизонтом (Радченковское, Бельское, Сагайдакское и Рыбальцевское месторождения).

Пересажская толща верхней перми имеет мощность 60—120 м и широко распространена на территории ДДВ.

Анализ материала, проведенный О. Д. Билыком (1967) по известным месторождениям ДДВ, показал, что минимальная мощность, при которой пересажская толща отвечает требованиям нефтегазоупора, должна составлять 60—70 м, наряду с этим должно быть не более 15—20% кластических пород.

Структуры глин преимущественно алевроцелитовые, целитовые и редко псаммоалевроцелитовые. Глины содержат различную примесь известкового материала. Пористость глин колеблется от 8 до 15%.

Нижнепермская хемогенная толща сложена разнообразными породами, из которых наилучшими экраннующими свойствами

обладает толща каменной соли. Глинистая толща верхов московского яруса (уплотненные глины и аргиллиты) служит экраном для углеводородных залежей Качановского, Северо-Голубковского и Красногневского месторождений.

Среднекаменноугольный этаж нефтегазоносности отделяется от нижнего региональной покрывкой. Экранирующая толща пизне-башкирского подъяруса представлена карбонатно-глинистыми породами с небольшим количеством прослоев песчаников и алевролитов. По соотношению в этой толще карбонатных, глинистых и песчано-алевролитовых пород в ней различают до семи литологических типов пород-экранов (М. Е. Долуда и др., 1970). В распространении литологических типов по площади отмечается следующая закономерность. Наиболее глинистый тип разреза распространен в приосевой части ДДВ, его оконтуривают глинисто-карбонатные тиши, в которых преобладают известняки. Отложения со значительным содержанием песчаников и алевролитов в основном приурочены к прибортовым участкам впадины. В отложениях девона в пределах ДДВ прослеживаются две экранирующие галогенные толщи — верхнесолевая и региональная нижнесолевая. Мощность нижнесолевого экрана в среднем составляет 600—1200 м. К бортам впадины эта толща выклинивается. На северо-западе она залегает на глубинах 2400—3200 м, в центральной части — на глубинах 4200—5400 м, в юго-восточной, по данным сейсморазведки, толща обнаружена на глубинах более 7000 м.

В разрезе Шебелинского, одного из крупных газовых месторождений, расположенного в восточной части Украины, газоносные пласты обнаружены в отложениях араукаритовой свиты верхнего карбона, картамышской свиты (медистые песчаники) и покровской свиты (нижнеангидритовый горизонт) нижней перми.

Газонасыщенными отложениями Шебелинского месторождения являются араукаритовая свиты верхнего карбона, картамышская и покровская свиты 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, получаемые из скважин, колеблются от 100 до 1100 тыс. м<sup>3</sup>/сут и более. Пластовые давления в зависимости от глубины вскрытия горизонтов изменяются в пределах 237—254 кгс/см<sup>2</sup>. Экранирующим горизонтом является каменная соль нижнепермского возраста.

Состав газа внутри залежи одинаков. Средний состав горючих газов имеет следующую характеристику: метана 93,22%, тяжелых углеводородов от этана до пептана включительно 5,28%, азота 1,40% и углекислоты 0,14%.

В разрезе отложений выделяют терригенные и хемогенные толщи пород. Терригенная толща включает картамышскую свиты (медистых песчаников) нижней перми и араукаритовую свиты карбона. Хемогенная толща включает покровскую свиты (нижний ангидритовый горизонт) нижней перми.

На Шебелинском поднятии различают несколько типов дизъюнктивных нарушений. Здесь прослеживаются предмезозойские региональные взбросо-надвиги, диагонально секущие складку с юго-востока на северо-запад. Сбросы имеют наибольшую амплитуду в своде складки и к периферии затухают. Структура тектоническими нарушениями разбита на ряд блоков. Скважины, расположенные вблизи тектонических нарушений, в большинстве дают высокие дебиты газа.

В разрезе продуктивных отложений И. А. Мухаринская и О. В. Зарицкая (1962) выделяют два типа трещин — макротрещины шириной более 100 мк и микротрещины с раскрытостью главным образом от 10 до 100 мк.

Макротрещины прослеживаются почти во всех разностях газосных пород. Они имеют ширину от долей миллиметра до 3—5 мм. Преобладают трещины закрытые, выполненные каким-либо минеральным веществом или породой. В породах, слагающих араукаритовую свиту, трещины выполнены в основном доломитом и кальцитом. В отложениях картамышской свиты трещины обычно заполнены ангидритом с примесью доломита и глинистым веществом с битумом. В породах хемогенной толщи преобладают трещины, выполненные ангидритом или каменной солью.

О. В. Зарицкая (1962) указывает, что состав минералов, выполняющих трещину, идентичен составу аутигенных примесей в породах, характерных для различных частей разреза газонасыщенной толщи. Открытые трещины зафиксированы в отложениях араукаритовой и картамышской свит. Трещинная пористость, подсчитанная по открытым трещинам, не превышает 0,02—1,79%, проницаемость от 0,1 до 112,7 миллидарси. При большой густоте трещин трещинная проницаемость резко возрастает до весьма больших величин.

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, песчаоалевритовую, мощностью около 300 м и верхнюю, алевроглинистую, мощностью 210—220 м. Среди алевроглинистых пород верхней части свиты встречаются редкие прослои песчаников.

По данным М. Е. Долуда, С. В. Литвин и др., в нижней части свиты имеют развитие песчаники (35—40% от мощности) мелко- и среднезернистые, с прослоями крупнозернистых, аркозового состава со слюдисто-глинистым цементом. Отсортированность зерен, слагающих песчаники, различная; встречаются песчаники с плохо и хорошо отсортированным обломочным материалом. Преобладают мелкозернистые разности (фракция 0,25—0,10 мм составляет от 30 до 52%, в среднем 35%). Песчаники часто содержат значительное количество частиц алевролитовой размерности (0,10—0,01 мм от 13 до 42%) и пелитовые частицы (меньше 0,01 мм от 4 до 31%). Содержание легко растворимых веществ в песчаниках (при растворении

в 10%-ной HCl) составляет в среднем 9%. Плотность песчаников в среднем 2,25 г/см<sup>3</sup>.

Алевролиты нижней части араукаритовой свиты также используются большим развитием (30—35% от мощности) и подразделяются на две группы: с преобладанием мелкоалевритовой фракции (0,05—0,01 мм от 24 до 48%) и крупноалевритовой (0,10—0,05 мм от 29 до 61%). В алевролитах мелкозернистых содержится больше пелитовых частиц (22—48%) и меньше песчаных частиц (до 5%), чем в алевролитах крупнозернистых.

Содержание легко растворимых веществ в алевролитах составляет около 9%. В зависимости от состава алевролитов они отличаются по величине пористости. Так, алевролиты крупнозернистые характеризуются общей пористостью в среднем 11,5% и алевролиты мелкозернистые пористостью 9,6%; соответственно пористость открытая у алевролитов в первом случае равна 9,8%, во втором 6,9%. Плотность алевролитов 2,46—2,47 г/см<sup>3</sup>.

Глины нижней части свиты имеют меньшее развитие, чем песчано-алевритовые породы (20—25% от мощности). Они представлены аргиллитоподобными глинами и аргиллитами (плотность 2,57 г/см<sup>3</sup>), характеризуются гидрослюдистым составом. Глинистые породы залегают в разрезе нижней части свиты в виде прослоев и пластов мощностью 10—15 м.

В верхней части араукаритовой свиты широко развиты алевролиты и глины; песчаники занимают небольшое место (10—13% от мощности). Они представлены мелкозернистыми разностями с содержанием алевритовых и пелитовых частиц. Алевролиты глинистые (в среднем до 18% пелитовых частиц) содержат до 8% легко растворимых веществ и характеризуются высокой плотностью (2,52 г/см<sup>3</sup>), что повлияло на значение пористости, которая составляет 8%.

В отложениях араукаритовой свиты выделяют семь газоносных горизонтов  $A_0$ — $A_6$ , прослеживающихся по всей площади и сложенных главным образом песчаниками. В нижней части араукаритовой свиты на своде структуры выделяется пять газоносных горизонтов ( $A_2$ — $A_6$ ) и в верхней части — два газоносных горизонта ( $A_0$  и  $A_1$ ). Песчаные пласты, залегающие в основании свиты, являются водоносными.

Газоносный горизонт  $A_0$  приурочен к маломощным линзовидным прослоям песчано-алевритовых пород верхней части свиты и плохо выдержан по площади.

Газоносный горизонт  $A_1$  представлен песчано-алевритовыми породами, залегающими в виде пачки, хорошо прослеживающейся по площади месторождения. Песчаные породы мощностью 15—18 м, слагающие продуктивную пачку, залегают в виде крупных линз, иногда сменяющихся по простиранию песчано-алевритовыми породами.

Песчаники горизонта  $A_1$  представлены мелкозернистыми разностями с содержанием алевритовой фракции и глинистого цемента. Они характеризуются открытой пористостью 19%. Алевролиты

данного горизонта обладают пониженной открытой пористостью 12,7%.

Газоносный горизонт  $A_2$  сложен пачкой песчаников мелкозернистых, чередующихся с алевролитами. Песчаники мелкозернистые, глинистые, мощностью до 15 м, залегают в виде крупных линз, неравномерно выдержанных по площади.

Газоносный горизонт  $A_3$  состоит из двух песчаных, хорошо выдержанных по площади пластов, мощностью 7—10 м каждый, разделенных алевроито-глинистыми породами. Песчаники главным образом мелкозернистые алевроитистые глинистые.

Горизонт  $A_4$  представлен тремя песчаными хорошо выдержанными по площади пластами, общей мощностью до 40 м. Пласты песчаников разделены пачками алевроито-глинистых пород. В сводовой части поднятия песчаники мелкозернистые, глинистые, газоносные, на крыльях водоносные.

Горизонт  $A_5$  представлен аркозовыми песчаниками мелкозернистыми, содержащими прослой крупнозернистых песчаников, алевролитов и глин. Горизонт  $A_6$  сложен хорошо прослеживающимися по площади песчано-алевроитовыми породами. Газ обнаружен в сводовой части складки.

По данным М. Е. Долуда, С. В. Литвин и др., неравномерное распределение цементов и неоднородность их состава в значительной степени повлияли на коллекторские свойства песчано-алевроитовых пород араукаритовой свиты. Наиболее высокие значения пористости отмечаются у песчаников с глинистым цементом порового типа, меньшие при смешанных цементах, еще меньшие при глинисто-железистом цементе и небольшие (до 10—11%) при карбонатном цементе. Среднее содержание цемента в песчано-алевроитовых породах свиты составляет 15—25%.

Общая пористость песчаников 14%, алевролитов 9,6%. Пористость открытая песчаников 13,1% и алевролитов 8,8%. Пористость эффективная для песчано-алевроитовых пород колеблется от 0,8 до 15,8% и в среднем составляет для песчаников 10,3% и алевролитов 4,8%.

В песчаниках араукаритовой свиты размер пор колеблется в пределах от величин меньше 2,5 до 100 мк и больше (А. А. Ханни, 1969).

Для пород с малой проницаемостью размер пор в песчаниках составляет до 10—15 мк и для пород с большей проницаемостью — до 80—100 мк и более. Однако доминирующие группы фильтрующих нор для различных групп песчаных коллекторов составляют 3, 6, 10 и 15—20 мк, их количество от 12 до 4% от объема порового пространства.

Проницаемость песчаников, по данным изучения керна, колеблется от долей 1 до 100 миллиардов, в среднем для коллекторов составляет 12 миллиардов. Проницаемость алевролитов, по данным изучения керна, обычно меньше 1 миллиарда, лишь для некоторых крупнозернистых разностей достигает 26 миллиардов.



Изучение пород араукаритовой свиты показало, что в них 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 (медистые песчаники) Шебелинского газового месторождения представлена толщей часто чередующихся, преимущественно красноцветных глин, алевролитов и песчаников с маломощными прослоями карбонатных пород. Породы-коллекторы свиты изучались В. Д. Шуленной, О. В. Зарицкой, И. А. Мухаринской и др. Расчленение этой толщи отложений на газоносные пачки  $M_1$ — $M_5$  по геофизическим данным носит сравнительно условный характер. В пачках  $M_1$  и  $M_2$ , залегающих в верхней части свиты, преобладают алевролиты и глины, в подчиненном количестве развиты песчаники, доломитовые мергели, доломиты и ангидриты. Песчаники, чередуясь с алевролитами, не образуют достаточно выдержанных прослоев. Они переходят по простиранию в алевроитоглинистые породы.

Пачки  $M_3$  и  $M_4$  (средняя часть 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 порообразующими 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 фракции меньше 0,01 мм 21%. Средний размер зерен песчаников равен 0,111 мм.

Алевролиты наиболее развиты в разрезе свиты. Они обычно красно-бурого цвета, реже зеленовато-серые, сильно глинистые (28—39%), в различной степени карбонатные. Минералогический состав алевролитов в основном тот же, что и песчаников. Обломочные зерна, слагающие алевролиты, по степени окатанности угловатые, редко угловато-окатанные. В гранулометрическом составе алевролитов преобладает фракция 0,05—0,01 мм (до 50%). Средний размер зерен составляет 0,039 мм.

Изучение цементов песчаников и алевролитов картамышской свиты Шебелинского месторождения позволило О. В. Зарицкой

и И. А. Мухаринской (1963) выделить три группы цементов, отличающихся по вещественному составу (табл. 18).

Таблица 18

*Группы цементов и их вещественный состав в песчано-алевритовых породах картамышской свиты Шебелинского месторождения*

(по О. В. Зарицкой и И. А. Мухаринской, 1963)

Группы	Подгруппа	Состав цемента	Тип цемента	Пористость, %	Проницаемость, миллидарсы
I		Слюдисто-глинистый, глинистый, железисто-глинистый, глинистый, с мелкими рассеянными зернами доломита и ангидрита	Поровый, контактово-поровый, базально-поровый, поровый	26—12	301—7
II	1	Ангидритово-глинистый, доломитово-глинистый, смешанный (ангидритово-доломитово-глинистый)	Сгустково-поровый, базально-поровый, смешанный	18—7	38—3
	2	Глинисто-ангидритовый, глинисто-доломитовый, смешанный (глинисто-ангидритово-доломитовый)	Сгустково-базальный, порово-базальный (пойкилитовый), неравномерно базальный	12—6	11— <1
III		Ангидритово-доломитовый, ангидритовый, доломитовый	Базальный (пойкилитовый), порово-базальный	<5	<1

При однокомпонентном составе цемента развивается в основном равномерный тип последнего, который определяется одинаковыми взаимоотношениями зерен и цемента во всей породе. Для смешанного состава цемента характерно наличие целого ряда типов цементаций в сочетании с неравномерными сгустковыми цементами.

Алевриты с глинистым цементом по мере изменения порового типа цемента на базальный переходят в глинистые алевриты и затем в алевритовые глины. Постепенный переход песчаников в алевриты и алевритов в глины широко распространен в картамышской свите.

Пористость открытая песчано-алевритовых пород свиты изменяется от 3 до 27% и в среднем не превышает 12%; проницаемость большинства пород от 1 до 5 миллидарсы; единичные образцы пород характеризуются проницаемостью от 5 до 300 миллидарсы. Породы

проницаемостью от 5 до 300 миллидарси 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 миллидарси.

Примесь карбонатного или сульфатного материала к глинистому цементу изменяет тип цементации: развиваются многообразные формы ступкового типа цементов (О. В. Зарицкая, 1963). Пористость подобных песчано-алевритовых пород колеблется от 6 до 18%, проницаемость от 1 до 38 миллидарси. В породах с преимущественно базальным типом цементации пористость составляет не более 5%, проницаемость менее 1 миллидарси.

Осадконакопление в картамышское время происходило в условиях тектонического режима, характеризовавшегося мелкими и частыми колебательными движениями, что способствовало созданию повторяющихся сходных литологических паслоений. По этой же причине циклы осадконакопления картамышского времени отличаются неполнотой и очень плохо выделяются в разрезе. Мощная красноцветная преимущественно терригенная толща пород картамышской свиты накапливалась в основном в мелком бассейне с ненормальной соленостью воды.

Нижняя часть разреза картамышской свиты нижней перми имеет много общих черт с верхней частью араукаритовой свиты верхнего карбона. В результате этого возникают трудности в проведении границы между этими двумя системами.

В картамышское время соленость бассейна была непостоянной, что отразилось на изменении характера пород как по вертикали, так и в горизонтальном направлении. Соленость бассейна возрастала во времени, что подтверждается большим содержанием ангидритовых прослоев в верхней части разреза по сравнению с нижней. Преобладает красно-бурая окраска пород (окисные соединения железа). Малочисленные сероцветные пятна и прослой в однообразной красно-бурой толще пород имеют в основном диагенетическое происхождение.

Отложения картамышской свиты, залегающие под мощной соленосной толщей перми, являются промышленно нефтегазосными на ряде структур Восточной части Украины (Шебелинской, Спиваковской, Качановской и др.). По коллекторским свойствам песчано-алевритовые породы картамышской свиты мало изменяются в пределах Шебелинки и сопредельных структур. Так, на Каменской площади пористость открытая песчано-алевритовых пород картамышской свиты (по скв. 13) колеблется от 4 до 20%, проницаемость от 0,84 до 73 миллидарси. На Волвенковской площади пористость открытая подобных пород составляет 5—19% и проницаемость 0,1—10<sup>1</sup> миллидарси.

Проницаемость продуктивных горизонтов картамышской свиты, определенная методом установившихся отборов, изменяется от 0,6 до 140 миллидарси (И. А. Мухаринская, 1963). Наибольшая проницаемость (140 миллидарси) в скв. 110, абсолютно свободный дебит газа из пачки М<sub>1</sub> до 6 млн. м<sup>3</sup>/сут.

Остаточная водонасыщенность песчано-алевролитовых пород картамышской свиты колеблется от 15 до 97%, составляя в большинстве случаев 45—60% (табл. 19). Проницаемость пород картамышской свиты Шебелинки, изученная по керну, в среднем составляет для песчаников 32 миллидарси, для алевролитов крупнозернистых 23 миллидарси и алевролитов мелкозернистых 2—4 миллидарси.

Таблица 19

Остаточная водонасыщенность песчаников и алевролитов картамышской свиты (медистых песчаников) Шебелинского газового месторождения

(по А. А. Хашину, 1963)

№ скв.	Интервалы глубин отбора керна, м	Продуктивный горизонт	Порода	Проницаемость, %	Проницаемость, миллидарси	Остаточная водонасыщенность, %
65	1609—1614	М <sub>1</sub>	Алевролит песчаный	21,2	19	52,5
	То же		25,0	157	12,0	
	1614—1619	Алевролит глинистый	18,6	9	48,9	
	1619—1625	Алевролит песчаный	26,4	301	24,0	
	1663—1666	Песчаник мелкозернистый, алевролитовый	15,7	258	23,0	
95	1675—1680		Алевролит крупнозернистый	19,0	5	56,0
	1727—1733		Песчаник мелкозернистый	19,9	14	48,2
	1733—1736		То же	19,5	11	47,1
	1744—1746		»	21,8	79	38,2
94	1875—1880	М <sub>2</sub>	Алевролит мелкозернистый	20,0	5	57,8
	1880—1885		Песчаник мелкозернистый	20,9	67	38,6
	1890—1895	Алевролит крупнозернистый	19,0	9	57,2	
40	1912—1918	М <sub>3</sub>	Алевролит	19,3	4,2	53,5
94	1977—1982		Алевролит крупнозернистый	19,7	38	46,0
13	2011—2018		Песчаник мелкозернистый	19,2	49	45,0
40	2050—2056	М <sub>5</sub>	То же	19,5	33	38,0
			»	18,8	46	33,0
94	2174—2180		Алевролит крупнозернистый	16,1	5	63,0

В нижнем ангидритовом горизонте Шебелинского месторождения развиты в основном хемогенные осадки, представленные ангидритами, карбонатными породами, породами переходных типов (доломито-ангидриты и ангидрито-доломиты) и глинами. В виде редких прослоев в разрезе присутствуют каменная соль и алевролиты. Коллекто-

Промыслово-эксплуатационная характеристика продуктивных горизонтов  
Шебелинского газового месторождения

Продуктивный горизонт	Средняя мощность продуктивного горизонта, м	Глубина залегания кровли, м	Начальное пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Начальный абсолютно свободный дебит газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут
Триасовый	109	690	69	1100
Среднеангидритовый	60—80	1300	189	770
Нижнеангидритовый	90—140	1400	240—243	50—2500
Свита медистых песчаников:				
пачка М <sub>1</sub>	80	1645	237—244	1200—1000
» М <sub>2</sub>	50	1712	238—247	200—1600
» М <sub>3</sub>	140	1790	239—250	140—1800
» М <sub>4</sub>	40—50	1912	240—253	150—800
» М <sub>5</sub>	80	1980	242—254	40—180
Араукаритовая свита	12	2250	248	1611

рами газа в отложениях нижнего ангидритового горизонта являются пористо-кавернозные карбонаты, частично алевролиты, а также трещиноватые породы. Пористо-карбонатные породы характеризуются пористостью до 14—28% и проницаемостью до 30 миллиардср.

В табл. 20 приводится промыслово-эксплуатационная характеристика продуктивных горизонтов Шебелинского месторождения.

В итоге рассмотрения пород-коллекторов газа на Шебелинском месторождении можно прийти к следующим выводам. Породы араукаритовой свиты верхнего карбона представлены алевролитами крупнозернистыми, относящимися к IV, V и VI классам коллекторов (по А. А. Ханину).

Породы картамышской свиты (медистые песчаники) нижней перми также в основном представлены алевролитами глинистыми крупно- и мелкозернистыми, относящимися к IV, V и VI классам. В разрезе свиты встречаются в небольшом количестве коллекторы песчаного типа III класса (песчаники мелкозернистые, глинистые).

По своему генетическому типу породы-коллекторы принадлежат к субконтинентальным и морским прибрежным отложениям. Для пород картамышской свиты характерно большое содержание глинистого и наличие железистого цемента. Порометрические характеристики типичных групп коллекторов показывают наличие тонких сечений пор, они преобладают среди пористой системы. В алевролитах доминируют норы размером 6 мк. В результате этого породы обычно характеризуются проницаемостью до 10 миллиардср и несколько более. Отдельные разности песчаников имеют проницаемость в 300 миллиардср. Коэффициент газонасыщенности в основном равен 0,40 и для наиболее проницаемых пород-коллекторов составляет 0,85.

Над картамышской свитой залегает нижнеангидритовый горизонт, в котором среди ангидритов и карбонатов встречаются незначительные прослои алевролитов. Породы, относящиеся к лагунам отложениям, по своему происхождению относятся к лагунам отложениям. Породами-коллекторами являются редкие прослои доломитов и алевролитов, относящиеся к IV, V и VI классам. Коэффициент газонасыщенности упомянутых пород-коллекторов равен 0,40—0,60.

Залежи нефти на Качановском месторождении приурочены к песчано-алевролитовым отложениям карбона, нижней перми и триаса. В карбоне продуктивными являются песчаники мелко- и среднезернистые и алевролиты полевошпатово-кварцевые, цементированные глинисто-карбонатным и глинистым веществом (пачки  $K_1$ — $K_{24}$ ). В цементе наблюдается вторичный кремнезем.

По содержанию в составе цемента различных веществ И. А. Мухаринская (1963) выделяет в разрезе три зоны цементации (сверху вниз). Первая зона (до пачки  $K_5$  включительно) характеризуется развитием песчаных пород с глинисто-карбонатным и карбонатным цементом. Пористость открытая пород-коллекторов достигает 31%, эффективная 14,5% и проницаемость 1000 миллидарси.

Вторая зона (до пачки  $K_{14}$ ) характеризуется развитием в песчаных породах кремнистого и кремнисто-глинисто-карбонатного цемента. Пористость открытая достигает до 27%, эффективная 12% и проницаемость 390 миллидарси.

В породах третьей зоны (до пачки  $K_{23}$ ) цементующие вещества те же, что во второй зоне, но содержание их возрастает. Пористость открытая снижается до 11%, эффективная до 4—6%, проницаемость меньше 1 миллидарси.

Остаточная водонасыщенность в породах карбона, определенная косвенными методами, колеблется от 29 до 69%; среднее содержание остаточной воды для мелкозернистых песчаников составляет 55% и для среднезернистых 44%. С увеличением количества карбонатного цемента наблюдается увеличение остаточного водосодержания. При карбонатности песчаников 30—35% количество остаточной воды достигает 79%, эффективная пористость 1%.

Коллекторские свойства пород карбона на Качановском и Рыбальском поднятиях изучались Р. Я. Поляк (1969). Отложения представлены циклически чередующимися глинистыми породами, алевролитами, песчаниками и карбонатными породами. Коллекторами нефти и газа являются песчаники, а также на глубинах свыше 2800—3000 м трещиноватые алевролиты и известняки (граница между зоной начального и глубинного эпигенеза). Поровый тип коллектора с резко подчиненным развитием трещинно-порового прослеживается до глубин 2500 м, поровый и трещинно-поровый — в интервале глубин 2500—2800 м, поровый, порово-трещинный и трещинный — в интервале 3000—3500 м, трещинно-поровый и трещинный — ниже глубин 3500 м.

В нижнепермских отложениях Качановского месторождения выделяют три горизонта —  $П_1$ ,  $П_2$  и  $П_3$ , из которых промышленно

продуктивный горизонт  $P_3$ , относящийся, по О. В. Зарицкой, к верхнему карбону.

При опробовании горизонта  $P_3$  в скв. 18 (глубина 1820 м) был получен фонтан газа со свободным дебитом 3,47 млн. м<sup>3</sup>/сут и содержанием конденсата 115 см<sup>3</sup> на 1 м<sup>3</sup> газа. Песчаники мелко- и среднезернистые, иногда гравелитистые, по составу полевошпатово-кварцевые с контактово-поровым глинистым и глинисто-карбонатным цементом. Тип цементации в основном контактово-поровый.

Алевролиты крупные, по минералогическому составу идентичные песчаникам. Обломочный материал, слагающий песчаники и алевролиты, чаще всего плохо окатан и характеризуется угловато-окатанной формой. Пористость открытая песчано-алевритовых пород горизонта  $P_3$  колеблется от 1 до 30%, в среднем составляет 21,5%.

Пористость эффективная песчаников 12—14% и алевролитов крупнозернистых 8%. Проницаемость среднезернистых песчаников колеблется от 2,6 до 6000 миллидарси, в среднем 1000 миллидарси. Песчаники мелкозернистые характеризуются проницаемостью от 1 до 2860 миллидарси, в среднем 360 миллидарси.

В триасе промышленная нефтеносность установлена в песчано-карбонатной толще  $T_{пк}$ .

Отложения, слагающие продуктивный горизонт триаса, представлены песчаниками тонкозернистыми и мелкозернистыми, кварцевыми. Содержание полевых шпатов в них составляет до 10%. Цемент песчаников карбонатный, глинисто-карбонатный и глинисто-кремнистый; он присутствует в породе в основном в количестве от 5 до 30%. Тип цементации базальный, базально-поровый, базально-контактово-поровый, участками пленочный и дойкилитовый.

Открытая пористость песчаников триаса, по данным И. А. Мухаринской (1963), колеблется от 5 до 32%; проницаемость достигает 340 миллидарси.

Породы-коллекторы верхней перми и триаса изучены О. Д. Билыком (1967).

Породы-коллекторы нефти верхнекарбонных отложений Глинско-Розбышевского месторождения представлены разномзернистыми песчаниками, обладающими эффективной мощностью 20 м, чередующимися с глинами и алевролитами.

На Глинско-Розбышевском месторождении промышленные залежи нефти приурочены к аналогичным нижнепермским горизонтам  $P_2$  и  $P_3$ , выделяемым в разрезе Качановского месторождения. Дебит нефти, полученный из пласта  $P_2$ , 120 т/сут при 7-мм штуцере (скв. 33, глубина 1862—1885 м).

Горизонты  $P_2$  и  $P_3$  представлены песчаниками мелко- и тонкозернистыми, алевритистыми, залегающими среди глинистых и алевритовых пород. Песчаники горизонта  $P_2$  характеризуются пористостью эффективной от 12,5 до 17,0%, средняя 14%; пористость эффективная песчаников горизонта  $P_3$  колеблется от 12 до 23,4%, средняя 16,3%.

Изучение коллекторских параметров среднезернистых и отчасти мелкозернистых песчаников визейского продуктивного горизонта (пласты  $K_{28}$ ,  $K_{29}$ ,  $K_{30}$ ,  $K_{31}$ ,  $K_{32}$ ) нижнего отдела каменноугольной системы Глинско-Розбышевского месторождения в скв. 25, 116, 125, 127, 128, 131 в интервале 3540—3958 м показало следующее. Песчаники содержат пелитовых частиц от 0,10 до 18%, в среднем 5—7%, карбонатных солей от 0,1 до 16%, в среднем около 1%. Пористость открытая колеблется от 6,0 до 18%, в среднем составляя около 15%. Проницаемость пород изменяется от 9 до 1000 миллиарди, средняя примерно 200—300 миллиарди. Проницаемость мелкозернистых песчаников обычно в 10 раз ниже проницаемости среднезернистых песчаников. Остаточная водонасыщенность от 6 до 35% (за счет роста карбонатности и глинистости) от объема порового пространства, в среднем составляя около 10—12%.

Мелиховское газоконденсатное месторождение расположено вблизи Харькова на структуре, разбитой на три блока. В центральном блоке обнаружены две залежки: одна в араукаритовой свите и другая в свите медистых песчаников, породы которой отличаются низкими коллекторскими свойствами.

Основными коллекторами в араукаритовой свите являются песчаники мелко- и среднезернистые, эффективная мощность 46 м, пористость 110%, проницаемость 12 миллиарди, остаточная водонасыщенность 50%. Песчаники залегают в виде отдельных пластов 5—10-м мощности, которая возрастает до 20 м в нижней части разреза. Среди песчаников встречаются линзы и пропластки 1—3-м мощности крупнозернистых алевролитов. Цементом пород служит глинисто-карбонатное, карбонатно-глинисто-железистое и ангидритоглинистое вещество. Тип цементации ступчатый, контактово-поровый, реже базальный. Начальное пластовое давление составляет 418 кгс/см<sup>2</sup>.

На Машевском газовом месторождении породы-коллекторы более или менее аналогичны таковым на Шебелинском месторождении. Газоносными являются породы картамышской свиты и верхнего карбона. Этаж газоносности составляет более 1000 м. Песчаники среднезернистые и крупнозернистые (продуктивный горизонт  $K_2$ ) изучены с глубин в скв. 23 4021—4122 м, в скв. 40 3436—3614 м. Характеризуется пористостью 13,6—21% (средняя около 16%), проницаемостью 3,5—1500 миллиарди (средняя около 200 миллиарди) и остаточным водосодержанием 19—50% (среднее около 25%).

В табл. 21 приведена сравнительная характеристика развития пород-коллекторов в картамышской свите ряда площадей Восточной Украины по классам.

С юрскими отложениями связаны промышленные скопления газа в районах с. Солохи, Руновщины, Бельска и др. Притоки газа и прямые признаки нефтеносности наблюдались в процессе бурения также на ряде разведочных площадей.

Изучение условий осадконакопления и истории геологического развития Восточно-Украинского газонефтеносного бассейна в юрский



*Классы пород-коллекторов кармалышской свиты  
на месторождениях Восточной Украины*  
(по данным О. В. Зарицкой и И. А. Мухаринской)

Месторождение	Пористость, %	Проницаемость, миллидарси	Класс коллектора
Славянское	5—23	0,8—160	III
Волненковское	5—19	0,1—104	IV
Каменское	4—20	0,84—73	IV
Шебелинское и сопредельные структуры	13—19	1—301	IV
Качаповское	13—25	45—2933	II, III
Глинско-Розбышевское	2—33	62—2618	II, III

период проводилось О. Д. Билыком, Н. Е. Канским, В. А. Макриным, Б. П. Стерлиным, Р. Ф. Сухорским и др. Значительная часть разреза юры сложена песчано-алевритовыми отложениями как прибрежно-морского происхождения, так и озерно-речного. Трансгрессии и регрессии чередовались в течение юрского периода и захватывали различные участки Днепровско-Донецкой впадины, что сказалось на характере отложений.

Верхний горизонт Бельского месторождения состоит из рыхлых песков и песчаников средней юры (байос) мощностью 6,7—15,4 м и залегает на глубине 1502—1524 м. Абсолютно свободный дебит газа при пластовом давлении 154,3 кгс/см<sup>2</sup> составляет 4350 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Газоносная часть нижележащего песчаного пласта мощностью 4 м, приуроченного к триасу, расположена на глубине 1696—1700 м. При пластовом давлении 166 кгс/см<sup>2</sup> из нее получен приток газа 1265 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Третий горизонт относится к песчано-карбонатной толще триаса, из которой с глубины 1803 м при пластовом давлении 180,3 кгс/см<sup>2</sup> ударил фонтан газа с абсолютно свободным дебитом 5290 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Газоносный пласт состоит из песчаников мощностью 7,6 м.

На Солоховском месторождении газосодержащий пласт сложен песчаниками байосского яруса средней юры мощностью 4—18 м и пористостью 12—25%. Свободные дебиты газа достигают 480—2455 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Газопроявления в отложениях юры также известны на Руновщанской и Кибинцевской площадях.

В состав массивно-пластовой нефтяной залежи Гнединцевского месторождения входят пять нефтеносных горизонтов. Из них три относятся к нижней перми (П<sub>1</sub>, П<sub>2</sub>, П<sub>3</sub>), а два горизонта — к верхнему карбону (К<sub>1</sub>, К<sub>2</sub>). Все эти горизонты имеют общий нефтеводяной контакт.

Нефтеносные горизонты, образующие залежь, имеют мощность от 6 до 37 м. Они представлены в основном различными песчаниками от мелко- до крупнозернистых, переходящих в гравелиты. Пористость пород колеблется от 1,4 до 30% и проницаемость от долей миллиарда до 1302 миллиарда.

Нефтеносные горизонты разобщены глинистыми разделами мощностью от 6 до 26 м. Дебит нефти при разных штуцерах составляет от 38 до 250 т/сут при пластовом давлении 185 кгс/см<sup>2</sup>.

Распространение песчано-алеуритовых пород в картамышской свите юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины обусловлено фациально-палеогеографическими особенностями региона осадконакопления. Ухудшение коллекторских свойств пород наблюдается с юго-востока на северо-запад в направлении движения от области сноса и связано с уменьшением зернистости пород и изменением характера их цементации. Однако от г. Бельска и далее к северо-западу данная закономерность нарушается в связи с появлением в составе свиты отложений континентального происхождения.

Рассмотрение пород-коллекторов нефти и газа месторождений и разведочных площадей юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины, проведенное И. А. Мухаринской, показало, что в юрских отложениях распространены породы-коллекторы II класса, в триасе — преимущественно II и III классов, в нижней перми — II и III классов (Качановское и Глинско-Розбышевское месторождения), а также IV, V и VI классов (Шебелинское и Сливаковское месторождения).

В верхнем карбоне наиболее развиты породы-коллекторы III (Шевченковская, Красно-Поповская, Качановская, Северо-Голубовская площади), IV (Шебелинская) и V, VI (Сливаковская и Славяновская площади) классов.

В среднем карбоне в основном развиты породы-коллекторы IV класса, а в отдельных разрезах (Шебелинская площадь) V и VI классов. Породы-коллекторы нижнего карбона относят 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, IV и VI классов. То же самое наблюдается в разрезе Шебелинского разреза: в триасе развиты коллекторы III класса и в нижней перми — коллекторы IV, V и VI классов.

Коллекторские свойства каменноугольных отложений средней части ДДВ изучались А. М. Синичкой (1963). Она относит коллекторы к несколько более высоким классам. Литологофизические характеристики пород-коллекторов каменноугольной, пермской и триасовой систем, развитых на территории ДДВ, изложены в работах Д. В. Гуржего, Б. Е. Архиноса, О. Д. Билька, Р. Ф. Сухорского, О. М. Гуневской и др.

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 (до 1500 м) в елецко-данково-лебединских отложениях фамесского яруса и другая (270—440 м) в свановско-ливенских образованиях франского яруса. Галогенные толщи представлены каменной солью с прослоями карбонатно-сульфатных пород. Они разобщены задонско-елецкими карбонатными породами (0—400 м).

К Речицко-Вишанскому валообразному поднятию приурочен ряд нефтеносных структур (Речицкое, Пишиковское, Осташковичевское, Давыдовское, Вишанское и др.). Промышленные притоки нефти получены из задонско-елецких отложений (межсолевые отложения) и нижней части елецко-лебединских отложений (верхняя соленосная толща) фамесского яруса. Межсолевой комплекс отложений мощностью 250—360 м представлен известняками, доломитами, известняками доломитизированными, мергелями и аргиллитами. В разрезе названные породы в основном группируются следующим образом.

В верхней и нижней частях разреза развиты сульфатно-мергельные породы и глинистые известняки. Доломиты вторичного происхождения встречаются в виде маломощных прослоев и развиты в основном в присводовых зонах. Породы этой части разреза, в силу заплотности пустотного пространства солями и тонкодисперсным терригенным материалом, обладают низкой проницаемостью (менее 0,1 миллидарси) и пористостью (менее 1—6%). Они почти не содержат коллекторов нефти с благоприятными свойствами, за исключением верхней части разреза (нижняя часть елецко-лебединских отложений), где по данным гидродинамических исследований скважин проницаемость достигает 130 миллидарси. Средняя часть разреза межсолевых отложений сложена известняками, иногда кавернозными, пористыми (преобладает вторичная пористость) и доломитами. Структурные и тектурные изменения пород сказываются на их коллекторских свойствах.

Известняки характеризуются пористостью от 1 до 10% и более, проницаемостью от долей миллидарси до 5 миллидарси и более. Доломиты обладают более высокой пористостью (до 18%) и проницаемостью (до 20—25 миллидарси).

Из средней части межсолевых отложений получены промышленные притоки нефти. Для пород средней части разреза также характерно незначительное развитие первичных седиментационных пор, которые в значительной мере заполнены дисперсным терригенным материалом и солями. Широко представлены пустоты вторичного происхождения: вторичные поры, пустоты выщелачивания, соединенные друг с другом микротрещинами раскрытостью до несколько десятков микроп.

Наличие залежей нефти в сводовых частях структур (Давыдов-

ское месторождение и др.) в задонско-елецких карбонатных породах связано с развитием трещиноватости и кавернозности как в известняках, так и доломитах. Мощности подсолевых отложений девона, из которых получены промышленные притоки нефти, составляет 500—600 м.

Воронежские отложения Речицкого нефтяного месторождения, содержащие промышленную залежь нефти, представлены карбонатным комплексом пород (известняки, доломиты). По характеру развитой в них пустотности они относятся к порово-трещинному типу. Нефть находится не только в матрице, отличающейся низкой открытой пористостью (3,1%) и проницаемостью (0,67 миллидарси), но и в трещинах, причем основные запасы нефти содержатся главным образом в микротрещинах. В матрице нефть распределяется преимущественно в виде ореолов вокруг микротрещин и в доломитах вторичного происхождения.

Изучение свойств коллекторов нефти семилукских отложений Припятского прогиба проведено А. С. Махнач, И. И. Урьевым, К. М. Обморышевым и А. П. Анпиловым (1971).

## ПЕРСПЕКТИВНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ТЕРРИТОРИИ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

### *Среднерусская впадина и Рязано-Саратовский прогиб*

Среднерусская (Московская) впадина имеет протяженность около 1300 км, максимальная ширина ее достигает примерно 400 км. Она выполнена мощной толщей осадков палеозоя. Нижний палеозой представлен преимущественно пестроцветными песчаниками и алевролитами, перемежающимися с аргиллитами. Общая мощность отложений нижнего палеозоя во впадине весьма изменчива. Так, в районе Серпухова она около 250 м, в Москве 400 м, в районе Вологды и Любима около 1200 м. Отложения девонской и каменноугольной систем заполняют всю впадину, достигая соответственно 900 и 600 м мощности. Пермские отложения распространены в северо-восточной части впадины, их мощность в районе Шарьи и Котласа более 800 м.

К северу от Котласа Среднерусская впадина переходит в Мезенскую впадину. На юго-востоке Среднерусская впадина переходит в узкий (90—160 км) нижнепалеозойский Рязано-Саратовский прогиб протяженностью 600 км.

В связи с поисками нефти и газа в центральных районах и северо-восточной части Русской платформы особый интерес представляют широко распространенные здесь и имеющие значительную мощность девонские отложения, нефтеносные в районах Волго-Уральской провинции. Ниже рассматриваются коллекторские свойства песчаных осадков нижнешигровского 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.

Коллекторские показатели приводятся для сцементированных песчаных пород по керну, поднятому из скважин и изученному в лабораториях ВНИИГАЗа и ВНИГНИ.

Пески и рыхлые песчаники практически не были изучены в связи с плохим отбором керна из этих пород.

В центральных областях средний девон представлен только живетским ярусом. Промышленная нефтеносность живетских песчаников известна в Туймазинском, Саратовском и других районах Волго-Урала. В центральных областях промышленная нефтеносность живетских песчаников не доказана.

Ниже рассматриваются главным образом отложения верхней части живетского яруса — верхнеживетский подъярус (нижняя часть верхнего терригенного комплекса среднего девона). Живетские отложения в отличие от нижнецигровских в ряде пунктов изучены менее детально из-за слабого отбора керна. Подсчет содержания песчаных пород по мощности в разрезе отдельных скважин для верхнеживетского подъяруса по центральным областям Русской платформы был сделан М. Ф. Филипповой и С. М. Ароновой (1958).

Наибольшее содержание песков и песчаников наблюдается в северных разрезах — Любиме (93%) и Солигаличе (85%), при значительной общей мощности верхнеживетских отложений (189 м в Любиме и 171 м в Солигаличе). На восток, в сторону Котельничского свода, наблюдается снижение мощности песчаных пород, как и всей мощности верхнеживетских отложений.

На западе от ст. Пестово на Москву протягивается полоса, характеризующаяся сравнительно низкой мощностью песчаных отложений и заниженной общей мощностью верхнеживетских отложений. Затем мощность песчаных пород и общая мощность верхнеживетских отложений вновь возрастает в области Главного девонского поля. К югу полоса, характеризующаяся малой мощностью песчаных отложений, расширяется в сторону Воронежского массива. Второй, более ясно выраженный максимум содержания песчаных пород в отложениях верхнеживетского подъяруса, наблюдается в районе Тепловки—Елшапки, где мощность их достигает 184 м (Тепловка) и 152 м (Елшанка).

Влияние цементации и уплотнения на емкость и фильтрационные свойства коллекторов песчано-алевритового типа мы изучали в разрезах девона центральных областей Русской платформы. В результате были построены схематические карты, характеризующие закономерное размещение коллекторов различных классов в верхней части живетского яруса и нижнецигровском горизонте верхнего девона (А. А. Ханин, 1965).

Терригенные отложения верхней части живетского яруса сложены в основном переслаиванием песков, песчаников, алевритов и глин. Минералогический состав песчано-алевритовых отложений

более или менее постоянен: кварцевый, с незначительным количеством слюд и более низким содержанием полевых шпатов по сравнению с нижнецигровскими 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, повлияли на развитие коллекторов преимущественно V, IV и III классов; в разрезах развиты также коллекторы наивысших классов — II и I.

На Самарской Луке 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 IV и V классам коллекторов пониженной и малой емкости.

В разрезах Сердобска и Арчеды 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 нижнецигровских 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 в разрезах породы-коллекторы не только I и II класса, но и III и IV (Исса, Пачелма, Токмово). В разрезах Зубова Поляна, Морсово и Мосолово появляются коллекторы IV класса, а в Мосолове коллекторы III класса и выше; в разрезах Рязьска наблюдается ухудшение коллекторских свойств, фиксируется присутствие коллекторов 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 имеют довольно пестрый состав, присутствуют песчаные и сульфатно-карбонатные осадки. Только в разрезах Серпухова и Калуги живетские отложения могут представлять интерес как благоприятные коллекторы.

От Калуги по направлению к Боровску по мере удаления от древнего берега моря живетская толща фациально изменяется, и уже в Боровске она сложена глинами алевроитовыми с прослойками глинистых песчаников, мергелями и глинами, доломитами с ангидридами (паровские 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 гли-

пистыми (Поваровка). Они относятся к группе коллекторов малой емкости.

К северо-востоку от Редкино и Поваровки в разрезах живецких отложений появляются благоприятные песчаные коллекторы IV и отчасти III классов, в различной степени сцементированные. В районе Любима и Солигалича мощность верхнеживецких отложений достигает своего максимума (около 200 м). Песчаные породы составляют более  $\frac{2}{3}$  всей мощности отложений. Наилучшие показатели пористости и проницаемости отмечаются также в разрезе Лысково, где эти отложения представлены преимущественно светло-серыми, почти белыми песками и песчаниками, среди которых встречаются прослои и пачки желтовато-серых алевролитов и темно-серых алевроитов глин. При этом хорошо отсортированные мелкозернистые песчаники приурочены к верхней части разреза, тогда как в нижней части разреза отмечаются алевроитовые, плохо отсортированные песчаники. Мощность отдельных прослоев песчаников в верхней части разреза колеблется от 1 до 2,5 м.

Нижнещигровские отложения франского яруса верхнего девона 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 нижнещигровских отложений центральных областей Русской платформы приведена в работах А. А. Бакирова, Д. В. Наливкина, Н. Н. Тихоновича, А. Г. Завидоповой, М. Ф. Филипповой, Л. М. Бирпой и др.

По минералогическому составу пески и песчаники нижнещигровского горизонта — 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, как указывает М. Ф. Филиппова (1958), неоднократно перемялись и переотлагались, что сказалось как на минералогическом составе зерен, так и на их форме и цементе.

Разрезы нижнещигровского горизонта (табл. 22), содержащие большое количество песчаных пород с высокими коллекторскими свойствами (I и II классы), расположены в северной части Московской синеклизы (Любим) и на северном склоне Токмовского свода (Горький, Лысково). Процентное содержание песчаных пород (считая к мощности толщи) в разрезе Любима 68%, Горького 50%, Лысково 55%. Песчаные породы этих разрезов характеризуются высокой проницаемостью, достигающей 3650 миллиардов (Любим). В разрезах Подмосковья нижнещигровские отложения представлены главным образом мелкозернистыми кварцевыми песчаниками. В районах Калуги, Боровска, Ясной Поляны, Серпухова и Редкина

Характеристика наиболее благоприятных пород-коллекторов  
нижнецигровского горизонта в разрезах опорных скважин  
центральных областей Русской платформы  
(по А. А. Ханпну, 1958)

Район	Проницае- мость, миллидарси	Пористость открытая, %	Пористость эффетивная (в шлифах), %	Класс коллектора
Мосолово	$\geq 600$	30	23	II
Ряжск	$\geq 650$	28—33	20	I, II
Зубова Поляна	До 1650	25—33	22—29	I
Морсово	$\geq 700$	27—31	21,3	I, II
Редкино	$\geq 1500$	37	—	I
Поваровка	$\leq 500$	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
Казанка	165—1300	21—25	—	I, II, III
Сердобск	$< 5-300$	—	—	III, IV, V, VI

они обладают высокими коллекторскими показателями: проницаемость 1000—9000 миллидарси, открытая пористость 25% и эффективная пористость (в шлифах) 17—24%; породы относятся к коллекторам высокой емкости (I и II классы). В разрезе Поваровки эти отложения содержат алевриты и относятся к коллекторам средней емкости (II и IV классы).

В разрезе южных скважин процентное содержание песчаных пород не превышает 40%. Прослойки песчаников и алевролитов обычно содержат глинистый и кальцитовый цементы, что значительно снижает их пористость и проницаемость. Особенно это относится к разрезу скважины в Морсове. При содержании пелитовых частиц в песчаниках более 10—15% величина пористости и проницаемости резко снижается. Наличие в песчаниках кальцевого цемента также сильно уменьшает значение пористости.

Разрезы на северном склоне Воронежского массива не представляют большого интереса как в отношении мощности нижнецигровского горизонта, так и в отношении распространения песчаных прослоев. Эти отложения залегают здесь сравнительно неглубоко от поверхности и отличаются преобладанием глинистого компонента (исключение составляет разрез скважины в Воробьевске, где нижнецигровские отложения представлены светло-серыми алевролитами, переходящими в алеврит). Мощность этих отложений 33,4 м, глубина залегания 68,10—101,5 м.

На юго-восток в сторону Тепловки и Елшанки вновь увеличивается не только мощность нижнецигровского горизонта (до 200 м), но



и глубина залегания этих отложений, а также процентное содержание песчаных пород. Однако в этом направлении намечается увеличение в песчаных осадках глинистого и карбонатного цемента.

В разрезе Казанлы проницаемость песчаных пород колеблется в пределах 165—1300 миллиардси; в разрезе Сердобска отсутствуют I, II и III классы коллекторов и присутствуют IV и V классы, проницаемость колеблется от меньше 5 до 300 миллиардси.

В нижнешигровском горизонте наиболее развиты коллекторы I и II классов, характеризующиеся высокими фильтрационными и емкостными показателями. В пределах рассматриваемой территории выделяются три зоны развития коллекторов. Первая зона, южная, занимает полосу от Кикино до Сердобска на востоке и к западу до района Калуги. Она характеризуется развитием коллекторов V, IV и III и отчасти I и II классов. Снижение фильтрационных и емкостных показателей коллекторов связано с более повышенным содержанием глинистого и кальцитового цемента. В пределах этой полосы в живетских породах также распространены коллекторы низших классов.

Вторая зона, наиболее обширная, охватывает значительную часть центральных областей Русской платформы (Самарская Лука, обширная площадь от Рязьска до Пачелмы на юге, от Любима до Лысково на севере, Редкино на северо-западе). Эта зона характеризуется преимущественным развитием коллекторов I и II классов, с высокими фильтрационными и емкостными показателями. Породы чрезвычайно однородны, величины содержания цементирующих веществ небольшие, обычно от долей процента до 3—4%.

Третья зона охватывает северо-восточную часть данной территории (Солигалич, Шарья, Котельнич) и характеризуется развитием коллекторов не только I, II классов, но и III, IV, V классов.

На восток от Любима в сторону Шарьи и далее к Котельничскому своду наблюдается равномерное уменьшение содержания песчаных пород, увеличение глинистости, большая цементация песчаных коллекторов, что сказывается на наличии в разрезах пород-коллекторов также средней, пониженной и низкой проницаемости и емкости (классы коллекторов III, IV, V и VI).

Из сказанного следует, что существует определенная закономерность в распределении песчаных коллекторов на рассматриваемой территории. Коллекторы более высоких классов занимают зоны, где осадконакопление шло в условиях углубленного дна, и песчаные отложения этих зон обладают большей мощностью и однородностью, чем в условиях относительного мелководья, например на склонах поднятий, в приподнятых участках дна.

Нефтепроявления в Мезенской впадине обнаружены в южной части. Так, в опорной скважине (Апыб) на глубине 1500 м был получен керн из верхнедевонских отложений, пропитанный нефтью. Здесь же в разрезе пород верхнекаменноугольного возраста выявлены пласт известняка, слабо пропитанный нефтью, и прослой битуминозных известняков. Выше по разрезу скважины, в Апыбе,

на глубине 500—700 м в нижнепермских отложениях установлены прослой карбонатных пород, слабо пропитанные нефтью. В центральной части Мезенского бассейна при бурении скважины в Койнасе из разреза верхнекаменноугольных отложений с глубины 948 м выделялся газ, содержащий до 8,68% углеводородных компонентов. Наиболее благоприятны перспективы нефтегазоносности в восточных и юго-восточных частях Мезенского бассейна.

### *Прибалтийская впадина*

Прибалтийская впадина платформенная ограничена с севера склоном Балтийского щита, с юга Белорусским массивом, с востока Латвийской седловиной. Впадина выполнена кембрийскими, ордовикскими, силурийскими и на юго-западе девонскими отложениями. Основные перспективы нефтеносности связаны с отложениями нижнего палеозоя, которые представлены преимущественно морскими и лагуно-морскими отложениями.

Небольшие промышленные притоки нефти были получены в 1967 г. из верхнекембрийских песчаников с глубины около 1000 м на Кулдигской структуре в Латвийской ССР. На Гусевской структуре в Калининградской области с глубины 1500 м из верхнеордовикских кавриозно-порово-трещинных известняков и из тех же пород на Кибартайской структуре в Литовской ССР с глубины 565 м были получены небольшие притоки тяжелой нефти (3—5 т/сут).

В 1968 г. на Шелуряйской структуре из среднекембрийского кварцевого песчаника с глубины около 2000 м были получены притоки легкой нефти дебитом свыше 50 т/сут; в 1968 г. на Красноборской структуре вблизи Калининграда притоки нефти из среднего кембрия достигали 100 т/сут. Интерес для поисков нефти представляют ордовикский и кембрийский нефтегазоносные комплексы.

В разрезе нижнего палеозоя наиболее благоприятными коллекторскими свойствами обладают терригенные породы кембрия. В отложениях среднего кембрия юго-западной Прибалтики выявлены нефтяные месторождения: Красноборское, Ушаковское и Гарядайское. Породами-коллекторами являются разно-, средне- и мелкозернистые кварцевые (74—90%) песчаники с различным содержанием алевритовой фракции. Цементом пород служат глинистое вещество, регенерационный кварц и карбонаты. Мощность пластов-коллекторов колеблется от 3 до 30 м. На Красноборском месторождении притоки нефти дебитом 160—260 т/сут получены из Тискретского продуктивного горизонта с глубин 1930—1950 м (песчаники пористостью 10—14%, проницаемостью более 60 миллиардари).

Постседиментационные преобразования в породах-коллекторах среднего кембрия, по данным Л. П. Лавиковой, выражены процессами регенерации и растворения зерен кварца, а также карбонатацией. При содержании регенерационно-кварцевого цемента 12% проницаемость пород составляет менее 1 миллиардари, пористость 8%. С увеличением глубины замедления пород наблюдается усиление

процесса окварцевания. При отсутствии процесса растворения на контактах кварцевых зерен породы обладают пористостью 19—21% и проницаемостью 100—170 миллиарди и более. При содержании в породе 22% карбонатного цемента они являются практически непроницаемыми.

Изучение пород-коллекторов в разрезах кембрия, вскрытых рядом разведочных скважин на территории Западной Латвии, позволило И. А. Апинте (1971) дать им следующую общую оценку. Терригенные породы среднего—верхнего (?) кембрия обладают хорошими коллекторскими свойствами в меже погруженных районах Балтийской синеклизы. Мощность среднекембрийских отложений изменяется от 3 до 34 м. Коллекторы обладают пористостью 14—25% и проницаемостью 60—450 миллиарди. Суточный дебит нефти на Кулдигской площади составляет 4 м<sup>3</sup> и на Гарждайской 68 м<sup>3</sup>. Благоприятными коллекторскими свойствами обладают также алевролиты и песчаники нижнего кембрия, характеризующиеся пористостью 12—34% и проницаемостью до 900 миллиарди.

В средне-верхнекембрийской песчано-алевритовой толще пород развиты коллекторы I, II и III классов, преобладает III класс. На ряде структур конседиментационного типа коллекторы более высоких классов развиты в центральных частях поднятий. Коллекторские показатели пород значительно снижаются от присутствия цемента. Наиболее развит кварцево-регенерационный цемент в отложениях погруженной части Балтийской синеклизы (К. А. Салаускас, 1971).

### *Львовская впадина*

Львовская впадина расположена между западными склонами Украинского кристаллического массива на востоке и внешней частью Предкарпатского мезозойского прогиба на западе. Южная граница для средне- и верхнепалеозойской части впадины замыкается в верхнем течении Днестра, а на севере уходит под мезозойские отложения Висленской впадины Польши.

Львовская впадина выполнена толщей девонских, каменноугольных и пермских отложений. На Львовскую палеозойскую впадину наложена сравнительно небольшая Львовская мезозойская мульда, где развиты главным образом песчано-глинистая юрская толща мощностью 250—1000 м и мелоподобные известняки и мергели мела мощностью от 100 м на северо-востоке до 1800 м на юго-западе.

В западной части Львовской впадины выявлен ряд крупных структур типа валов, приуроченных к приподнятым краям блоков фундамента. Поисково-разведочные работы проводились на локальных структурах, осложняющих валы Львовской впадины (Великомостовская, Белз-Миятинская, Куличковская, Нестеровская и др.). В разрезе каменноугольных и девонских отложений были установлены нефтегазопроявления и породы-коллекторы. На площади Белз пз

пород нижнего девона получен газоводяной фонтан. На Великомоштовской площади установлена промышленная газоносность отложений среднего девона. При испытании нижнелопушинской подсыпты, представленной крепкими песчаниками и алевролитами, с глубины 2393—2404 м (в скв. 6) получен фонтан газа с абсолютно свободным дебитом 90—100 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Второй газовый фонтан получен из скв. 7. Абсолютно свободный дебит газа составлял 64 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Этаж газоносности продуктивного горизонта 80 м, мощность горизонта 12—19 м. Пористость 8%, остаточная водопа́сыщенность 60%, проницаемость 20—40 миллидарси. Газовая залежь незначительного объема.

### ГЛАВА III

## ЭПИГЕРЦИНСКАЯ ПЛАТФОРМА И АЛЬПИЙСКИЕ СКЛАДЧАТЫЕ СООРУЖЕНИЯ ЮГА ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ СССР

На юге и юго-западе Европейской части СССР протягиваются альпийские складчатые сооружения Восточных Карпат, Горного Крыма и Кавказа, окаймленные передовыми прогибами. Между альпийскими складчатыми сооружениями и Русской платформой располагается эпигерцинская платформа, названная М. В. Муратовым Скифской плитой. Вместе с эпипалеозойской платформой Средней Азии она выделяется под названием Скифско-Туранской платформы. Скифская плита имеет форму клина, суживающегося к западу и расширяющегося к востоку. Она включает Стенной Крым, Северо-Западное Приазовье, Северный Кавказ и Предкавказье. Ее крайняя западная часть с севера ограничена линией выходов кристаллических пород Азово-Подольского массива Украинского щита, далее на юго-восток она граничит с сопредельными участками юго-восточного продолжения Донбасса, Ергей и Нижнего Поволжья, на юге — с горными сооружениями Крыма и Кавказа и на востоке — с западным побережьем Каспийского моря.

В строении Скифской плиты выделяют две тектонические области — Донецко-Каспийскую и Предкавказскую, отличные по истории геологического развития, возрасту складчатого фундамента и структуре осадочного чехла.

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, являющееся выступом поверхности складчатого палеозойского фундамента платформы, и крыж Карпинского — крупную, линейно вытянутую платформенную структуру сложного строения, представляющую собой погребенное продолжение складчатого Донбасса.

Предкавказская тектоническая область характеризуется более резко выраженной структурной расчлененностью складчатого фунда-

мента и осадочного чехла платформы. Границей Предкавказской и Донецко-Каспийской тектонических областей является Маньчская шовная зона, выраженная в кристаллическом основании зоной глубинных разломов.

В основании эпигерцинской платформы Европейской части СССР залегает сильно дислоцированный герцинский складчатый фундамент, который представлен в основном породами палеозоя (преимущественно карбон).

Характерной особенностью поверхности 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), валы (кряж Каргинского) и выступы (Новословский, Ростовский, Приазовский и др.). Между крупными положительными элементами расположены области глубокого залегания поверхности фундамента (впадины Причерноморская, Азово-Кубанская, Терско-Кумская и прогиб Кумо-Маньчский).

С областями впадин и прогибов связаны увеличение мощности осадочных образований платформенного покрова и большая мощность их разреза по сравнению с прилегающими к ним областями сводовых и линейно вытянутых поднятий.

Платформенный покров Скифской плиты сложен отложениями пермской, триасовой, юрской, меловой и третичной систем. В пределах рассматриваемой территории в различных ее частях на породах складчатого фундамента залегают различные по возрасту осадочные толщи, начиная с пермо-триасовых (Восточное Предкавказье) и кончая третичными.

Отложения триасовой системы (глины с прослоями мергелей) встречаются в пределах нижнего течения р. Дона. Отложения юрской системы наиболее развиты в восточной части Скифской платформы и Астраханском Поволжье, где довольно широко представлены отложения средней юры (байос и бат) и в меньшей степени — верхней юры. На указанной территории отложения байосского яруса представлены в нижней части песчаниками с прослоями глины (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 — глинистая (60—70 м). Отложения оксфордского яруса верхней юры, представленные переслаиванием песчаников, алевритов и известняков, слагают XIII продуктивный пласт Озек-Суатской группы поднятий Прикумского нефтегазоносного района.

На Скифской платформе в неокме нижнего мела весьма небольшое развитие имеют отложения валанжина и несколько больше распространены породы 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 разномерными.

Широко развиты на Скифской плите отложения апта — альба, а также сеномана, турона и сенона. Песчано-алевритовые отложения апта распространены на юге Украины, в Крыму, Предкавказье (в меньшей степени в западной части), на Ергенях и в Астраханском Поволжье. Отложения альба развиты повсеместно. Нижняя пачка, слагающая альбский ярус, состоит в основном из песчаников различной крупности, верхняя глинистая. Песчаниковая пачка встречается в ряде пунктов центральной части Ставропольского свода, где она залегает на складчатом основании.

Нижняя часть верхнего мела (сеноман, турон, копьак) развита повсеместно, что, по-видимому, связано с трансгрессивным залеганием пород сантонского яруса и срезанием части нижележащих толщ верхнего мела (сеноман, турон, копьак). Нижняя часть сеноманского яруса представлена песчаниками мелкозернистыми (юг Украины, северная часть Западного Предкавказья), иногда — известняками (южная часть Западного Предкавказья), 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 представленные известняками, широко развиты и имеют большую мощность (свыше 700 м) на территории Степного Крыма. 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 алевриты.

Нижнепалеоценовые отложения Степного Крыма (эльбурганский горизонт) представлены известняками и мергелями (200 м), тогда как в Западном и Центральном Предкавказье они слагаются мощной в основном песчанистой толщей (до 400 м).

Верхний палеоцено характеризуется развитием в Крыму 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 песчаников мелкозернистых и алевритов (150—350 м).

Эоценовые отложения пользуются широким развитием. Нижне- и среднеэоценовые отложения представлены в основном глинами и мергелями с прослоями песчаников и известняков. Верхнеэоценовые отложения в нижней своей 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 пачки над ней повсеместно развиты; глинистая толща в кровле верхнеэоценовых отложений развита на юге Украины, Крыму и Западном Предкавказье.

Майкопские отложения (олигоцен — нижний миоцен) повсеместно выражены однообразной толщей глин большой мощности, особенно во впадинах (Азово-Кубанская, Терско-Кумская). В нижней (хадумский горизонт) и верхней частях их в Ставрополье прослеживаются зоны развития песчано-алевритовых отложений. Неогеновые отложения представлены терригенными и карбонатными образованиями, широко развитыми на территории эпигерцинской платформы.

В пределах Скифской плиты находится Предкавказско-Крымская нефтегазоносная провинция. Она имеет непосредственную связь с провинциями Северного Кавказа.

Предкавказье охватывает северный склон Кавказского складчатого сооружения и прилегающую южную окраину Русской платформы. 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 и поясам 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 Абишко-Калужская, Крымско-Варениковская, Южно-Таманская, Северо-Таманская, Апастасиевско-Троицкая и другие антиклинальные зоны.

К Кавказскому складчатому сооружению, входящему в состав альпийской геосинклиналильной области, тяготеют следующие нефтегазоносные провинции: Кубанская, Терско-Дагестанская, Апшероно-Нижнекуринская и Курино-Рионская.

Кубанская и Терско-Дагестанская провинции приурочены к геосинклиналильным склонам Западно-Кубанского и Терско-Каспийского передовых прогибов и к их центральным частям (Н. Ю. Успенская, З. А. Табасаранский, 1966). Непосредственно к северу от них находится Предкавказско-Крымская провинция. Наибольшее промышленное значение имеет Апшеронско-Нижнекуринская провинция, расположенная в пределах Азербайджана. Предкавказско-Крымская, Кубанская и Терско-Дагестанская провинции также характеризуются высоким уровнем добычи нефти и газа.

Промышленная нефтегазоносность этих провинций связана с комплексом мезо-кайнозойских отложений, от юрских до палеоценовых. Юрские и меловые отложения промышленно нефтегазоносны в пределах Предкавказско-Крымской, Кубанской и Терско-Дагестанской провинций и перспективны в Закавказье. С палеоцен-эоценовыми отложениями связаны крупные залежи нефти Кубанской провинции. В них обнаружены промышленные скопления нефти и газа в Восточном Предкавказье. Регионально нефтегазоносны



отложения олигоцена, с которыми связано крупное месторождение газа на Ставропольском своде, к ним приурочены нефтяные горизонты Кубанской провинции и крайней южной части Терско-Дагестанской провинции. В последней основной нефтегазопосной толщей являются отложения среднего миоцена. Эти отложения также продуктивны в западной части Кубанской провинции и Апшероно-Нижнекуринской провинции.

Большинство месторождений нефти и газа Предкавказья являются многопластовыми. Число залежей колеблется от двух-четырех (Ставропольский свод) до шести-девяти (Прикумское поднятие). Однопластовые месторождения характерны для Ейско-Березанского района и Промысловского района края Карпинского. В Предкавказье преимущественно распространены газовые (Ставропольский свод, край Карпинского) и газоконденсатные (Западное Предкавказье) месторождения. В пределах Терско-Кумской впадины распространены нефтяные месторождения.

Породы-покрышки залежей газа, газоконденсата и нефти в Западном Предкавказье в глинистых разностях содержат минералы монтмориллонито-смешаннослойного, монтмориллонито-гидрослюдистого или смешаннослойного, реже монтмориллонитового состава, т. е. характеризуются обязательным присутствием в них разбухающего компонента.

Монтмориллонито-смешаннослойный состав глинистых минералов характерен для регионально прослеживающейся покрышки верхнего альба на площадях Ейско-Березанского поднятия и Восточно-Кубанского прогиба. Содержание монтмориллонита ( $\text{Na}^{++}$  и  $\text{Ca}^{++}$ ) в тонкодисперсной части этих пород (диаметр менее 0,001 мм) колеблется от 30 до 58%, а на Трехсельской площади достигает 85%.

Смешаннослойный минерал (типа слюда—монтмориллонит) встречается в указанных выше породах-покрышках как совместно с монтмориллонитом, так и отдельно от него. В первом случае его содержится 25—60% от веса глинистой фракции, и он близок к гидрослюде (в нем не более 10—20% разбухающих пакетов), а во втором случае его содержание увеличивается до 80—97% и вместе с тем наблюдается увеличение разбухающих пакетов в нем до 30—45%.

Состав глинистых минералов в породах-покрышках залежей газа и газоконденсата (Митрофановская, Соколовская, Южно-Советская, Трехсельская и др.), а также на пустых структурах (Ленинодарская, Леушковская, Цовопетровская, Новопокровская, Калниболотская, Кропоткинская и др.) в общем оказался одинаковым (А. А. Хапин, К. А. Абдурахманов, В. М. Лазарева, 1969).

Следовательно, минералогический состав глинистых пород-покрышек является только одним из многих геологических факторов, влияющих на формирование и сохранность залежей газа. Глины-покрышки выше названных месторождений газа высокодисперсные и обычно представлены частицами диаметром меньше 0,001 мм в ко-

личестве 35—40%. Установлено, что большого различия в гранулометрическом составе пород-покрышек и глинистых разделов разного возраста не наблюдается. Для всех изученных глинистых пород характерно преобладание крупно- и тонкопелитовой фракций, они отвечают составу глины тошккодисперсных и слабоалевритистых. Однако отмечается тенденция к увеличению дисперсности глины снизу вверх.

Изученные (А. А. Ханин, К. А. Абдурахманов, В. М. Лазарева, 1969) мезо-кайнозойские глины-покрышки Западного Предкавказья в связи с различиями в литологическом составе и характере уплотнения были дифференцированы на две группы: глины некарбонатные и глины карбонатные. Кроме глин были рассмотрены также алевриты сильно глинистые. Алевриты глинистые, содержащие преимущественно мелкоалевритовую фракцию (0,05—0,01 мм), залегающие на глубинах свыше 2000 м, по своим плотностным и фильтрующим свойствам приближаются к глинам алевритовым.

Следует отметить, что глины, содержащие карбонатный цемент, залегающие в интервале до 3000 м, имеют большую плотность по сравнению с глинами некарбонатными. Особенно это заметно до 2000 м, ниже 3000 м геостатическое давление столь велико, что все указанные породы независимо от содержания в них карбонатов уплотнены более или менее одинаково. Рассматривая изменение плотности в зависимости от глубины залегания пород, можно заметить, что в интервале 1000—2000 м алевриты глинистые и глины алевритистые имеют среднюю плотность 2,05—2,34 г/см<sup>3</sup>, на глубине 3000—4000 м плотность пород колеблется от 2,55 до 2,65 г/см<sup>3</sup> и на глубине 4500 м достигает 2,70 г/см<sup>3</sup>. Анализ характера изменения плотности глин в зависимости от содержания в них различных глинистых минералов показал следующее. Глины монтмориллонитового состава залегают в разрезе примерно до глубины 2800 м. Постепенно с увеличением глубины вследствие дегидратации, обусловленной уплотнением, монтмориллонит изменяется и переходит в слюды.

Сравнение плотностной характеристики различных по минералогическому составу глин, проведенное А. А. Ханиным и др. (1969), показывает, что при прочих равных условиях глины преимущественно каолинитового и отчасти гидрослюдистого состава уплотнены в большей степени, чем глины монтмориллонитовые. Так, на глубине около 1500 м глины гидрослюдистые характеризуются плотностью 2,42—2,53 г/см<sup>3</sup>, монтмориллонитовые — 2,10—2,22 г/см<sup>3</sup>, а плотность глин со смешаннослойным минералом (типа гидрослюда — монтмориллонит) на глубине 700—800 м равна 2,28—2,30 г/см<sup>3</sup>. На глубине 2500 м глины со смешаннослойным минералом имеют плотность от 2,46 до 2,57 г/см<sup>3</sup>, в то время как плотность глин монтмориллонитовых 2,38—2,43 г/см<sup>3</sup>. То же наблюдается в интервале глубин 3000—4000 м; глины гидрослюдистые и каолинитовые характеризуются плотностью 2,60—2,70 г/см<sup>3</sup>, глины со смешаннослойным минералом — плотностью 2,44—2,61 г/см<sup>3</sup>.

Различную уплотненность глин на одних и тех же глубинах можно объяснить особенностями строения их кристаллических решеток и различной способностью к гидратации. При сопоставлении плотности глин с глубинами современного залегания принималось во внимание то, что некоторые глинистые толщи в геологическом прошлом могли погружаться на большие глубины, например на Урупской площади. Судя по плотности глинистых пород юрского и нижнемелового возраста, можно полагать, что здесь они погружались приблизительно на 1500 м ниже современной глубины их залегания.

По изменению пористости глины можно судить о стадии литогенеза, который эти глины достигли, а также о мощности покрывающих их отложений, как указано в работе Н. Б. Вассоевича (1960). С возрастанием плотности глинистых пород наблюдается снижение пористости открытой, проницаемости и удельной поверхности взаимосвязанных поровых каналов. Изученные глинистые породы плотностью 2,50, 2,55 и 2,60 г/см<sup>3</sup> характеризуются пористостью открытой, равной соответственно 7, 4 и 1%. Со снижением пористости уменьшаются проницаемость и удельная поверхность взаимосвязанных поровых каналов.

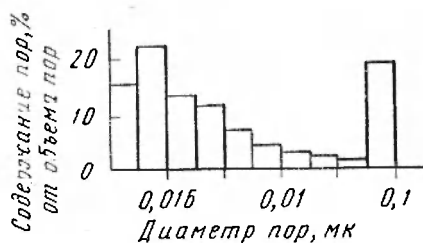


Рис. 18. Распределение пор в глине алевритистой (порода-покрышка, Соколовская площадь, скв. 1, интервал 3432—3437 м, пористость 1,2%, проницаемость  $6 \cdot 10^{-5}$  миллиардари).

При анализе опытных данных наиболее трудно устанавливается связь между проницаемостью и пористостью открытой. Известно, что в общем виде подобная зависимость для песчано-алевритовых пород с межзерновым типом пористости не наблюдается. По в практике оценки продуктивных на нефть и газ пород имеются многочисленные примеры подобных частных статистических связей применительно к конкретным объектам. Для глин нахождение этих связей затруднено не только из-за технических сложностей определения пористости и проницаемости обычными методами, но и из-за имеющихся различий в granulометрическом и минералогическом составех глин, плотности и структуры порового пространства. Однако применение метода вдавливания ртути в образец породы и определение при этом пористости открытой, удельной поверхности взаимосвязанных поровых каналов крупнее 0,01 мк и рассчитанной по формуле Перселла проницаемости дает возможность наметить определенные связи между вышеперечисленными параметрами (А. А. Ханин, 1969).

Диаметры поровых каналов в глинах изменяются в очень незначительных пределах, причем размеры не превышают 0,08—0,10 мк, пористость открытая этих глин составляет 1,4—3,4%.

Глинистые породы, содержащие больше алевритовой примеси, а также алевриты сильно глинистые имеют менее однородную структуру порового пространства; размеры поровых каналов изменяются в широких пределах, от 0,014 до 0,50 и даже 6,4 мк, преобладают каналы от 0,016 до 0,12 мк (рис. 18, 19).

Глинистые породы с пористостью открытой 10, 5, 4, 1 и 0,5% характеризуются проницаемостью  $2 \cdot 10^{-3}$ ,  $6 \cdot 10^{-5}$ ,  $3 \cdot 10^{-5}$ ,  $2 \cdot 10^{-6}$  и  $1 \cdot 10^{-6}$  миллиардсн. Удельная поверхность при пористости 5,1 и 0,5% соответственно равна 12, 1,5 и 0,5 м<sup>2</sup>/см<sup>3</sup>. Полученные невысокие значения удельной поверхности характеризуют только часть удельной поверхности всей поровой системы и относятся к каналам крупнее 0,01 мк.

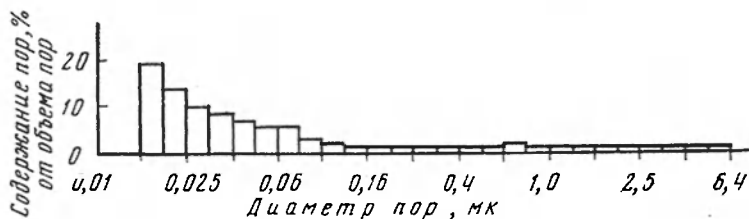


Рис. 19. Распределение пор в глине алевритовой (Соколовская площадь, скв. 1, интервал 3606—3612 м, пористость 1,2%, проницаемость  $7,5 \cdot 10^{-3}$  миллиардсн).

Зависимость плотности глины и алевритов глинистых от глубины залегания рассматривалась также в разрезах нижнего мела — верхней юры (разделы между XIII, I, II продуктивными горизонтами) некоторых месторождений газа и нефти Восточного Предкавказья (Зимняя Ставка, Русский Хутор, Правобережная, Максимокумская и др.). Плотность глинистых пород в интервале глубин 2500—3500 м в среднем изменяется от 2,47 до 2,70 г/см<sup>3</sup>. В разрезе Сухокумского газоконденсатного месторождения в диапазоне изменения глубин, равном 400 м, плотность глин колеблется от 2,52—2,54 г/см<sup>3</sup> (апт, баррем) до 2,57—2,58 г/см<sup>3</sup> (верхняя юра, оксфорд — келловей).

При одном и том же геостатическом давлении изменение плотности глинистых пород может происходить из-за различий в содержании глинистых частиц диаметром меньше 0,001 мм. Это подтверждается результатами изучения плотности образцов глин алевритовых и сильно глинистых мелкозернистых алевритов, поднятых с одних и тех же глубин из разрезов, вскрывающих хадумский горизонт на Кугультинском газовом месторождении Центрального Предкавказья. Породы, содержащие 5, 10, 15, 20 и 25% глинистых частиц, имеют плотность соответственно 1,70, 1,78, 1,85, 1,90 и 1,95 г/см<sup>3</sup>.

Определение содержания остаточной воды в глинистых породах, слагающих часть продуктивного пласта, прямым методом (А. А. Ха-

нин, 1963) показало, что при содержании в породах глинистых частиц около 15% влага заполняет все поровое пространство; пористость при этом составляет 31—33% и плотность 1,83—1,85 г/см<sup>3</sup>. То же самое было показано для глины сармата Северо-Западного Приазовья, характеризующихся монтмориллонитовым составом и высокой дисперсностью. Естественная влажность этих глин в основном соответствовала их пористости.

Ранее при изучении остаточной водонасыщенности пород газоносных пластов с помощью прямого метода А. А. Ханиным (1963) было замечено, что в глинах, сопутствующих газоносным породам, не вся поровая система занята капиллярно-связанной водой. Вычисленное количество порового объема, не занятого остаточной водой, составляло около 3—5%. Этот феномен в настоящее время нами объясняется тем, что при подъеме зерна на дневную поверхность происходит его разгрузка от горного давления, в результате чего восстанавливается часть первоначального объема породы, а следовательно, и пустотного пространства. Этим и объясняется кажущаяся незанятость остаточной водой несколько увеличившегося объема пустотного пространства зерна при подъеме его на дневную поверхность. Такое явление относится главным образом к сравнительно не консолидированным под нагрузками горным породам, к которым можно отнести глины, поднятые с небольших глубин, в особенности глины монтмориллонитового состава, у которых строение кристаллической решетки способствует проявлению упругих деформаций. Глинистые породы различного минералогического и гранулометрического состава при прочих равных условиях уплотняются не одинаково.

Наличие набухающего компонента в глинах и различия в строении кристаллической решетки, а также содержание алевроитовой примеси влияют на степень их уплотнения. Существенное влияние на величину уплотнения оказывает время уплотнения (А. А. Ханнин, 1969).

В результате проведенных исследований (А. А. Ханнин, К. А. Абдурахманов, В. М. Лазарева, 1969; А. А. Ханнин, 1969) можно отметить следующее. Глинистые породы-покрышки залежей газа, газоконденсата и нефти в Западном Предкавказье по своему составу являются высокодисперсными и содержат от 30 до 58% монтмориллонита от веса частиц диаметром менее 0,001 мм. Глины монтмориллонитового состава при прочих равных условиях уплотнены в меньшей степени, чем другие, что связано с особенностями строения кристаллической решетки монтмориллонита и способностью к удержанию гидратного слоя большей толщины. По мере возрастания плотности и снижения пористости открытой уменьшается проницаемость и удельная поверхность взаимосвязанных поровых каналов сечением более 100 Å. Алевролиты глинистые с преобладанием мелкоалевритовой фракции при уплотнении на глубинах свыше 2000—2500 м по своим фильтрующим свойствам приближаются к глинам алевроитовым.

## ПРЕДКАРПАТСКАЯ И ВОСТОЧНО-КАРПАТСКАЯ ПРОВИНЦИИ

Предкарпатская провинция соответствует внешней зоне (платформенному склону) Предкарпатского передового прогиба. Восточно-Карпатская нефтеносная провинция приурочена к зоне передовой складчатости Восточных Карпат и прилегающему к ней геосинклинальному склону Предкарпатского передового прогиба.

В пределах Предкарпатской провинции известны промышленные скопления газа в верхнеюрских, верхнемеловых, верхнетуртонских и нижнесарматских отложениях (И. В. Высоцкий, 1971).

Верхнеюрские отложения промышленно газоносны на месторождении Рудки, нефтесосны на площадях Кохановка и Судовая Вишня. К породам верхнего мела приурочены залежи газа месторождений Угерско, Бильче-Волиця. В слоях нижнего туртона содержится газ на Малогорожанском месторождении. К отложениям верхнего туртона и сармата приурочен ряд газовых горизонтов. В косовской свите верхнего туртона известно до семи газовых горизонтов (Калуш, Кадобно, Косов и другие месторождения). В отложениях нижнего сармата содержится до 6—11 газовых горизонтов (Опары, Кохановка—Свидница, Рудки, Ходновичи, Угерско, Дашава, Кадобно, Косов, Кавско и др.). Добыча газа из нижнего сармата на месторождении Опары и Угерско составляет значительную часть общей добычи газа Предкарпатья.

Самые крупные месторождения газа находятся в пределах наиболее погруженной Крученичской подзоны (Рудки, Опары, Бильче-Волиця, Угерско) и в западной части Угерско-Косовской подзоны (Дашава). Все месторождения связаны с пологими поднятиями платформенного типа северо-западного простирания.

Миоценовые породы обычно сильно нарушены продольными и диагональными разрывами. Все газовые месторождения многопластовые. Газовые залежи Внешней зоны приурочены к песчаным комплексам, отделенным друг от друга прослоями глин. На месторождениях Свидница, Опары, Малая Горожанка, Дашава, Кадобно, Грышовка и Косов они связаны с песчаниками сармат-туртонского возраста. В Угерско-Косовском районе отложения туртона залегают на породах верхнего мела.

Глинисто-ангидритовый горизонт, залегающий в основании верхнего туртона, отделяет верхнюю продуктивную толщу от песчаной толщи, сложенной песчаниками туртона, мела и пористо-трещиноватыми известняками юры. Крупные по запасам залежи газа в этой толще были обнаружены на площадях Рудки, Угерско, Бильче-Волиця и Медыниччи в погребенных выступях.

На месторождении Рудки коллекторы газа представлены песчаниками крупно сцементированными, средние сцементированными и слабо сцементированными. Основная залежь газа в верхнем туртоне приурочена к верхней половине горизонта IVa. Песчаники мелкозернистые, кварцевые (90—95%); обломочный материал имеет угловато-окатанную и окатанную форму. Цемент породы карбо-

натный, тип порово-базальный; карбонатность 18—20%. Средняя пористость песчаников 17%, проницаемость 29 миллиардари.

Коллекторы газа месторождений Бильче-Волица и Угерско представлены угерскими мелкозернистыми песчаниками (XVI горизонт) с детритусово-известковым и известковым цементом. Они характеризуются хорошей сортированностью обломочного материала, цемент неравномерно-поровый, неравномерно-сгустковый и сгустковый, что связано с его детритусовым составом.

На площади Угерско и в южной части Бильче-Волицкой площади верхняя часть угерской свиты сложена почти исключительно мелкозернистыми кварцевыми песчаниками с детритусово-известковым и известковым цементом.

В северной части площади Бильче-Волица песчаники становятся алевритовыми и содержат глинисто-известковый цемент. На площади Бильче-Волица в направлении с юга на север происходит вначале частичное, а затем полное фаціальное замещение песчаников верхней части свиты глинисто-известковыми алевритами с мергелями.

Мощность верхней части свиты изменяется от 200 до 100 м, уменьшаясь в северном и северо-восточном направлениях. Максимальная мощность верхней части свиты наблюдается в приподнятых участках поднятий Угерско и Бильче-Волица. Мощность песчаной фации осадков верхней пачки колеблется от 200 м (Угерско) до нуля (северная часть Бильче-Волицы, скв. 45). Мощность газонасыщенной части песчаников изменяется от нуля до 100 м. Начальное пластовое давление 102 кгс/см<sup>2</sup>.

Нижняя часть отложений угерской свиты отличается от верхней значительным присутствием среднезернистых песчаников и развитием более равномерных типов известкового цемента, ухудшающих 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 песчаников около 25%, проницаемость их составляет 640 миллиардари. Наблюдается литологическая изменчивость песчаных пород газоносной толщи на площади месторождения, что приводит к различию в коллекторских показателях. В связи с этим на месторождении выделяются три зоны.

Первая зона охватывает площадь Угерско и сложена песчаниками с детритусово-известковым цементом, пористость 20%, проницаемость 1270 миллиардари. Вторая зона занимает южную часть площади Бильче-Волица и сложена песчаниками мелкозернистыми с детритусово-известковым и известковым цементом, пористость 25%, проницаемость 800 миллиардари. Третья зона занимает северную часть площади Бильче-Волица. Здесь развиты песчаники алевритистые, с известковым и глинисто-известковым цементом, пористость 24%, проницаемость 400 миллиардари.

В пределах Восточно-Карпатской нефтеносной провинции (внутренняя зона Предкарпатского прогиба) разрабатываемые месторождения нефти связаны с относительно узкой полосой опрокинутых к северо-востоку глубинных складок, погребенных под крайним надвыглом Карпат. С зоной глубинных складок связано Бориславское месторождение нефти, нефтегазовые месторождения Долина, Битков, Дзвипяч, Рыпие, Нагуевичи, Слобода Небыловская и др. (залежи газа в эоценовых отложениях). Залежи нефти данной зоны связаны с песчаными и песчано-алевроитовыми пластами менилитовых, попельских, быстрицких, манивских и ямненских отложений палеогена. На Долипском и Битковском месторождениях залежи нефти и газа приурочены к песчашкам и алевролитам менилитовой серии олигоценового возраста (2500—3000 м).

Менилитовые отложения Долипского месторождения, представленные флишевой толщей мощностью 600 м, сложены аргиллитами, алевролитами и песчашками. Последние в разрезе имеют подчиненное значение. По геофизическим данным, в менилитовых отложениях выделяются 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, алевроитистые, сильно сцементированные. Цемент глинистый, карбонатный или смешанный. Тип цементации базальный, поровобазальный, поровоконтактный. Алевролиты глинистые, тонко-слоистые. 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-алевроитовых пород колеблется от 2,05 до 2,70 г/см<sup>3</sup>, преобладают значения 2,40—2,60 г/см<sup>3</sup>. 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-алевроитовых пород не превышает 3 миллидарси, в редких случаях достигая 12 миллидарси, обычно проницаемость пород составляет доли миллидарси. Иногда в редких прослоях кливских песчаников, характеризующихся пористостью от 10 до 18%, проницаемость составляет 10—26 миллидарси. Нефтенасыщенность колеблется от 62 до 75%.

Движение флюидов связано главным образом с системой трещин. Раскрытость трещин изучалась в больших плитах В. М. Бортницкой. Во всех литологических разностях развиты слабопроницаемые трещины, заполненные кальцитом, выдержанные по ширине, раскрытость от 0,01 до 0,5 мм. Внутри трещин, заполненных кальцитом, наблюдаются зияющие трещины, заполненные битумом, или открытые трещины.



Дебиты скважин меняются от 7—8 до 200 т/сут, пластовые давления составляют 240—260 кг/см<sup>2</sup>.

В Долинской депрессии нефтеносны 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 всего 2—5%, а проницаемость доли миллиардов. В отдельных незначительных по мощности пропластках песчаников пористость составляет 11—12% и проницаемость 2—3 миллиардов. Трещинная проницаемость пород не превышает 15—20 миллиардов.

Выгодская свита витвицкой серии сложена почти полностью песчаниками, переслаивающимися с глинами. Средняя эффективная мощность песчаников кварцевых, разнозернистых, слабоизвестковистых составляет 8—80 м. Песчаники содержат глинистый и глинисто-карбонатный цементы, 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 по своим коллекторским свойствам близки. Песчаники плотностью 2,2—2,4 г/см<sup>3</sup> и пористостью 12—16% характеризуются проницаемостью от долей миллиардов до 50 миллиардов, наиболее часто встречаются величины 3—5 миллиардов. Разности песчаников плотностью 2,4—2,6 г/см<sup>3</sup> 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, составляющей доли миллиардов. Отдельные песчаные пропластки имеют пористость до 19% и проницаемость 3—5 миллиардов (В. М. Бортницкая, 1963). В этих отложениях также развита трещиноватость подобно породам мешилитовой и попельской серий. Трещинная проницаемость пород обычно не превышает 10 миллиардов.

Газоконденсатная залежь была обнаружена в песчаниках выгодской и манявской свит эоценовых отложений и ямненской серии палеоэоцена складки Глубишной Битковского месторождения. Отложение эоцена Битковского месторождения подобны таковым на Долинском месторождении.

Верхний продуктивный горизонт приурочен к выгодской свите, средний — к верхней пачке манявской свиты и нижний — к песчаникам ямненской серии.

Общая мощность верхнего продуктивного горизонта увеличивается с юго-востока на северо-запад и изменяется от 10 до 158 м. С увеличением общей мощности свиты увеличивается мощность

пластов песчаников, служащих коллекторами газа. Эффективная мощность пород от 5 до 33 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 миллидарси.

В среднем продуктивном горизонте эффективная мощность песчаников увеличивается от крыльев складки к своду и изменяется от 7,8 до 34,2 м. В разрезе горизонта выделено от 6 до 18 пластов продуктивных песчаников. Абсолютная средняя пористость песчаников составляет 8,3%.

В нижнем продуктивном горизонте отмечается увеличение эффективной мощности песчаных коллекторов в юго-восточном направлении. В среднем она составляет 29 м. Количество продуктивных пластов песчаников колеблется от 6 до 17. Абсолютная средняя пористость равна 11%.

Содержание карбонатного цемента (7%) в породах нижнего 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 среднего и нижнего продуктивных горизонтов незначительна. Наличие трещин в породах отражается на проницаемости и дебитах газа и конденсата.

Газоконденсатная залежь характеризуется аномально высоким пластовым давлением, которое выше гидростатического. Избыточное давление составляет примерно 300 кгс/см<sup>2</sup>.

Коллекторы нефти и газа внутренней зоны Предкарпатского прогиба в основном крепко сцементированы и обладают низкой проницаемостью. Песчаники эоценовых отложений, к которым приурочены основные промышленные залежи нефти месторождений Долина, Битков и Борислав, менее сцементированы, более пористы и проницаемы по сравнению с отложениями других стратиграфических горизонтов. Их пористость абсолютная 6—24%, пористость открытая 5—18%, проницаемость 3—200 миллидарси. Средняя величина проницаемости по керну около 20 миллидарси.

По данным П. А. Николаенко (1967), количество остаточной воды в продуктивных породах эоцена рассматриваемых месторождений колеблется от 18 до 40% в зависимости от абсолютной проницаемости пород. Оно резко увеличивается при значениях проницаемости от 5 миллидарси и менее, при значениях выше 20 миллидарси оно изменяется незначительно. В породах Предкарпатья абсолютной проницаемостью более 10 миллидарси количество остаточной воды составляет по Н. А. Николаенко 18—20%.

Изучение характера изменения емкости продуктивных пластов-коллекторов нефтяных месторождений Предкарпатья, проведенное методом потенциалов собственной поляризации, и полученные при этом данные, обработанные методами математической статистики,

показали, что наиболее однородными являются коллекторы быстрицких и выгодских отложений нефтяного месторождения Долина, наименее однородными — менилитовые отложения нефтяных месторождений Долина, Битков, Борислав (Н. Р. Ковальчук, М. М. Иванюта, В. Ф. Малахов, 1967).

Залежи нефти в Предкарпатье отличаются многоэтажностью продуктивных интервалов, значительной неоднородностью и низкими коллекторскими свойствами пород и высокими начальными пластовыми давлениями.

Трещинные коллекторы нефтяных месторождений Карпат изучались рядом исследователей — В. Ф. Линецким, В. Г. Постниковым, Р. С. Копыстьянским, В. М. Бортничкой и др.

Р. С. Копыстьянский (1960) выделяет трещины двух генетических типов — 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 — аккумуляции нефти. Пластовые тектонические трещины представлены микротрещинами, трещинами кливажа, пластовыми сколами. Пористость подобных пород не превышает 1%.

#### ПРЕДКАВКАЗСКО-КРЫМСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Предкавказско-Крымская нефтегазоносная провинция расположена в пределах Скифской плиты. Она включает Степной Крым, северную часть Азовского моря, Предкавказье и Калмыцко-Сальские степи. В соответствии с тектоническими особенностями Скифской плиты и стратиграфическим распределением нефти и газа выделяют несколько нефтегазоносных областей.

Северо-Крымская нефтегазоносная область расположена в пределах платформенной части Крыма (Степной Крым). На севере она ограничена системой разломов, прослеживающихся вдоль северной части Каркинитского залива и Сивашей. На юге граница проходит по северному склону Горного Крыма. К основным структурным элементам Степного Крыма относятся Тарханкутско-Новоселовская зона поднятия, Симферопольский и Новоцарицынский выступы, Алмпилский и Индольский прогибы. Северо-западный склон Тарханкутско-Новоселовской зоны поднятия осложнен локальными структурами, расположенными в виде трех параллельных цепочек субширотного простирания. К ним приурочены газовые и нефтяные месторождения.

На Глебовской, Задорпеской, Карлавской и Оленевской площадях в отложениях палеоцена установлены промышленные залежи газа. На Глебовской площади газоносны породы нижнего мела.

На Джанкойской и Стрелковской площадях залежи газа приурочены к майкопским слоям.

На Карлавском 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 отложениях палеогена. Карстово-кавернозные коллекторы встречены 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.

Трещинная проницаемость, изученная по аншлифам и шлифам, изменяется от 2 до 110 миллидарси, обычно составляя 10—20 миллидарси. 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 миллидарси.

Распространение стилолитов в карбонатных породах разрезов мела и палеогена Тарханкутского полуострова 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. Их развитие в отложениях мела и палеогена рассматриваемого района Крыма играет положительную роль в повышении продуктивности скважин.

В разрезе скв. 4 Краснополянской площади из интервала 1141—1182 м были отобраны и изучены образцы известняковых пород пористостью открытой от 6,9 до 21,7% (средняя 14%), проницаемостью до 0,88 миллидарси.

В разрезе скв. 7 Октябрьской площади из интервала 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 0,85 миллидарси.

Наличие тонких сечений пор и плотный состав пород повлияли на низкую их 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 миллидарси). По данным И. А. Мухаринской, А. А. Лагутина и К. В. Тищенко, газоконденсатная залежь Западно-Октябрьского месторождения приурочена к пачке  $A_1$  нижнего мела (альб), сложенной туфами, туффитами и туфопесчаниками (3000—3500 м). Вторичные процессы

способствовали образованию пустотности. Коллектор по типу порово-трещинный. Пористость 0,4—11%, преобладают значения 4—5%, проницаемость до 8 миллиардари, преобладают значения менее 0,01 миллиардари. Дебиты газа достаточно высокие. Широкое развитие вулканогенных пород подобного типа в Крыму дает основание для поисков в них залежей газа и нефти при соответствующих условиях (покрышки, зоны выклинивания и др.).

В майкопских отложениях открыт ряд месторождений нефти и газа, среди которых наиболее значительными являются Стрелковое и Джанкойское газовые месторождения. Перспективность открытия новых месторождений в этих отложениях в основном связана с акваториями Черного и Азовского морей, где геофизическими работами установлен ряд поднятий в майкопских слоях.

Изучение продуктивных на газ пород майкопских слоев в разрезе Джанкойской площади в интервале глубин 550—724 м, где обнаружено четыре газовых горизонта, проведено лабораторией ВНИИГАЗа. Породы представлены глинами алевроитовыми, содержащими присыпки и прослой алевроитов, алевролитов глинистых. Количество цеолитовых частиц в породах колеблется от 30 до 80%.

Плотность пород изменяется от 1,71 (алевроиты и алевролиты) до 1,98 г/см<sup>3</sup> (глины в разной степени алевроитовые, содержащие прослой алевроитов и алевролитов.) Пористость открытая колеблется от 26,7 (глинистые породы) до 36,0% (алевроитовые породы). Проницаемость колеблется от величин меньше 1 миллиардари (глинистые породы) до 100—500 миллиардари (алевроитовые породы), преобладает проницаемость 30—40 миллиардари.

Мощность майкопских отложений в Крыму в различных тектонических зонах значительно колеблется. Так, на юго-востоке полуострова и в Индольской впадине мощность серии достигает более 4 км, к северу она уменьшается до 1000 м, в Степном Крыму она составляет 700—800 м и уменьшается до нуля в районе предгорий Крымского мегаантиклинория, а также на юго-западе Тарханкутского полуострова. Майкопская толща в основном глинистая и степень развития песчано-алевроитовых пластов в ней связана с той или иной близостью различных зон и территорий к основному источнику сноса обломочного материала — Украинскому кристаллическому щиту и его Приазовскому выступу.

В стратиграфическом отношении песчано-алевроитовые пласты приурочены к верхам и низам верхнекерлеутского горизонта среднего майкопа, к нижнекерлеутскому горизонту и низам остраковидного — верхам верхнепланорбеллового горизонта нижнего майкопа. Наиболее мощные и широко распространенные песчано-алевроитовые пачки верхнего керлеута.

Песчаники и пески в разрезе майкопа развиты в Северо-Восточном, в Восточном Присивашье (Стрелковая, Чонгарская, Индольская, Советская и другие площади), в северной части Крыма (Красно-Перекопская, Балановская площади) и приурочены к верхнекерлеутскому горизонту и к базальной пачке планорбеллового

горизонта. В других горизонтах майкопа они развиты очень мало. В основном песчано-алевритовые пласты сложены алеврититами с различной примесью песчаного и глинистого материала.

Майкопская глинистая толща, по данным А. А. Лагутиша, почти для всего Степного Крыма является нефтегазоупором. Мощность глинистых пород в западной и равнинной части полуострова достигает 700 м, а в юго-восточной части 3000 м. Глинистые породы почти нацело слагают разрезы в западной и большей части Степного Крыма. Однако в северо-восточной и восточной частях Крыма и прилегающих акваториях Азовского моря соотношение песчано-алевритовых и глинистых пород резко меняется. На Стрелковом месторождении некоторые песчано-алевритовые горизонты перекрываются глинистыми пачками мощностью до 7—8 м. В западной части Крыма (Тарханкутский полуостров, Альминская впадина) майкопская толща представлена глинистыми породами нижнего и среднего майкопа. В пределах северной и восточной частей Крыма отмечается некоторое увеличение песчано-алевритового материала в глинах, в ряде случаев до 30—40%.

Сведения о коллекторских свойствах пород рассматриваемой территории приведены в работах Б. Ю. Вендельштейна, В. А. Гордиевича, Б. Е. Гуревича, В. Н. Дахнова, Н. Я. Зайковского, Д. Е. Коваленко, Д. В. Кутовой, А. А. Лещинского, Е. С. Рожен, И. П. Сафарова, С. П. Фединой, В. Д. Фролова, А. А. Хапиша, Э. Б. Чекалюка, Н. И. Черняк и др.

Г. В. Чернявский (1968 г.) пришел к следующим выводам. Песчаники и алевриты верхней юры имеют пористость 4,5—27%, проницаемость от 1 до 2180 миллидарси, карбонатность от 4 до 34% и могут быть отнесены ко II—V классам коллекторов.

Перспективный базальный горизонт нижнего мела содержит продуктивные пласты в Западном Предкавказье и может рассматриваться как один из основных перспективных горизонтов на территории Крыма и Азовского моря. Он сложен песчаниками, алеврититами, туфами и туффитами. Коллекторские свойства нижнемелового горизонта в Крыму изучены недостаточно и очень неравномерно по площади. Коллекторы относятся главным образом к гранулярному типу и характеризуются изменениями проницаемости от низкой до средней (1—80 миллидарси) и колебаниями смкости от 5 до 20%. Низкая проницаемость обусловлена значительным развитием глинистого цемента. Трещиноватость пород создает дополнительные условия для миграции и аккумуляции углеводородов. Она развита по площади неравномерно. На отдельных участках трещиноватость проявляется настолько сильно, что обуславливает смешанный тип коллектора (Октябрьская площадь). Породы относятся к IV и V классам коллекторов.

Продуктивный горизонт палеоцена представлен органогенно-детритусовыми известняками и мергелями, которые широко развиты в Каркинитской впадине и являются здесь продуктивными. Плотность известняков изменяется от 1,8 до 2,6 г/см<sup>3</sup>, пористость ко-

леблется в пределах 2—30%. Известняки обладают межгранулярной порпцаемостью и сильной трещиноватостью. Породы-коллекторы относятся к смешанному (трещишно-поровому) типу с низкой и средней порпцаемостью и емкостью (V—III классы).

Перспективный горизонт эоцена развит на северо-востоке Крыма (Стрелковая, Медведовская площади) и представлен пачкой песчаников мощностью до 50 м. Порпцаемость песчаников достигает 240 миллиарди, пористость колеблется от 6 до 32%. Цемент карбонатный. По типу коллектора они могут быть отнесены к III классу.

К песчаным пластам среднего майкопа приурочены залежи нефти и газа на Керченском полуострове, а спесчано-алевролитовыми горизонтами верхнего майкопа связаны газовые залежи в Степном Крыму. Коллекторские свойства песчаных и алевролитовых пород изучены еще недостаточно хорошо. Эти породы могут быть отнесены к IV и V классам коллекторов.

Полоса газопроявлений располагается вдоль западного побережья Азовского моря от г. Бердянска на северо-востоке до г. Геническа на юго-западе, продолжаясь к Сивашу. Этот газопосный район по своему тектоническому положению и геологическому строению близок к Крымской и Азово-Кубанской нефтегазопосным областям. В связи с этим он рассматривается нами как периферическая часть (северный борт Причерноморской впадины) Крымской нефтегазопосной области.

Метановые газопроявления в Северо-Западном Приазовье в основном приурочены к сарматским и киммерийским отложениям, которые были вскрыты рядом скважин (А. А. Ханин, 1965). Бурение скважин в с. Степановка и с. Чкалово позволило обнаружить газопроявления и признаки нефтепосности, приуроченные к осадкам олигоцена, эоцена и мела.

В районе Ростова обнаружено небольшое газовое месторождение Сняженское. В нем газ приурочен к алевролитовым и алевролитовым породам эоцена; пористость пород колеблется от 20 до 30% и порпцаемость от долей миллиарди до 200—250 миллиарди.

Наиболее полно газовые горизонты в Северо-Западном Приазовье были исследованы А. А. Ханиным на территории бассейна р. Домузлы и ее устьевои части (лиман Тубальский). Здесь обнаружены четыре газовых горизонта, которые приурочены к следующим литолого-стратиграфическим комплексам.

Первый газопосный горизонт залегает в основании и в нижних частях киммерийских отложений. Газовмещающими породами первого газопосного горизонта являются различной плотности железистые песчаники мощностью от 2 до 15 м и алевроиты, залегающие над этими песчаниками, перекрытые пачкой серовато-зеленоватых глин.

Киммерийские отложения, развитые в указанном районе, непосредственно подстилаются породами сарматского возраста. В верхней части сарматских отложений прослеживается пласт водоносных

песков, который к низу обогащается прослойками глин и постепенно переходит в газоносные пачки. К ним приурочены второй, третий и четвертый газоносные горизонты.

Второй газоносный горизонт, имеющий мощность от 8 до 17 м, представлен черными глинами, пронизанными тонкими миллиметровыми прослойками пылеватого мелкозернистого пепельно-серого песка. К средней и нижней частям пачки черных глин приурочены песчаные линзы мощностью 1—2 м, которые содержат скопления газа. Второй горизонт отделяется от третьего слоем водоносных алевроитов. Мощность водоносных пород колеблется от 0,5 до 5,5 м.

Третий газоносный горизонт мощностью 5 м также представлен глинами, содержащими тонкие прослои, включения и присыпки мелкозернистого газоносного песка. Третий и четвертый газоносные горизонты разделены пачкой глин мощностью от 8 до 10 м.

Четвертый горизонт имеет мощность от 1,5 до 6 м. Он характеризуется тонким переслаиванием глин с газоносными песками и алевроитами. К низу наблюдается постепенное увеличение содержания глинистых прослоев. Сарматские отложения заканчиваются базальной пачкой черных глин мощностью до 10 м, которые подстилаются породами второго средиземноморского яруса.

Газовмещающие породы представлены мелкозернистыми песками и алевроитами, залегающими в толще сарматских глин в виде тонких прослоев, присыпок, линз весьма небольшой мощности, от долей миллиметра до 1—2 мм. Обычно эти прослои мелкозернистых песков и алевроитов отделены друг от друга тонкой глинистой перегородкой и по существу представляют собой огромное количество микролинз, прослоев и линзочек песка и алевроита в толще черных высокодисперсных сарматских глин.

Значительное содержание в поглощающем комплексе черных сарматских глин натрия и высокая дисперсность пород (до 40% частиц диаметром менее 0,0002 мм) объясняют высокую набухаемость этих глин — 700%. Этим обстоятельством можно объяснить высокую естественную влажность черных сарматских глин (до 93% от объема пор). Плотность глинистых пород колеблется от 1,45 до 1,78 г/см<sup>3</sup>, пористость от 34 до 47%.

Газоносные породы представлены песками мелкозернистыми и алевроитами. Плотность песков и алевроитов колеблется от 1,85 до 1,73 г/см<sup>3</sup>, пористость от 37 до 40%. Содержание остаточной воды (средние данные) 21%. Эффективная пористость газоносных сарматских песков 23,5%.

Киммерийские железистые песчаники в зависимости от цементации и уплотнения характеризуются различной проницаемостью, от долей миллиарда до 2000 миллиарда и выше. Для сарматских песчаных коллекторов газа, в силу их локального распределения среди черных глин, характерна невысокая проницаемость, от долей миллиарда до нескольких десятков миллиарда.

Изучение газоносных пород показало, что скопления газа в черных сарматских глинах приурочены к участкам повышенного



содержания в породе песчаных прослоек и микролиз. 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 осадках обусловлены локальными изменениями пористости и проницаемости коллекторов, а также линзообразными скоплениями пористого кластического материала в основании несогласно залегающих серовато-зеленоватых глин и базального железистого песчаника. Кроме того, они приурочены к трещиноватым участкам базальных железистых песчаников, характеризующихся повышенной проницаемостью.

Продуктивные горизонты терригенной части сарматских отложений представляют собой толщу, состоящую в основном из черной и темно-серой сланцеватой глины, с прослойками очень тонкого пеллоидного песка мощностью до нескольких миллиметров.

Структура порового пространства сарматских коллекторов газа неоднородная. В шлифах заметны микровключения топкозернистого кварцевого песка, часто носящие характер микролиз и отделенные друг от друга тонкими чешуйками глины. Дебиты газа из пород сармата в Северо-Западном Приазовье незначительные.

Таким образом, в Северо-Западном Приазовье газовые залежи литологического типа распространены в базальной толще песчаников кварцевых, грубозернистых, с железистым цементом, относящихся к киммерийскому ярусу плиоцена, а также в песках мелкозернистых и алевритах кварцевого состава, залегающих в виде микролиз среди черных нижне- и среднесарматских глин миоцена.

Породы-коллекторы по условиям происхождения относятся к лиманским и озерно-лиманным и характеризуются преимущественно развитием IV и V классов. Коэффициент газонасыщенности пород-коллекторов сарматского возраста, благодаря глинистому цементу монтмориллонитового состава, составляет 0,63—0,68. В породах-коллекторах киммерийского яруса он характеризуется значениями от 0,40 до 0,82.

В пределах Азово-Кубанской нефтегазопослойной области выделяют Ейско-Березанский, Кропоткинский, Кущевский и Усть-Лабинский районы.

В пределах платформы выделяются крупные структурные зоны второго порядка в виде валов и выступов, осложненных структурами третьего порядка — куполами, брахиантиклинальными складками. К таким структурным зонам относятся Ейско-Березанский, Каллиболотский, Сальский и Северо-Ставропольский валы. Часть Скифской платформы, входящая в пределы Краснодарского края, расчленяется на два крупных района: западный Ейско-Березанский и восточный Кропоткинский.

Ейско-Березанский район в геоструктурном отношении представляет собой вал, осложненный рядом антиклинальных зон общекавказского простирания, разделенных синклиналиями. В качестве тектонических элементов второго порядка в данном районе выде-

ляются три антиклинальные зоны субширотного простирания: Каневско-Березанская, Ясенско-Ленинградская и Староминско-Павловская.

К Каневско-Березанскому валу, имеющему протяженность свыше 200 км и состоящему из брахиантиклинальных и куполовидных структур субплатформенного типа с одним и несколькими сводами, приурочен ряд газоконденсатных месторождений, которые обнаружены также и в других антиклинальных зонах Ейско-Березанского района (Кушевское, Староминское, Ленинградское, Каневское, Челбасское, Березанское, Крыловское, Сердюковское, Екатерининское, Новомихайловское и др.).

Промышленная газоконденсатность залежей Ейско-Березанского района повсеместно связана с развитием песчано-алевролитовых пород-коллекторов нижнесреднеальбского возраста нижнего мела (Сердюковская, Березанская площади). На отдельных площадях докрана также продуктивность песчано-алевролитовых отложений неоканьонского возраста (Ленинградская, Староминская, Кушевская и др.). Промышленные скопления газа пластового сводового типа обнаружены в песчаниках среднего эоцена (Каневская площадь). 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 залежей, за исключением Каневского месторождения, в котором известна также газовая залежь в верхнем эоцене (1250—1285 м). На Каневском месторождении нефть в виде оторочки (до 5 м мощности) окаймляет нижнемеловую газовую залежь с глубины 1700 м в пределах восточной периклинали. Средний оптимальный дебит газа по нижнемеловому горизонту превышает 400—500 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Из газа выпадает конденсат.

Альбский горизонт, регионально газосный в Ейско-Березанском районе, представляет собой единую гидродинамическую систему в пределах Каневско-Березанского вала, с областью питания в районе выходов альба на поверхность в предгорной юго-восточной части Северо-Западного Кавказа.

Наиболее крупным газоконденсатным месторождением является Ленинградское. Для продуктивного разреза (залегает в среднем на глубине 2060 м) характерно изменение в мощности отдельных песчаных и алевролитовых прослоев, а также значительные колебания в величинах коллекторских показателей.

Нижнемеловые отложения расчленяются (В. Г. Хельквист, 1964) на шесть пачек, из них три нижних слагают продуктивный горизонт (VI — переслановые песчаники, алевролиты и глины, V — песчаниковая, IV — алевролитовая) и три верхних надпро-

дуктивных (нижняя III — глинистая, средняя II — переслаивания алевролитов и глин, верхняя I — глинистая).

В сводовых частях поднятий Каневском и Челбасском наблюдается выклинивание нижних двух продуктивных пачек. Мощность продуктивной толщи меняется в зависимости от структурных условий. Так, на Каневском месторождении на своде она равна 5 м и на погружении 75 м.

Для отложений, слагающих VI пачку, характерно большое количество органики растительного происхождения вплоть до угольных прослоев мощностью 1—4 см.

Хорошая дифференциация разреза нижнего мела по каротажу способствовала выделению проницаемых прослоев, подсчету суммарной мощности пород-коллекторов. Породы-коллекторы основных продуктивных пачек VI и V представлены главным образом песчаниками среднезернистыми, сложенными плохо отсортированными и окатанными минеральными зернами, преимущественно полевошпатово-кварцевого состава. Зерна кварца преимущественно трехгранчатые, давленные, регенерированные.

Цемент породы гипсовый (3—10%), ангидритовый, неравномерно поровый, встречается регенерационный кварцевый и кальцитовый цемент. Коллекторские свойства песчаных пород довольно высокие. Так, проницаемость колеблется от сотен до 9 тысяч миллидарси, пористость открытая от 20 до 30%. Мощность прослоев коллекторов варьирует от 10 см до нескольких метров. Породы, слагающие нижнюю часть продуктивного разреза, характеризуются наилучшими коллекторскими свойствами (табл. 23).

Средняя песчаниковая пачка V в своем развитии более устойчива как по литологическому составу, так и по распространению по площади, являясь основным коллектором газа на Ленинградском месторождении. Проницаемость этих пород превышает 1 дарсн, пористость открытая 23—29% и эффективная 17—25%. Общая мощность V пачки колеблется на Ленинградской площади от 21 до 69 м. Наименьшая мощность VI пачки в присводовой части структуры (28—40 м), на крыльях она возрастает до 100 м и более.

Реже коллекторами являются прослой алевролитов. Как правило, большинство алевролитов содержит значительное количество цементирующих веществ (от 15 до 30% и больше), что находит отражение в сравнительно высоких значениях плотности, низких величинах пористости и проницаемости (меньше 1 миллидарси). Отдельные разности алевролитов, с небольшим содержанием цементирующих веществ, характеризуются проницаемостью, не превышающей 100 миллидарси.

Высокая проницаемость мелко-среднезернистых и крупно-среднезернистых песчаников связана с особенностями поровой структуры. Доминирующие поры имеют диаметр 50—100 мк и более. Количество пор с диаметрами более 50 мк составляет на Ленинградском месторождении 13% и с диаметрами пор более 100 мк на Сердюковском месторождении 22% (рис. 20, 21). На Ленинградском месторождении

Характеристика пород-коллекторов нижнего мела Ленинградского газоконденсатного месторождения

Пачка	Порода	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость открытая, %	Пористость эффеcтивная, %	Проница- емость, миллидарси	Класс коллек- тора	Содержа- ние пород в разрезе пачки, %
Алевролитовая (IV)	Алевролиты глинистые, глины алеvритовые	2,34—2,57	7,5—14	—	<1	VI	10—80
	Песчаники мелкозернистые	—	—	—	—	IV, V	7—78
	Гравелиты и грубозернистые песчаники	2,41—2,79	1,6—8,7	—	<1	VI	5—20
	Алевролиты песчано-глини- стые	2,34—2,38	12—18	—	До 10	V, VI	5—10
	Алевролиты сильно пвeсткo- вистые	2,52—2,64	5—7	—	<1	VI	0—5
Песчаниковая (V)	Песчаники мелко-среднезер- нистые	1,88—2,04	23,5—29,0	17,0—25,0	250—5400	I, II	40—60
	Песчаники мелкозернистые	2,02—2,31	12,8—24,0	До 15	До 114	IV, V	10—30
	Песчаники пвeсткoвистые	2,50—2,62	2—6	—	<1	VI	0—5
	Алевролиты глинистые, глины алеvритовые	2,23—2,49	6,4—16,8	—	<1	VI	10—40
Пересланванне песчаников, алеvролитов и глины (VI)	Песчаники среднезернистые	1,91—2,09	21—26	18—23	600—9000	I, II	10—50
	Песчаники разпозернистые	2,30—2,62	6—12,5	—	До 11	V	5—20
	Алевролиты глинистые и гли- ны алеvритовые	2,37—2,55	5,6—10,7	—	<1	VI	30—70

преимущественное обводнение месторождения и эксплуатационных скважин произошло по пластам-коллекторам II пачки в силу усиленного дренирования пород этой пачки, обладающей наилучшими коллекторскими свойствами.

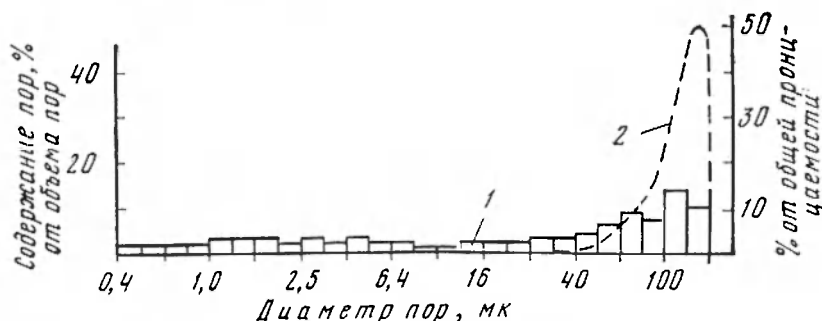


Рис. 20. Распределение пор в песчанике разномзернистом газоносном Сердюковском месторождении и долевое участие пор в проницаемости (скв. 27, интервал 2757—2764 м, проницаемость 5200 миллиарди).

1 — распределение пор; 2 — долевое участие пор в проницаемости.

Березанское и Сердюковское месторождения выявлены в основном детальными сейсмическими исследованиями и бурением разведочных скважин в 1957—1959 гг. Газовые залежи рассматриваемых месторождений приурочены к коллекторам нижнемелового горизонта, залегающего на глубинах 2560—2790 м.

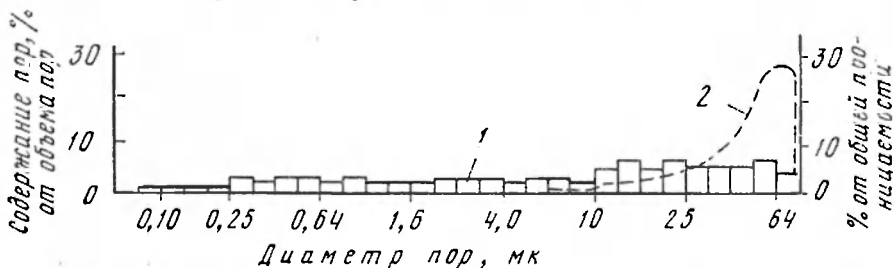


Рис. 21. Распределение пор в песчанике крупнозернистом газоносном Ленинградском месторождении и долевое участие их в проницаемости (скв. 9, интервал 2180—2186 м, пористость 24%, плотность 2,01 г/см<sup>3</sup>, проницаемость 3100 миллиарди).

Условные обозначения см. на рис. 20.

В разрезе нижнемелового горизонта на основании детальной стратиграфической и литологической корреляции В. И. Соломахиным и др. (1969) на Березанском месторождении выделены четыре пачки песчано-алевролитовых пластов-коллекторов. На Сердюковском месторождении распространены только первые три пачки. Пачки в пределах рассматриваемых месторождений дополнительно расчленены на укрупненные пласты и отдельные пласты.

Пачки, а в ряде случаев и укрупненные пласты разделены между собой сравнительно выдержанными глинистыми и плотными алевролитовыми породами мощностью 2—8 м, а в отдельных случаях до 20—25 м. Наличие выдержанных разделов дало основание предположить гидродинамическую разобщенность пачек и пластов в процессе разработки залежей, что подтвердилось анализом материалов эксплуатации и данными электро моделирования. Площади распространения коллекторов отдельных пачек имеют самые прихотливые очертания вследствие выклинивания и литолого-фациального замещения их непроницаемыми глинистыми породами. Благодаря этому залежи отдельных пачек оказались ограниченными пластовыми водами не со всех сторон.

Большую площадь распространения коллекторов на Березанском месторождении имеют залежи III и IV пачек, меньшую — залежь I пачки. На Сердюковском месторождении площадь залежи II и I пачек больше, чем III пачки. Специфические условия формирования газовых залежей на Березанском и Сердюковском месторождениях определили различное расположение начальных контактов газ—вода по некоторым из выделенных продуктивных пачек.

Автором установлено, что на Сердюковском месторождении поверхность газовой контакта в I пачке на 16 м выше поверхности раздела газ—вода во II и III пачках.

На Березанском месторождении на фоне выявленного регионального наклона контакта газ—вода с юга на север, составляющего 14 м, наблюдается различие в положении поверхности начального газовой контакта по разным участкам IV пачки 50—80 м. Это обусловлено существованием структурно-литологических карманов, представляющих собой зоны фациального замещения коллекторов на склонах структуры и имеющих в плане заливообразную форму, открытую к своду. Минерализованные воды в коллекторах карманов являются пластовыми водами, не вытесненными газом в процессе формирования залежи. Вследствие небольшого объема пластовых вод, заключенных в структурно-литологических карманах, они не оказывают существенного влияния на разработку залежи (В. И. Соломахин и др., 1969).

В начале нижнемиоценового времени большая часть территории Ейско-Березанского района представляла из себя обширную заболоченную низменность, среди которой возвышались отдельные массивы, служащие наряду с основной сушей, расположенной на северо-западе района, источниками сноса терригенного материала. Накопившиеся в этот отрезок времени (песком — апт?) отложения VI пачки мела выражены неравномерным переслаиванием различных по мощности песчаных пластов с обогащенными органикой глинисто-алевролитовыми осадками.

Песчаники характеризуются кварцево-полвошпатовым составом, слабой окатанностью и отсортированностью зерен по размеру, присутствием гравия и гальки. Неоднородный фациальный состав отложений дает указание на частую смену условий осадконакопления.

Темный цвет глин, обилие в породах органики растительного происхождения, наличие сульфидов в виде мелкокристаллического пирита и псевдоморфоз этого минерала по многочисленным растительным остаткам говорят о формировании осадков в условиях недостаточного доступа кислорода.

В период времени, соответствующий отложению V пачки (начало альба), произошло общее погружение территории, что привело к трансгрессии морского бассейна. Море постепенно трансгрессировало с юга на север, захватывая все более повышенные участки Ейско-Березанского района. Накопление песчано-алевритовых осадков происходило на различных стратиграфических уровнях от раннего до позднего альба. Среди обломочных осадков в это время преимущественно отлагались мелко- и среднезернистые пески. В меньшей степени происходило накопление алевритовых и глинистых осадков.

Обстановка, которая существовала в начале альба, была промежуточной между пресноводной и морской, на что указывает присутствие в осадках углистых прослоев и глауконита. Прогибание дна бассейна было равномерным, о чем свидетельствует относительно постепенное изменение мощности пород.

Время отложения пород V пачки характеризовалось благоприятными условиями для повсеместного формирования песчаных коллекторов. Главным источником сноса кластического материала продолжала оставаться суша, расположенная на севере региона, откуда поступал в основном песчаный материал полевошпатово-кварцевого состава, разносимый течениями по всей территории Ейско-Березанского района.

Во время отложения IV пачки (середина альба) продолжающееся прогибание земной коры вызвало расширение морской трансгрессии, благодаря которой морские условия наступили на всей территории Ейско-Березанского района. О развитии сильных, но кратковременных течений говорит присутствие в разрезе IV пачки прослоев грубозернистых песчаников и гравелитов.

Во время отложения III, II и I пачек (верхний альб) происходило медленное и равномерное углубление морского бассейна. В этот отрезок времени формировались в основном глинистые и глинисто-алевритовые осадки.

По характеру и интенсивности вторичных преобразований песчано-алевритовых пород по разрезу нижнего мела в пределах Западного Предкавказья П. С. Жабрева (1970) выделяет четыре зоны. I зона (глубина залегания пород до 1500 м) характеризуется мало измененным первичным материалом цемента; II зона (до 2000 м) характеризуется появлением хлорита в составе глинистого цемента; в III зоне (до 3000 м) развит карбонатно-глинистый цемент в составе песчано-алевритовых пород и в IV зоне (глубже 3000 м) развит кремнисто-глинистый цемент, влияющий на изменение структуры пород.

III зона имеет наибольшее развитие как по разрезу, так и по

площади Западного Предкавказья. Стратиграфически она охватывает низы I горизонта (2430—2655 м) и III горизонт (2645—2870 м) на Майкопской площади. Для данного интервала разреза характерна более интенсивная степень эпигенетического преобразования в составе цемента пород, чем в I и II зонах. Эпигенетическое преобразование первичного состава цемента в песчаниках этой зоны обусловило, с одной стороны, ухудшение коллекторских свойств за счет уплотнения, замещения и частичной раскристаллизации состава цемента, с другой, улучшение коллекторских свойств вследствие децементации терригенных пород. Наиболее существенное влияние имел процесс замещения, в результате которого по глинистому материалу цемента и первичным порам развивались вторичный кальцит, сидерит или доломит. Нередко на Ленинградской и Староминской площадях отмечается совместное присутствие всех перечисленных карбонатов. Зависимость пористости от содержания глинистого материала в цементе представляется следующим образом: при содержании цемента до 10% пористость обычно выше 20%; при 10—20% цемента пористость снижается до 15% и в случае 20% цемента пористость редко превышает 10% (П. С. Жабрева, 1970).

Наиболее резко сокращается пористость песчано-алеуритовых пород, залегающих на глубинах свыше 3500 м, и особенно резко (до 5—8%) в интервалах глубин 4000—4400 м. Благоприятные фациальные условия для накопления отложений, послуживших в дальнейшем породами-коллекторами газа, существовали в ранневаллажинское, позднеготеривское, аптское и раннеальбское время. П. С. Жабрева рекомендует следующие первоочередные участки для проведения поисково-разведочных работ:

- 1) по готеривскому ярусу — восточное окончание Западно-Кубанского прогиба в междуречье Пшеха и Псекупс, где ожидается развитие пород-коллекторов проницаемостью 10—100 миллиардов;

- 2) по аптскому ярусу — южная часть Западно-Кубанского прогиба (севернее площадей Генеральская, Северо-Кутаисская), где наблюдается развитие песчаных литофаций. Здесь возможны коллекторы проницаемостью 10—30 миллиардов;

- 3) по альбскому ярусу — восточный борт Восточно-Кубанского прогиба, где ожидаются коллекторы проницаемостью до 100 миллиардов.

Анализ изменчивости коллекторских свойств продуктивных пород, развитых в северной части Краснодарского края, показывает, что коллекторы более высоких классов (I и II) располагаются в северной части рассматриваемой территории в районе Ленинградского и Староминского месторождений, где наблюдаются наибольшие мощности альбских отложений.

Лучшими коллекторскими свойствами обладают продуктивные породы Ленинградского, Староминского и Березанского месторождений (в основном коллекторы I и II классов). Высокие значения проницаемости этих пород обусловлены преобладанием в составе



обломочной части среднезернистых песчаных фракций, незначительным содержанием цемента и слабым уплотнением обломочных зерен.

На Каневском и Челбасском месторождениях наблюдается ухудшение коллекторских свойств продуктивных пород (преобладают коллекторы III и IV классов), что связано с более тонким составом их обломочной части: уменьшением диаметра песчаных зерен, возрастанием в породе пелитовой и мелкоалевритовой фракций. Кроме того, для этой полосы характерно сокращение суммарной мощности коллекторов.

Таким образом, продуктивные горизонты группы газоконденсатных месторождений приурочены к неоком-альбским породам нижнего мела. Рассмотрение значительной части этих месторождений (Березанского, Сердюковского, Челбасского, Каневского, Староминского, Ленинградского, Кушевского 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-лиманным и морским прибрежным. Они развиты не везде. В сводовых частях поднятий Каневского и Челбасского наблюдается выклинивание нижних двух продуктивных пачек.

В нижней части продуктивного горизонта породы-коллекторы представлены в основном песчаниками среднезернистыми, сложенными плохо сортированными и окатанными минеральными зернами, преимущественно полевошпатово-кварцевого состава. Цемент пород гипсовый, ангидритовый, неравномерно поровый, встречается регенерационный кварцевый и кальцитовый цемент. Коллекторские свойства песчаниковых пород высокие. Так, проницаемость колеблется от сотен до 9 тыс. миллидарси, что объясняется наличием крупных доминирующих пор диаметром до 100 мк и выше (рис. 20). Породы, слогающие нижнюю часть продуктивного разреза, характеризуются наилучшими коллекторскими свойствами, с преимущественным развитием коллекторов 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 алевритов содержит значительное количество цементирующих веществ (от 15 до 30% и больше), что отражается на сравнительно низких значениях пористости и проницаемости. Коллекторы высоких классов развиты на месторождениях Ленинградском, Староминском, Березанском и Сердюковском (В. Г. Хельвист, 1964). Благоприятное сочетание градулометрических фракций, небольшое содержание цементирующих веществ и слабая окатанность обломочных зерен содействовали образованию крупных пор в породе, что в свою очередь отразилось на проницаемости, достигающей нескольких дарси.

В Усть-Лабинском нефтегазоносном районе открыты газоконденсатные месторождения: Усть-Лабинское, Двубратское, Ладожское и Некрасовское, связанные с отдельными локальными поднятиями и приуроченные к отложениям апта—альба. В альбских отложениях Тихорецко-Кропоткинского района открыты газоконденсатные месторождения Митрофановское, Ловленинское, Кавказское и Соколовское. Небольшие газоконденсатные месторождения, приуроченные к альбским отложениям, обнаружены в Армавирском районе: Армавирское, Южно-Советское, Бесскорбненское.

На Некрасовском газоконденсатном месторождении (запасы до 30 млрд. м<sup>3</sup>) четыре продуктивные пачки, залегающие на глубине 3350—3500 м (апт, баррем), разделены невидержанными по мощности прослоями глин. Мощности отдельных пластов-песчаников колеблются от 1 до 20 м. Пористость в среднем составляет 15%, проницаемость колеблется от единиц до 700 миллидарси. Начальное пластовое давление в залежи 350 кгс/см<sup>2</sup>, пластовая температура 144° С. Небольшая по запасам залежь газа (около 2 млрд. м<sup>3</sup>) обнаружена на Ладожской площади. Она приурочена к пескам, рыхлым песчаникам и алевролитам нижнего и среднего сармата (глубина 850—960 м) пористостью 25—31% и проницаемостью 160—2600 миллидарси.

Также небольшие залежи газа (суммарно около 10 млрд. м<sup>3</sup>) обнаружены в песчано-алевритовых породах нижнего мела (апт) и верхней юры (келловей) в разрезе Южно-Советской площади (глубина 930—3100 м). В разрезах апта выделяют до трех песчаных пачек с эффективными мощностями 9—27 м, пористостью 7—12% и проницаемостью 180—370 миллидарси. Первые две пачки объединены в I эксплуатационный объект и третья пачка — во II эксплуатационный объект.

На южном и северном крыльях складки в келловее вскрыта меньшая по объему залежь. Эффективная мощность песчаников составляет около 20 м, пористость 14—16%, проницаемость 20—150 миллидарси. В этом районе в меловых и юрских песчаных отложениях вскрыты весьма небольшие залежи газа на площадях Двубратской, Армавирской, Советской, Бесскорбненской, Соколовской, Митрофановской. Коллекторы газа характеризуются пористостью 10—15% и проницаемостью до 100 миллидарси.

Залежь газа и нефти в юрских, меловых, палеоценовых и эоценовых отложениях Армавирского района, по П. К. Ляховичу (1965), сформировались за счет единого источника углеводородов, которым являются аргиллиты триаса, нижней и средней юры, приуроченные к верхнему этажу складчатого основания и являющиеся главной генерирующей толщей.

При формировании залежей газа и нефти роль региональных нефтеупоров выполняли галогенная и пестроцветная толщи верхней юры, глинистая толща альба, глинистая толща нижнего и среднего эоцена и глинистая толща майкопа.

Формирование залежей газа и нефти в отложениях мела, палеоцена и эоцена происходило за счет миграции углеводородов из юрских

и триасовых отложений. Условия для этого существовали за пределами площади распространения галогенной и пестроцветной толщ титона.

Адыгейская нефтегазопосная область приурочена к Адыгейскому выступу. Она характеризуется промышленной газопефтеносностью терригенных отложений нижнего мела, верхней и средней юры и отчасти карбонатной толщи верхней юры и терригенно-карбонатных отложений триаса. К Адыгейской области относятся Майкопский, Баракаевский и Ширвано-Безводненский районы. Майкопское месторождение самое крупное.

На Баракаевском месторождении известно несколько малодебитных литологических залежей нефти и газа, приуроченных к песчаникам средней юры и келловей. Баракаевская складка расположена юго-восточнее г. Майкона, в междуречье Малая Лаба—Белая. Баракаевское месторождение нефти и газа является многопластовым. Залежи приурочены к средне-верхнеюрским отложениям.

К нижней части байоса приурочен IV газоносный горизонт. Он сложен песчаниками полевошпатово-биотитовыми, с меняющейся пористостью и проницаемостью.

Залежь III горизонта (песчаные пачки А, Б, В) литологически ограниченная. Нефть и газ приурочены к линзовидным песчаникам байосского возраста. Максимальный дебит газа в скв. 6-р составил 177 тыс. м<sup>3</sup>/сут при диаметре штуцера 12,7 мм. Притоки нефти оказались незначительными. Средняя глубина залегания горизонта 1230—1400 м.

Залежь II горизонта (нижний келловей) основная (с 1200 м). Пласт сложен песчаниками кварцевыми, средне- и крупнозернистыми, часто гравелистыми. В южном направлении песчаники как в пределах месторождения, так и к западу от него уменьшаются в мощности и полностью выклиниваются. Начальные дебиты нефти составляют от 30 до 58 т/сут при 4-мм штуцере.

В Ширвано-Безводненском районе в пределах узкой полосы субширотного направления выделяются участки: Ширванский, Безводненский, Дагестанский и Краснодагестанский, к которым приурочены небольшие по объему залежи газа и нефти. В результате размыва меловых отложений песчано-алевритовые горизонты верхней части нижнего мела запечатаны поверхностью размыва. Нижнемеловые (баррем, готерив) продуктивные горизонты (1200—2500 м) представлены чередованием песков, песчаников и глин. Продуктивные горизонты I—III образуют в плане заливы различной формы. Коллекторы этих горизонтов — пески, песчаники выклиниваются в южном направлении. Эффективная мощность 2—10 м. Пористость пород-коллекторов 19—25%, проницаемость 20—780 миллидарси.

На Майкопском газоконденсатном месторождении промышленные запасы газа с конденсатом установлены в нижнемеловых отложениях, где зафиксировано пять продуктивных горизонтов I, Ia, II, IIa и III, залегающих на глубинах свыше 2500 м (Н. С. Ратушняк, 1968).

Породы фундамента вскрыты на глубине 3700 м. Они представлены гранитоидами и метаморфическими сланцами. Выше залегают триасовые карбонатные трещиноватые породы, серия переслаивания глинистых и песчаных пород юры, перекрываемая отложениями мела. К отложениям верхнего апта нижнего мела приурочены III, IIa и II газоносные продуктивные горизонты. В нижней части альбских отложений выделено два газоносных продуктивных горизонта I и Ia.

Размеры Майкопской складки по кровле основного по запасам III продуктивного горизонта  $11,3 \times 4,4$  км, амплитуда до 157 м. Складка асимметричного строения. На северном крыле углы падения  $4^\circ$ , в центральной части южного крыла  $7^\circ$  и на западной периклинали более  $9^\circ$ .

Продуктивные на газ горизонты отделены друг от друга глинистыми разделами различной мощности. Между III и IIa горизонтами глинистый раздел составляет 17—19 м, между III и II — до 50—60 м, между IIa и II — от 15 до 33 м, между II и Ia — 65 м между Ia и I — от 5 до 24 м. В разрезах продуктивных горизонтов преобладают пласты-коллекторы мощностью свыше 1 м. Наибольшая мощность достигает 15—16 м. Суммарная средневзвешенная мощность газонасыщенных пластов составляет для горизонтов I, Ia, II, IIa и III соответственно 7,8, 6,9, 28,4, 3,45 и 44,2 м.

Породами-коллекторами I и Ia продуктивных горизонтов являются кварцевые песчаники мелкозернистые и алевролиты с различным содержанием глинистых частиц. Пористость пород колеблется в интервале 14—20%, составляя в среднем 17,3%. Проницаемость варьирует от 2 до 4500 миллидарси. Средняя величина проницаемости по данным испытания небольшого количества скважин 20 миллидарси. Коэффициент газонасыщения изменяется в пределах 0,55—0,83, в среднем составляя 0,727.

Породами-коллекторами II продуктивного горизонта являются песчаники среднезернистые и алевролиты кварцевые. Обломочная часть песчано-алевритовых пород хорошо отсортирована. Пористость открытая составляет 13—18%, в среднем 17%. Проницаемость по керну 2—800 миллидарси, по данным испытания скважин 40—160 миллидарси и в среднем по горизонту 70 миллидарси. По площади наблюдается улучшение коллекторских свойств с юга на север.

Коллекторы IIa горизонта представлены песчаниками мелко- и среднезернистыми, слабоизвестковистыми, кварцевыми, иногда глинистыми, с линзовидными включениями алевролитов. Обломочный материал пород хорошо отсортирован. Цементирующими материалами служат каолинит и карбонат кальция. Тип цементации поровый. Проницаемость по данным исследования скважин колеблется от 12 до 60 миллидарси.

Породы-коллекторы III продуктивного горизонта также представлены кварцевыми песчаниками и алевролитами. Песчаники мелко- и среднезернистые, содержащие частиц крупнее 0,1 мм, 77—85%, алевроито-глинистые, песчаная фракция составляет 60—70% и алеври-

товая — 12—25%. Породы неотсортированные, ни одна гранулометрическая фракция не достигает 50%. Алевролиты содержат до 22—35% пелитовых частиц. Тип цементации пород контактово-поровый и сопряжен с окислением. Встречающиеся прослои глин содержат до 34% примесей песчаной фракции.

Открытая пористость пород-коллекторов изменяется от 12 до 31%, в среднем составляя 17%; проницаемость по керну от величин менее 1 до 6000 миллидарси в газоносной части и от 2,5 до 310 миллидарси в законтурной области. По данным исследования скважин проницаемость колеблется в пределах 10—240 миллидарси, в среднем по горизонту составляя 70 миллидарси в газонасыщенной части и 50 миллидарси по законтурной области. По данным М. С. Кравчука, отношение проницаемости параллельно напластования и в перпендикулярном направлении составляет от 1,72 (в диапазоне проницаемости 200—300 миллидарси) до 2,89 (в диапазоне проницаемости 50—100 миллидарси), в среднем анизотропия составляет 2,24.

Децементация песчаных пород наблюдается как на Майкопской, так и Сердюковской, Березанской и Каневской площадях. Она связана с движением инфильтрационных вод. Гидрогеологические исследования подтверждают, что зона активного водообмена прослеживается от Адыгейского выступа по южному крылу Каневско-Березанской зоны до Бейсугской площади. Наиболее благоприятными для продвижения инфильтрационных вод оказались крупно- и среднезернистые песчаники в основании III горизонта Майкопской площади и I горизонта Каневской и Березанской площадей. Первичный цемент этих песчаников был почти полностью выщелен водами и сохранился лишь в отдельных участках породы, что способствовало образованию вторичной пористости.

Коллекторские свойства подобных песчаников довольно высокие: пористость 25—27%, проницаемость обычно выше 1 дарси. Содержание цемента в крупно- и среднезернистых песчаниках III горизонта Майкопской площади не превышает 3—7%. Представлен он неразбухающим глинистым минералом — каолинитом (П. С. Жабрева, 1970).

Все основные газоконденсатные залежи группы месторождений Краснодарского края приурочены к единой низкнетеловой водонапорной системе, представленной гидродинамически связанными между собой пластами-коллекторами. Основная северная группа разрабатываемых газоконденсатных месторождений (Каневское, Ленинградское, Челбасское, Сердюковское и др.) расположена в центральной части низкнетеловой водонапорной системы.

Майкопское месторождение в отличие от других находится вблизи контура питания, в центральной части Адыгейского выступа. Пластовые воды этой зоны отличаются высокими напорами. Средняя скорость движения пластовых вод колеблется от 2 до 26,9 см/год.

Проницаемость газонасыщенных коллекторов, по данным испытания скважин, составляет по I и Ia горизонтам в среднем 20 миллидарси по II и III горизонтам до 70 миллидарси. Проницаемость пород

законтурной области, по данным исследования пьезометрических скважин I и Ia горизонтов, не превышает 1—2 миллиарда, по II горизонту 6—32 миллиарда, по III горизонту 28—77 миллиардов.

Северная группа газоконденсатных месторождений характеризуется пониженными напорами вод, большей минерализацией и застойностью. Средняя скорость движения вод колеблется от 0,52 до 8,75 см/год, несмотря на проницаемость водоносных пластов от 80 до 1000 миллиарда и более.

Ставропольская нефтегазовая область приурочена к Ставропольскому своду и его склонам. В пределах области выделяют несколько газоносных и нефтегазоносных районов: Северо-Ставропольский газоносный район (Северо-Ставропольское, Казинское, Безопасенское, Тахта-Кугультинское и другие месторождения), Мирненский газоносный район (Мирненское, Кучерлишское, Петровско-Благодарненское месторождения), Южно-Ставропольский газонефтеносный район (Александровское, Николаевское, Убеженское, Северо-Нагутское, Веселовское и другие месторождения) и Расшеватский (Расшеватское, Ивановское месторождения).

Территория Центрального Предкавказья большинством исследователей относится к сводовой части поперечного Ставропольского поднятия эпигерцинской платформы, в пределах которой фундамент залегает на отметках — 1100 — 1500 м, т. е. наиболее приподнят и по сравнению с соседними Азово-Кубанской и Терско-Кумской впадинами, где отметки соответственно составляют — 2800 м и — 3400 м. Выше лежащий комплекс мезозойских и третичных отложений залегает спокойно и образует верхний платформенный этаж.

В центральных районах Ставрополья намечены две системы антиклинальных линий. К первой системе, имеющей почти широтное простирание, относятся Расшеватско-Благодарненский и Тахтинско-Рагулинский валы. Ко второй системе, имеющей субмеридиональное направление, относятся Северо-Ставропольско-Кугультинский и Мирненский валы. Осевые части антиклинальных валов осложнены небольшими локальными поднятиями. В местах пересечения указанных широтных валов с субмеридиональным Ставропольским валом наблюдаются Северо-Ставропольская и Кугультинская структуры, отличающиеся своими большими размерами и амплитудами поднятия. В этом же районе развиты отрицательные тектонические элементы — синклинали, прогибы, разделяющие группы поднятий.

Вопросы геологического строения и нефтегазоносности территории Центрального Предкавказья отражены в работах К. А. Белова, И. О. Брода, А. Г. Алексина, В. А. Голякова, Е. М. Борисенко, М. С. Бурштара, Б. Г. Сократова, М. Н. Сосона, Б. П. Жижченко, Э. А. Табасаранского, С. С. Едренкина, Л. С. Темина, В. Н. Корценштейна, С. С. Итсберга, Ю. А. Косыгина, М. М. Петросьянца, Г. Т. Юдина, Б. Н. Пыленкова, Г. М. Сухарева, М. В. Мирошникова, А. Х. Дзитиева, Н. Ю. Успенской, Р. И. Быкова, Ю. А. Сударикова,

И. Н. Капустиной, А. А. Клименко, С. Г. Неручева, Е. К. Шуцкой, В. Ф. Маркова, Ю. В. Тернового, Н. Г. Сулейманова, Г. П. Чепака, и др.

Характеристика пород-коллекторов освещена в работах А. А. Ханина, Н. П. Фурсовой, Т. Ф. Корягиной, Ю. В. Тернового, С. С. Итенберга, И. А. Бурлакова, Н. С. Гудок, О. С. Шувльгиной, Э. Г. Борисенко и др.

Центральное Предкавказье — крупнейшая газоносная область на Северном Кавказе. Основным продуктивным горизонтом здесь является хадумский горизонт, к которому приурочены месторождения газа Северо-Ставропольское, Расшеватское, Тахта-Кугультинское, Казинское и др. Наиболее крупным является Северо-Ставропольское газовое месторождение. Здесь же выявлена газоносность песчано-алевритовых эоценовых отложений (зеленой свиты) на Александровском, Надзорненском и Северо-Ставропольском поднятиях. Кроме того, выявлена газоносность миоценовых отложений. Низконапорные залежи газа в чокраке известны на Северо-Ставропольской, Целагнадинской, Казинской, Грачевской и Кугультинской площадях. В последние годы установлена промышленная газоносность верхнемайкопских отложений на Петровско-Благодарненской и Мирненской площадях. Верхнемайкопские месторождения многопластовые. 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 газоносны на Северо-Ставропольской и Александровской площадях, где имеются сравнительно небольшие залежи газа. Притоки газа и нефти в разрезе отложений, вскрыты на Александровской площади (Центральное Предкавказье), приурочены к двум песчано-алевритовым пачкам, по возрасту относящимся к зеленой свите (верхний продуктивный горизонт, 980—1050 м) и свите горячего ключа (нижний продуктивный горизонт, 1100—1150 м).

В итоге изучения коллекторов газа Александровского месторождения, расположенного на территории Центрального Предкавказья, можно отметить, что в разрезе зеленой свиты эоцена они представлены в основном алевролитами кварцевыми с преобладанием в гранулометрическом составе крупнозернистой алевритовой фракции (0,1—0,05 мм). В разрезе свиты горячего ключа палеоцена они выражены алевролитами и песчаниками мелкозернистыми кварцевыми. По генезису образования породы относятся к морским прибрежным.

Пористость открытая пород-коллекторов в среднем 25—26%, проницаемость коллекторов зеленой свиты 450 миллиарда и свиты горячего ключа 130 миллиарда. В зеленой свите преобладают коллекторы II и III классов и в свите горячего ключа коллекторы III

Результаты определения остаточной водонасыщенности в газоносных породах Александровского газоконденсатного месторождения различными методами

Пачка, горизонт	Порода	Количество изученных образцов	Остаточная водонасыщенность, %			Пористость эффективная, %			Проницаемость, миллидар-см
			по БКЗ	по керну <sup>1</sup>	по графикам <sup>2</sup>	по БКЗ	по керну <sup>1</sup>	по графикам <sup>2</sup>	
I	Алевриты крупнозернистые глинистые	10	55	75	78	10,3	5,6	5	2
II	Алевриты песчанистые, песчаники мелкозернистые алевритовые	41	20	21	20	21,3	20,6	20,1	714
III	Песчаники мелкозернистые алевритистые	10	48	56	42	11,9	11,2	15	149

<sup>1</sup> Остаточная водонасыщенность определена косвенным методом по соотношению эффективной газопрооницаемости с водонасыщенностью (А. А. Ханин, 1963).

<sup>2</sup> Пористость эффективная и остаточная водонасыщенность определены с помощью графика (А. А. Ханин, 1963), выражающего соотношение между проницаемостью и эффективной пористостью для различных гранулометрических типов песчано-алевритовых пород.

и IV классов. Коэффициент газонасыщенности пород верхней залежи 0,69 и нижней 0,60. Результаты изучения остаточной водонасыщенности приведены в табл. 24.

Все месторождения газа, обнаруженные в хадумском горизонте данного района, приурочены к зоне развития песчано-алевритовой полосы Центрального и частично Северного Ставрополя (рис. 22). Закономерности распределения газонасыщенности в хадумском горизонте связаны не только с тектоническим и литологическим факторами, но в значительной степени они предопределяются гидрогеологическими условиями хадумского бассейна (В. Н. Корценштейн, 1960). Газ по составу метановый (97,7%) с небольшим содержанием тяжелых углеводородов (0,9%) и азота (1%).

Общим для хадумских и майкопских газовых залежей Ставрополя является особенность в строении продуктивного горизонта, представленного песчано-глинистыми, часто и тонко чередующимися друг с другом породами (Ю. В. Терновой, 1964). Хадумские отложения Ставрополя, содержащие в ряде пунктов газовые залежи, представлены в значительной мере тонкими переслаиваниями алевритового и глинистого материала. При этом толщина прослоек обычно весьма мала (доли миллиметра).

Распределение алевритового материала среди глин весьма изменчиво, от тонких присыпок по плоскостям напластования мощностью меньше 1 мм и прослоек от 1 мм до слоев в 10 мм и больше. Алеври-





ском и северной части Пелагиадинской площадей, где они составляют 37—47 м. Пачка чередования залегает на глубинах 710—850 м. Мощность пачки достигает до 70 м. Общая эффективная мощность пород-коллекторов обеих пачек составляет 65—70 м. Залежь газа хадумского горизонта имеет площадь 600 км<sup>2</sup>. По своему типу залежь близка к массивной, на большей части площади она имеет подошвенную воду. Контакт газ—вода имеет наклонное положение. Начальное пластовое давление в залежи составляло 66,5 кгс/см<sup>2</sup>. Абсолютные дебиты газа от 800 тыс. до 5 млн. м<sup>3</sup>/сут.

Пористость пород-коллекторов колеблется в пределах 30—41%, эффективная пористость 22% и проницаемость от 50 до 1500 миллидарси, в среднем 700 миллидарси.

На Северо-Ставропольской площади во II алевритовой пачке содержится алевритовых коллекторов около 77%, остальная часть пачки сложена глинистыми тонкими микропрослоями и сильно глинистыми алевролитами, которые не являются коллекторами промышленного значения. На Пелагиадинской площади I пачка содержит около 56% алевритовых коллекторов.

Изучение коллекторов газа Ставрополя показывает, что газовый горизонт по своему строению не является единым, однородным, выдержанным в литологическом отношении пластом. Он представляет собой систему часто чередующихся друг с другом макро- и микропрослоев и линз алевритов, алевролитов и глин.

В минералогическом отношении алевритовая часть породы представлена кварцем (80%), глауконитом (7%), полевыми шпатами (5%), слюдой (3%), обломками кремневых пород (2%) и аксессуарными минералами (меньше 1%).

Материал, слагающий породы, полуокатан, встречаются зерна угловатой и угловато-округлой формы. Среди полевых шпатов различают зерна плагноклаза, микроклина и ортоклаза, все они частично видоизменены вторичными процессами.

Слюдистый материал представлен пластинками мусковита и биотита, расположенными ориентированно в плоскости напластования. Из аксессуарных минералов различаются единичные зерна циркона, рутила, турмалина и сфена. В породах наблюдаются значительные выделения пирита в ряде распыленных образований диаметром меньше 0,008 мм и скопления шнурообразной формы размером до 0,4 мм, встречается органика растительного характера.

Основная ассоциация минералов тяжелой фракции алевролитов и алевритов представлена главным образом группой устойчивых минералов (гранат, циркон, рутил, турмалин). Глауконит содержится в основном в тяжелой фракции в виде зерен округлой формы яркого зеленого цвета в количествах, достигающих 60%.

Установление для хадумских алевритовых коллекторов Ставрополя физических параметров значительно осложнилось вследствие частого и тонкого переслаивания пород-коллекторов с глинами. Глины хадумского возраста имеют в среднем пористость 25—26% и плотность 2,0 г/см<sup>3</sup>. Их присутствие в виде тонких прослоев

в образце породы искажало результаты замеров пористости и остаточной водонасыщенности коллектора газа. Глины отличаются повышенным содержанием остаточной воды, более высокой плотностью, меньшей величиной пористости, чем алевроиты хадумского горизонта. В результате, если расчет физических параметров алевроитового коллектора проводить в присутствии в нем прослоев глины, то получатся самые разнообразные величины.

Изучая структуру и состав тонких прослоев алевроита и алевролита в глинах и сравнивая эти характеристики с более крупными прослоями, из которых были отобраны образцы для измерений

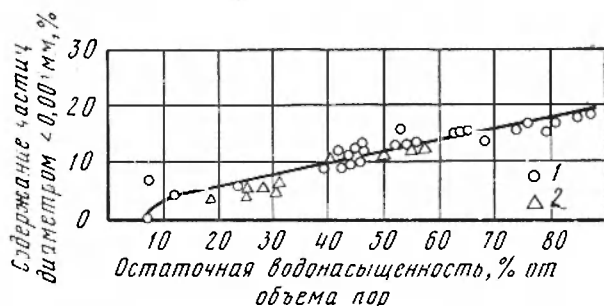


Рис. 23. Зависимость остаточной водонасыщенности от содержания глинистых частиц в алевроитовой породе хадумского газоносного горизонта (Северо-Ставропольское месторождение).

1 — значения, определенные прямым методом; 2 — значения, определенные косвенным методом.

пористости и остаточной водонасыщенности, пользуясь методом аналогий и выявленных соотношений между содержанием пелитового материала в алевроитовом коллекторе и основными коллекторскими показателями, устанавливались величины пористости и проницаемости для алевроитовых коллекторов, залегающих в теле глины в виде тонких прослоек.

Изучение петрографических шлифов показало, что в наиболее развитых в разрезе Ставропольского газового месторождения алевроитовых коллекторах содержится от 5 до 15% пелитовых частиц.

Было изучено более 2000 образцов пород из разрезов Ставрополья, что позволило дифференцировать все встречающиеся типы алевроитовых пород по содержанию глинистых частиц, являющихся поровым цементом и значительно влияющих на емкостную и фильтрационную характеристики породы (А. А. Хашип, 1963). В результате была выявлена зависимость между количественным содержанием глинистых (пелитовых) частиц, подверженных гидратации, и значениями остаточной водонасыщенности, эффективной пористости, плотности и проницаемости (рис. 23, 24).

По мере роста содержания глинистых частиц в алевроитах увеличивается количество остаточной воды и соответственно уменьшается эффективная пористость.

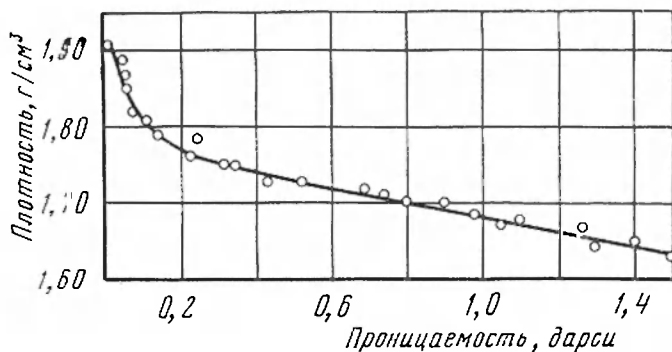


Рис. 24. Соотношение газопроницаемости и плотности алевроитов и алевролитов газоносного хадумского горизонта (Северо-Ставропольское месторождение).

В табл. 25 приводятся опытные данные изучения остаточной водонасыщенности в газоносных хадумских алевроитах, в которых остаточная вода определялась методом капиллярных давлений.

Таблица 25

*Характеристика коллекторских свойств алевроитов хадумского горизонта Северо-Ставропольского газового месторождения*

Гранулометрический состав, %					Плотность, г/см³	Пористость открытая, %	Пористость эффективная, %
0,25 — 0,10 мм	0,10 — 0,05 мм	0,05 — 0,01 мм	< 0,01 мм	потери от HCl, %			
26,30	47,74	22,30	1,90	1,76	1,70	37,13	29,06
17,72	33,23	44,55	3,00	1,50	1,68	36,94	27,67
1,39	1,46	91,79	3,80	1,56	1,70	36,57	26,50
2,33	59,01	33,06	3,84	1,76	1,72	36,57	26,03
21,48	31,82	40,50	4,60	1,60	1,68	37,55	26,03
1,54	51,84	36,32	7,40	2,90	1,68	36,66	22,31
16,00	36,06	37,83	8,20	1,91	1,71	36,66	20,62
0,78	3,78	84,40	9,15	1,94	1,70	37,00	18,45
2,37	2,94	85,09	9,60	2,62	1,70	37,13	16,53
1,20	21,08	75,30	10,50	1,92	1,72	36,09	15,44

Анализ физических свойств пород-коллекторов газа проводился без нарушений естественного сложения пород, несмотря на слабо уплотненное состояние осадка.

Все образцы, поступающие в лабораторию на анализ, были парафинированы через марлю на месте их отбора. Примененный способ парафинирования керна позволил сохранить в структурном состоянии слабо сцементированные и рыхлые разности пород. С большой осторожностью отбирались из керна образцы без нарушения структуры для определения их плотности.

С возрастанием плотности пород наблюдается уменьшение пористости и проницаемости. Плотность алевроитовых пород возрастает с увеличением содержания в них цемента, а также прослоев глины. В частицах, обладающих наименьшими диаметрами, преобладают более гидрофильные минералы, что влияет на остаточное водосодержание.

Отдельные гранулометрические фракции, входящие в состав алевроитовой породы, имеют некоторые различия в минералогическом составе. В легкой фракции (плотность меньше  $2,80 \text{ г/см}^3$ ) с уменьшением размера зерен наблюдается увеличение количества кварца.

Как известно, кварц отличается более гидрофильными свойствами, чем полевые шпаты и глауконит. Поэтому с возрастанием количества кварца в сочетании с уменьшением размеров частиц возрастает содержание связанной воды. Во фракциях диаметром от  $0,25$  до  $0,10$  мм и от  $0,10$  до  $0,05$  мм наблюдается увеличение по сравнению с более мелкими частицами полевошпатов и глауконита, что в свою очередь сопровождается уменьшением их гидрофильных свойств. Такая же зависимость в распределении минералов по размерам частиц наблюдается и для тяжелой фракции (плотность больше  $2,80$ ). Количество слюдяных минералов, характеризующихся значительной гидрофильностью, увеличивается с уменьшением размера зерен.

Электронномикроскопические исследования глинистой фракции алевроитовых коллекторов хадумского горизонта Ставрополя показали, что глинистые минералы представлены гелевидным, нечетко окристаллизованным материалом, частицами с расплывчатыми и шишковидными контурами, характерными для монтмориллонитовой группы. Как известно, глинистые минералы монтмориллонитовой группы характеризуются раздвижной кристаллической решеткой и значительной активностью к гидратации.

В зависимости от содержания пелитовых частиц, снижающих емкостные и фильтрационные свойства, породы хадумского горизонта Ставрополя распределяются на пять групп коллекторов: алевроиты, алевроиты глинистые, алевролиты глинистые, алевролиты сильно глинистые и глины.

Алевроиты, содержащие пелитовых частиц (диаметром меньше  $0,01$  мм) до  $5\%$ , имеют пористость  $37-41\%$  и плотность в естественно-структурном состоянии  $1,60-1,70 \text{ г/см}^3$ . Весьма малые величины плотности указывают на рыхлое и слабо уплотненное состояние алевроитов. Абсолютная газопроницаемость таких алевроитов колеблется

от 800 до 1700 миллиардари. Они могут быть отнесены к I и II классам коллекторов с высокой и очень высокой проницаемостью.

Алевриты глинистые, содержащие пелитовых частиц от 5 до 10%, имеют пористость 35—37%, плотность 1,70—1,75 г/см<sup>3</sup> и абсолютную газопроницаемость от 300 до 800 миллиардари. Они относятся к коллекторам II и III классов с высокой и средней проницаемостью.

Алевриты глинистые, содержащие пелитовых частиц от 10 до 15%, имеют пористость 33—35%, плотность 1,75—1,81 г/см<sup>3</sup> и абсолютную газопроницаемость от 100 до 300 миллиардари. Они относятся к коллектору III класса со средней проницаемостью.

Алевриты сильно глинистые, содержащие пелитовых частиц от 15 до 25%, имеют пористость 26—33%, плотность 1,81—1,91 г/см<sup>3</sup> и абсолютную газопроницаемость 10—100 миллиардари; они относятся к коллектору IV класса, с пониженной проницаемостью. Те же породы, содержащие пелитовых частиц больше 25%, имеют пористость до 26%, плотность более 1,91 г/см<sup>3</sup> и абсолютную газопроницаемость меньше 10 миллиардари. Они относятся к коллектору V класса с низкой проницаемостью.

Глины, содержащие прослой алеврита, имеют пористость 24—26% и плотность 1,94—2,3 г/см<sup>3</sup>. Содержание частиц диаметром меньше 0,01 мм в среднем 50%. Наличие микропор и заполненность последних водой делают глины плохим коллектором, не имеющим практического значения. Группы коллекторов и их коллекторские показатели приведены в табл. 26.

Таблица 26

*Характеристика пород-коллекторов газоносных хадумских отложений  
Центрального Предкавказья*

Порода	Класс коллектора	Содержание частиц диаметром меньше 0,01 мм, %	Пористость откры- тая, %	Пористость эффек- тивная, %	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Проницае- мость, миллидари
Алевриты рыхлого сло- жения	I, II	0—5	37—41	29—33	1,60—1,70	800—1700
Алевриты глинистые	II, III	5—10	35—37	25—29	1,70—1,75	300—800
Алевриты глинистые	III	10—15	33—35	17—25	1,75—1,81	100—300
Алевриты сильно глинистые	IV, V	15— ≧25	<26—33	<13—17	1,81—>1,91	<5—100

В Ставрополе с целью определения пластовой водонасыщенности и эффективной пористости коллекторов газа, развитых в хадумском горизонте, были пробурены специальные скважины, в которых

Таблица 27

Гранулометрический состав и остаточная водонасыщенность газоносных пород хадумского газоносного горизонта Северо-Ставропольского месторождения (скв. 17, бороздковая проба, тонкое переслаивание алевроитов и глин)

Гранулометрический состав, %							Остаточная водонасыщенность, %
0,25 - 0,10 мм	0,10 - 0,05 мм	0,05 - 0,01 мм	0,01 - 0,005 мм	0,005 - 0,001 мм	0,001 мм V	Содержание легкорасторимых солей, %	
—	30,00	70,00	—	—	—	—	6,72
9,00	22,89	31,22	13,16	14,53	5,69	3,51	23,98
1,78	44,17	20,85	8,05	12,26	9,89	3,00	43,97
0,45	43,89	30,65	5,65	5,65	8,87	4,84	39,15
2,46	31,18	35,02	4,14	10,18	9,83	7,19	46,05
0,19	41,99	33,42	0,95	6,18	11,25	6,02	44,66
4,50	26,46	39,96	5,25	5,25	11,82	6,76	46,39
0,28	38,99	27,87	2,85	12,29	11,98	5,74	45,97
0,55	26,17	40,90	1,69	13,02	12,17	5,50	41,76
0,44	24,16	26,14	10,99	12,92	12,18	13,17	55,56
0,69	27,61	36,29	5,75	7,08	12,83	9,75	52,61
0,39	21,60	32,89	5,78	17,04	13,63	8,67	55,75
0,24	28,07	39,43	2,01	8,20	13,68	8,37	46,36
0,05	23,84	27,81	4,82	16,20	14,89	12,29	63,05
3,57	24,82	42,43	5,95	4,66	15,40	3,19	65,30
0,61	22,36	32,40	1,70	10,93	15,26	7,73	64,14
0,11	19,15	28,75	8,06	17,49	16,73	9,71	81,4
0,09	5,78	36,48	11,97	16,92	16,78	11,98	79,01
0,42	15,59	29,95	12,92	14,18	18,44	8,50	90,47
0,15	7,99	38,91	12,83	13,66	18,42	8,04	85,36

при вскрытии продуктивного пласта применялся буровой раствор, приготовленный на безводной нефтяной основе.

В 1955 г. на Пелагиадинской площади была пробурена скв. 17 и в 1957 г. на Кугультинской газоносной площади (включая и Тахтинскую структуру) были пройдены скв. 49, 59 и 60, из которых был поднят керн газоносных пород с иластовой влажностью. Этот керн изучался лабораториями физики пласта ВНИИГАЗа и Ставропольского филиала ГрозНИИ. В изучении остаточной водонасыщенности разреза газоносных отложений скв. 17 приняла участие также лаборатория физики пласта ВНИИ.

Результаты определения содержания остаточной воды прямым методом в газоносных породах хадумского горизонта, вскрытых в разрезе скв. 17 Пелагиадинской площади, изложены в работе А. А. Ханина (1963). Из табл. 27 видно влияние содержания глинистого компонента на величину остаточной водонасыщенности. Из табл. 28 следует, что значения остаточной водонасыщенности, определенные прямым и косвенным методами, приводят к близким результатам.

Результаты определения остаточной водонасыщенности  
хадумских газоносных пород из скв. 17 Пелагиадинской площади  
Северо-Ставропольского месторождения прямым методом

Глубина, м	Порода	Число анализов	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Проницаемость по газу, миллиарды	Пористость, %	Остаточная водонасыщенность, %	
						определенная прямым методом	определенная по графику
845—850	Алеврит рыхлый, с очень редкими микропрослоями глин	9	1,68	1000	38,0	22,1	26,2
850—855	Алевролит слабоглинистый, с микропрожилками глин	8	1,78	180	34,2	37,2	35,7
855—860	То же	11	1,73	500	35,8	34,2	30,1
860—865	Алевриты и алевролиты глинистые с микропрослоями глин	4	1,79	140	33,7	46,1	40,1
865—870	То же	10	1,83	80	32,1	50,4	44,0
870—875	»	6	1,86	50	31,6	51,6	46,1
875—880	Алевролит сильно глинистый с прослоями глин	6	1,88	40	30,1	57,8	50,1
880—885	Переслаивание алевритов и алевролитов глинистых с глинами	7	1,81	100	33,2	42,4	45,8
885—890	Алевролит глинистый с прослоями глин	2	1,85	60	31,3	47,6	45,7
890—895	Тонкое переслаивание алевролитов с глинами	4	1,88	40	30,4	20,3*	50,5
895—900	То же	6	1,86	50	31,2	49,0	45,5
900—905	»	3	1,84	60	32,0	47,8	46,8

\* Нахождение в разрезе сравнительно сухих алевролитов связано с минералогией пород этой части разреза.

Наибольшая проницаемость пород (1000—140 миллиарды) отмечается для верхней части разреза отложений (845—865 м), представленных преимущественно алевритами, отчасти алевролитами, содержание которых в сумме составляет около 57% от рассматриваемой мощности; меньшие значения проницаемости (100—40 миллиарды и меньше) наблюдается для толщи переслаивания глин, алевритов и алевролитов (ниже 865 м).

В алевритовых коллекторах газа, в основном развитых на Северо-Ставропольской площади, в среднем содержится около 5% нелигитовых частиц. Остаточная водонасыщенность алевритов около 30%. Среднее значение остаточной водонасыщенности для наиболее развитых коллекторов газа Кугультинского месторождения составляет 55%.



Региональное рассмотрение коллекторов газа хадумского горизонта группы месторождений Центрального Предкавказья (Северо-Ставропольское, Казинское, Сепгилеевское, Кугультипско-Тахтинское, Безопасненское, Расшеватское, Ивановское) показывает, что они представлены алевритами и алевролитами в различной степени глинистыми, чаще всего с преобладанием в гранулометрическом составе мелкоалевритовой фракции (0,05—0,01 мм), с широким диапазоном классов-коллекторов от I, II (Северо-Ставропольское)

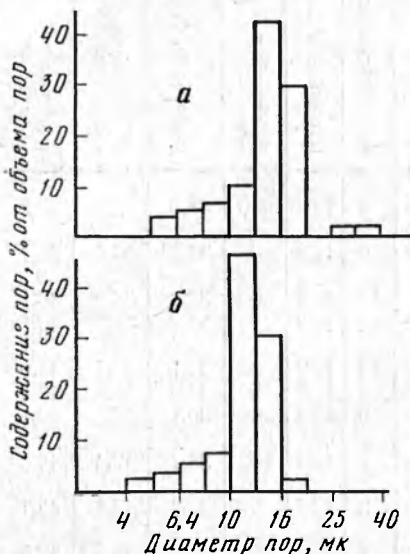


Рис. 25. Распределение пор в газоносных алевритовых породах хадумского горизонта Северо-Ставропольского месторождения.

а — скв. 89, интервал 771—777 м, алевролит крупнозернистый, проницаемость 950 миллидарси, пористость 30%; б — скв. 89, интервал 771—777 м, алевролит мелкозернистый, проницаемость 700 миллидарси, пористость 30%.

Кугультипское, Безопасненское) до V (Кугультипское). Породы-коллекторы по своему генезису относятся к морским прибрежным, принесенным донным течением.

Пористость открытая колеблется от 31 (Кугультипское, Безопасненское) до 36% (Северо-Ставропольское). Проницаемость пород колеблется от величин меньше 10—17 миллидарси до 700 миллидарси. Наиболее распространенные породы-коллекторы, развитые на Северо-Ставропольском месторождении (алевриты мелкозернистые), характеризуются размерами доминирующих пор от 10 до 12,5 мк, их количество до 60—70%, крупнозернистые разновидности алевритов и алевролитов имеют несколько иную норovou структуру за счет увеличения содержания пор более крупных сечений (рис. 25). Коэффициент газонасыщенности рассматриваемых пород в зависимости от содержания глинистого цемента (монтмориллонитовый состав) колеблется от 0,35—0,45 (Кугультипское, Северо-Ставропольское).

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 изменением литологических фаций хадумского горизонта.

Анализ мощностей II и III газоносных пачек показывает, что наибольшие их мощности приурочены главным образом к западной части Северо-Ставропольского поднятия, его куполу и к зоне пережима слоев между Северо-Ставропольским и Пелагиадинским поднятиями. Они связаны с полосой максимального развития коллекто-

ров алевритового типа в хадумском горизонте, которая проходит с запада юго-запада от Северо-Ставропольской площади, охватывая ее, Пелагиадинскую площадь и распространяясь от последней к северо-востоку, вдоль юго-восточного склона Кугульгинского поднятия, заходя в него с северо-востока узким фестом. Полоса максимального развития песчанности в хадумском горизонте Ставрополя, разведенная бурением, охватывает северо-западный склон Невинномысского палеоантиклинория.

По изменению литологического состава коллекторов газа в отложениях хадумского горизонта в Центральном Предкавказье можно выделить пять зон (рис. 22).

Первая зона коллекторов охватывает большую часть Северо-Ставропольской и северо-западную часть Пелагиадинской площадей. Коллекторы газа этой зоны представлены главным образом алевритами рыхлыми, залегающими в виде отдельной пачки или слагающими тонкие и чистые прослои среди глин.

Алевриты рыхлого сложения содержат пелитовый цемент типа порового в количестве 0—5%, пористость колеблется 37—41%, плотность 1,60—1,70 г/см<sup>3</sup>, пористость эффективная 29—33% и абсолютная газопроницаемость 800—1700 миллидарси. Здесь встречаются и другие виды коллекторов — алевриты глинистые, алевролиты глинистые, характеризующиеся эффективной пористостью от 17 до 29% и проницаемостью от 100 до 800 миллидарси. Однако последние два вида коллектора имеют в данной зоне подчиненное значение. Средняя величина эффективной пористости для первой зоны может быть принята равной 24,5%. Суммарная мощность коллекторов больше 35 м. Среди газомещающих пород этой зоны преобладают коллекторы I и II классов.

Вторая зона распространяется вдоль северного и южного склонов Северо-Ставропольского поднятия, охватывает юго-восточную половину Пелагиадинского поднятия и от последнего продолжается к северо-востоку, включая в себя Казинскую площадь и погруженный юго-восточный склон Кугульгинского поднятия. Эта зона занимает значительную часть рассматриваемой территории и характеризуется преимущественным развитием алевритов глинистых и алевролитов глинистых, пористостью 33—37%, плотностью 1,70—1,81 г/см<sup>3</sup>, эффективной пористостью 17—29% и газопроницаемостью 100—800 миллидарси. Среднее значение эффективной пористости примерно 21%.

Суммарная мощность коллекторов в этой зоне от 20 до 35 м, преобладают коллекторы II и III классов.

Третья зона граничит со второй с севера и юга. Она характеризуется преимущественным развитием алевролитов глинистых пористостью 33—35%, плотностью 1,75—1,81 г/см<sup>3</sup>, газопроницаемостью 100—300 миллидарси и пористостью эффективной 17—25%. Наличие других видов коллекторов, обладающих более низкими коллекторскими свойствами, снижает значение средней эффективной пористости до 19%. Суммарная мощность коллекторов в

третьей зоне колеблется от 10 до 20 м. Преобладают коллекторы III класса.

Четвертая зона охватывает площадь Расшеватского газового месторождения, распространяется к северу от него до р. Егорлык, продолжается в восточном направлении к Труновской площади и от последней протягивается к северо-востоку вдоль юго-восточного склона Кугультинского поднятия, вдаваясь узкой полосой в его северную часть. К этой же зоне относится часть Тахтинской площади.

Коллекторы этой зоны представлены преимущественно алевролитами сильно глинистыми пористостью 26—33%, плотностью 1,81—1,91 г/см<sup>3</sup>, газопроницаемостью 10—100 миллидарси и эффективной пористостью 13—17%. Среднее значение эффективной пористости 15%. Преобладают коллекторы IV класса.

Пятая зона распространяется преимущественно в северной части рассматриваемой территории, охватывая большую часть Кугультинского газового месторождения, Безопасненское месторождение и продолжается в северо-западном направлении от него, она включает и группу Сальских поднятий.

Коллекторы этой зоны представлены преимущественно алевролитами сильно глинистыми с микролинзочками алевролитов. Пористость пород колеблется от величин меньше 26 до 33%, плотность 1,91 г/см<sup>3</sup>, газопроницаемость 10—100 миллидарси и пористость эффективная 12—17%, среднее значение эффективной пористости 13%. Суммарная мощность коллекторов 5 м. Обычно встречаются коллекторы IV и V классов, преобладают коллекторы V класса.

В залегающих выше глинистых отложениях майкопской серии также обнаружены зоны развития песчанности. Так, в северных и восточных частях Ставрополя в майкопских отложениях установлено три зоны распространения песчано-алевритовых пачек в майкопских слоях: Кугультинско-Безопасненская, Мирненская и Прикумская. Некоторые исследователи выделяют две полосы повышенной песчанности в отложениях верхнего майкопа.

В Кугультинско-Безопасненской зоне (северная часть Ставрополя) в верхнемайкопских отложениях прослеживается лентообразная полоса песков, протягивающаяся между Тахтинским поднятием и с. Привольным. Мощность песков в центральной части зоны достигает 100 м, ширина полосы в районе Тахты 5—7 км, к западу пески расслаиваются, и ширина полосы их распространения увеличивается до 25—30 км, длина ее превышает 120 км. Происхождение полосы песчанности связано с морскими течениями, по-видимому, направленными с северо-востока на запад. В этой же зоне в верхнем майкопе прослежена другая мощная песчано-алевритовая пачка, наиболее развитая на Кугультинском, Безопасненском поднятиях и др.

В Мирненской зоне наибольшее развитие песчанности в верхнемайкопских отложениях отмечается в полосе, протягивающейся через Мирненское поднятие в северо-восточном направлении. На поднятиях, находящихся в этой зоне (Благодарненское, Мирненское,

Петровское и др.), наблюдается развитие до шести песчаных пачек, некоторые из которых газоносные.

В нижнемиоценовых отложениях Ставрополя выделяют две полосы повышенной песчаности, отличающиеся друг от друга генезисом песчаных образований и характером распределения песчаного материала в разрезе.

Северо-западная полоса повышенной песчаности охватывает Новопокровскую, Привольненскую, Труновскую, Безопасненскую, Ивановскую площади и фиксируется в разрезах Маньчских, Кугультинских и Южно-Кугультинских скважин. Юго-восточная граница данной полосы проходит через с. Ипатово, Октябрьское, Благодарное, а южная — через с. Кугульта, Казанка и севернее Северо-Ставропольской газоносной площади.

Мощность верхнемайкопских отложений изменяется от 300 м в южной части описываемой полосы до 135 м в центральной части (Ивановская площадь) и нескольких десятков метров в северной части (Сальская площадь). Северо-восточная полоса повышенной песчаности верхнемайкопских отложений охватывает Арзгиро-Гарулинскую, Мирненскую, Отрадненскую, Петровскую, Благодарненскую, Южно-Благодарненскую и Журавскую площади.

Северо-западная граница описываемой полосы прослеживается юго-восточнее с. Дивное и Дербетовка в направлении с. Никольна балка и Грачевской площади.

В разрезе отложений, развитых в зоне прохождения северо-восточной полосы песчаности, присутствует семь алевроитово-глинистых пачек, начиная от I (верхней) и кончая VII (нижней). Наибольшую площадь распространения имеет пачка VI и наименьшую пачка VII.

Мощность верхнемайкопских отложений в зоне развития максимальной суммарной мощности песчано-алевритовых пород пачек I—VI (50—70 м, Мирное—Гофицкое—Северное—Алексеевское) составляет 270—350 м.

Все известные скопления газа, связанные с песчано-алевритовыми отложениями, встречающимися в виде пачек и линз в разрезе майкопа, расположены в пределах Восточно-Ставропольского прогиба.

Промышленная газоносность в верхнемайкопских отложениях установлена на Мирненской площади в VI, II и I песчано-алевритовых пачках.

Преобладающими породами продуктивных пластов Мирненского газового месторождения являются алевролиты глинистые с прослоями песчаных алевролитов и песчаника мелкозернистого алевролитового.

VI алевролитовая пачка сложена сравнительно рыхлыми алевролитами и алевропесками. Она залегает в среднем на глубине 640 м и характеризуется эффективной мощностью 2—10 м. Коллекторские свойства пород ухудшаются в направлении с юга на север и северо-восток. Проницаемость пород пласта 3,5 дарси, пористость 32%. Дебит газа достигает в сводовой части структуры 3392 тыс. м<sup>3</sup>/сут (скв. 12).

II алевроитовая пачка залегает в среднем на глубине 480 м, эффективная мощность ее составляет 5 м. Проницаемость пород пласта 3,6 дарси, пористость 30%. Дебит газа достигает 2125 тыс. м<sup>3</sup>/сут (скв. 1).

I алевроитовая пачка вскрыта на глубине 450 м. Эффективная мощность ее 6 м. Из-за глинистости алевроитового коллектора дебиты газа не превышают 200 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Проницаемость пород пласта 190 миллидарси, пористость 30%.

На Кучерлинском, Журавском и Южно-Благодарненском поднятиях при прохождении отложений верхнего майкопа наблюдались значительные газопроявления и выбросы газа.

На восточном склоне Ставропольского свода в пределах Петровско-Благодарненской площади в верхнем майкопе установлено пять (снизу вверх VI, IV, III, II и I) промышленно газоносных пачек, представленных переслаиванием алевроитов, алевролитов и глин. Песчаные пачки с I по IV разделены между собой прослоями глин мощностью от 8 до 12 м. Средние эффективные мощности газоносных пачек составляют от 3 до 8 м. I пачка имеет наибольшую площадь распространения, достигающую 300 км<sup>2</sup>. Она залегает на глубинах 216—511 м.

Дебиты газа I пачки колеблются от 2,85 до 36 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Проницаемость пород пласта составляет 48—74 миллидарси (скв. 10 Благодарненской площади).

Дебиты газа II пачки колеблются от 472 тыс. м<sup>3</sup>/сут (скв. 2 Благодарненской площади) до 500 м<sup>3</sup>/сут (скв. 5 Петровской площади). III пачка характеризуется дебитом от 19 до 760 тыс. м<sup>3</sup>/сут; IV пачка — от 3,4 до 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут и VI пачка — от 2,5 до 5 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

VI пачка залегает на глубинах 370—692 м. Проницаемость пород изменяется от 2 до 2200 миллидарси (скв. 8 Благодарненской площади), пористость открытая 17—39%, преимущественно около 30%, остаточная водонасыщенность 29—95%. Наилучшие коллекторские свойства пород и более высокие дебиты газа наблюдаются на Благодарненской площади, к западу от нее дебиты газа снижаются до 2—5 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В чокракских отложениях известна газоносность на Казино-Грачевской площади. Глубина залегания продуктивной песчаной пачки колеблется от 90 до 240 м. Эффективная мощность ее составляет от 2 до 11 м. Проницаемость пород колеблется от 850 до 4500 миллидарси на периклинали. Дебит газа составляет 16—112 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В сводовой части складки проницаемость пород пласта составляет 0,85 дарси и на периклинали 4 дарси.

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).

В Терско-Кумской нефтегазоносной области почти все месторождения нефтяные и приурочены к локальным струк-

турам, осложняющим Прикумское поднятие. Геологическое строение области и перспективы нефтегазоносности изучали многие исследователи (И. О. Брод, А. И. Цатуров, М. С. Бурштар, И. А. Конюхов, Ю. В. Терновой, С. С. Итенберг, В. А. Станулис, В. П. Тилупо и др.).

К северной зоне поднятий (Величаевско-Максимокумской) относятся месторождения Величаевское, Зимняя Ставка, Колодезное, Максимокумское, Восточное, Поварковское. К центральной зоне приурочены Озексуатское и Камышбурупское и к южной зоне — Прикумское, Прасковейское, Ачикулакское и Южно-Ачикулакское месторождения. В восточной части области в пределах Сухокумской группы структур открыты месторождения Русский Хутор, Южно-Сухокумское, Восточно-Сухокумское и др. Наиболее крупными являются Колодезное, Озексуатское, Зимняя Ставка и Величаевское. Большинство месторождений многопластовые, выделяются юрский, нижнемеловой, верхнемеловой, палеогеновый и неогеновый нефтегазоносные комплексы, включающие 22 продуктивных горизонта (средняя юра—чокракский горизонт).

Все месторождения приурочены к антиклинальным структурам платформенного типа. Количество залежей на месторождении обычно составляет 3—4 и иногда 9 (Прасковейское).

В настоящее время в этом районе известно свыше 45 нефтяных залежей, которые по своему генетическому типу разделяются на структурные сводовые, стратиграфические, литологические, массивные и смешанные. К структурным сводовым относится около 80% залежей, открытых в пределах нефтяных месторождений Озексуат (IX пласт нижнего мела), Величаевка (IX, VIII пласты нижнего мела), Колодезное (IX, VIII), Зимняя Ставка (IX, VIII), Правобережное (IX, VIII), Южно-Сухокумское (XIII, IX, VIII) и др. Залежи обычно приурочены к сводовой части структур платформенного типа, амплитуды которых колеблются от 25 (Колодезная) до 50 м (Озексуат, IX пласт). Структуры простого строения, без дизъюнктивных нарушений.

Образование стратиграфических залежей обычно связано со срезанием и последующим перекрытием продуктивных пластов трудно проницаемыми породами. К стратиграфическому типу залежей относятся залежи II и III пластов средней юры Озексуатского месторождения и залежь XIII пласта келловей месторождения Зимняя Ставка. К залежам, образование которых в основном связано с литологическим замещением проницаемых пластов, представленных коллекторами гранулярного типа, трудно проницаемыми, относятся залежь IX пласта барремского яруса месторождения Зимняя Ставка, которая распространена только на юго-восточном крыле поднятия, нефтяные залежи VIII пласта месторождения Величаевка (литологическое выклинивание на восточном крыле) и VIII пласта месторождения Колодезное.

Литологические залежи, связанные с изменением степени трещиноватости карбонатно-глинистых пород, отмечены в палеогеновых отложениях Прасковейского месторождения и в трещиноватых

известняках турон-копьякского яруса Величаевского месторождения.

Юрские и нижнемеловые отложения нефтеносны в восточной части Ставрополя. В Озексуатско-Южно-Сухокумском районе они содержат промышленные залежи нефти (месторождения Озексуат, Величаевское, Зимняя Ставка, Южно-Сухокумское). В западной части Восточного Предкавказья нефтеносными и газоносными являются 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 верхнекамменноугольный — нижнепермский возраст), залегают среднеюрские отложения, содержащие промышленную нефть.

В Прикумском нефтегазоносном районе в юрских отложениях известно более 20 месторождений, приуроченных к юрским отложениям. Породы-коллекторы представлены в основном мелко- и среднезернистыми плотными слабокарбонатными песчаниками с глинистым цементом различного содержания. В результате пористость песчаников изменяется от 5 до 25% и проницаемость от долей миллиарда до 1000 миллиарда. Подчиненное значение в разрезе имеют алевролиты и карбонатные породы, а также микроконгломераты.

Юрские терригенные отложения подразделяются на пять литологических комплексов, из которых три представлены песчаными и две глинистыми пачками. Песчаные пачки подразделяются на ряд продуктивных пластов, из которых регионально нефтеносными являются II (средняя часть I песчаной пачки) и IV (верхняя часть II песчаной пачки).

Юрский нефтегазоносный комплекс сложен отложениями средней и верхней (келловей) юры. Наибольшая мощность этих отложений в Озексуатско-Южно-Сухокумском районе достигает 400 м. К западу и юго-востоку от него наблюдается постепенное уменьшение мощности юрских отложений за счет выклинивания пластов снизу вверх.

Юрский комплекс отсутствует в районе Прикумской линейной зоны поднятий (Чкаловская, Прасковейская, Правокумская и Ачикулакская структуры). 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 пачка (IV пласт, регионально нефтеносный) представлена

песчаниками крупно- и среднезернистыми кварцевыми с прослоями гравелита.

Песчаники нижней пачки имеют общую мощность от 0 до 45 м. Они залегают в виде трех прослоев мощностью 8—15 м, разделенных глинами, пропластки которых имеют мощность до 5 м. Промышленная нефтеносность IV пласта установлена на месторождениях Озексуат, Зимняя Ставка, Величаевском, Южно-Сухокумском и Максимокумском.

Дебиты нефти из IV пласта составляют (в т/сут) на Озексуате до 125, Зимней Ставке 100, Величаевском 69 и Максимокумском 30.

IV продуктивный пласт на большей части Прикумского нефтегазоносного района имеет гидродинамическую связь с V и VI пластами. В связи с этим часто их мощность и свойства рассматривают совместно. Мощность IV—VI пластов изменяется от границы полного выклинивания на западе и юго-западе до 220 м на северо-востоке и севере (площадь Арбали). В том же направлении возрастает пористость, от 8,5 до 22%. Зона развития максимальных величин пористости (18—22%) приурочена к сухокумской группе поднятий (Южно-Сухокумская, Сухокумская, Русский Хутор), что связано с благоприятными условиями осадконакопления песчаных отложений.

Средняя пачка представлена толщей глин с прослоями песчаников и алевролитов. Верхняя пачка сложена песчаниками мелкозернистыми мощностью от 0 до 30 м (III нефтеносный пласт Озексуатского месторождения). Дебиты нефти из III пласта на месторождении Озексуат колеблются от 36 до 96 м<sup>3</sup>/сут. Пористость песчаников составляет примерно 15%, проницаемость 3—120 миллидарси. Отложения нижнего и среднего комплекса условно относят к ааленскому ярусу.

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.

II продуктивный пласт характеризуется литологической неоднородностью: содержит до пяти алевроито-песчаных пропластков, изменяющихся по мощности, литологии, емкости и проницаемости. Пласт главным образом распространен в восточной части Прикумского нефтегазоносного района. Общая мощность его увеличивается с юго-запада на северо-восток, от 0—14 м на площадях Зимняя Ставка до 106 м на месторождении Степное. В тех же направлениях наблюдается изменение пористости от 9 до 23%, причем выделяются зоны с повышенной пористостью, приуроченные в основном к площадям Русский Хутор Центральный, Южно-Сухокумская, Солнечная, Буйнакская, Степная, что, по всей вероятности, связано с конседиментационными структурами и особенностями осадконакопления на их площади. Наблюдается приуроченность больших по размеру медианных диаметров зерен к присводовым частям названных структур.



Промышленная нефтеносность II пласта установлена на месторождениях Озексуат, Русский Хутор (Центральный и Северный) и Сухокумское. Дебиты нефти составляют 120—150 т/сут и газа 10—80 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Верхняя пачка представлена толщей аргиллитоподобных глин, разделенных в средней части довольно выдержанным по простиранию песчаным пластом мощностью 10—15 м.

Верхнеюрские отложения развиты преимущественно в южных частях Ставрополя, где они выражены толщей песчаников и доломитов.

В Озексуатско-Южно-Сухокумском районе отдельные исследователи выделяют верхнеюрские отложения (келловей) и относят к ним XIII нефтесный пласт, сложенный в основном известняками и доломитами мощностью 45 м.

Литологически XIII пласт неоднородный, его подразделяют на две части: нижнюю, сложенную песчаниками от тонко- до крупнозернистых в северо-западной части Восточного Ставрополя, а также известняками на юго-востоке, и верхнюю, повсеместно представленную карбонатными породами.

Породы-коллекторы нижней части пласта, развитые в районе месторождений Озексуат и Зимняя Ставка, характеризуются пористостью от 8 до 18% и проницаемостью от 5 до 150 миллидарси. В пределах Южно-Сухокумского месторождения пористость кавернозных доломитов составляет 6—27%, а проницаемость в редких случаях достигает 2,5 дарси. На этом месторождении из рассматриваемой части пласта XIII при испытании скв. 2 (интервал 3424—3427 м) был получен фонтан нефти дебитом до 250 т/сут. Однако по ряду месторождений дебиты нефти из нижней части XIII пласта непостоянны и колеблются от 18 до 280 м<sup>3</sup>/сут.

Верхняя часть XIII пласта представлена карбонатными породами пористостью не более 15% и проницаемостью от 10 до 60 миллидарси. В Озексуате из верхней части XIII пласта получены небольшие притоки нефти.

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 Озексуатской 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 па запад уменьшается от 800 м в Прикумском районе до 20 м в Центральном Ставрополе в связи с последовательным выпаданием из разреза пижних горизонтов.

Породы-коллекторы, слагающие XII пласт (готерив—баррем), характеризующийся мощностью 10—25 м, представлены песчаниками мелкозернистыми и алевролитами пористостью от 13 до 24% и проницаемостью до 2800 миллидарси. Дебит нефти из этого пласта на Южно-Сухокумском месторождении (скв. 2, интервал 3389—3399 м) через 6-мм штуцер составил 102 т/сут и газа 5000 м<sup>3</sup>/сут.

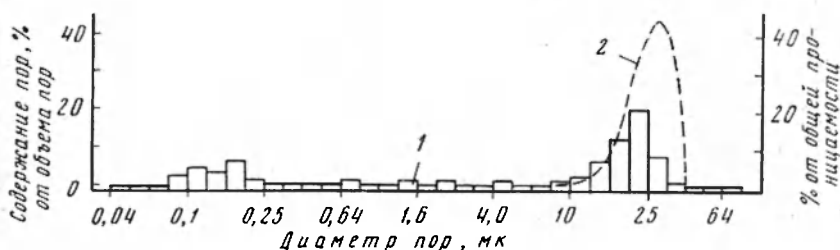


Рис. 26. Распределение пор в песчанике мелкозернистом нижнего мела (баррем, IX пласт) месторождения Русский Хутор и долевое участие их в проницаемости (скв. 1, интервал 3196,5—3202,5 м; пористость 25%, проницаемость 500 миллидарси; остаточная водонасыщенность 32%).

1 — распределение пор; 2 — долевое участие пор в проницаемости.

Высокопродуктивным является IX песчаный пласт (баррем), который сложен песчаниками разпористыми карбонатными, с прослоями оолитовых известняков.

Песчаники характеризуются пористостью открытой от 17 до 30% и проницаемостью от 35 до 1600 миллидарси. Пористость и проницаемость пород возрастают в северо-западном направлении к древней береговой линии от месторождений Южно-Сухокумского и Озексуат (пористость 17—20%, проницаемость 35—400 миллидарси) к месторождениям Величаевскому и Зимняя Ставка (пористость 22—30%, проницаемость 1600 миллидарси, Ю. В. Терновой, Г. С. Корнеев, 1966).

Нефтеносность IX пласта установлена на площадях Озексуат, Величаевка, Зимняя Ставка, Правобережная, Колодезная, Южно-Сухокумская, Русский Хутор, Восточная. Дебит нефти в среднем составляет 100—200 т/сут, иногда до 400 т/сут (Величаевская).

На нефтегазовом месторождении Русский Хутор IX пласт (баррем) представлен песчаниками мелкозернистыми, алевролитами крупнозернистыми и алевроносчиками (рис. 26).

Породы-коллекторы характеризуются пористостью открытой от 18 до 21% (средняя 20%), пористостью эффективной 14%, проницаемостью от 60 до 370 миллидарси (средняя 300 миллидарси).

Отметки ВНК и ГНК составляют соответственно — 3186 и — 3161 м.

VIII пласт (апт) мощностью от 10 до 35 м является одним из основных продуктивных пластов Озексуатско-Южно-Сухокумского района. На территории Восточного Ставрополя VIII пласт имеет повсеместное развитие. Он представлен чередованием песчаников мелкозернистых, алевролитов и глин песчаных. Песчаные прослои, которых обычно до четырех, имеют мощность по 5—10 м и часто не выдержаны по площади, замещаясь глинами. Песчаные породы-коллекторы характеризуются пористостью 21—33% и проницаемостью от 10 до 1800 миллидарси.

На месторождении Русский Хутор VIII пласт (апт) сложен чередованием песчаников, алевролитов, глин, аргиллитов, с редкими прослоями гравелитов. Породами-коллекторами в основном служат песчаники мелкозернистые, алевролиты крупнозернистые, песчано-глинистые, реже песчаники среднезернистые с гравием. Пористость проницаемых пород колеблется от 10 до 25% (средняя 19,3%), пористость эффективная от 11 до 17% (средняя 14,5%), проницаемость колеблется от 3 до 1180 миллидарси. Наиболее часто проницаемость составляет 40—300 миллидарси.

Пласты VI и V (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. Наибольшая мощность песчаных пород VI пласта выявлена в северо-западной части Озексуатского района (30—40 м), в восточной части его она сокращается до 10—15 м. Также закономерность в изменении мощности песчаных отложений характерна для V и IV пластов. На Колодезной площади VI пласт характеризуется пористостью 15,5% и проницаемостью 12 миллидарси, V пласт — пористостью 18% и проницаемостью 47 миллидарси и IV пласт пористостью 17,6% и проницаемостью 73 миллидарси.

I пласт (альб) 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>/сут.

В южной части Ставрополя нефтегазоносность нижнемеловых отложений установлена только на Северо-Нагутской площади, где в скв. 7 из интервала 2708—2725 м был получен приток газа (7110 м<sup>3</sup>/сут) с конденсатом (290 л/сут).

Формирование терригенной толщи мела большой мощности или при неустойчивом тектоническом режиме. Скопления нефти в нижнемеловых отложениях приурочены к нижним слоям трансгрессивных и к верхним слоям регрессивных частей серий, к отложениям, граничащим с поверхностями несогласий. Этапы накопления осадков чередовались с перерывами. Серии осадков, слагающих разрез нижнего мела, различаются по типам пород, их взаимоотношению и мощности. Трансгрессивные слои в основании серий представлены пачками гравелитов, песчаников и алевролитов, которые вверх по разрезу сменяются глинами. Выше наблюдается обратная последовательность напластований.

Верхнемеловые отложения представлены главным образом известняками, мергелями с прослоями глин и песчим мелом. В Предкавказье они пользуются широким распространением.

В трещиноватых карбонатных породах верхнего мела промышленная нефть установлена на Прасковейском месторождении (дебиты колеблются от 2 до 55 м<sup>3</sup>/сут), признаки нефтеносности известны на площадях Величаевской и Зимняя Ставка.

Трещиновые коллекторы верхнего мела Прасковейской площади изучались Н. Н. Фурсовой и Л. С. Бондаренко (1963) в больших плоскопараллельных шлифах по методике ВНИГРИ и методами, применяемыми к гранулярным породам. Трещинная пористость составила 0,2% и трещинная проницаемость 136 миллиарда. Среднее значение открытой пористости пород 5,7%, плотности 2,54 г/см<sup>3</sup> и карбонатность 72%. К зонам перерывов в осадкопокоплении приурочены участки с повышенной трещиноватостью, к ним же приурочены промышленные скопления нефти и газа.

Изучение вещественного состава пород-коллекторов (Г. Д. Сарасва, 1966) по разведочным площадям Равнинного Дагестана показывает, что во всех продуктивных горизонтах с запада на восток происходит смена литологических фаций, которым соответствует и смена различных групп коллекторов. Так, для нижнемеловых отложений в указанном направлении характерно уменьшение размера обломочного материала, увеличение глинистости пород и, как следствие, ухудшение емкостных и фильтрационных свойств. Однако характер и степень этих изменений для различных пластов не одинаковы.

Если на площадях от Колодезпой до Южно-Сухокумской среди отложений I, VI, VIII, IX пластов преобладают песчаные коллекторы от очень высокой до средней емкости и проницаемости (I—III классы) на Солончаковой и Степной — пониженной емкости и проницаемости (IV класс), а на Перекрестной, Равнинной и Бажиганской — низкой (V—VI класс), то для пород II, III, IV и VII пластов характерна более резкая смена групп коллекторов. Уже на крайних западных площадях Сухокумского блока (Русский Хутор и другие) эти пласты представлены чередованием глинистых алевролитов и глин. Открытая пористость алевролитов изменяется от 6 до 13,5%, проницаемость единицы и доли миллиарда, остаточная водонасыщенность 50—90% от объема порового пространства (коллекторы V—VI классов).

Для терригенных пород верхней юры наблюдается обратная закономерность. В связи с погрубением кластического материала, слагающего II песчаный пласт, с запада на восток коллекторские показатели улучшаются. Как правило, крупно- и среднесерпистые песчаники, встречающиеся в пласте в восточных районах, содержат не более 10—13% гидрослюдистого и местами каолинового цемента. Широко распространены цементы вдавливания. Пористость пород данного типа в среднем равна 16,6% (пределы колебаний от 10 до 20%), газопроницаемость — 464 миллиарда (12,8—

4100 миллиарди). В целом II песчаный пласт представлен коллекторами средней емкости и проницаемости.

Порово-кавернозные коллекторы распространены в XIII пласте, сложном относительно чистыми по химическому составу доломитами и известково-доломитовыми разностями карбонатов с незначительными прослоями известняков и песчаников. В зависимости от степени кавернозности, сообщаемости каверн между собой, а также размеров межкристаллических пор емкость и проницаемость доломитов варьируют в широких пределах. Так, открытая пористость 6—25,6%, газопроницаемость 0,2—1060 миллиарди, остаточная водонасыщенность 6—35%. Средняя пористость по пласту для доломитов составляет 15,5%, газопроницаемость 34,5 миллиарди. В пределах распространения пласта карбонатные породы, обладающие лучшими емкостными и фильтрационными свойствами, установлены на площади Южно-Сухокумской (Г. Д. Сараева, А. А. Ханин, 1970).

Изучение физико-географической обстановки в век накопления коллекторских толщ несчано-алевритового типа, проведенное Г. Д. Сараевой, показало, что в зависимости от интенсивности динамики водной среды происходило образование осадков с различной крупностью обломочных зерен. Это позволило выделить отложения отмелей, турбулентных течений, течений волочения и спокойной воды. Зоны отложений отмелей развиты среди пород барремского яруса в западных областях Прикумского вала (Величаевский, Озексуатский блоки) и в сводовых частях антиклинальных структур Сухокумского блока. Отложения течений волочения и спокойной воды преобладают в пределах Сухокумского блока и восточнее. Наиболее благоприятными для формирования высокопористых и проницаемых коллекторов оказались зоны отмелей. От зоны отмелей к зоне спокойной воды отмечено изменение текстурно-структурных особенностей пород в направлении понижения их коллекторских показателей.

На территории Равнинного Дагестана в продуктивных на нефть и газ отложениях развиты преимущественно терригенные породы-коллекторы с межзерновым типом пористости. Исключение составляют породы-коллекторы, слагающие XIII пласт верхней юры, характеризующиеся порово-кавернозным типом пористости.

Среди осадков нижнего мела и верхней юры наибольший интерес с точки зрения их емкостных и фильтрационных свойств представляют песчано-алевритовые породы верхнебарремского подъяруса и келловейского яруса. Детальное изучение литологического состава и коллекторских свойств пород верхнебарремского подъяруса с привлечением данных о гранулометрическом составе, а также палеогеографических построений позволило установить, что в западной части Прикумского вала (площади от Колодезной до Южно-Сухокумской включительно) распространены породы-коллекторы II—III классов, восточнее (площади Степная, Солончаковская) — IV, редко III классов, южнее, в сторону Бажганской антиклинальной зоны, — IV—V классов. Среди терригенных пород келловейского

яруса коллекторы I—III классов установлены на восточных площадях Прикумского вала, к западу большим распространением пользуются породы-коллекторы II—IV классов. Большая фильтрационная способность коллекторов I—II классов обусловлена наличием поровых каналов размером 100 мк и выше. Фильтрация в указанных породах осуществляется через систему поровых каналов 8—100 мк. При этом поровые каналы размером 20—100 мк фильтруют от 25 до 85% основного потока флюида, а каналы 8—20 мк — от 1 до 15%. Расход флюида через систему пор менее 6 мк составляет 1%.

Различие коллекторов I и II классов при одних и тех же размерах фильтрующих каналов состоит прежде всего в содержании основных фильтрующих каналов. В породах-коллекторах II класса пустоты размером 20—100 мк присутствуют в меньшем количестве, чем в коллекторах I класса. Вследствие этого и пропускная способность коллекторов II класса меньше.

Породы-коллекторы III класса характеризуются незначительным количеством поровых каналов размером выше 75 мк. Изменяется и соотношение систем пор, участвующих в фильтрации. Поровые каналы диаметром 17,5—75 мк при содержании их в породе от 11 до 47% фильтруют 80—95% потока, каналы диаметром 5—17,5 мк фильтруют от 5 до 16% и диаметром меньше 4—5 мк — 1%.

Для коллекторов IV класса характерно отсутствие поровых каналов размером больше 50 мк и значительное увеличение пропускной способности системы пор диаметром 2—8 мк (от 3 до 18% общего потока флюида).

Еще более увеличивается роль мелких поровых каналов (3—16 мк) в коллекторах V класса; они фильтруют уже до 72—95% общего потока (Г. Д. Сараева, А. А. Хагин, 1970).

Палеогеновый нефтегазоносный комплекс включает в себя отложения палеоцена, эоцена и олигоцена. Наибольший диапазон нефтеносности отмечается в пределах Прикумской линейной зоны поднятий и Восточно-Ставропольского прогиба. В западном направлении по мере регионального подъема слоев появляются газосные горизонты, а признаки нефти исчезают.

В Восточном Ставрополье нефтеносность палеоценовых отложений связана со свитой горячего ключа и отмечается главным образом в Прикумской зоне поднятий (Прасковейская Ачикулак). Породами-коллекторами нефти служат в основном трещиноватые аргиллиты и мергели и отчасти алевролиты глинистые.

Пористость трещиновых пород-коллекторов достигает 8%, а проницаемость 140 миллидарси. На Прасковейской площади из подобных пород получены притоки нефти дебитом от 1 до 35 м<sup>3</sup>/сут, а на Прабокумской — дебитом 3—4 л.

Отложения эоцена мощностью от 100 до 650 м включает 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, уменьшается и роль песчано-алевролитовых прослоев. Кумская свита сложена бурими известняками и мергелями. Белоглинская свита состоит из мергелей и карбонатных глин белого цвета.

Промышленная нефтеносность черкесской свиты связана с трещиноватыми породами. На Прасковейской площади дебиты нефти из трещиновых коллекторов составляют от 5 до 100 м<sup>3</sup>/сут.

Нефтеносность в отложениях кумской и белоглинской свит в Восточном Ставрополье связана с развитием трещиноватости в породах. Промышленные притоки нефти из пород верхнего эоцена известны на Прасковейской и Ачикулакской площадях, дебиты составляют от 1 до 9 т/сут для пород кумской свиты и от 0,8 до 1,5 т/сут для пород белоглинской свиты. Наиболее трещиноватые зоны, с которыми связаны нефтяные залежи в палеогене Прасковейского подъятия, 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 прослойки алевролитов и глинистых песчаников. Число алевролитовых пачек к востоку увеличивается до 7—8 в Озексуатско-Южно-Сухокумском районе, причем мощность отдельных алевролитовых пачек возрастает до 60—80 м.

Нижняя часть майкопских пород 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, Ачикулакской, Камыш-Бурун и Озексуат. Скопления нефти приурочены в основном к зонам развития трещиноватости в породах, пористость которых не превышает 10% и проницаемость 90 миллидарси. Дебиты нефти на месторождении Ачикулак 0,8—20 т/сут и месторождении Озексуат 4—10 т/сут. На Куравской площади из хадумских отложений получены притоки нефти дебитом 1—2 т/сут (интервал 2000—2200 м).

В пределах Озексуатского района, несмотря на довольно большое число и мощность алевролитовых и песчаных пластов в майкопской серии, признаков нефти и газа пока не обнаружено. По промыслово-геофизическим данным песчаные пласты майкопа водоносные.

Для палеогенового нефтеносного комплекса, развитого в Восточном Ставрополье, характерна связь скоплений нефти с зонами трещиноватости пород. Гранулярный тип коллекторов имеет подчиненное значение. Большинство известных залежей нефти характеризуется невысокой продуктивностью и нестойкостью дебитов.

В строении неогенового нефтегазоносного комплекса в Восточном Ставрополье участвуют отложения нижнего (входит в состав майкопской серии), среднего, верхнего миоцена и плиоцена, представ-

ленные толщей терригенно-карбонатных пород мощностью до 1700 м на востоке (Озексуат).

На территории Восточного Ставрополя в отложениях неогена известен один газоносный горизонт, приуроченный к чокракским отложениям, представленным чередованием песчаных и глинистых прослоев. Мощность чокракского горизонта колеблется от 20 (Садовская) до 110 м (Чкаловская).

Газоносность чокракского горизонта установлена на площадях Прасковейской и Журавской. В пределах Прасковейской площади выявлены относительно небольшие две залежи в нижней и верхней пачках песчано-алевритовых пород.

Пористость открытая пород-коллекторов составляет около 15%, а проницаемость изменяется от 2 до 12<sup>5</sup> миллиардси. Дебиты газа из нижней пачки составляют до 240 тыс. м<sup>3</sup>/сут и из верхней пачки до 8 тыс. м<sup>3</sup>/сут. На Журавской площади газоносный продуктивный пласт сложен глинистыми алевролитами и залегает на глубинах 550—570 м. Дебиты газа от 11,8 до 61 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В пределах нефтегазоносной области кряжа (в а л а) К а р п и н с к о г о выделяют Каспийско-Краснокамышанский, Икибурульский и Промысловый районы.

В восточной части погребенного кряжа Карпинского находятся четыре антиклинальные зоны (с юга на север): Краснокамышанская, Ачинеро-Каспийская, Олейниковско-Промысловская и Новогеоргиевская. К этим зонам приурочены открытые месторождения Олейниковское, Промысловское, Медвежье и др. Геологическая изученность района и перспективы нефтегазоносности рассмотрены в работах Я. С. Эвентова, Р. С. Безбородова, В. И. Мальцева и др.

В результате работ В. Г. Хельквиста, О. П. Абрамовой и К. А. Абдурахманова, проведенных под нашим руководством, на территории Калмыцкой АССР и юга Астраханской области изучены состав и коллекторские свойства продуктивных нижнемеловых отложений. Выделены пачки песчано-алевритовых пород и разобщенные глинистыми пачками. Песчано-алевритовые породы сгруппированы в следующие пачки: алеврито-песчаниковую «а» (нижний альб), алевритовую «б» (верхний апт), песчано-алевритовую «г» (нижний апт) и песчаниковую «а» (баррем). На некоторых площадях пачки «б» и «а» сливаются вместе. Глинистая пачка «в» (нижний апт) разделяет пласты пород-коллекторов пачек «б» и «г»; глинисто-алевритовая пачка «д» (нижний апт) разделяет проницаемые пачки «г» и «е». Пачка «а» является продуктивной в сводовой части вала Карпинского на площадях Цубукской (газ), Тенгутпиской (газ), Межевой (газ), Олейниковской (нефть) и Промысловской (газ). Пачка «г» продуктивна на площадях Ики-Буруль, Ермолицкой (газ), Каспийской (нефть). Из пачки «г» на Красном Камышаннике получен газ.

В пачке «а» присутствуют породы-коллекторы II, III, IV и V классов, представленные мелкозернистыми алевропесчаниками, глинистыми алевролитами и разнозернистыми песчаниками. Преобладают



мелкозернистые песчаники глинистые, относящиеся к III и IV классам коллекторов. Алевролиты в основном относятся к IV и V классам коллекторов.

Пористость открытая песчано-алевритовых пород пачки «а» 18—33%, пористость эффективная 3—19% и проницаемость от нескольких миллиарди до 630 миллиарди. Общая суммарная мощность пород-коллекторов в разрезе пачки составляет 25—150 м. Наибольшая мощность коллекторов, а также максимальная песчаность (до 90% от всего разреза) выявлены в сводовой части вала Карпинского, на Ермолинской и Краснокамышанской площадях.

В пачке «б» коллекторами являются мелкозернистые песчаники, алевронесчаники глинистые и крупнозернистые алевролиты. Породы относятся преимущественно к IV и V классам коллекторов. Открытая пористость коллекторов пачки «б» 16,6—31%, эффективная 3—19% и проницаемость от нескольких миллиарди до 600 миллиарди. Суммарная мощность коллекторов меняется от 6—10 м на юге и севере региона до 100 м и более в сводовой части вала Карпинского.

В пачке «г» коллекторы представлены глинистыми песчаниками и алевролитами, относящимися к IV и V классам коллекторов. В сводовой части вала Карпинского, судя по электрокаротажным материалам, породы-коллекторы могут быть отнесены к III и IV классам.

Пористость открытая пород пачки «г» 12—27%, пористость эффективная 4—15% и проницаемость 3—180 миллиарди. Суммарная мощность пород-коллекторов колеблется от 5 до 50 м.

Коллекторы пачки «е» выражены мелкозернистыми глинистыми песчаниками, относящимися преимущественно к III и IV классам коллекторов. Пористость открытая песчаников 19—30%, пористость эффективная 14—22% и проницаемость 40—2360 миллиарди. Суммарная мощность пород-коллекторов в разрезе пачки «е» 4—56 м.

В нижнемеловых отложениях на рассматриваемой территории выделяется несколько зон распространения пород-коллекторов различных классов. В северо-восточной части района развиты породы-коллекторы II и III классов; на большей части территории развиты коллекторы III и IV классов; наиболее северной части района развиты коллекторы IV и V классов.

В юре на Каспийской площади из отложений бата-байосса были получены признаки нефти. Изучение песчаных отложений в разрезе (бата — байосса), проведенное на Каспийской, Красно-Камышанской, Сахалинской и Меклетинской площадях, позволило выделить породы-коллекторы различных классов. Песчаники мелкозернистые относятся к V, IV и III классам; песчаники разнозернистые слабо уплотненные — к I, II, III и IV классам.

Песчаники мелкозернистые характеризуются пористостью открытой 16, 7—22,5%, пористостью эффективной 6—14% и проницаемостью от 3 до 230 миллиарди. В песчаниках разнозернистых по-

ристость открытая 18—24%, пористость эффективная 10—18% и проницаемость 60—1860 миллидарси. Общая суммарная мощность песчаных коллекторов в приведенных выше разрезах средней юры составляет 50—150 м.

## КУБАНСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Кубанская нефтегазоносная провинция соответствует зоне передовой складчатости Западного Кавказа и геосинклинальному склону Кубано-Индольского передового прогиба. Часть Кубано-Индольского прогиба, расположенная в пределах Кубани, называется Западно-Кубанским прогибом. Южный борт Западно-Кубанского передового прогиба характеризуется сложным строением палеоэоценового комплекса, который трансгрессивно перекрывается моноκлиально залегающими отложениями от майкопа до плиоцена включительно.

Эоцен-палеоэоценовые отложения образуют Азовскую антиκлиналичную зону, складки которой наклонены или опрокинуты в сторону прогиба и осложнены многочисленными разрывами. С этими складками связаны нефтяные месторождения: Азовское, Глубокоярское, Ахтырско-Бугундырское и др. По мере движения на восток интенсивность складкообразования уменьшается, и в районе Ключевского месторождения складки имеют форму структурных выступов. Далее на восток до границ с Адыгейским выступом наблюдается моноκлиальное падение пород в направлении с юго-запада на северо-восток.

Залежи нефти и попутного газа обнаружены почти по всему разрезу палеоэоцена. Нижний палеоэоцен нефтеносен на месторождениях Глубокий Яр, Ахтырско-Бугундырском; свита горячего ключа нефтеносна на Крымском, Украинском, Ахтырско-Бугундырском, Холмском, Глубокоярском и Азовском месторождениях и газоносна на Новодмитриевском месторождении; ильская свита содержит залежи нефти на тех же площадях, что и свита горячего ключа.

В осадках эоцена залежи нефти известны в породах зыбинской свиты на тех же площадях, где нефтеносна ильская свита, а также на Новодмитриевской и Калужской. Залежи нефти обнаружены в калужской свите на Ахтырско-Бугундырском, Глубокоярском и Азовском месторождениях и в кумской свите на Крымском, Украинском, Холмском, Глубокоярском, Восточно-Северском и Новодмитриевском месторождениях.

С майкопской серией от р. Чекох до р. Убин связаны залежи нефти на месторождениях Хапры, Павлова гора, Центральное поле, Соколова гора, Нефтегорск, Восковая гора, Тицино, Хадыженском, Хадыженская площадь, Кабардинском, Асфальтовая гора, Широкая балка, Курацеце, Камышанова балка, Кутаисском, Апчас, Абузы, Ключевом, Дыпи, Калужском, Новодмитриевском и Восточно-Северском. Нефтеносность обнаружена также на площадях

Лзовской, Глубокий Яр и Ахтырско-Бугундырской. Газ из майкола получают на Тульской площади.

Долгое время основная добыча нефти было связана с песчаными горизонтами майкопских отложений Хадыжеского района. Общим для всех залежей этого района является приуроченность их к головным частям выклинивающихся вверх по восстанию песчано-алевритовых пород среднего и нижнего майкопа.

В плане линии пулевых мощностей песчано-алевритовых пород имеют форму заливов, поэтому залежи нефти, приуроченные к майкопским отложениям, получили в этом районе название заливообразных (И. М. Губкин, 1932; Г. А. Хельквист, 1946). Они встречаются на месторождениях Хадыжеское, Широкая балка, Ключевое и др.

Строение крайних западных нефтяных месторождений хадыженской группы (Ключевое и Дыш) осложнено антиклинальным выступом. Коллекторами являются песчано-алевритовые породы. Проницаемость пластов I и II горизонта майкопа месторождений Ключевого и Дыш составляет 100—200 миллидарси. Величина проводимости пластов Ключевого месторождения для нефти составляет 0,22—0,67 дарси/сантимуаз.

В центральной части Западно-Кубанского передового прогиба в майкопе наблюдается широкое развитие песчаных горизонтов с увеличением их суммарной мощности от 220 (Ключевое) до 950 м (Бакинская). Наиболее развит I горизонт. 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, Новодмитриевская и др.

Палеогеновые отложения, содержащие залежи нефти, слагают складчатую полосу южного борта Западно-Кубанского прогиба. Они перекрываются с резким несогласием толщей олигоценых и миоценовых пород, моноклинально 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 горизонтов установлено 9, для Холмской площади 8, для Ахтырско-Бугундырской площади — 7. В мощной преимущественно флишевой толще осадков среднего и нижнего палеогена нефтеносными являются прослойки алевритов, залегающие среди глин. Рассматриваемые породы слагают нижнее крыло опрокинутой складки, сводовая часть и верхнее крыло которой на Ахтырско-Бугундырском месторождении полностью размыты майкопским морем.

Одной из особенностей геологического строения пород-коллекторов среднего и нижнего палеогена рассматриваемой площади является наличие частого чередования в разрезе прослоев плотных

глин и в различной степени цементированных алевролитов. Мощность большинства прослоев алевролитов колеблется в пределах 10—15 см и меньше.

Изучение коллекторских свойств алевролитовых прослоев (А. А. Ханин, 1965) показало, что каждый прослой имеет свои коллекторские показатели. Такое строение пород-коллекторов нефти заставляет изучать коллекторские особенности всех встречающихся в разрезе песчаных прослоев. Наиболее детально были изучены породы-коллекторы Ахтырского-Бугундырского месторождения.

Общая мощность I нефтеносного горизонта составляет 63 м. Стратиграфически он приурочен к низам свиты горячего ключа (подсвита шибик). Верхняя часть горизонта обычно размыта и контактирует с майкопскими или более молодыми слоями. С севера все нефтяные горизонты экранированы поверхностью размыва, с юга нефть подпирается контурной водой. Пористость пород-коллекторов принята в среднем равной 27,7%.

На 20 м ниже I горизонта залегает II горизонт мощностью 115 м. Горизонт хорошо выдержан по площади месторождения как по мощности, так и по литологическому составу. Пористость пород-коллекторов в среднем равна 19%.

III нефтеносный горизонт мощностью 66 м аналогичен по развитию и составу пород II горизонта. Пористость пород-коллекторов 28%. По возрасту II и III горизонты относятся к пескупской подсвите свиты горячего ключа.

Ниже III горизонта, после глинистого раздела мощностью около 100 м, залегает IV горизонт, представленный алевролитами и стратиграфически приуроченный к подсвите балки кипячей свиты горячего ключа. Общая мощность IV горизонта 112 м. Горизонт хорошо выдержан по площади как по мощности, так и по литологическому составу.

Изучение пород в шлифах под микроскопом показывает, что обломочная часть представлена в основном кварцем; микрослонистая 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 скв. 400 показывает, что наблюдается чередование плотных разностей алевролитов (плотность до  $2,34 \text{ г/см}^3$ ) со слабоуплотненными (плотность меньше  $1,80 \text{ г/см}^3$ ). Плотным разностям алевролитовых пород соответствуют малые значения пористости (меньше 15%) и проницаемости (меньше 5 миллиардари). Слабоуплотненным породам соответствуют более высокие значения пористости (до 37%) и проницаемости (до 772 миллиардари). Данные гранулометрического анализа показывают, что макропористые прослои представлены алевролитами, содержащими пелитовых частиц от 6,19 до 27%, алевритовой фракции от 60 до 93%, мелкозернистой песчаной — от 1 до 30% и среднезернистой песчаной — меньше 1%.

Характеристика коллекторских свойств нефтеносных алевролитов  
абазинской свиты Ахтырско-Бугундырского месторождения

№ скв.	Глубина, м	Пористость открытая, %	Проницаемость, миллиарды		Содержание остаточной воды, % от объема пор	Пористость эффективная (с учетом содержания остаточной воды), %
			абсолютная	при остаточной водонасыщенности		
400	1665—1667	33,76	865	820	10	30,36
400	1658—1661	33,41	530	474	15,8	28,40
400	1635—1637	33,78	364	286	26,0	25,00
400	1651—1653	33,09	284	256	24,0	25,15
400	1600—1602	31,80	160	139	36,0	20,36
295	1724—1726	27,68	138	84	35,5	17,85
410	1982—1985	28,31	95	72	40,0	17,0
395	2053—2055	24,06	55	50	29,0	17,10
395	2008—2010	25,00	74	48	38,0	15,50
425	2015—2018	26,76	44	34	40,0	15,96
420	2008—2011	26,98	42	36	38,0	16,72
420	2000—2002	27,29	43	32	40,0	16,37
395	1989—1991	21,59	36	32	36,0	13,81
395	2051—2053	24,57	43	31	42,0	14,23

Содержание остаточной воды в алевролитах значительно уменьшается с возрастанием проницаемости. Чем порода более проницаема, тем меньше в ней содержится остаточной воды, тем выше значения эффективной пористости (табл. 29).

Наилучшими емкостными и фильтрационными показателями характеризуется средняя часть IV горизонта разреза скв. 400. Для этой части разреза наиболее характерны проницаемость 200—300 миллиарды и пористость около 30%. Верхняя часть разреза сложена плотными, слабопроницаемыми породами (меньше 10 миллиарды, иногда до 50 миллиарды). Нижняя часть разреза IV горизонта, вскрытого скв. 400, в большинстве своем представлена достаточно плотными алевролитовыми породами проницаемостью меньше 10 миллиарды и иногда до 50 миллиарды и пористостью меньше 30%.

Обычно пикам повышенного электросопротивления и депрессии ПС соответствуют наибольшие значения проницаемости и пористости. Это дает возможность более полно интерпретировать данные электрокаротажных замеров и выделить наиболее пористые слои и пакки. Верхняя, средняя и нижняя части разреза IV горизонта соответственно пазаны «а», «б», «в». Коллекторские показатели алевролитов, слагающих подгоризонт «б», обычно более высокие по сравнению с подгоризонтами «а» и «в».

Изучение пород IV горизонта (А. А. Хапин, 1965) показало, что среднее значение открытой пористости 25,37% и проницаемости

154 миллиарда. Однако если рассматривать среднюю часть IV горизонта (подгоризонт «б») отдельно, то эти параметры будут иметь более высокие значения.

V нефтеносный горизонт мощностью 70 м отделен от IV глинистым разделом мощностью около 200 м. Он относится к верхам свиты горячего ключа (ахтырская подсвита). Встречающиеся в разрезе породы в основном представлены алевролитами глинистыми, иногда песчаными алевролитами. Содержание пелитовых частиц в алевролитовых коллекторах колеблется от 11 до 25%. Проницаемость пород, изученная по керну, варьирует от величин меньше 10 до 227 миллиарда, обычно средняя величина проницаемости не превышает 50 миллиарда. Пористость пород-коллекторов колеблется от 14,7 до 30%, наиболее часто встречающиеся величины пористости равны 28%. Пластовая проницаемость пород-коллекторов V горизонта по данным исследования ряда скважин колеблется от 0,32 до 0,60 дарси, составляя в среднем 0,5 дарси.

VI нефтеносный горизонт мощностью 140 м отделен от V горизонта глинистым разделом мощностью около 60 м (абазинская свита). Породы-коллекторы представлены алевролитами глинистыми, часто весьма плотными, с невысокими значениями проницаемости (меньше 10 и до 84 миллиарда). Проницаемость пород пласта, установленная по испытанию нескольких скважин, колеблется от 0,09 до 0,11 дарси и принята для расчетов равной 0,1 дарси.

VII горизонт отделяется от VI толщей глин мощностью 13 м. Верхнюю часть горизонта относят к абазинской, среднюю — к зыбненской и нижнюю — к кутаисской свитам. Общая мощность VII горизонта 85 м.

VII горизонт характеризуется обилием дизъюнктивных нарушений, особенно в центральной части Ахтырско-Бугундырской площади. Эта зона нарушений характерна и для других рассматриваемых горизонтов. Породы-коллекторы представлены алевролитами плотного сложения (плотность достигает до 2,37 г/см<sup>3</sup>). Они характеризуются полосчатой текстурой (микророслои глин, прожилки глауконита, прослои алевролита более темных тонов), сравнительно низкими коллекторскими показателями, колебаниями проницаемости от 1 до 40—50 миллиарда (наиболее часто встречаются значения 5 миллиарда), пористостью от 10 до 29% (чаще всего 19—24%). Однако проницаемость пород пласта, определенная по данным испытания нескольких скважин, была принята равной 0,5 дарси.

Изучение коллекторов нефти, залегающих в свите горячего ключа и абазинской свите Ахтырско-Бугундырского месторождения, показало, что коллекторы представлены алевролитами. Для них характерно сравнительно тонкое и частое чередование с прослоями плотных глин. Мощность большинства прослоев алевролитов колеблется в пределах 10—15 см и меньше.

Наблюдается различие в коллекторских показателях алевролитовых прослоев. Особенно это заметно при сравнении коллекторских

свойств пород, слагающих подгоризонты «а», «б» и «в». Наилучшие коллекторские свойства пород отмечаются для средней части нефтеносных пластов IV, V, VI и VII, а именно для подгоризонта «б».

К зонам дизъюнктивных нарушений, особенно развитых в центральной части площади, приурочены породы-коллекторы, характеризующиеся более низкими физическими свойствами, чем в других частях площади месторождения. Коллекторы, распространенные в этих зонах, обладают высокой плотностью, часто весьма малой проницаемостью (меньше 10—5 миллидарси) и низкой пористостью (меньше 10%). В кернах наблюдается перемятость слоев, признаки подводных оползней. Трещины нацело заполнены глинисто-глауконитовым веществом. Глинистое вещество относится к группе монтмориллонита и гидрослюд.

Встречающаяся в кернах в ряде случаев тонкая полосчатость связана с тонким миллиметровым чередованием алевролитов и уплотненных глин. Такое сложение пород отрицательно сказывается на фильтрационных показателях (проницаемость ниже 10—1 миллидарси).

Значительная проницаемость пород пласта (0,5—1 дарси), подсчитанная по данным испытания скважин, при сравнительно низких коллекторских свойствах гранулярных коллекторов, а также получение промышленных дебитов нефти из этой толщи показывают, что наравне с гранулярными коллекторами в ней, по-видимому, развиты и трещинные коллекторы.

В тонко переслаивающихся коллекторах Ахтырско-Бугундырского месторождения пористость и проницаемость (подсчитана по промысловым данным) закономерно ухудшаются от нефтенасыщенной части свода или от другой гипсометрически повышенной части к крыльям, т. е. к водонасыщенной части. Ухудшение пористости и проницаемости к краевым частям залежей вызвано в основном тем, что на крыльях преимущественно развиты смешанный и базальный типы цементации (эпигенетического опала и кальцита).

Изучение цементирующих веществ (В. Г. Малышек, О. К. Обухов, 1960) в породах-коллекторах палеоцена и эоцена позволило разбить их на три основные мономинеральные разновидности: глинистую, кальцитовую и опаловую (глинистый цемент назван мономинеральным условно). Опаловый цемент приурочен главным образом к палеоцену (Зыбза-Глубокий Яр, Ахтырско-Холмское, Азово-Смоленское месторождения и др.), кальцитовый — к эльбургану и эоцену (кумский горизонт Новодмитриевского месторождения и др.), глинистый цемент преимущественно развит в майкопских слоях. Различные сочетания мономинеральных разновидностей встречаются в отдельных горизонтах палеогена, в свите горячего ключа и в майкопских слоях отсутствует кальцит.

Залежь нефти в кумском горизонте Новодмитриевского месторождения приурочена к брахантиклинальной 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, за счет чего 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 миллиардов. Проводимость пород для нефти 0,15 дарси/сантимуаз.

По данным И. М. Горбачев (1970), в кумской свите в пределах южного борта Западно-Кубанского прогиба встречены два типа коллекторов — гранулярный и порово-трещинный. Каждая антиклинальная зона характеризуется определенным типом коллекторов. В Азовской зоне гранулярные коллекторы развиты на всех площадях; порово-трещинные — на Ахтырско-Бугундырской площади. Гранулярные коллекторы представлены здесь глауконит-кварцевыми алевролитами II—V классов. Цементирующее вещество в алевролитах, относящихся ко II—III классу коллекторов, по составу однородное глинистое, опаловое. Тип цементации поровый, контактовый, порово-контактовый. В коллекторах IV—V классов преобладают неоднородные кремнисто-глинистые, карбонатно-глинистые цементы, тип цементации порово-базальный и базальпо-поровый. Пористость колеблется в пределах 11,6—36,5%, проницаемость 0,1—952 миллиардов. Порово-трещинные коллекторы представлены мергелями бурыми, битуминозными, плотными, характеризующимися значениями пористости 31,2—39,5% и проницаемости 0,2—1,8 миллиардов.

На площадях Калужской зоны встречается только гранулярный тип коллекторов II—V классов. Представлены коллекторы алевролитами, по минералогическому составу относящимися к глауконит-кварцевым разностям. Цементирующая часть сложена глинистым, а в коллекторах IV—V классов — кремнисто-глинистым, карбонатно-глинистым веществом. Тип цементации чаще всего смешанный порово-контактовый, базальпо-поровый и реже равномерно-поровый. Пористость колеблется в пределах 10,9—29,5%, проницаемость 0,1—595 миллиардов.

В Левкипской зоне выделяются два типа коллекторов — гранулярный и порово-трещинный. Последние в основном развиты на Левкинской площади и представлены алевролитами. В коллекторах этого типа общая емкость складывается из межзерновой пористости (2—5%) и трещинной пористости, обусловленной объемом секущих пород трещин. Раскрытость трещин, определенная в шлифах, колеблется от 1 до 50 мк. Распределение трещин обычно неравномерное. Изменение коллекторских свойств порово-трещинных коллекторов по площади определяется густотой трещин, которая в свою очередь зависит от тектонических условий. Оптимальные условия для развития порово-трещинных коллекторов приурочены к области Ахтырского надвига.



Из гранулярных коллекторов на Левкинской площади встречены коллекторы IV и V классов, характеризующиеся пористостью 10,8—13,5% и проницаемостью 0,2—2,4 миллидарси. Количество цементирующего материала 10—15%; оно состоит из смешанного карбонатно-глинистого, кремнисто-глинистого и кварцевого вещества. Тип цементации контактово-поровый и порово-контактовый.

На Черноморской площади встречен только гранулярный тип коллекторов. Это глауконит-кварцевые алевролиты с глинистым и кремнисто-глинистым цементом. Тип цементации порово-контактовый. Пористость алевролитов 9,3—24,2%, проницаемость 0,1—106,9 миллидарси.

Наиболее заметно на снижение коллекторских показателей влияет вторичное уплотнение обломочного материала под давлением и аутигенные выделения кремнезема, кварца, кальцита в порах, приводящие к уменьшению объема открытых сообщающихся между собой пор и сечений поровых каналов.

Большие колебания в глубинах залегания кумской свиты южного борта Западно-Кубанского прогиба (от 600 и до 5000 м) дали возможность И. М. Горбанец (1970) проследить изменение типов и свойств коллекторов с глубиной (рис. 27). До глубины 1750 м выделяется зона неизменных гранулярных коллекторов, характеризующаяся высокими значениями пористости и проницаемости. В интервале 1750—3450 м фиксируется развитие структур уплотнения и конформно-регенерационных структур, которые снижают коллекторские свойства алевролитов, однако еще не настолько, чтобы вывести их из класса гранулярных коллекторов. Ниже 3450—3500 м интенсивность процессов вторичного преобразования пород нарастает. На этих глубинах чаще всего встречаются породы, характеризующиеся сливными кварцитоподобными структурами, количество регенерационного кварца возрастает. С глубины 4100 м и до 5000 м выделяется зона непроницаемых сильно измененных пород.

На глубинах 4500—5000 м в пределах Западно-Кубанского прогиба роль гранулярных коллекторов уменьшается и возрастает роль порово-трещинных. Сохранение гранулярных коллекторов на таких глубинах, по мнению И. М. Горбанец, возможно только в том случае, если залежи нефти были сформированы до погружения пород на большие глубины, так как нефть обладает свойствами приостанавливать или резко замедлять процессы аутигенного минералообразования.

По данным сейсморазведки, в зоне северного борта Западно-Кубанского прогиба устанавливается сокращение мощностей эоцена и выклинивание алевритовых пачек. Глубины залегания эоцена не превышают 3500 м, в связи с этим здесь можно встретить литологические залежи и коллекторы грапулярного типа.

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.

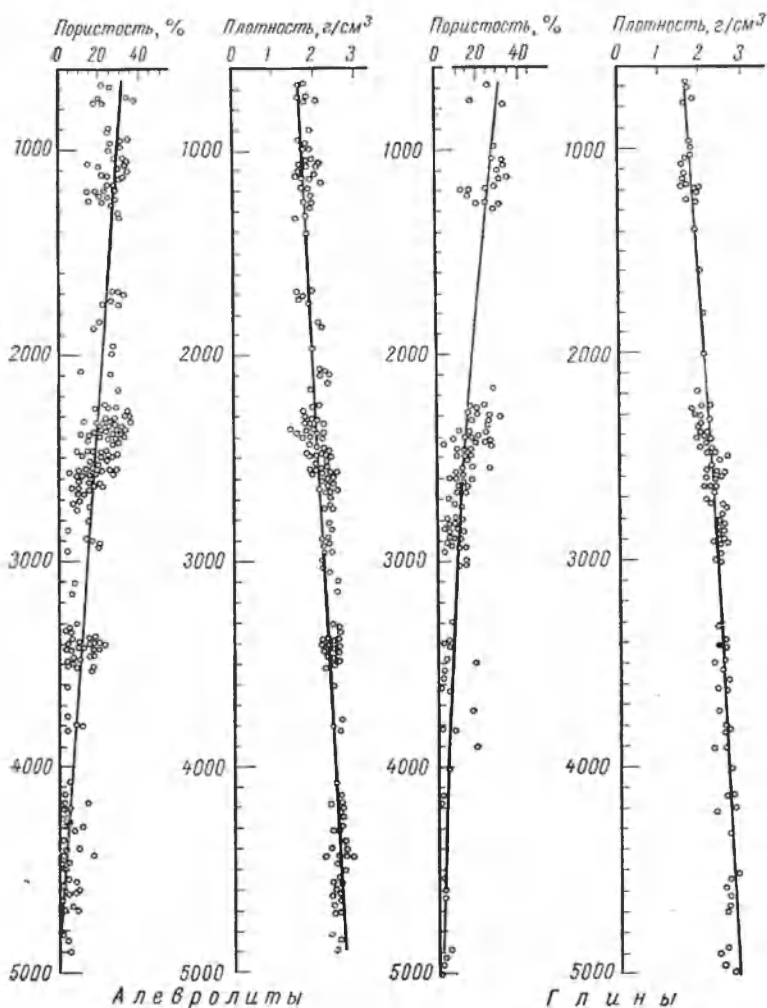


Рис. 27. Изменение пористости и плотности пород кумской свиты с глубиной на южном борту Западно-Кубанского прогиба (по И. М. Горбанец, 1970).

Нефтяная залежь VII мэотического горизонта связана с пластовой сводовой, частично литологически ограниченной ловушкой. Породы-коллекторы данного горизонта представлены частым чередованием алевритово-песчаных и глинистых прослоев, характеризуются эффективной пористостью 21% и хорошей проницаемостью —

500 миллиарда. Однако породы-коллекторы присутствуют не на всей площади месторождения, замещаясь глинами. Эффективная мощность пород-коллекторов VII горизонта изменяется от 0 до 33 м.

С VIIa мезотическим горизонтом связано четыре залежи нефти, из которых одна выделяется на Анастасиевской площади и три на Троицкой площади. Залежи приурочены к пластовым сводовым, частично литологически ограниченными ловушкам. Горизонт имеет максимальную эффективную мощность, равную 23 м. Он сложен прослоями хорошо проницаемых алевроитов и алевролитов, чередующихся с глинами.

В разрезе выделяют VIa и VI нефтяные пласты. Нефтяные пласты VI и VIa мезотического горизонта также связаны с пластовыми сводовыми, частично литологически ограниченными ловушками. Эффективная мощность горизонтов в северо-западной и присводовой частях Анастасиевской складки достигает 24 м. Горизонты представлены чередованием среднепроницаемых алевроитово-песчаных и глинистых прослоев с меняющейся мощностью в пределах месторождения. Средние значения эффективной пористости составляют 21—25% и проницаемости 100—200 миллиарда (М. В. Фейгин, 1965).

Характер залежи и пород-коллекторов V мезотического горизонта подобен таковому VI горизонта. Продуктивный пласт развит только в восточной части Троицкой площади. Максимальная эффективная мощность V горизонта 28 м. Участкам повышенных значений мощности VI горизонта соответствуют в плане участки минимальных значений мощности вышележащего V горизонта и наоборот. Пористость пород-коллекторов 25%, проницаемость 270 миллиарда.

Нефтегазовая залежь IV мезотического горизонта характеризуется наличием крупной газовой шапки этажом 156 м при сравнительно небольшой высоте нефтяной залежи 22 м. Она приурочена к пластовой сводовой ловушке. Полоса максимальных значений эффективной мощности горизонта (выше 100 м) проходит в центральной части структуры с юго-запада на северо-восток, уменьшаясь к периклинальным окончаниям на северо-запад и юго-восток. Продуктивный горизонт представлен алевроито-песчаной пачкой. Пески и песчаники мелко- и среднезернистые. Пористость эффективная, изменяется от 14 до 43%, составляя в среднем 30%. Проницаемость изменяется в широких пределах, от 280 до 4450 миллиарда, в среднем около 1500 миллиарда. В разрезе горизонта имеется большое число линз и прослоев с пониженной проницаемостью, а в верхней пачке — глинистых линз и прослоев, которые в основном определяют анизотропию в проницаемости пласта.

С III палеозойским горизонтом связано девять газовых залежей, из которых три залежи относятся к Анастасиевской площади и шесть залежей — к Троицкой площади. Залежи в основном связаны с пластовыми сводовыми ловушками. Горизонт сложен пес-

ками и алевритами с редкими прослоями глины. Пористость эффективная песчаных разностей составляет 30%, проницаемость 1000—1500 миллидарси. Для III горизонта характерным является резкое изменение мощности коллекторов по площади, общая мощность пород пласта изменяется от 0 до 124 м.

Газовая залежь II понтического горизонта связана с пластовой сводовой, частично литологически ограниченной ловушкой. Этаж газоносности составляет 80 м. Породы пласта представлены чередованием алевритов, алевролитов и глин. Породы-коллекторы характеризуются эффективной пористостью 25—30% и проницаемостью 800 миллидарси (М. В. Фейгин, 1965).

Газовая залежь I понтического горизонта приурочена к пластовой сводовой, частично ограниченной ловушке и расположена на Анастасиевской площади. Породами-коллекторами являются алевриты и алевролиты, которые залегают в пласте, чередуясь с глинами. Коллекторские свойства проницаемых пород весьма благоприятные, эффективная пористость 22% и проницаемость 700 миллидарси. Зона максимальных значений эффективной мощности коллекторов (до 10 м) проходит от северного крыла поперек структуры. В направлении южного крыла и Троицкой площади происходит замещение пород-коллекторов глинами, и горизонт выклинивается.

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 мезотическим и понтическим отложениям. Западнее, в той же тектонической зоне, разведывается Курганское газонефтяное месторождение с продуктивными горизонтами в мезотисе, караганском и чокракском горизонтах.

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). Продуктивные горизонты имеют моноклинальное строение с наклоном в северном направлении под углом до 35°. С севера залежь нефти подширается красной водой, а на юге коллекторы выклиниваются. На месторождении было выделено девять продуктивных горизонтов. Однако позднее выяснилось, что они сообщаются друг с другом. Коллекторы представлены алевролитами, песчаниками, доломитами, мергелями, доломитизированными мергелями и брекчий. Породы-коллекторы характеризуются преимущественно линзовидным строением и расчленяются прослоями глин и плотных пород. Коллекторы, кроме обычных гранулярных пор, имеют трещины и каверны, способствующие высокой продуктивности скважин. Проницаемость образцов керна 12—150 миллидарси и пористость 17—22%.

## ТЕРСКО-ДАГЕСТАНСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Терско-Дагестанская провинция включает зону передовой складчатости Северо-Восточного Кавказа, геосинклинальный склон Терско-Каспийского передового прогиба и Кусаро-Дивичинский прогиб.

В пределах провинции известны многочисленные нефтепроявления в третичных отложениях. Открыты крупные залежи нефти и газа в меловых отложениях. В Терско-Дагестанской провинции выделяются две нефтегазоносные области: Терско-Сунженская и Дагестанская. В Терско-Сунженской области расположены наиболее крупные месторождения нефти с залежами в мезозойских и чокрак-караганских отложениях, залежи в последних почти выработаны. В Дагестанской области нефтегазоносны мезозойские, палеогеновые и чокракские отложения.

Нефтяные месторождения Терско-Сунженской нефтегазоносной области приурочены к южному складчатому борту Терско-Каспийского прогиба, в пределах которого выделяется ряд линейно вытянутых антиклинальных и синклинальных складок, объединяющихся в тектонические зоны общекавказского простирания.

Нефтяные месторождения в мезозое выявлены в пределах Терского и Сунженского антиклинориев. Крупнейшие месторождения связаны с Терским антиклинорием — поднятия Малгобек-Вознесенское, Эльдаровское, Хаян-Куртовское и Гудермесское. В пределах Сунженского антиклинория месторождения приурочены к поднятиям Заманкульскому, Карабулак-Ачалукскому, Старогрозненскому и Октябрьскому. Наибольшие скопления нефти заключены в маастрихтском ярусе, а несколько меньше в кампанском и сантонском.

Верхнемеловой комплекс отложений представлен толщей карбонатных пород, сложенной известняками с подчиненным количеством обломочных карбонатных пород, мергелей и глин.

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 прослои глин. По кровле верхнего мела прослеживается брахиантиклинальная асимметричная складка длиной до 26 км, направление ее ЗСЗ—ВЮВ. Северо-восточное крыло складки наклонено под углом 40—50°, а юго-западное — под углом 15—30°. Нефтеносность приурочена к сводовой части структуры, высота залежи достигает 750 м.

Керны известняков верхнего мела на Карабулакско-Ачалукской площади обладают малой открытой пористостью (от 1 до 8%) и проницаемостью, не превышающей 0,075 миллиардари.

Данные исследования плотных известняков без учета трещиноватости не отражают их коллекторских свойств. Примеры поглощения глинистого раствора и даже провал инструмента на глубину до 1—1,5 м в процессе бурения на Карабулакско-Ачалукской структуре указывают на развитие в этих породах не только трещиноватости, но и каверн.

При рассмотрении методики разработки верхнемеловой известняковой толщи Карабулак-Ачалукского месторождения в 1961 г. были приняты следующие значения параметров трещиноватости для пород кровли верхнего мела: трещинная пористость 0,09%, раскрытость трещин 23 мк, расстояние между трещинами 3,2 мм и трещинная проницаемость 85 миллиарди. Для пород подошвы карбонатной толщи трещинная пористость 0,013%, трещинная проницаемость 1,1 миллиарди, раскрытость трещин 10 мк и расстояние между трещинами 7,1 мм.

П. П. Лысенков (1965) связывает изменение тектонической трещиноватости верхнемеловых отложений в пределах складок со степенью деформации пород, являющейся производной от величины кривизны поверхности отложений. В связи с этим рассчитанная средняя трещинная емкость маастрихтских отложений составляет для площадей Заманкул, Карабулак-Ачалуки, Малгобек-Вознесенка и Хаян-Корт соответственно 0,81, 0,29, 0,96 и 1,02%.

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%. Характеристика трещинных коллекторов приводится В. Н. Майдебором (1967).

К приближенным промыслово-геофизическим методам оценки параметров трещиноватых пород верхнего мела, необходимых для подсчетов запасов нефти, а также для разработки месторождений Чечено-Ингушетии, относится комплексный метод, основанный на совместной интерпретации данных БКЗ, радиоактивного каротажа (НГК, ГК), кавернометрии и материалов анализа керна.

Густота трещин зависит от степени окремнения и содержания нерастворимого остатка в известняках, а также от их структуры. Л. П. Гмид (1963) указывает, что наличие глинистого вещества бейделлитового и монтмориллонитового состава в нерастворимом остатке верхнемеловых известняков Карабулак-Ачалукского месторождения сказалось на увеличении в них трещиноватости и вторичной пористости.

По данным Е. С. Парамоновой (1970), верхнемеловой разрез состоит из плотных разностей карбонатных пород, представленных в основном биохемогенными известняками с подчиненным количеством биоморфных и органогенно-детритовых разновидностей, переслаивающихся с обломочными переротложенными карбонатными породами: брекчиями, гравелитами и песчаниками.

Плотные разности известняков коллекторскими свойствами в матрице не обладают; открытая пористость этих пород колеблется в пределах 3—6%, а проницаемость — 0,1—0,001 миллиарди. Отдельные пласты или участки разреза, сложенные плотными

известняками, могут быть проницаемы при наличии системы открытых трещин.

Обломочные карбонатные породы образовались в результате разрушения и переотложения плотных известняков. Обломочные породы имеют по мощности подчиненное значение, представлены в основном рыхлыми разновидностями и характеризуются высокими коллекторскими свойствами: открытая пористость изменяется от 19 до 32%, а проницаемость от 57 до 246 миллидарси.

По В. А. Станулису (1963, 1966), разрез мезозоя Кабардино-Балкарии по преобладающим типам коллекторов подразделен на четыре литолого-стратиграфических комплекса, в двух из которых (нижняя юра — келловей и готерив — альб) развиты гранулярные песчано-алевритовые, а в двух других (верхняя юра — валанжин и верхний мел) — трещинные карбонатные коллекторы.

Песчано-алевритовые пласты и пачки в нижнеюрско-келловейском и верхнеюрско-валанжинском комплексах относятся к цементно-поровой и реликтивно-поровой группам и отвечают коллекторам V—VI классов (А. А. Ханиц, 1969). Лишь в байосском ярусе выявлены коллекторы III—IV классов. При их опробовании в скважинах наблюдались притоки вод дебитом от 13,0 до 100 м<sup>3</sup>/сут.

В готерив-альбском комплексе гранулярные коллекторы относятся к различным группам и классам. Наиболее широко распространены коллекторы III—IV классов, а их емкостные и фильтрационные свойства возрастают снизу вверх. В апт-альбском ярусе отдельные пласты песчано-алевритовых пород соответствуют коллекторам I—II классов. При опробовании гранулярных коллекторов нижнего мела в скважинах, пробуренных на мопоклинали, максимальные притоки пластовых вод колебались от 70 (готеривский ярус) до 3600 м<sup>3</sup>/сут (апт — альб).

В верхнеюрско-валанжинском и верхнемеловом карбонатных комплексах наиболее широко развиты смешанные трещинно-порово-кавернозные и трещинно-каверново-поровые коллекторы. Их эффективная емкость достигает нескольких процентов при резко выраженной анизотропии проницаемости, изменяющейся от нуля до сотен и тысяч миллидарси. По-видимому, в связи с этим дебиты скважин, пробуренных в различных структурных условиях, колеблются в широких пределах.

Роль пород-покрышек в разрезах мезозоя выполняют пласты и пачки глин и аргиллитов в терригенных комплексах юры и мела, пласты и пачки соленосно-сульфатных, глинисто-алевритовых и высокопластичных карбонатных пород в отложениях верхней юры — валанжиша и верхнего мела. К покрышкам, пользующимся региональным распространением, относятся сульфатно-соленосная толща титона, глинисто-алевритовая пачка в основании валанжина, карбонатно-сульфатная пачка валанжина, глинисто-алевритовая пачка в основании готерива, глинистая толща среднего — верхнего альба, мощная мергельно-глинистая толща палеогена — нижнего миоцена. Наиболее высокими защитными свойствами обладают по-

крышки, сложенные высокопластичными соленосно-сульфатными породами, а также мощная толща глин и мергелей палеогена — нижнего миоцена.

Наибольший практический интерес для поисков тектонически экранированных залежей представляют литолого-стратиграфические комплексы, расположенные ниже соленосно-сульфатных пластов и пачек титоба — валанжина.

С участками, примыкающими к разломам, особенно глубинным, связаны полосовидные зоны резкого изменения мощностей и литофаций, выклинивания и литолого-стратиграфического экранирования отдельных ярусов и отделов мезозоя, полосовидные зоны тектонически раздробленных пород (особенно карбонатных), окруженные водонепроницаемыми породами, зоны развития рифогенных фаций и т. д.

В узлах пересечений, вдоль и над системами разломов и шовных зон группируются в осадочном чехле антиклинальные поднятия и другие пликативные дислокации, прослеживающиеся до различных стратиграфических уровней.

Для локальных антиклинальных поднятий, интенсивно дислоцированных (углы наклона крыльев складок свыше  $15^\circ$ ) и осложненных дизъюнктивами в постмезозойское время, основные промышленные скопления нефти и газа В. А. Станулис связывает с верхними литолого-стратиграфическими комплексами мезозоя (верхний и нижний мел), для слабодислоцированных структур (углы наклона крыльев до  $8-10^\circ$ ) — с нижними комплексами (юра — нижний мел), а на участках широкого развития соленосно-сульфатных толщ — преимущественно с подсоленосно-сульфатными отложениями юры.

На основании изучения мезозойских осадков Восточного Предкавказья И. А. Колюхов (1958) выделяет песчано-алевритовые породы, которые могут представлять интерес как коллекторы. Эти породы выделяются в нижне- и верхнеаалейском, батском и байосском ярусах средней и нижней юры, в отложениях готерива, алта и альба нижнего мела. Наибольшее количество хорошо отсортированных и малокarbonатных 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. Колюхов выделяет наилучшие коллекторские толщи (песчаники и алевриты) в альбском и айтском ярусах, в меньшей степени в верхнебарремском подъярусе.

Придерживаясь классификации Л. В. Пустовалова, И. А. Колюхов и Л. А. Михайлова характеризуют песчано-алевритовые коллекторы I и II классов (по Ф. А. Требину) изученного региона следующими признаками: а) величиной общей пористости большие



18%; б) содержанием глинистой фракции менее 10—12%; в) содержанием карбонатного цемента менее 8%; г) коэффициентом отсортированности менее 4,5.

Наиболее перспективные по коллекторским свойствам песчано-алевритовые породы, приуроченные к апту, нижнему альбу и верхнему баррему Дагестана, охватывают районы Восточной антиклинальной зоны (Дузлак, Берекей, Огни, Хош-Мензил) и районы Западной антиклинальной зоны (Балхас-Хундук, Губден и Селли). Порода-коллекторы юрского возраста И. А. Конюхов и Л. А. Михайлова относят в большинстве случаев к III классу (по Ф. А. Требину).

Средний размер зерен песчаных пород нижнего мела на территории Восточного Предкавказья, по И. А. Конюхову, составляет 0,10—0,15—0,20 мм. Наиболее широко развиты песчаники.

Для отложений нижнего мела характерно широкое распространение плохо отсортированных разностей терригенных пород. По изменению средних диаметров частиц терригенных пород нижнего мела на территории Северного Кавказа и Предкавказья И. А. Конюхов выделяет восемь зон. Высокие значения диаметров частиц связаны с узкой полосой предгорного прогиба Северо-Западного Кавказа.

В Дагестанской нефтегазоносной области (Предгорный Дагестан) выделяются две крупные тектонические зоны: зоны Дагестанского клина и область третичных предгорий Южного Дагестана. В пределах третичных предгорий выделяются две антиклинальные зоны: Восточная и Западная. Восточная антиклинальная зона включает поднятия Ачису, Избербаш, Берекей, Дузлак, Огни, Хошмензил, Западная — Аджиноур, Экендиль, Балхас—Хунук, Селли, Гаша. Для складок Восточной и Западной антиклинальных зон характерна линейная вытянутость и типичное брахиантиклинальное строение по верхнемеловым отложениям.

Формирование карбонатных пород верхнего мела происходило в условиях относительного тектонического покоя. Реконструкция седиментационного бассейна позволила В. А. Агамову (1968) выделить три этапа в его развитии. Первый этап (сеноман—турон—коньяк) характеризуется нарастанием трансгрессии, второй (сантон — кампан) — стабилизацией контуров бассейна, третий этап (маастрихт—дат) регрессивный. Анализ геотектонического развития структур объясняет наличие коллекторов трещинного типа в Дагестане, незначительное распространение некоторых видов вторичных пустот (каверн и карстовых образований), происхождение которых обусловлено вещественным составом пород, их трещиноватостью и длительностью размыва.

В Предгорном Дагестане верхний мел нефтегазоносен на большой территории. На площадях Селли, Гаша и Ачису установлены промышленные залежи нефти и газа. На разведочных площадях Махачкала и Шамхал-Булак получены промышленные притоки газа.

Верхнемеловые и палеогеновые отложения в Предгорном Дагестане служат основным объектом для поисков залежей нефти и газа. Породы верхнего мела представлены преимущественно пелитоморфными крепкими известняками мощностью от 150 до 600 м. В палеогене встречены мергели и известняки. Мощность фораминиферовых слоев колеблется от 0 до 300 м. Коллекторы гранулярного типа в разрезе играют незначительную роль. Породы верхнего мела характеризуются средней пористостью 3% и проницаемостью 0,13 миллидарси.

В верхнемеловых породах Предгорного Дагестана наблюдаются гранулярные, биолитные, кавернозно-карстовые и трещинные поры. Самый широкий диапазон изменения и максимальные величины первичной пористости устанавливаются у известняков сферовых и фораминиферовых (от 2 до 14%). Наиболее низкими значениями характеризуются мергели (1—7%). Доминирующие в разрезе биохомогенные известняки имеют низкую емкость. Полная пористость колеблется от 2 до 8%, пористость открытая 1—3,5%, а средние величины соответственно составляют 3 и 1,5%. Для всех типов известняков характерно изолированное туиковое строение пор, обуславливающее отсутствие межгранулярной проницаемости. Сколько-нибудь заметных изменений первичной пористости с глубиной по разрезу не отмечается, что объясняется сравнительно ранней консолидацией пород, исключая даже незначительные уплотнения под действием геостатических нагрузок вышележащих толщ. Не установлены изменения первичной пористости для литологически однородных разностей и по площади в пределах структур (В. А. Агамов, Ф. А. Рашкуева, 1966).

В. А. Агамовым (1968) показана возможность подсчета микро-трещинной емкости по данным о физико-механических свойствах пород. Локальные структуры Восточной антиклинальной зоны, характеризующиеся большими параметрами дислоцированности и большими расчетными величинами трещиноватости, имеют и дебиты скважин значительно больше, чем скважины Западной зоны. Толщам мощностью от 0,1 до 0,8 км и кривизной поверхности  $10^{-2}$ — $1^1$  км соответствует трещиноватость 0,6—5%. Анализ других видов пустот в верхнемеловых отложениях Дагестана позволяет рассматривать в качестве основной емкости коллектора локальную трещиноватость, обусловленную антиклинальным строением складки.

## АПШЕРОНО-НИЖНЕКУРИНСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Апшероно-Нижнекуринская провинция соответствует поперечной впадине Юго-Восточного Кавказа. Она расположена в пределах Азербайджанской ССР и включает Апшеронский полуостров с прилегающими к нему с востока и юга морскими участками, Кыбыстан и Прикуринскую низменность. Группа островов и подводных банок окаймляет побережье, образуя Апшеронский архипелаг в восточной

части Апшерона и Бакинский архипелаг между Баку и Ленкоранью.

Развитие нефтедобычи в Азербайджане в последние годы все теснее связывается с морскими нефтяными и газовыми месторождениями. Наиболее крупным морским районом является Апшеронский архипелаг, месторождения которого дают почти 90% всей морской нефти в республике. Здесь расположены месторождения Бапка Дарвина, о. Артема, Гюргяны-море, Южная, о. Жилой, Грязевая Сопка, Нефтяные Камни и ряд перспективных разведочных площадей. Месторождение о. Артема разрабатывается уже более полувека, а сравнительно молодое месторождение Нефтяные Камни, дающее 70% морской нефти, является уникальным не только в Азербайджане, но и в Советском Союзе.

В пределах юго-восточного погружения Большого Кавказа выделяются три самостоятельные нефтегазоносные области: Прикаспийско-Кубинская, Шемахинско-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 палеогена.

Перспективными для поисков нефти и газа являются мезозойские отложения. Однако залегают они на значительных глубинах. Большой интерес при поисках мезозойской нефти и газа представляют две зоны — Северный и Центральный Кобыстан. С целью выяснения перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений многими исследователями проведено изучение их в зоне выходов и неглубокого залегания (А. Г. Алиев, В. П. Акаева, Г. А. Ахмедов, Д. Д. Мазанов, И. А. Конюхов и др.). С юрскими отложениями связан ряд признаков нефтегазоносности в пределах главным образом Тфанского и Тенгинско-Бейбармакского антиклинориев. В Прикаспийско-Кубинской области при бурении некоторых скважин на площадях Ялама, Афурджа, Атачай, Кенчай в юрских отложениях были обнаружены нефтепроявления. На площади Бегимдаг выявлена нефтегазоносность в карбонатных породах неокома.

Песчаные и алевритовые породы 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 алевритовых пород юры. Северо-восточная зона охватывает в основном территорию Южного Дагестана. В пределах зоны песчаные и алевритовые породы тоарского и байосского ярусов характеризуются пористостью от 3 до 30% и проницаемостью от 16 до 53 миллиардами.

В юго-западной зоне породами-коллекторами могут служить песчаные и алевритовые породы аалена и байосса.

Породы юго-западной зоны в обнажениях в долинах рек Чагаджукчай, Атачай и других больше уплотнены, чем в первой зоне. Пористость их колеблется от 4 до 22%, проницаемость не превышает 2 миллиардси. Породами-коллекторами могут служить 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-алевритовых пород не превышает 5%, проницаемость практически 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-Кубанской области (Шурабад) наиболее крупные нефтегазопоявления отнесены к песчано-алевритовым отложениям альбского и аптского ярусов. Активные нефтегазопоявления на площадях Северного Кобыстана приурочены к терригенным и карбонатным отложениям баррема, сепомана, 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 ним относят (снизу вверх) песчаники и алевролиты валанжина, готерива, баррема и апта; кюлюлинские песчаники и алевролиты верхнего альба, песчаные и алевролитовые прослойки кемшидагской свиты сепомана; 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-алевритовые 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, чередующиеся с глинами). Пористость кюлюлинских песчаных пород изменяется от 2 до 40%, в основном от 5 до 35%; проницаемость, определенная по единичным образцам, достигает 300 миллиардси. Отдельные скопления нефти и газа в пределах Азербайджана обнаружены в трещиноватых породах площадей Астраханка, Хильмили, Бегимдаг-Тогчай и др.

Основные залежи нефти, обнаруженные в Азербайджане, относятся к третичным отложениям. Коллекторы третичных отложений нефтеносных областей Азербайджана регионально были изучены А. Г. Алиевым, Г. А. Ахмедовым, Ф. И. Самедовым, Л. А. Буряковским и др. Ряд исследователей (В. П. Батурип, Э. А. Про-

зорович, В. А. Горин, Ф. А. Требин, Н. В. Пашлы, П. П. Авдусин, И. И. Потапов, Э. А. Даидбекова, С. С. Аджалова, Г. И. Осмапова, Л. В. Мипзберг, Л. А. Николаева, Э. Н. Алиханов, Н. И. Газиян, А. Л. Путкарадзе, В. С. Мелик-Пашаев, А. Д. Султанов, Г. К. Абдуласв, В. Т. Аванесов, А. А. Джавадов и другие) посвятили свои работы характеристике третичных пород-коллекторов на отдельных месторождениях и в нефтегазоносных областях Азербайджана. Труды многих исследователей освещают геологическое строение и перспективы нефтегазоносности этого региона (работы И. М. Губкина, Н. Б. Вассоевича, К. И. Богдановича, В. А. Горина, М. В. Абрамовича, А. Д. Султанова, Ш. Ф. Мехтиева, М. Ф. Мирчинка, В. В. Вебера, Б. К. Баба-Заде, А. А. Ализаде, А. Г. Дурмишьяна, Э. Н. Алиханова, С. А. Алиева и др.).

Геологией Апшеропского архипелага и сопредельных акваторий Каспийского моря долгие годы занимались Э. Н. Алиханов, А. К. Алиев, А. М. Ахмедов, Л. А. Буряковский, А. А. Геодекян, Э. И. Зейналов, М. К. Мамедов, В. С. Мелик-Пашаев, М. Ф. Мирчинк и др.

Образование осадочных пород в этой области происходило одновременно с опусканием дна бассейна и интенсивным размыванием горных хребтов Кавказа. С этим связаны большие мощности (6—7 км) третичных отложений, развитых на территории нефтеносных областей Азербайджана, пестрота минералогического состава пород, плохая отсортированность слагающего их обломочного материала.

Коллекторы приурочены к различным стратиграфическим интервалам разреза. В палеоцене и эоцене нефтеносных областей Азербайджана коллекторы нефти и газа отсутствуют. Отложения майкопской свиты представлены главным образом глинистыми, песчано-алевритовыми и грубообломочными образованиями.

В пределах развития майкопских отложений выделяются 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, Кобыстано-Шемахиская и Кировабадская области.

Мощности 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 реки встречаются прослои песков и алевролитов. Мощность отложений верхнего майкопа колеблется от 250 до 470 м.

Коллекторы майкопской свиты Прикаспийско-Кубанской 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 иллитовой 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 миллидарси для пород-коллекторов нижнего майкопа и 46 миллидарси для пород верхнего майкопа.

В Шемахино-Кубыстанской области мощность майкопа колеблется от 900 до 1500 м. Песчано-алевритовые породы-коллекторы нижнего и верхнего майкопа в среднем имеют проницаемость 60 миллидарси. В пределах Юго-Западного Кубыстана коллекторы верхнего майкопа характеризуются более высокой проницаемостью (в среднем 200 миллидарси), что связано с лучшей отсортированностью и окатанностью обломочного материала и кварцевым составом песчаных и алевритовых пород.

В Кировабадском районе 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 Ленкорани.

В пределах Апшеронского полуострова в разрезе верхнего майкопа песчано-алевритовые породы отсутствуют. Чокракские и караганские отложения на Апшеронском полуострове в основном глинистые. Однако на северном крыле площади Карадаг из песчаных прослоев в чокракских отложениях получен промышленный приток нефти с глубины 2680—2700 м.

В Прикаспийско-Кубинской области, Южном Кубыстане, 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, с преобладанием последних. В караганском горизонте песчаные коллекторы II и III классов распространены в Прикаспийско-Кубинской области, наиболее низкие свойства коллекторов отмечаются в разрезе Ленкоранской области (IV и V классы).

Отложения коикского горизонта, сармата, мэотиса 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 залегают нефтеносная продуктивная толща, выраженная в песчано-алевритово-глинистой фации. В пределах Центрального и Восточного Апшерона установлен полный разрез продуктивной толщи, которая в настоящее время 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 толщи сказались на распределении минералогических ассоциаций, сортированности материала и изменении физических свойств, которые наблюдаются не только в отдельных нефтеносных областях, но и в пределах отдельных промысловых площадей.

На Апшеронском полуострове, в Кобыстане и Прикуринской низменности продуктивная толща представляет собой серию переслаивающихся, в основном песчаных, алевроитовых и глинистых пород. Наблюдается закономерное изменение коллекторских свойств пород в сторону улучшения в восточном и юго-восточном направлениях (А. Г. Алиев, Г. А. Ахмедов, 1958).

Лучшими коллекторами в продуктивной толще являются кварцевые пески. В свитах, характеризующихся многочисленными прослоями песков и песчаников (подкирмакинской, надкирмакинской песчанистой и балаханской), содержание кварца местами достигает 90% и более. Породы здесь характеризуются также хорошей отсортированностью, высокой степенью окатанности зерен и слабой цементацией. Все это отражается на сравнительно высоких коллекторских показателях пород Апшеронской нефтегазоносной области.

Калинская свита распространена в юго-восточной части Апшерона и южной части ашшеронского 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 слабо отсортированным материалом, преимущественно мелкозернистым песчаным, который располагается среди глини 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 миллидарси. Породы-коллекторы содержат известковистый цемент (13%) и глинистый (7—10%).

С изменением глубины залегания от 1000 до 4600 м пористость пород калинской свиты уменьшается от 22,2 до 13,5%.

Изменение пористости различных литологических разностей происходит следующим образом. В том же интервале глубин пористость песков изменяется от 27 до 15,7%, хлидолитов — от 17,5 до 12,5%, глини — от 20,3 до 3,8% (Л. А. Буряковский, 1966). На каждую тысячу метров проницаемость уменьшается в среднем в 2,2 раза. Среднее значение глинистости пород продуктивной толщи по Апшеронскому архипелагу составляет 27,6%. Средняя пористость пород-коллекторов Апшеронского архипелага 23%, проницаемость 187 миллидарси.

Подкирмакинская свита более широко распространена по площади, чем калинская. Свита представлена в основном песками и песчаниками, залегающими в виде слоев мощностью 2 м и более. На

площадах Сабунчи-Рамапы и Сураханы мощность ее составляет 90—100 м и более. Проницаемость и пористость пород подкирмакинской свиты представлены в табл. 30.

Таблица 30

*Характеристика коллекторских свойств песчаных и алевритовых пород подкирмакинской свиты Апшеронского полуострова*  
(по А. Г. Алиеву и Г. А. Ахмедову, 1958)

Площадь	Гранулометрический состав, %				Карбонатность, %	Пористость, %	Проницаемость, миллидарси
	0,25 мм	0,25—0,10 мм	0,10—0,01 мм	< 0,01 мм			
Нефтяные Камни	11,9	35,9	30,5	21,8	10,8	23,5	899
О. Артема	15,8	20,8	39,9	23,5	6,0	28,5	201
Гюргяны-море	16,9	36,8	32,0	16,3	15,7	17,2	393
Бузовпы	20,4	28,3	32,2	19,1	12,3	21,6	257
Кала	18,4	32,4	32,1	17,1	14,8	18,4	164
Сураханы	10,1	38,3	32,6	19,0	14,4	17,7	75
Карачухур	16,9	34,1	20,0	19,0	17,3	20,1	228
Балаханы-Сабунчи-Раманы	17,8	27,7	31,9	22,6	18,8	21,5	515
Бибагады	24,6	29,6	22,0	23,8	15,5	21,3	243
Чахпагляр	22,9	22,5	33,0	21,6	17,0	16,2	60
Кирмаку	23,1	31,1	26,8	19,0	23,4	20,1	75
Бибиэйбат	10,2	35,0	30,5	24,3	9,7	24,1	199
Средние значения по свите	18,8	29,8	30,9	20,8	13,4	21,1	298

Кирмакинская свита широко распространена среди свит продуктивной толщи Апшеронского полуострова. Она представлена тонким чередованием песков, алевритов и глин. Отложения характеризуются резкой фациальной изменчивостью как по разрезу, так и по площади.

Мощность кирмакинской свиты в пределах Апшеронского полуострова изменяется в больших пределах: от 0 на западе (район Гездокской мульды) до 175—300 м на востоке (о. Жилой, Гюргяны). Содержание песчаных и алевритовых пород 55%. Они представлены кварцем (20—80%), полевыми шпатами (20—60%), обломками глинистых, кремнистых и карбонатных пород (до 40%), реже отмечается вулканическое стекло (до 20%) и др. (А. Г. Алиев, Г. А. Ахмедов, 1958). Кирмакинская свита отличается преобладанием в ней алевритовых коллекторов проницаемостью в основном не более 150 миллидарси (табл. 31) и пористостью в среднем равной 20%. Однако средняя проницаемость пород свиты в районе Восточного Апшерона составляет примерно 0,5—1,0 дарси. Кирмакинская свита характеризуется высокими показателями продуктивности. Содержание карбонатного цемента в породах-коллекторах свиты колеблется от 3 до 43%, составляя в среднем 16%.



Характеристика коллекторских свойств песчаных и алевритовых пород кирмакинской свиты Апшеронского полуострова

Площадь	Гранулометрический состав, %				Карбонатность, %	Пористость, %	Проницаемость, миллидарси
	0,25 мм	0,25—0,1 мм	0,1—0,01 мм	< 0,01 мм			
О. Артема (суша)	3,6	6,6	53,5	36,3	7,2	25,9	77
О. Артема (море)	0,2	5,7	60,2	33,9	10,4	27,3	100
Бузовны	1,2	13,4	58,1	27,3	11,1	24,8	269
Кала	1,4	9,1	68,2	21,3	11,5	23,3	101
Сураханы	1,2	16,7	58,7	23,4	11,8	20,5	64
Балаханы-Сабунчи-Раманы (запад)	4,3	14,1	56,1	25,5	12,3	24,1	139
Раманы (восток)	0,9	21,0	48,0	30,1	11,6	24,2	102
Кашанаур	2,3	10,7	59,0	28,0	12,2	26,4	86
Бинагады	3,0	13,7	51,7	31,6	15,7	24,5	110
Чакнагляр	2,0	14,5	53,5	30,0	14,9	23,9	142
Сулутепе	0,7	12,0	57,0	30,3	15,6	22,8	118
Бибиэббат	0,7	19,7	44,7	34,9	11,3	17,8	50
Средние значения по свите	1,7	14,8	54,2	29,3	12,5	20,5	153

Надкирмакинская песчаная свита (НКП) также широко распространена. По характеру разреза она сходна с подкирмакинской свитой. Средняя мощность свиты равна 40 м.

Породы-коллекторы свиты НКП обладают хорошей и средней проницаемостью. Алевритовые породы встречаются реже, чем песчаные. Пористость коллекторов составляет 23% и проницаемость 1400 миллидарси.

Надкирмакинская глинистая свита (НКГ) на Апшеронском полуострове еще больше распространена, чем подстилающая свита ее НКП. Мощность свиты НКГ в северной части полуострова (Курдаханы) 15—20 м, а в южной части (Зых) достигает 40—50 м; в западной и восточной частях Апшерона мощность свиты НКГ 110—120 м. Свита в основном глинистая, прослой мелкозернистых песков и алевритов маломощные, по составу полевошатово-кварцевые, известковистого цемента 1—30%. Прослой песков и алевритов распространены главным образом в низах свиты.

Наиболее высокая карбонатность пород-коллекторов свиты НКГ наблюдается на площадях Аташкя (21%), Пута (21%) и Локбатан (17%); пористость составляет 21% и проницаемость 400 миллидарси (табл. 32).

Горизонты VII и VIIa свиты перерыва промышленно газоносны на Карадагском газоконденсатном месторождении. Горизонт VII в основном сложен глинисто-алевритовыми песками и песчаниками мелко- и среднезернистыми (песчаная фракция 53%, глинистая 20%)

Характеристика коллекторских свойств песчаных и алевритовых пород надкйрмажинской глинистой свиты Апшеронского полуострова  
(по А. Г. Алиеву и Г. А. Ахмедову, 1958)

Площадь	Гранулометрический состав, %				Карбонатность, %	Пористость, %	Проницаемость, миллидарси
	0,25 мм	0,25—0,10 мм	0,10—0,01 мм	< 0,01 мм			
Бувовпы	2,5	10,1	59,2	28,2	9,0	28,0	211
Кала	0,2	1,1	71,7	27,0	11,7	21,3	156
Карахухур	1,0	42,1	44,8	12,1	7,6	23,3	364
Локбатап	15,9	31,2	31,2	21,7	16,6	22,0	220
Пула	5,7	28,4	34,9	31,0	20,8	22,2	246
Аташкя	17,4	30,0	24,1	28,5	21,0	14,8	586
Средние значения по свите	11,9	24,7	34,2	25,8	15,8	20,7	393

кварцево-полевошпатового состава, пористостью 13,8%, проницаемостью 60 миллидарси, остаточная водонасыщенность 37%. Карбонатность пород в среднем составляет 15,5%, достигая в отдельных случаях 35%.

Содержание конденсата в керне 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 пород 12%, проницаемость 72 миллидарси, карбонатность 16,4% (при колебаниях от 8 до 29%) и остаточная водонасыщенность 32%. Содержание конденсата в керне 10%.

Невысокие коллекторские показатели пород обусловлены цементацией последних карбонатным и глинистым материалом, содержание его от 5 до 32%, в среднем 16%.

Породы-коллекторы свит верхнего отдела продуктивной толщи в основном относятся к среднепроницаемым, а на площади Карахухур — к хорошо проницаемым.

Балаханская свита составляет мощную толщу чередования песчаных, алевритовых, глинистых и неотсортированных пород, которые распространены по всему Апшеронскому полуострову. В центральных и восточных районах полуострова песчаные и алевритовые породы составляют 80—90% суммарной мощности балаханской свиты.

Песчаные и алевритовые породы балаханской свиты сложены плохо отсортированным обломочным материалом, содержащим различное количество тонких фракций. Известкового цемента в среднем около 11%, общая пористость пород 22%, проницаемость 250 миллидарси (табл. 33).

Характеристика коллекторских свойств песчаных и алевроитовых пород  
балаханской свиты Апшеронского полуострова  
(по А. Г. Алиеву и Г. А. Ахмедову, 1958)

Площадь	Гранулометрический состав, %				Карбонатность, %	Пористость, %	Проницаемость, миллидарси
	0,25 ма	0,25—0,10 мм	0,10—0,01 мм	<0,01 мм			
О. Песчаный	5,0	37,1	40,2	17,4	10,9	18,7	257
Бузовны	10,6	34,8	37,4	17,2	9,8	25,6	316
Кала	2,5	27,6	50,5	19,4	9,8	27,9	—
Сураханы	0,6	38,2	37,1	24,1	8,5	22,3	330
Карачухур	9,7	28,3	34,8	27,2	16,1	22,5	519
Балаханы-Сабунчи-Рамашы	2,1	25,7	53,3	18,9	11,4	26,6	339
Библэйбат	6,3	39,7	24,6	29,4	11,9	21,2	203
Локбатан	15,1	34,3	29,9	20,7	13,1	28,4	189
Пута	4,7	16,8	41,0	38,0	17,1	21,6	336
Средние значения по свите	7,1	31,1	44,1	19,5	11,5	21,9	254

Сабунчинская свита, залегающая над балаханской, по своему строению похожа на последнюю. Преобладают 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 отложений сабунчинской свиты составляет от 250 до 5400 м. Средняя карбонатность пород свиты составляет 13%, пористость 26% и проницаемость 180 миллидарси (табл. 34). Относительно повышенные значения проницаемости имеют породы-коллекторы площадей Карачухур — 454 миллидарси, Бузовны — 340 миллидарси и Сураханы — 260 миллидарси.

Сураханская свита завершает разрез продуктивной толщи Апшеронского полуострова. Она носит глинистый характер. Песчаные и алевроитовые породы встречаются в виде прослоев мощностью от 10 см 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 пород-коллекторов 25%, проницаемость 83 миллидарси (табл. 35). Наибольшие значения проницаемости отмечаются для пород-коллекторов сураханской свиты площади Бузовны.

Продуктивная толща Кобыстана и Прикурильской низменности отличается от пород этой же толщи, развитой на Апшеронском полуострове, увеличением глинистости разреза, уменьшением степени окатанности обломочных частиц и изменением минералогического состава пород.

Таблица 34

Характеристика коллекторских свойств песчаных и алевроитовых пород сабунчинской свиты Апшеронского полуострова  
(по А. Г. Алиеву, Г. А. Ахмедову, 1958)

Площадь	Гранулометрический состав, %				Карбонатность, %	Пористость открытая, %	Проницаемость, миллидарси
	0,25 мм	0,25–0,10 мм	0,10–0,01 мм	< 0,01 мм			
О. Песчаный	1,4	7,8	61,9	—	13,6	18,7	61
Бузовны	1,8	24,9	51,3	22,0	11,4	25,9	345
Кала	0,6	12,9	64,0	22,5	15,1	26,3	138
Сураханы	0,1	14,2	54,1	31,6	15,2	24,4	259
Карачухур	2,1	12,2	54,5	31,4	14,8	24,8	454
Балаханы-Сабунчи-Раманы	1,4	14,9	60,2	23,5	11,8	27,8	247
Бибзайбат	1,8	28,1	31,1	39,0	14,1	24,2	100
Локбатап	1,4	17,0	47,8	33,8	15,0	17,8	497
Пута	0,4	12,0	40,4	47,2	—	21,4	—
Средние значения по свите	1,3	16,0	58,6	24,1	12,8	25,7	179

Таблица 35

Характеристика коллекторских свойств песчаных и алевроитовых пород сураханской свиты Апшеронского полуострова  
(по А. Г. Алиеву и Г. А. Ахмедову, 1958)

Площадь	Гранулометрический состав, %				Карбонатность, %	Пористость, %	Проницаемость, миллидарси
	0,25 мм	0,25–0,10 мм	0,10–0,01 мм	< 0,01 мм			
Бузовны	0,6	25	50,9	23,5	12,9	20,5	159
Кала	1,6	14,0	58,0	26,4	—	24,5	—
Бибзайбат	2,6	32,3	27,5	37,6	14,8	21,6	78
Средние значения по свите	1,2	18,9	54,8	25,1	14,2	24,7	83

Продуктивная толща Кобыстана подразделяется А. Г. Алиевым на семь свит по характерным для них минералам (снизу вверх): 1) свита, обогащенная рудными минералами; 2) ангидритовая; 3) вторая слюдисто-эпидотовая; 4) вторая пироксеново-роговообманковая; 5) первая слюдисто-эпидотовая; 6) первая пироксеново-роговообманковая; 7) слюдистая.

В ангидритовой и второй слюдисто-эпидотовой свитах в основном развиты породы-коллекторы IV класса; во второй пироксеново-роговообманковой, а также первой слюдисто-эпидотовой свитах преобладают коллекторы III и IV классов, иногда II и I классов; в слюдистой свите присутствуют породы-коллекторы средней и низкой емкости и проницаемости — III и IV класса.

Песчаные и алевроитовые породы свит продуктивной толщи Прикуринской низменности и Кобыстана обычно сцементированы глинистым и известковым цементами. Их проницаемость колеблется от 10 до 100, иногда до 500 миллидарси и более.

Акчагыльские отложения представлены преимущественно глинистыми образованиями с топкими пропластками мелкозернистых полимиктовых песчаников и алевролитов, обладающих проницаемостью 100—500 миллидарси.

Апшеронские отложения Азербайджана характеризуются резкой фациальной изменчивостью. В пределах Апшеронского полуострова 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-Раманипской антиклинали, на сводах Сураханской, Калининской и на крыле Бибиэбатской антиклинальных структур.

В Прикуринской низменности притоки нефти газа были установлены в песчаных и алевроитовых породах всех трех подъярусов.

Нижний апшерон, по данным С. С. Аджаловой, в пределах Прикуринской низменности в основном представлен глинистыми породами. Средний апшерон выражен неравномерным чередованием песков, алевроитов, песчаников и глин. Наиболее мощные пласты пород-коллекторов мощностью 25—30 м с лучшими коллекторскими свойствами развиты в среднем апшероне Кюровдагской, Мишовдагской и Малохараминской площадей (проницаемость 700 миллидарси, пористость 30%). Верхний апшерон, имеющий ограниченное распространение, представлен глинами с прослоями известняков и песчано-алевроитовых пород. Проницаемость пород-коллекторов колеблется от 220 до 1500 миллидарси, пористость 30—34%.

Маломощные коллекторы нижнего апшерона (песчанистые алевроиты) характеризуются средней пористостью 23% и проницаемостью 350 миллидарси; для среднего апшерона эти величины составляют соответственно 38% и 600 миллидарси, для верхнего — 26% и 320 миллидарси (Мишовдаг, Кюровдаг, Каламадип, Малый Харам и другие площади).

Средние величины коллекторских параметров пород продуктивной толщи Прикуринской низменности (месторождения Калмас, Мишовдаг, Кюрсангя, Кюровдаг и др.) и Апшеронской области, по Г. А. Ахмедову, приведены в табл. 36. Глинистость пород горизонтов продуктивной толщи Прикуринской низменности выше, чем одновозрастных пород месторождений Апшеронской области. Соответственно наблюдается различие в пористости и проницаемости.

В Кобыстане общая пористость пород-коллекторов среднего апшерона 16—24%, проницаемость слабоуплотненных песков 25—450 миллидарси, слабо сцементированных разностей 50—200 мил-

Характеристика коллекторских свойств пород продуктивной толщи  
Прикуринской низменности и Апшеронской области

Горизонт	Прикуринская низменность			Апшеронская область		
	Содержание фракции < 0,01 мм, %	Пористость, %	Проницаемость, милл. дарси	Содержание фракции < 0,01 мм, %	Пористость, %	Проницаемость, милл. дарси
I	25	23	150	30	26	260
II	26	19	56	15	26	255
III	26	21	114	15	25	170
IV	26	21	68	23	25	228
V	24	22	100	26	22	308
VI	29	25	65	22	26	230

лидарси. Алевриты и алевролиты характеризуются пористостью 15—21% и проницаемостью 15—150 милл. дарси.

В районе Бакинского архипелага широко развиты отложения апшеронского яруса. В разрезе среднего и верхнего апшерона имеются прослои песчаных и алевритовых пород с благоприятными коллекторскими свойствами.

Залежи газоконденсата в акватории Бакинского архипелага обнаружены в нижнем отделе продуктивной толщи (ПК, КС и НКП), газовые залежи — в верхнем отделе (V и VI горизонты балаханской свиты). К породам-коллекторам по месторождению Южное относятся песчаные породы пористостью выше 13% и проницаемостью более 3—4 милл. дарси. При этом карбонатность песчаных образований не выше 20%, а глинистость не более 36%. Модальный интервал глинистости находится в пределах от 16 до 20%. Среднее содержание карбонатов в породах-коллекторах составляет 10,4%, пористость 2—34%, средняя 19,8%. Проницаемость варьирует от 1 до 970 милл. дарси, средняя составляет 166 милл. дарси. Содержание остаточной воды в коллекторах глинистостью в среднем 10% равно 20%. Характер и свойства рассмотренных пород-коллекторов близки к таковым площадей О. Жилой, Грязевая Сопка и Гюргяны-море.

В пределах тектонической зоны Кялизадаг-Булла-море установлено увеличение песчаности разреза с северо-запада на юго-восток, которое сопровождается улучшением коллекторских свойств пород продуктивной толщи, ростом относительной газонасыщенности разреза, увеличением этажа газонефтенасыщения. Обнаружение промышленных притоков нефти и газа с глубин более 3700—4570 м стало частым явлением (скв. 58 Дуваный-море, VIII горизонт, 4589—4569 м). Эти и другие факты указывают на большую перспективность поисков нефти и газа в зонах Азербайджанского побережья Каспийского моря.

# СРЕДНЯЯ АЗИЯ

## ГЛАВА IV

### ЭПИПАЛЕОЗОЙСКАЯ ПЛАТФОРМА И АЛЬПИЙСКИЕ ГОРНЫЕ СКЛАДЧАТЫЕ СООРУЖЕНИЯ СРЕДНЕЙ АЗИИ

#### ЮЖНО-ТУРАНСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Туранская плита (А. А. Бакиров, 1963) является непосредственным восточным продолжением Скифской плиты. На востоке она граничит 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.

Фундамент Туранской плиты (Каракумской платформы) разновозрастный, от каледонского до позднегерцинского. Он характеризуется сложным внутренним строением.

К крупным положительным структурным элементам фундамента относятся сводовые поднятия Каракумское, Карабогазское, Нижне-Сырдарьинское и др.; линейно вытянутые зоны поднятий Бухарская, Чарджоу-Дарганатинская, Центрально-Устюртская, Центрально-Аральская. Между крупными положительными элементами расположены впадины Сырдарьинская, Амударьинская, Мургабская, Ассаксауданско-Южно-Мангышлакская, Северо-Устюртская; прогибы Предгиссарский, Приташкентский, Арысский, Зеравшанский, Каракульский, Ташаузский, Верхнеузбойский, Южно-Карабогазский, Барса-Кельмесский, Южно-Бузачинский и др.

На породах фундамента залегают различные по возрасту осадочные толщи, начиная от триаса до третичных включительно. В пределах большей части Туранской плиты триасовые отложения сложены пестроцветными песчано-глинистыми породами с прослоями конгломератов. В зоне Мангышлакской мегантиклинали метаморфизованные и дислоцированные отложения триаса имеют мощность свыше 2000 м.

На территории Туранской плиты ниже- и среднеюрские отложения (лейас — доггер) состоят в основном из чередования глин,

алевролитов и песчаников. В наиболее приподнятых частях крупных сводовых поднятий и в ряде районов, прилегающих к ним, наблюдается выщелачивание указанных отложений из разреза.

В фациальном отношении нижнеюрские отложения представлены главным образом кохтинспальными образованиями озерно-болотного происхождения, а среднеюрские — лагунными и частично морскими отложениями.

Верхнеюрские отложения (оксфорд — келловей) восточных, юго-восточных и южных областей Туранской плиты представлены в основном карбонатными породами. В западных областях плиты в составе оксфорда — келловей наряду с карбонатными широко развиты терригенные отложения. Верхняя часть верхнеюрских отложений (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.

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 и в меньшей степени карбонатными образованиями. В западных областях плиты разрез данных отложений характеризуется чередованием терригенных пород с карбонатными. Палеогеновые и неогеновые отложения весьма разнообразны по своему литофациальному составу.

Туранская нефтегазоносная провинция включает в себя нефтегазоносные области Южномангышлакско-Ассаксауданскую, Центрально-Каракумскую, Мургабскую, Амударьинскую и некоторые перспективные территории.

Южномангышлакско-Ассаксауданская нефтегазоносная область. В северной части Южно-Мангышлакского прогиба выделяется Жетыбай-Узепьская тектоническая ступень длиной 140 км и шириной 30 км (по подошве неокома). Вдоль ступени с запада на восток выявлен ряд структур.

В 1961 г. в зоне погружения ступени были открыты крупные месторождения нефти и газа — Жетыбай и Узень. В дальнейшем в этой же зоне был открыт ряд новых месторождений: Тепгинское, Тасбулатское, Карамандыбасское и др. Восточнее примерно в тех же структурных условиях на Южном Устье открыто месторождение Шахпахты.

Промышленная нефтеносность открытых месторождений связана с юрскими терригенными отложениями, представленными песчано-алевритовыми породами, преимущественно глинистыми, полимиктового состава. Глинистый материал пород-коллекторов не только



играет роль цемента, но и встречается в виде тонких прослоев. Породы-коллекторы отличаются низким электрическим сопротивлением, что снижает эффективность интерпретации промыслово-геофизических данных. В юрской части разреза выделяют 13 горизонтов ( $Ю_1$ — $Ю_{XIII}$ ), которые подразделяются на ряд пластов, иногда содержащих самостоятельные залежи нефти и газа (В. С. Муромцев, 1968; С. Е. Чакабаев, Ю. С. Кононов, В. А. Иванов, 1971). Некоторые исследователи выделяют до 15 продуктивных горизонтов (Е. П. Яркина, 1969; 1970).

Выявленные на Мангышлаке месторождения многопластовые. Залежи, встречающиеся в средней части аален-келловейского комплекса (горизонты  $Ю_{VII}$ — $Ю_{IX}$ ), обычно небольшие.

На месторождении Жетыбай общая мощность продуктивной толщи составляет около 1300 м. Месторождение многопластовое, залежи нефти и газа приурочены в большинстве случаев к песчано-алевритовым прослоям, расчлененным глинистыми перемычками мощностью от 3—5 до 24 м. Вскрытая часть юрской продуктивной толщи условно расчленена Е. П. Яркипой и Н. Н. Емельяновым (1969) на 15 литолого-стратиграфических горизонтов I—XV (сверху вниз): верхняя юра, келловей (I, II); средняя юра, бат (III, IV, V, VI), байосс (VII, VIII, IX, X, XI), аален (XII, XIII); нижняя юра, тоар (XIV); триас (XV). Из всех перечисленных выше горизонтов, за исключением IV, VII, XIV и XV, получены промышленные притоки нефти и газа. Средняя суммарная мощность продуктивных горизонтов колеблется от 26 до 160 м. Горизонты содержат по несколько (до 15) пластов и пропластков пород-коллекторов мощностью от 1,5 до 30 м.

Типы залежей весьма разнообразны: пластовые сводовые, подстилаемые пластовыми и краевыми водами, а также литологические. Основные запасы нефти и газа приурочены к V, VIII, X и XII горизонтам. Основной газоносный горизонт I, он относится к келловейскому ярусу верхней юры и вскрыт на глубинах от 1700 до 1858 м. Дебиты скважин 74 тыс. м<sup>3</sup>/сут. II газоносный горизонт того же возраста залегает в интервале 1762—1918 м. Нефтяные залежи III, VIб и XIб горизонтов имеют газовые шапки.

Пористость открытая песчано-алевритовых пород колеблется от 2 до 30—38%, проницаемость от долей миллиарда до 1000 миллиарда и более. Неоднородность разреза увеличивается снизу вверх, в том же направлении возрастает доля глинистых пород. В нижней части разреза (ааленский ярус) преобладают песчаные толщи мощностью 50—70 м. В верхней части разреза наблюдается резкое снижение мощностей песчаных пород до 15—1,2 м.

Узень является самым крупным нефтегазовым месторождением на Мангышлаке, отличается многопластовостью и большой мощностью продуктивной толщи, достигающей 1500 м. Здесь выделено 26 продуктивных горизонтов, коллекторы которых представлены пластами песчаников и алевритов. Газоносные горизонты (глубина 1700—1858, 1762—1918 м и др.) выявлены в отложениях ту-

рона (I горизонт), сеномана (II горизонт), альба (III—X) и неокома (XII).

Разрез выражен песчаными, песчано-алевритовыми, алевритовыми, глинистыми, глинисто-карбонатными и карбонатными породами. Они отличаются значительной фациальной изменчивостью, что в большей степени относится к песчаным разностям (С. А. Актанова, 1968). Песчаники характеризуются полимиктовым составом, представленным обломками различных пород, в том числе эффузивных и глинисто-кремнистых, зернами кварца (до 30%) и полевых шпатов (до 12—16%).

Породы-коллекторы продуктивной толщи месторождения Узень обладают высокой пористостью и средней по величине проницаемостью. Пористость песчаников 22—27%, проницаемость более 200 мд, пористость алевролитов 21—22% и проницаемость 50—80 миллидарси.

Выдержанность глинистых разделов в XIII горизонте обуславливает слабую гидродинамическую связь пластов-коллекторов по вертикали. Однако в других случаях этого не наблюдается. Так, в XIV горизонте глинистые прослои между коллекторскими пачками выдержаны и имеют небольшую мощность.

Для XIV горизонта характерно широкое развитие коллекторов на площади месторождения. Особенности распространения песчало-алевритовых пород и различия в их мощности на площади месторождения связаны с условиями осадконакопления и гидродинамическим режимом бассейна и его частей (В. Н. Корценштейн, 1967). В разnose терригенного материала значительную роль играли водные течения (Д. С. Оруджева, Ю. А. Стукапов, 1967; В. С. Мелик-Пашаев, Л. Ф. Иванчук, 1970). Продуктивные разрезы отличаются высокими значениями показателей неоднородности. Расчлененность XIII горизонта 5,59, коэффициент несчанности 0,34. Расчлененность XIV горизонта 8,16, коэффициент несчанности 0,55.

Степень неоднородности XIII горизонта выше. Количество линз в XIII горизонте, по Л. П. Долиной и Л. Ф. Иванчук (1968), достигает 113. На линзы приходится до 19% проницаемых пород. В разрезе XIV горизонта выделено только четыре линзы. Для коллекторов XIII и XIV горизонтов отмечается в большинстве случаев соответствие высоких значений проницаемости и больших величин эффективных мощностей коллекторов (Л. П. Долина и Л. Ф. Иванчук, 1969). Толща XIII горизонта представлена в основном коллекторами проницаемостью до 100 миллидарси. В XIV продуктивном горизонте основная нефтенасыщенная мощность приходится на коллекторы проницаемостью более 100—300 и 300 миллидарси.

В песчаниках нижнего и среднего отделов юрской системы Южного Мангышлака (по С. Е. Чакобаеву и др., 1971) наблюдается высокое содержание псаммитовой фракции (от 70 до 90%) и сравнительно малое пелитовой (не более 30%). В породах-коллекторах нижней и средней юры месторождения Жетыбай содержание глины не превышает 15%. Состав глинистых минералов гидрослюдисто-

каолинистый. Для этих пород характерно малое развитие процессов вторичного минералообразования. Содержание кварца колеблется от 50 до 80%, значительно содержание устойчивых обломков горных пород (кварциты, эффузивы). Породы по своему происхождению относятся к континентальным образованиям (отсутствие фауны, наличие прослоев углей).

Наибольшей выдержанностью в распределении типов пород на площади Южного Мангышлака характеризуются ааленские отложения. В их нижней части наблюдается преобладание песчаников (горизонт Ю<sub>XII</sub>). В нижнеюрских отложениях имеются единичные небольшие по запасам залежи нефти и газа.

В байос-батских отложениях, образовавшихся в прибрежно-морских условиях и в подводной части дельт, широко развиты песчаники и алевролиты грауваккового, кварцево-грауваккового и полевошпатово-грауваккового состава. К ним приурочены скопления нефти и газа на Жетыбай-Узенской структурной террасе. Цемент пород-коллекторов каолинистый. Породы характеризуются сильной разрушенностью, слабой сортировкой обломков. Однако в составе песчаных и алевролитовых обломков Жетыбай-Узенской ступени преобладают более устойчивые обломки интрузивных пород. Эти породы характеризуются благоприятными коллекторскими свойствами. Однако в разрезе они часто замещаются и выклиниваются.

Залежи нефти и газа на месторождениях Узень, Карамандыбас, Тенге, Жетыбай и Тасбулат приурочены к песчаным и алевролитовым телам удлиненной формы, образовавшимся в условиях прибрежной полосы заливов и лагун, а также в подводной части дельты (Д. С. Оруджева, О. А. Черников, 1967 и др.).

При группировке пород-коллекторов на классы В. А. Иванов и др. (1971) подразделяют их по проницаемости так же, как А. А. Ханиш (1956), одновременно вводя данные о пористости открытой и глинистости (менее 10% чистые; 10—20% слабоглинистые; 20—30% глинистые и более 30% сильно глинистые). Можно отметить, что для других регионов Советского Союза содержание пелитовых частиц в коллекторах иначе отражается на проницаемости, и коллекторы с содержанием пелитовой фракции до 10% называют слабоглинистыми, а не чистыми, с содержанием 10—20% — глинистыми, а не слабоглинистыми и т. д. По всей вероятности, количество пелитовой фракции при гранулометрическом анализе было завышено, что связано не только с подготовкой образцов, но и с переотмучиванием алевроитовой фракции в баках (метод АЗНИИ).

Особенностью юрских коллекторов Южного Мангышлака является их повышенная глинистость. Максимальное содержание цементирующих веществ (глинистых и карбонатных) при проницаемости 1 миллидарси 27—43%. Наличие легко разрушающихся при методах гранулометрического анализа минералов из группы выветрелых полевых шпатов и слюд обычно приводит к завышению глинистости по сравнению с истинными ее значениями (В. А. Иванов, 1966).

По данным В. Н. Кривоноса, относительная ошибка может составлять 20—25%.

На рис. 28 приводится зависимость проницаемости пород-коллекторов юры от содержания в них цементирующих веществ. Из рис. 28 следует, что проницаемость пород различных разрезов поразному изменяется в зависимости от содержания цемента.

По данным С. Е. Чакабаева и др. (1971), нижнеюрский комплекс представлен мощной толщей более или менее равномерно переслаивающихся песчаных и глинистых пород. Алевролиты играют подчиненную роль. Породы на 70—95% слагаются зернами кварца, разложенными полевыми штатами до (10—20%) и обломками пород (до 10%). Промышленная продуктивность связана с песчаниками преимущественно средне- и крупнозернистыми и нередко с прослоями гравелитов. В этой толще выделен продуктивный горизонт Ю<sub>XII</sub>. На Жетыбайском месторождении с ним связана нефтяная залежь промышленного значения.

Отличительной чертой пород-коллекторов является их сравнительная чистота и малая карбонатность (табл. 37). Пелитовой фракции содержится обычно менее 20%, в большинстве случаев 10—12%. Цемент пород-коллекторов смешанного состава: гидрослюдисто-хлоритовый, кварцево-регенерационный и кремнистый, иногда встречается сидеритовый и каолинитовый цемент порового, контактового и пленочного типов. Средние размеры пор составляют от 4 до 10 мк. Наблюдается закономерное увеличение медианного диаметра зерен в южном направлении от 0,19 до 0,30 мм и более. В этом же направлении ухудшается отсортированность терригенного материала.

Проницаемость пород-коллекторов нижней юры изменяется от 8 (Тенге) до 220 миллидарси (Узень). Наиболее развиты коллекторы III, IV, V и VI классов. По данным В. А. Иванова, коллекторы III класса характерны для месторождений Узень и Жетыбай, а также для структур, расположенных севернее. Коллекторы IV класса окаймляют Жетыбай-Узеньскую ступень с юга, выделяются в районе площадей Шахпахты и Коскудук на Южном Устюрте. Коллекторы V и VI классов развиты на части территории Жазгурлинской и Ассаксауданской впадин.

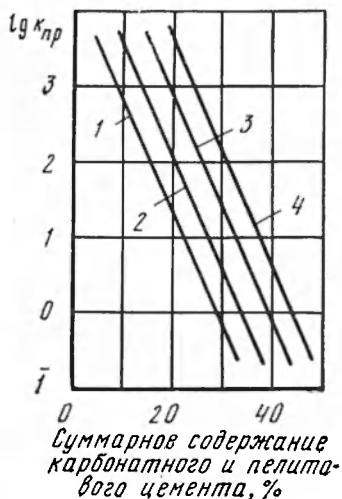


Рис. 28. Зависимость проницаемости от количества цемента в песчаных породах юры Мангышлака (по С. Е. Чакабаеву и др., 1970).

- 1 — Узень, горизонт Ю<sub>I</sub> — Ю<sub>VI</sub> и Жетыбай, горизонт Ю<sub>XI</sub> — Ю<sub>XI</sub>;
- 2 — Тасбулат, Карагие, м. Песчаный, Жага, горизонт Ю<sub>I</sub> — Ю<sub>X</sub>;
- 3 — Жетыбай, горизонт Ю<sub>I</sub> — Ю<sub>X</sub>;
- 4 — Тасбулат, Карагие, м. Песчаный, Жага, горизонт Ю<sub>XI</sub> — Ю<sub>XI</sub>.

Характеристика коллекторских свойств песчаных пород-коллекторов нижней юры Южного Мангышлака

Месторождение, структура	Гранулометрический состав, % мм					Карбонатность, %	Пористость, %	Проницаемость, миллидарк	Медианный диаметр зерен, мм	Коэффициент сортировки	Средний диаметр пор, мк
	> 0,5	0,5—0,25	0,25—0,10	0,10—0,01	< 0,01						
Узень	3,35	36,64	34,11	14,15	10,66	10,09	22,10	250	0,250	2,36	10,4
Жетыбай	12,5	39,30	24,11	12,2	11,60	0,20	14,1	180	0,256	3,3	10,2
Тенге	2,0	50,80	16,60	7,8	19,70	3,10	12,9	8	0,263	9,4	4,0
Тасбулат	9,5	36,60	25,40	8,0	20,0	0,50	13,3	9	0,246	5,5	5,2
Восточный Жетыбай	4,56	54,68	11,52	5,84	21,31	2,09	15,4	19	0,280	9,6	5,0
Кусайник	0,527	17,22	59,32	13,82	7,36	2,25	20,0	—	0,186	2,0	—
Мыс Песчаный	5,92	54,98	14,96	8,54	15,45	0,15	14,0	16	0,300	3,39	4,8
Жага-Ойманша	5,49	49,95	18,71	8,66	17,14	10,05	14,0	27	0,285	3,94	5,6
Актас	0,56	50,24	24,02	11,02	13,46	0,70	14,3	33	0,250	2,9	5,4
Шахпахты	6,82	44,04	21,53	15,01	11,63	1,30	16,2	80	0,250	3,0	7,4
Коскудук	1,1	38,4	34,58	12,59	12,13	1,20	15,8	24	0,230	2,77	5,6

Со среднеюрскими отложениями связаны основные запасы нефти и газа, выявленные в настоящее время (Узень, Жетыбай, Шахпахты). Отложения ааленского яруса представлены толщей переслаивающихся песчаников, алевролитов и глин. В чередовании обычно участвуют пачки мощностью более 5 м. В верхней части яруса наблюдается тонкое переслаивание названных пород. Коллекторы представлены разнозернистыми песчаниками и алевролитами. Они сложены преимущественно кварцевыми зернами (60—75%). Содержание полевых шпатов составляет 10—25%. Среди цементов основную роль играют каолиновый, глинисто-хлоритовый, кварцево-регенерационный. Встречаются серицитовый, анкеритовый и баритовый цементы. Роль кварцево-регенерационного цемента возрастает с глубиной погружения пород. Промышленно продуктивными являются крупно- и среднезернистые песчаники. В менее погруженных зонах достаточно проницаемыми являются мелкозернистые песчаники, развитые севернее Узеньского и Жетыбайского месторождений, а также на площадях Шахпахты и Коскудук. Алевролиты в разрезе аалена встречаются редко. Они залегают на относительно большой глубине, содержат значительное количество пелитовых частиц, обладают относительно небольшой пористостью, малой проницаемостью и обычно промышленно продуктивны.

В составе песчаных пород-коллекторов ааленского яруса преобладают среднезернистые и мелкозернистые песчаные фракции. Медиан-

ный размер зерен пород возрастает в южном направлении. Отложения аалена отличаются от нижнеюрских несколько повышенной глинистостью коллекторов (табл. 38). Данные порометрии показывают, что максимальный размер пор достигает 60 мк, а средние значения 3,7—10,6 мк.

Т а б л и ц а 38

*Характеристика коллекторских свойств ааленских отложений  
Южного Мангышлака*

Месторожде- ние, структура	Гранулометрический состав, % мм					Карбонатность, %	Пористость, %	Проницаемость, мкДларден	Меданный диа- метр зерен, мк	Коэффициент сортировки	Средний диаметр пор, мк
	> 0,5	0,5—0,25	0,25—0,1	0,1—0,01	< 0,01						
Узень	0,60	23,40	49,20	10,70	15,7	0,30	19,4	103	0,19	2,78	8,2
Жетыбай	5,28	27,16	36,76	13,25	17,33	0,20	17,6	176	0,2	4,68	10,6
Тенге	1,8	31,90	34,55	9,40	20,25	2,10	14,2	54	0,2	5,63	6,6
Тасбулат	5,25	35,75	28,90	8,85	20,3	0,95	14,3	25	0,22	6,15	5,2
Восточный Жетыбай	Следы	8,37	53,55	13,46	24,44	0,18	15,0	16	0,2	2,40	5,2
Карпман	—	—	—	—	—	—	13,5	16	—	—	4,4
Актас	1,76	32,7	33,6	10,9	18,9	1,74	16,0	133	0,215	5,40	8,6
Карасязь- Таспас	0,43	26,9	39,3	9,7	22,0	1,67	17,7	186	0,185	5,80	9,6
Дунга	2,18	34,68	30,33	11,43	21,48	Следы	13,6	9,0	0,218	6,80	3,7
Шалобай	1,44	6,68	57,36	11,42	23,1	»	21,7	76	0,124	3,64	8,4
Тарлы	1,48	40,16	39,10	6,76	12,5	»	16,2	23	0,24	1,97	5,4
Кусайник	0,156	17,68	52,3	17,58	12,16	0,3	25,6	—	0,162	2,88	—
Мыс Песча- ный	3,66	45,33	23,00	10,19	17,32	0,5	14,6	57	0,248	4,15	6,2
Жага-Ойма- ша	12,67	34,60	25,06	10,33	15,15	2,19	15,7	90	0,248	4,0	7,0
Карагне	1,30	30,28	39,10	11,80	17,52	0,0	14,0	23	0,232	3,7	5,2
Шахпахты	2,49	6,66	68,7	10,88	11,77	0,0	16,4	114	0,165	1,9	8,2

Для коллекторов аалена характерен широкий диапазон изменения размеров пор, проницаемость обусловлена наиболее крупными порами. Величины среднего размера пор в коллекторах аалена закономерно уменьшаются по мере погружения комплекса. На Шалабае они составляют 8—16 мк, на Узени до 10 мк, на Жетыбае 10,6 мк, на Тасбулате и Тенге 5—7 мк.

В. А. Иванов объясняет это явление тем, что с погружением возрастает интенсивность вторичных преобразований в коллекторских толщах, выражающаяся в постепенном уменьшении размеров пор главным образом за счет регенерации зерен кварца и частичной хлоритизации.

В отложениях ааленского яруса на территории Южного Мангышлака и Южного Устюрта распространены III, IV, V и VI классы

пород-коллекторов (В. А. Иванов и др., 1966). Коллекторы III класса развиты в наименее погруженных зонах, примыкающих узкой полосой к Бекебашкудуку, а также в районе Шахпахтипского месторождения и Коскудука. Проницаемость пород на Узени составляет 100 миллиарды, в Кусайнике 190 миллиарды. Коллекторы IV класса более широко распространены. К наиболее погруженным зонам впадины приурочены коллекторы V и VI классов. Возможно развитие в них трещиноватости, что повысит их потенциальные возможности за счет трещинной проницаемости, которая может быть достаточно высокой.

Байосский ярус представлен толщей неравномерного переслаивания песчаников, алевролитов и глин мощностью от долей до нескольких десятков метров. Наблюдается замещение одних литологических разностей другими, что отражается на изменчивости свойств коллекторов.

Песчаники полимиктовые, иногда олигомиктовые. В основном они сложены на 30—60% кварцем, на 15—55% полевыми шпатами и на 3—22% обломками пород. В пизах яруса преобладают средние и мелкозернистые песчаники, которые постепенно сменяются вверх по разрезу мелкозернистыми песчаниками и алевролитами. Средняя часть разреза отличается наибольшей литологической изменчивостью. Верхняя часть байосского яруса литологически более выдержана. Наблюдается более равномерное чередование сравнительно мощных пачек песчано-алевритовых и глинистых пород и их достаточная выдержанность на значительных расстояниях. Промышленно продуктивными являются мелкозернистые песчаники, обогащенные алевролитовым материалом, а также крупнозернистые песчаные алевролиты.

К югу от Узени и Жетыбая алевролиты все больше замещаются песчаниками. Песчаники и алевролиты байосса (табл. 39) отличаются от коллекторов аалейского яруса большим содержанием пелитовых частиц и мелкозернистой песчаной фракции, ухудшением сортировки обломочного материала.

Изменение минералогического состава пород носит закономерный характер, заключающийся в увеличении содержания кварца к югу от Узеньского и Жетыбайского месторождений и в уменьшении его в восточном направлении. Породы сцементированы в основном глинистым (каолинистым) веществом, глинисто-хлоритовым, глинисто-карбонатным, иногда кварцево-регенерационным, анкеритовым и сидеритовым плечистого, базального и порового типа. В разрезе байосского яруса присутствуют коллекторы III, IV, V и IV классов.

Породы-коллекторы батского яруса представлены преимущественно мелкозернистыми песчаниками и алевролитами. Они залегают в сравнительно мощной песчано-глинистой толще в виде прослоев среди глин. Отсортированность материала, слагающего коллекторские толщи, довольно низкая. Коллекторы содержат в среднем от 21 до 32% пелитовых частиц. Песчаники и алевролиты сложены на 70—80% кластическим материалом и представлены кварцем (30—45%),

*Характеристика коллекторских свойств байосских отложений  
Южного Мангышлака*

Месторожде- ние, структура	Гранулометрический состав, % мм					Карбонатность, %	Пористость, %	Проницаемость, миллидарси	Средний диа- метр зерен, мм	Коэффициент сортировки	Средний диаметр пор, мк
	>0,5	0,5—0,25	0,25—0,1	0,1—0,01	<0,01						
Узень	0,17	5,84	42,21	24,39	25,7	1,69	21,7	150	0,098	—	9,4
Жетыбай	1,36	9,42	38,92	21,7	27,1	1,5	18,3	96	0,096	—	8,2
Тенге	0,3	16,9	43,0	13,8	24,0	2,0	16,0	45	0,13	0,23	6,8
Тасбулат	0,45	14,75	43,4	13,5	26,7	1,2	16,3	48	0,128	—	6,8
Восточный Жетыбай	0,5	9,5	47,2	10,8	29,7	1,7	19,0	148	0,115	—	9,2
Жалганой	Следы	6,8	45,4	20,0	27,2	0,6	20,4	70	0,103	—	8,2
Тарлы	—	0,1	64,72	14,22	19,96	Следы	18,5	30	0,125	3,6	6,0
Актас	0,09	10,0	42,7	15,61	30,9	0,7	16,8	17	0,105	—	5,0
Карасызь- Таснас	Следы	7,45	37,14	20,8	33,6	1,01	22,3	145	0,084	—	9,2
Дупга	0,03	4,85	52,82	13,28	28,63	0,8	16,3	200	0,11	—	5,0
Сенек	0,16	3,85	40,52	24,93	30,61	0,93	23,2	235	0,082	—	11,4
Кусайник	0,03	5,37	51,58	16,99	25,89	0,14	29,6	250	0,107	—	13,8
Мыс Песча- ный	—	10,44	58,44	8,71	30,07	0,37	18,0	80	0,138	—	7,6
Жага-Ойма- ша	0,22	11,95	46,94	13,45	26,85	0,79	17,4	60	0,135	—	7,0
Карагие	0,10	12,74	54,06	9,71	23,23	0,16	20,0	112	0,138	—	9,0
Кзыладыр	Следы	2,08	60,7	26,38	10,92	Следы	12,6	—	0,137	2,94	—
Чалагасор	»	0,1	70,5	13,0	15,3	1,2	10,8	—	0,140	2,2	—
Шахпахты	—	—	—	—	—	—	16,8	52	—	—	6,6
Коскудук	0,97	6,59	48,0	21,06	22,38	1,0	17,1	90	0,108	7	8,0

полевыми шпатами (20—35%), обломками пород (20—40%) и слюдами (до 3%). На большей части территории породы-коллекторы характеризуются пористостью свыше 15% и проницаемостью до 300—400 миллидарси. В среднем пористость составляет около 20%, проницаемость около 150 миллидарси, средний диаметр пор 8—10 мк (на Узени 14 мк, на Жетыбае 10,5 мк). В батских отложениях развиты преимущественно коллекторы III, IV, V и VI классов. Они распределены примерно так же, как и в байоссе, аалене и нижней юре.

Промышленная нефтегазоносность верхнеюрского разреза связана с отложениями келловейского, а на южном Устюрте также оксфордского ярусов. В келловейском ярусе выделяется продуктивный горизонт Ю<sub>1</sub>. На Южном Устюрте его аналогами являются III горизонт и верхняя пачка IV горизонта.

Оксфордские отложения промышленно продуктивны на Шахпахтинском месторождении. В келловее продуктивными в основном являются песчаники мелкозернистые, алевроитовые и алевролиты.



Породы содержат от 20 до 42% пелитовых частиц, карбонатных солей от 0 до 7%. Пористость пород главным образом составляет 20—22% и проницаемость около 200 миллидарси. На ряде площадей (Тенга) она равна в среднем 50 миллидарси, а на Узени значительно выше — 340 миллидарси. Средний диаметр пор колеблется от 15—18 мк (Жебытай, Узень) до 3,7—2,7 мк (Тенге, Тасбулат).

Песчаники и алевролиты представлены кварцем и полевыми шпатами почти в равных количествах (по 20—35%). Обломки пород составляют 30—50%. Слабая цементация и уплотненность пород

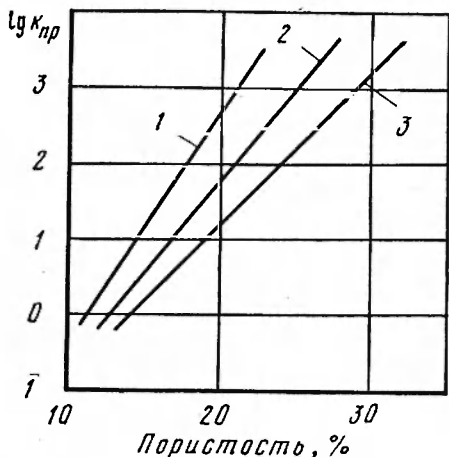


Рис. 29. Зависимость проницаемости от пористости песчаных пород юры Мангышлака (по С. Е. Чакабаеву и др., 1970).

1 — Жебытай, горизонт Ю<sub>1</sub><sup>XI</sup>—Ю<sub>VI</sub><sup>XII</sup>; 2 — Жебытай, горизонт Ю<sub>1</sub><sup>XI</sup>—Ю<sub>VI</sub><sup>XII</sup>; 3 — Узень, горизонт Ю<sub>1</sub><sup>XI</sup>—Ю<sub>VI</sub><sup>XII</sup>.

$$k_{пр} = 0,316 \cdot 10^{-4} \cdot m^5$$

для коллекторов келловея, бата и байосса,

$$k_{пр} = 0,44 \cdot 10^{-8} \cdot m^{8,62}$$

для аалена и нижней юры.

Также устанавливается (В. А. Иванов, М. Я. Каримова, 1964) связь между остаточной водонасыщенностью  $\alpha$  и проницаемостью  $k_{пр}$

$$\alpha = 0,72 - 0,18 \lg k_{пр}$$

для пород-коллекторов келловея, бата и байоса,

$$\alpha = 0,51 - 0,12 \lg k_{пр}$$

для пород-коллекторов аалена и нижней юры.

Зависимость проницаемости и водонасыщенности от пористости пород для конкретных месторождений приведена на рис. 29 и 30.

повлияли па их промышленную продуктивность.

Изменение пористости и плотности коллекторов с глубиной залегания юрской толщи можно рассчитать по следующим формулам, предложенным С. Е. Чакабаевым, Ю. С. Коноповым и В. А. Ивановым (1971):

$$m = 31,2e^{-0,263H}$$

$$\text{и } \gamma_p = 1,81e^{-0,0775H},$$

где  $m$  — открытая пористость в %;  $H$  — глубина залегания в км ( $H \geq 1$  км);  $\gamma_p$  — плотность породы в г/см<sup>3</sup>.

Эта формула ранее приводилась в работе В. А. Иванова и В. Г. Храмовой (1965), в которой также устанавливалась связь между пористостью  $m$  и проницаемостью  $k_{пр}$ :

Используя зависимость водонасыщенности от пористости (рис. 30), В. А. Иванов и В. Г. Храмова (1965) устанавливают нижний предел пористости (табл. 40). Нижний предел проницаемости, по В. А. Иванову, для коллекторов Узеньского и Жетыбайского месторождений составляет 1 миллидарси, по М. Н. Кочетову — 10 миллидарси.

Центральная-Каракумская нефтегазоносная 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 Серный Завод и Дарваза палеозойский фундамент залегает на глубинах 1600—2200 м. 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 пластовые сводовые, часто литологически или тектонически экранированные. Промышленно газоносные пласты на одноименном месторождении вскрыты в интервале 230—1138 м в отложениях мела.

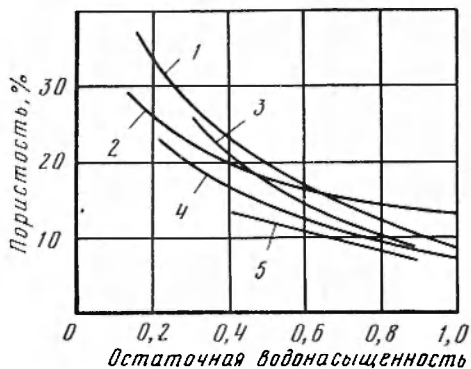


Рис. 30. Зависимость водонасыщенности от пористости пород-коллекторов продуктивных горизонтов месторождений Мангышлака (по С. Е. Чакабаеву и др., 1970). 1 — Узень, горизонт Ю<sub>I</sub> — Ю<sub>V</sub>; 2 — Жетыбай, горизонт Ю<sub>I</sub> — Ю<sub>X</sub>; 3 — Жетыбай, горизонт Ю<sub>XI</sub> — Ю<sub>XIII</sub>; 4 — Тенге, горизонт Ю<sub>I</sub> — Ю<sub>X</sub>; 5 — Тенге, горизонт Ю<sub>XI</sub> — Ю<sub>XIII</sub>.

Таблица 40

Нижний предел пористости и верхний предел глинистости промышленно продуктивных коллекторов

Месторождение	Нижний предел пористости, %		Верхний предел глинистости, %	
	Ю <sub>I</sub> — Ю <sub>X</sub>	Ю <sub>XI</sub> — Ю <sub>XIII</sub>	Ю <sub>I</sub> — Ю <sub>X</sub>	Ю <sub>XI</sub> — Ю <sub>XIII</sub>
Узень	13,8	12	42	27
Жетыбай	12	9	40	27
Тенге	12	9	35	27
Тасбулат	12	9	35	27
Шахпахты	12	10	35	27

Продуктивные горизонты средней эффективной мощностью 3—5 м выражены песчаниками мелкозернистыми, полевошпатово-кварцевыми и алевролитами песчаными. Многие песчаные пласты испытывают по простиранию резкие литологические изменения, замещааясь плотными алевролитами и глинами.

По своему происхождению породы-коллекторы относятся к прибрежно-морским осадкам. Различия в цементации и литологически сказались на величине коллекторских показателей. Пористость открытая 20—32%, пористость эффективная 12—21%, проницаемость 30—1000 миллидарси, коэффициент газонасыщенности в среднем 0,60—0,65. Породы-коллекторы относятся к I, II, III и IV классам, IV класс преобладает.

Основные запасы газа сосредоточены в западной части месторождения на Ших-Дарвазинской и Топджульбинской площадях. Ших-Дарвазинская площадь охватывает четыре куполовидные складки: Дарвазинскую, Такырскую, Шихскую, Пришихскую.

На Зеагли-Дарвазинском месторождении выделяется 20 газоносных пластов (Габриэлянц, 1965), приуроченных к отложениям апта, альба, сепомана и турона. Мощность пластов колеблется от 1,5 до 16 м. Промышленное значение имеют 14 пластов (I, II, IIa, III, IIIa, IV, IVa, IVb, IVc, V, Va, VI, VIa, VII).

Наиболее мощные газоносные пласты имеют общий для нескольких структур контур газоносности и единый газоводяной контакт. Пласты сложены песками, рыхлыми песчаниками мелкозернистыми и алевролитами глинистыми и характеризуются значительной литологической изменчивостью по площади. Абсолютно сводовые дебиты по основным газоносным пластам (I, II, IV, IVa) составляют 300—400 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В мощной толще альба распространены слои глин алевроитовых, плотных, слабослюдистых, часто известковистых. Пески, песчаники, алевролиты и алевроиты серого и зеленовато-серого цвета, мелкозернистые, разномзернистые, кварцево-глаукозитовые. Среди песчаников и алевролитов преобладают нецементированные и слабоцементированные разности.

Пласт I по размерам залежи является одним из самых крупных на месторождении. Он приурочен к песчано-алевроитовым отложениям средней части верхнего альба. Пласт II также занимает среднюю часть разреза верхнего альба. Он газонасыщен на Дарвазинской, Шихской, Пришихской и Такырской площадях. Пласт IIa приурочен к кровле отложений среднего альба. Он газонасен на Шихской и Топджульбинской площадях. Пласт III расположен в нижней части отложений нижнего альба. Наиболее крупные запасы газа в нем сосредоточены на Дарвазинском и Такырском поднятиях, в меньшей степени — на Шихской и Топорджульбинской площадях.

Пласт IIIa зафиксирован в разрезе верхнего апта восточной части Зеагли-Дарвазинского поднятия и газонасен в купольной части Топджульбинского купола. Пласт IV залегает в разрезе отложений верхнего апта. С ним связаны наиболее крупные запасы газа. Пласт

развит на всех названных структурах. Однако и его эффективная газонасыщенная мощность не превышает 2—4 м. Коэффициент газонасыщенности изменяется в пределах 0,54—0,78. Пласт IVa приурочен к кровле отложений нижнего апта, пласты IVб и IVв — к средней части разреза верхнего апта. Пласт V относится к нижней части отложений верхнего апта, характеризуется литологической невыдержанностью; он представлен глинистыми алевролитами, которые местами замещаются глинами. Пласт Va приурочен к подошве отложений верхнего апта. Его газоносность выявлена на Такырском и Чиммерлинском куполах. Пласты VI и VIa приурочены к верхней части разреза нижнего апта. Пласт VII выявлен в средней части разреза нижнего апта.

Сеноманские отложения характеризуются также большой мощностью. Они представлены чередованием пластов глинистых алевролитов, песков кварцево-глаукоцитовых, известковистых с редкими прослоями глины и маломощных песчаников. В них выделяют пласты В<sub>1</sub> и В.

Туропские отложения представлены в основном песчано-алевритовыми породами, которые перекрыты мергелями и известняками копьякского, сантонского, кампанского, маастрихтского и датского ярусов. В туропских отложениях выделяют пласты А и Б. В них выявлены незначительные притоки газа.

По аналогии с Амударьинской областью, где в аптских и неокомских отложениях установлены газовые и нефтяные залежи, предполагают их наличие и в Центральных Каракумах.

Мургабская нефтегазоносная область расположена в Юго-Восточной Туркмении в пределах одноименной впадины. Здесь выделяется ряд крупных структурных элементов, таких как Карабильская зона поднятий, Байрамалийский вал, Рептак-Келифская зона поднятий, Еланский и Тахтабазарский выступы и др. К зонам поднятий приурочены группы локальных структур — брахиантиклинальных складок. В их пределах находятся газовые месторождения Шатлыкское, Байрамалийское, Ислим, Майское, Елапы, Шарапли, Кушкинское и др. Для этой зоны характерно развитие однопластовых месторождений, залегающих над солью в карабильской свите.

Нефтегазопроявления и промышленные притоки газа установлены в отложениях юрского и мелового возрастов. Промышленные залежи газа (за исключением Кушкинской тектонической зоны) приурочены к песчаным породам-коллекторам карабильской свиты неокома. В верхней части карабильской свиты на месторождениях Байрамали, Майское, Шатлык выделяется пачка продуктивных песчаников мощностью 50—70 м с хорошими коллекторскими свойствами (средняя пористость 21%, проницаемость 150—260 милл. дарси, дебиты газа 1,5—2,9 млн. м<sup>3</sup>/сут).

Наиболее крупными газовыми месторождениями данной области являются Шатлыкское, Байрамалийское и Майское. В восточной части Среднеазиатской платформы известен ряд однопластовых место-

рождений массивного типа, связанных с подсолевыми карбонатными породами верхней юры (Самаптепе, Утрабулак и др.). Пористость карбонатных пород обычно не превышает 2—3,3%, проницаемость 150 миллидарси, продуктивный горизонт залегает на глубине 2300—2400 м. Дебит газа до 2 млн. м<sup>3</sup>/сут.

На Шатлыкском газовом месторождении продуктивные карбильские породы вскрыты в интервале 3440—3394 м. Средняя эффективная мощность продуктивного горизонта 43 м. Газ содержится в средне- и мелкозернистых алевритовых песчаниках, реже в песчаных алевролитах полевоипато-кварцевых, с небольшим содержанием глинисто-карбонатного вещества. Пористость пород колеблется от 2 до 27%, наиболее часто составляет 18—25%. Проницаемость по керну 50—400 миллидарси, содержание остаточной воды 28—44% (С. П. Корсаков и др., 1971). Средняя проницаемость по данным испытания скважин составляет 260 миллидарси. Средний дебит скважин 1,7 млн. м<sup>3</sup>/сут. Средне- и мелкозернистые песчаники с хорошо отсортированными зернами характеризуются наличием групп крупных поровых каналов — 50—70 мк (за счет эрочных структур), что обуславливает их высокую фильтрационную способность.

Амударьинская (Бухаро-Хивинская) нефтегазоносная 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. 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-Зиаэтдипского. Вдоль Бухарской ступени выделяются Мешеклинский, Янгиказганский, Газлинский, Каганский и Мубарекский выступы, разделенные прогибами.

В пределах Газлинского выступа выявлено восемь структур, из которых наиболее крупными и приподнятыми являются Газлинская и Ташкудукская складки.

На площади Каганского выступа установлено 12 структур брахиаantikлиналиной формы. Самыми крупными из них являются Джаркакская и Сарыташская структуры.

В пределах Мубарекского выступа обнаружено 14 структур. Среди них наиболее крупными локальными структурами являются Северо-Мубарекская и Каракайтская.

Для большинства перечисленных складок характерно асимметричное строение. Так, на Газлинской структуре южное крыло крутое (до 20°), северное пологое (2°30'); восточная периклиналь погружается под углом 4°. Для многих структур Каганского выступа характерны

более крутые северо-западные крылья. Для структур Мубарекского выступа типичны более крутые южные крылья. В пределах выступов развиты дизъюнктивные нарушения.

В Амударьинской нефтегазоносной области отложения мела и юры образуют одну мощную продуктивную толщу, подразделенную на два этажа: нижний, охватывающий юрские отложения, и верхний, включающий меловые породы.

В юрских отложениях Амударьинской нефтегазоносной области выделяются три основных продуктивных горизонта: XVII, приуроченный к терригенным отложениям пизне- и среднеюрского возраста, и XVI и XV, связанные с известняками верхней кры. В средней части известняковой толщи иногда выделяется горизонт «рухляков» (XVa). На некоторых месторождениях в терригенной юре выделяются XVIII и XX горизонты.

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 Чарджуоской ступени отложения XVIII горизонта представлены переслаиванием песчаников, гравелитов, алевролитов и аргиллитов. Пористость пород не превышает 15%, проницаемость — 5—18 миллидарси. 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 миллидарси (преобладает 200 миллидарси); пористость эффективная — 8—14%.

XVII горизонт сложен терригенными сильно уплотненными породами цементированными глинистым и глинисто-известковистым цементом. Разрез представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, глин, гравелитов и аргиллитов. На площадях Шурсай, Кызылрават, Майдаджой, Хаджихайрам, Учкыр и др. развиты породы-коллекторы III и IV классов. На площадях Зеравшан, Памук, Айзават, Северный Камыши, Култук, Зекры и др. — развиты коллекторы IV и V классов.

В пределах Газлинского поднятия XVII горизонт полностью отсутствует.

Карбонатные отложения верхней юры представлены известняками и доломитами с прослоями ангидритов, глин и песчано-алевритовых пород. Мощность верхнеюрских отложений изменяется от 50 до 300 м.

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), Мамаджургатипской (XV) и Юлдузкакской (XVII, XVI).

В районе Мубарекского выступа залежи обнаружены на структурах Северо-Мубарекской (XVII, XVI, XVa), Карабаирской (XVa),

Хаджихайрамской (XVa), Карактайской (XV), Кызылрабатской (XVI) и др. В большинстве случаев залежи газовые или газосланцевые с нефтяной оторочкой. Обнаружена газоконденсатная залежь (Северный Мубарек, XVII горизонт) и нефтяные залежи с газовыми шапками (Джардак, Шурчи, Акджар, Южный Мубарек, Северный Мубарек и др.).

Изучение пород известняковой свиты верхнего отдела юрской системы из естественных обнажений в юго-западных отрогах Гиссара (Куштанг, Байсун), проведенное М. Г. Ромашиной и Э. С. Ибрагимовым, позволяет говорить о их высокой трещиноватости. Преобладающая раскрытость трещин в известняках составляет 50—55 мк. Густота трещин 34—48.

Изучение карбонатных пород в разрезах верхней юры западной части Узбекистана (месторождения Джаркак, Караулбазар, Сарыташ и др.) показало, что наиболее распространены открытые трещины, характеризующиеся шириной 0,01—0,05 мм и слабой извилистостью.

Пористость пород 1—10%, плотность 2,39—2,90 г/см<sup>3</sup>, проницаемость меньше 1 миллиарди. По промышленным данным проницаемость на площади Караулбазар 59, на Джаркаке 20, на Сарыташе 13 миллиарди.

Промышленные притоки нефти и газа получены в скважинах, расположенных в сводовых частях брахиантиклинальных структур Джаркак, Караулбазар, Сарыташ, Мамаджургаты и Сеталаптепе.

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 для поисков нефти и газа в юрских отложениях. Промышленные притоки газа получены на структурах Кемачи-Зекры, Фараб, Култак, Капдым, Памук, Уртабулак, Семантепе, Денгизкуль и др.

Карбонатная формация верхней юры в пределах Чарджоуской ступени вскрыта на больших глубинах под мощной пачкой камепной соли и ангидрита (до 500 м). Карбонаты представлены здесь главным образом плотными слабопористыми разностями. На площадях Зекры, Айзават, Уртабулак пористость составляет 3—11%, проницаемость меньше 1 миллиарди, трещинная проницаемость 10—1000 миллиарди.

На Фарабской структуре, расположенной в зоне Чарджоуской ступени, в верхнеюрской известняковой толще (подсолевой комплекс) при опробовании келловей-оксфордских отложений в интервале

2357—2372 м получен приток газа с конденсатом дебитом около 50 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

На Самантепинской площади газonosный горизонт (2300—2500 м) приурочен к карбонатным отложениям келловей—оксфорда. Горуды представлены известняками и ангидритами с прослоями доломитов и глины. Горуды с наиболее высокими коллекторскими свойствами находитсЯ главным образом в нижней половине горизонта. Проницаемость пород, по данным испытания скважин, составляет 18 миллидарси. Рыхлые и кавернозно-пористые разности пород характеризуются пористостью до 20%.

В верхне- и нижнемеловых отложениях Амударьинской нефтегазonosной области выделяется шесть основных продуктивных горизонтов: XIII (неоком), XII (нижний альб—апт), XIa (средний альб), XI (верхний альб), X (сеноман — верхний альб) и IX (сепоман). Кроме указанных горизонтов в ряде пунктов фиксируются небольшие залежи газа в туронских и сепонских отложениях (VIIa, VIII, VII горизонты).

Промышленная нефтегазonosность меловых отложений в пределах Бухарской ступени установлена на месторождениях Газли, Ташкудук, Янгиказган, Южный Мубарек, Шурчи, Акджар, Караулбазар, Сарыташ, Джаркак, Сеталаште, Юлдузкак, Шуртепе, Карабаир, Карактай и др.

В северо-западной части Чарджоуской ступени открыто Учкырское газоконденсатное месторождение, где продуктивны 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.

Промышленные залежи месторождения Газли сосредоточены главным образом в сепоманских отложениях верхнего мела, в пределах IX (530—650 м) и X (690—820 м) горизонтов и в меньшей степени в альбских осадках — XII (980—1100 м) горизонт.

Меловые породы залегают на размытой поверхности условно выделенных здесь и нерасчлененных юрских образований или непосредственно на породах дислоцированного и также нерасчлененного палеозойского фундамента. Перекрываются меловые отложения на большей части территории месторождения 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 являются песчано-алевроитовые породы. Продуктивные горизонты отделяются друг от друга глинистыми разделами мощностью от 10 до 46 м. Песчано-алевроитовые породы



продуктивных горизонтов содержат линзы и тонкие прослои глин, которые в верхних частях разреза встречаются реже, а в нижних чаще. Абсолютно съобразные дебиты газа составляют 250—4400 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Характерной особенностью продуктивных пластов Газлинского газового месторождения является преимущественное развитие в них мелкозернистых в разной мере алевролитистых аркозовых песчаников, малое содержание в них пелитового цемента, слабоуплотненное состояние их, развитие локальных мелких стяжений карбонатов (чаще кальцита), полуокатанность обломочных зерен, наличие в песчаных породах мелких линзочек и включений глин (С. П. Корсаков, 1962, 1965; А. А. Ханин, 1965).

С глубиной от верхнего IX горизонта к XIII горизонту возрастает глинистость пластов, уменьшается их мощность и возрастает роль алевролитовых коллекторов.

Верхняя часть IX горизонта (50—60 м) характеризуется частой интенсивной глинизацией обломочных пород, а также многочисленными прослоями глин, мощность которых иногда достигает 10 м. Кроме того, здесь нередки пачки частого переслаивания пропластков и линз глин и обломочных пород.

Нижняя часть IX горизонта (60—70 м) отличается значительно меньшим распространением прослоев глин и небольшим содержанием глины в цементе обломочных пород. Большинство наилучших по своим свойствам пород-коллекторов приурочено к нижней части горизонта (Е. Г. Бурова, В. И. Лукшица, 1964).

В IX пласте преимущественно развиты высокопористые породы-коллекторы I и II классов проницаемостью от 500 до 1000 миллидарси. Коллекторы этих классов составляют до 80% суммарной мощности проницаемых и пористых песчано-алевритовых пород.

Подсчитанные С. П. Корсаковым и А. А. Ханиным (1962) для пород-коллекторов IX горизонта средневзвешенные значения эффективной пористости 20,4%, проницаемости 1500 миллидарси и коэффициента газонасыщенности 0,73. Высокая проницаемость наиболее развитых в разрезе IX горизонта пород-коллекторов связана с наличием крупных доминирующих пор (от 30 до 75 мк в диаметре, рис. 31), что в свою очередь обусловлено главным образом особенностями осадконакопления. Образование этих пор можно объяснить исключительно остроугольным характером обломочного материала полимиктового состава, послужившего в процессе седиментации осадка основой для создания крупных пор арочного типа. Очень малое содержание пелитового цемента в наиболее развитых породах-коллекторах, слагающих газоносные пласты месторождения Газли, также благоприятно сказалось на структуре порового пространства, следствием чего являются высокие значения проницаемости пород.

В табл. 41 приведены средние данные о коллекторских свойствах газоносных пород Газлинского месторождения.

В пределах Газлинского выступа общая мощность IX горизонта изменяется от 95 (Кухнагумбас) до 172 м (Учкыр), а суммарная мощ-

ность пород-коллекторов 70—110 м. Доминирующие в разрезе горизонта породы-коллекторы относятся к I классу.

В пределах Каганского и Мубарекского выступов общая мощность IX горизонта колеблется от 82 (Акджар) до 104 м (Южный Мубарек), суммарная мощность пород-коллекторов 50—60 м. В разрезе преобладают породы-коллекторы I и II классов.

В результате рассмотрения и изучения пород-коллекторов в разрезе мезозойских отложений в зоне Бухарской ступени можно прийти

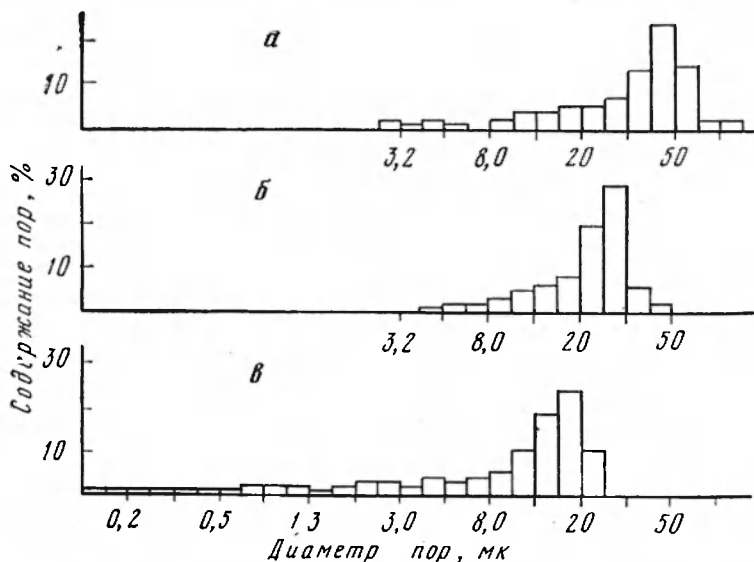


Рис. 31. Распределение пор в мелкозернистых алевролитистых песчаниках IX продуктивного горизонта газового месторождения Газли.

а — скв. 9, интервал 810,5—814,5 м, проницаемость 3500 миллидарси, пористость 33%; б — скв. 16, интервал 793,5—798,5 м, проницаемость 1500 миллидарси, пористость 33%; в — скв. 16, интервал 798,5—804 м, проницаемость 460 миллидарси, пористость 35%.

к следующему. Коллекторами являются песчано-алевритовые породы кварцево-полевошпатового состава, преимущественно песчаники мелкозернистые, в различной степени содержащие алевроитовую фракцию (0,10—0,01 мм).

С глубиной в столжениях мела роль коллекторов газа алевроитового типа значительно возрастает (XII и XIII горизонты). Однако алевролиты благодаря цементации глинистым, карбонатным и железистым (XIII горизонт) веществами обладают более низкой проницаемостью по сравнению с песчаниками.

В XIII и XIV горизонтах (сенон) среди песчаников мелкозернистых, алевролитов и глин встречаются гравелиты, песчаники грубозернистые, сильно известковистые и глинистые (Шурчи, Акджар). Подобные породы в тех же месторождениях встречаются и в юрских

Характеристика коллекторских свойств газоносных пород  
мелового возраста Гавлинского месторождения  
(по С. П. Корсакову и А. А. Ханину, 1962)

Порода	Газоносный горизонт	Пористость открытая, %	Проницаемость, миллидарси	Коэффициент газонасыщенности
Песчаники мелкозернистые алевритистые	IX	28	1500	0,73
Песчаники мелкозернистые алевритистые и алевритовые	X	28	1130	0,70
Алевролиты песчанистые и песчаники мелкозернистые алевритовые	XX	26	450	0,63
То же	XIa	23	100	0,62
Песчаники мелкозернистые алевритовые и алевролиты песчанистые	XII	26	600	0,71
Песчаники мелкозернистые с прослоями алевролитов глинистых	XIII	23	200	0,67

отложениях (XVI, XVII горизонты). По условиям образования породы-коллекторы мела и юры относятся к морским прибрежным (IX, X, XI, XIa горизонтам), прибрежно-морским (XII, XIV, XV, XVI), субконтинентальными прибрежно-морским (XIII, XVII).

Горизонты характеризуются невыдержанностью, песчаные и глинистые пласты часто чередуются. В особенности это характерно для XIII и XVII горизонтов. В песчаных породах-коллекторах IX, X и XII горизонтов содержатся сравнительно крупные поровые каналы (40–75 мк), которые обеспечивают высокую проницаемость пород (более 1000 миллидарси). В соответствии с содержанием в породах-коллекторах песчаного типа цементирующих веществ глинистого и карбонатного составов, а также присутствием в породах алевритовой фракции, служащей заполнителем и уменьшающей объем порового пространства, песчаные коллекторы характеризуются различными проницаемостью и пористостью. Такое же влияние цементирующие вещества оказывают и на коллекторы алевритового типа.

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.

Содержание остаточной воды в породах-коллекторах месторождений газа Западного Узбекистана, сказывающееся на величине коэффициента газонасыщенности, несмотря на высокую проницаемость пород, сравнительно большое. Это объясняется аркозовым или близким к нему составом песчаных пород, плохой окатанностью слагающих породу зерен, значительным содержанием алевритовой

фракции, а также наличием в пористой системе наравне с крупными доминирующими породами группы пор тонких сечений. Кроме того, на остаточное водосодержание повлияло присутствие глинистого и карбонатного цемента. Наличие микропрослоев и тонких прослоев глины в песчано-алевритовых породах повлияло на точность установления коэффициента газонасыщенности геофизическим методом (усредненные данные для пласта). Поэтому коэффициент газонасыщенности пород того или иного горизонта, определенный геофизическим методом, оказался ниже, чем определенный по керну. В тех случаях, когда прослой глины среди пород-коллекторов отсутствовали или их содержалось мало, особенно при рассмотрении узких интервалов разреза, результаты измерения коэффициента газонасыщенности геофизическим и лабораторным методами оказались близкими.

В северных районах Туркмении установлена промышленная газоносность. Здесь открыты Ачакское, Северо-Ачакское, Гугуртлинское, Наипское и другие месторождения. В разрезе отсутствуют галогенные отложения верхней юры, развитые к юго-востоку. Восток-юго-восточная часть Северной Туркмении относится к Амударьинской впадине. Она характеризуется сложным геологическим строением, обусловленным системой глубинных разломов.

Промышленная газоносность северных районов Туркмении установлена в нижнемеловых и юрских отложениях. Здесь обнаружено большое число газовых залежей в породах от верхнеальбских до бат-байосских и в отложениях коры выветривания палеозойского фундамента. Так, промышленная газоносность Ачакского и Северо-Ачакского месторождений установлена в 13 продуктивных горизонтах. Аналогичная картина характерна для газового месторождения Наип. На Гугуртлинском месторождении зафиксировано до 10 продуктивных горизонтов. Газоносные горизонты сложены преимущественно терригенными породами-коллекторами. Исключение составляют горизонты верхней юры Гугуртлинского месторождения, представленные известняками.

Ачакское месторождение самое крупное. Газоносные горизонты залегают здесь в интервале 1500—2200 м. Они сложены песчано-алевритовыми породами полевошпатово-кварцевого состава с прослоями глины мощностью от 8—10 до 40—50 м. Общая мощность отдельных продуктивных горизонтов колеблется от 15 до 75 м, эффективная мощность 5—38 м. Средняя эффективная пористость пород-коллекторов по горизонтам колеблется от 10 до 20% и проницаемость 250—300 миллиардари. Отдельные образцы пород имеют проницаемость 2000—2600 миллиардари. Залежи газа пластовые сводовые. Для I класса коллекторов характерен меданный, диаметр фильтрующих пор 40 мк (верхняя часть IIa и III горизонтов; средняя часть IVb и нижняя часть Va горизонтов), для II класса — диаметр 25 мк. Содержание остаточной воды в I и II классах коллекторов 16—19% (Д. М. Петровичева, Е. Ф. Багрова, 1971). Абсолютно свободные дебиты газа 1185—4295 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

На месторождении Гугуртли промышленная газоносность связана с отложениями мезозоя. Общий этаж газоносности составляет около 1100 м. Выявленные залежи вскрыты в интервале 1250—2250 м. Породами-коллекторами в основном являются разнородные песчаники с прослоями глил, алевролитов, известняков и мергелей. Породы-коллекторы обладают пористостью открытой 6—24,5%, в среднем 10—15%. Проницаемость, по промысловым данным и по данным изучения керна, составляет 35—200 миллидарси. Около трети запасов месторождения связано с известняками XV—XVI горизонтов, к которым приурочена сводовая массивная залежь. Все другие газовые залежи являются пластовыми сводовыми. Абсолютно свободные дебиты газа колеблются от 300 до 1757 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В ряде районов Южно-Туранской провинции выделяется несколько регионально прослеживающихся покрышек: соляно-гипсовая, карбонатно-глинистая и глинистая верхнеюрская, глинистая альбская, глинистая пижнетуронская и карбонатная турон-сенопская.

Покрышка верхнеюрского возраста соляно-ангидритового состава характерна для районов Амударьинской и Мургабской впадин, покрышка глинистого и карбонатно-глинистого состава характерна для западных и центральных районов плиты. Глинистая покрышка отмечена в разрезах на севере Каракумского свода, карбонатно-глинистая — в районах Южно-Мангышлакской впадины.

Глинистая альбская покрышка также в основном развита в пределах Мургабской и Амударьинской впадин, Каракумского и Карабагазского сводов, их склонов и в Южно-Мангышлакской впадине. На остальной территории Туранской плиты качество ее резко ухудшается.

Туронская глинистая покрышка характерна для районов Амударьинской и Мургабской впадин. В западных районах Туранской плиты (Карабагазский свод, Южно-Мангышлакская впадина, Северо-Устюртская впадина) покрышкой является турон-сенопская карбонатная толща.

В разрезах Мургабской, Амударьинской, Южно-Мангышлакской впадин, на Каракумском своде отмечаются покрышки локального характера в алтских, альбских и сепоманских отложениях.

Распределение основных залежей нефти и газа контролируется указанными региональными покрышками. Под пижнемеловой покрышкой насчитывается несколько десятков залежей газа. С покрышкой верхнеюрского комплекса связано более 40 залежей нефти и газа. Исчезновение нижней регионально выдержанной покрышки или уменьшение ее мощности приводит к большему диапазону распределения залежей нефти и газа по разрезу.

Примером, очевидно, может служить миграция нефти и газа из юрских толщ в ниже- и верхнемеловые в районах, где отсутствует соляноангидритовая толща верхней юры (Бухарская ступень Амударьинской впадины). Аналогичная связь верхнеюрской терригенно-карбонатной покрышки со скоплениями нефти и газа наблюдается

в Жобытай-Узеньском районе. Срезание верхней части глинисто-карбонатной толщи, служащей крышкой для нижнекелловей-среднеюрского нефтегазоносного комплекса, уменьшение ее мощности и ухудшение качества в пределах Узеньской структуры, очевидно, привело к миграции газа в вышележащие меловые отложения.

Расслоенные песчаными пластами непроницаемые толщи могут сами способствовать образованию скоплений газа в песчаных пластах. Примером таких залежей газа в расслоенных глинистых толщах могут служить залежи в альбских отложениях Каракумского свода.

Максимальной поглотительной способностью обладают глины верхнего мела, служащие крышками X и IX продуктивных горизонтов. Среди минералов в них преобладают гидрослюда и монтмориллонит. Прослеживание характера уплотнения глинисто-покрышек по мере их погружения в разрезах осадочного чехла Амударьинской нефтегазоносной области показало, что наиболее интенсивно они уплотнены в зонах наибольшего погружения (А. А. Ханин, 1969).

Для этой области характерна приуроченность групп локальных антиклинальных нефтегазоносных структур к выступам фундамента. Осадочные толщи облекают породы фундамента. Отсюда и различие в геостатической нагрузке на глины-покрышки, регионально прослеживающиеся в данной нефтегазоносной области, а также различия в уплотнении и пористости глин (табл. 42). Наименьшее уплотнение глин и наибольшая пористость в зоне Бухарской ступени наблюдаются в разрезе Каганского выступа. Глины-покрышки на Чарджоуской ступени и в Бешкентском прогибе погружены на большие глубины по сравнению с Бухарской ступенью, что сказалось на более высокой степени их уплотнения. 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  $400 \text{ кгс/см}^2$  и перепаде давлений  $10 \text{ кгс/см}^2$ ) и плотности образцов глинисто-покрышек в воздушносухом состоянии показало наличие тесной связи между этими величинами. Глины плотностью  $2,20 \text{ г/см}^3$  характеризуются проницаемостью  $5 \cdot 10^{-3}$  миллидарси, при плотности  $2,30 \text{ г/см}^3$  проницаемость составляет  $8 \cdot 10^{-4}$  миллидарси, при плотности  $2,40 \text{ г/см}^3$  —  $3 \cdot 10^{-5}$  миллидарси, при плотности  $2,50 \text{ г/см}^3$  —  $7 \cdot 10^{-5}$  миллидарси и плотности  $2,55 \text{ г/см}^3$  —  $4 \cdot 10^{-6}$  миллидарси. В то же время зафиксировано снижение проницаемости глин с глубиной их погружения. Так, для глинисто-покрышек Амударьинской и Центрально-Каракумской нефтегазоносных областей проницаемость глин на глубинах 1500, 2000, 2500 и около 3000 м соответственно равна  $5 \cdot 10^{-3}$ ,  $5 \cdot 10^{-4}$ ,  $5 \cdot 10^{-5}$  и  $5 \cdot 10^{-6}$  миллидарси.

Глины IX, X и XI продуктивных горизонтов Бухарской ступени в среднем характеризуются абсолютной газопроницаемостью  $8 \cdot 10^{-2}$  —  $4 \cdot 10^{-3}$  миллидарси и плотностью  $2,00$  —  $2,22 \text{ г/см}^3$ . Глины XII

Плотность и пористость глин-покрышек мела и юры  
в Амударьинской нефтегазоносной области

Возраст	Горизонт	Бухарская ступень			Бешкент- ский прогиб	Чарджо- уская ступень
		Газли- ский выступ	Каганский выступ	Мубарек- ский 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	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
Апт	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
Неоком	XV	2,36/9,3	2,34/11,5	2,40/7,1	—	2,62/1,5
Келловей — оксфорд	XVI	2,38/4,6	2,36/11	2,40/4,8	—	—
Средняя юра	XVIII	—	—	2,56/2,8	—	—

Примечание. В числителе—плотность в г/см<sup>3</sup>, в знаменателе—пористость в %.

горизонта характеризуются абсолютной проницаемостью  $7 \cdot 10^{-3}$  —  $1 \cdot 10^{-3}$  миллидарси, XIII горизонта —  $4 \cdot 10^{-3}$  —  $8 \cdot 10^{-4}$  миллидарси, XIV горизонта  $10^{-3}$  —  $6 \cdot 10^{-4}$  миллидарси и XV горизонта —  $6 \cdot 10^{-4}$  —  $3 \cdot 10^{-4}$  миллидарси.

Различия в характере уплотнения глин, их составе, структуре порового пространства, величинах проницаемости, капиллярных давлениях по разному сказываются на экранирующей способности пород. Она зависит не столько от мощности экранирующей толщи, сколько от условий залегания пласта.

#### ЗАПАДНО-ТУРКМЕНСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Восточная часть Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна отвечает Западно-Туркменской депрессии, где расположена одноименная нефтегазоносная провинция. Мощность осадочных образований здесь свыше 15 тыс. м. На востоке депрессия ограничивается складчатыми сооружениями Копет-Дага, на севере Кубадаг-Большебалханским горным сооружением, на юге — северными отрогами горного сооружения Эльбурс.

Ю. И. Годин в 1957 г. выделил в Западно-Туркменской провинции 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 тектопическое строение было уточнено (Г. Х. Дикенштейн и др., 1965).

Западно-Туркменская впадина выполнена мощным комплексом антропогеновых, неогеновых, палеогеновых и мезозойских отложений. Наиболее распространены неогеновые образования.

В Прибалханской и Кеймир-Чикишлярской депрессиях развиты отложения понтического яруса, красноцветной толщи, акчагыльского и апшеронского ярусов. Красноцветная толща, мощность которой достигает на антиклиналях 2500 м, а в синклиналиях еще больших величин, представлена переслаиванием песков, песчапиков, алевролитов и глин. Акчагыльские и апшеронские отложения с суммарной мощностью до 1000 м сложены глинами, содержащими прослойки песков.

В пределах Западно-Туркменской депрессии зоны относительных прогибов и поднятий осложнены дизъюнктивными и пликвативными дислокациями с присущими некоторым поднятиям мощными проявлениями грязевого вулканизма.

Отложения красноцветной толщи являются основным нефтегазопосным комплексом Юго-Западной Туркмении. Толща представлена характерным для нее мопотонным и частым чередованием песчано-алевритовых и глинистых отложений, резко изменчивых по площади, что выражается в увеличении глинистости в сторону погружения впадины. Залежи нефти и газа приурочены к песчано-алевритовым коллекторам апшеронского и акчагыльского ярусов, к верхней и нижней частям красноцветной толщи, а также к подстилающим красноцветную толщу отложениям. Выявленные залежи нефти и газа залегают на глубинах от 400 до 4550 м, образуя этаж нефтегазопосности от 100—200 м (Кызылкум) до 2550 м (Котуртепе). На месторождениях Прибалханского района вследствие их сильной нарушенности число отдельных залежей нефти и газа, как правило, намного превышает количество продуктивных горизонтов.

Почти 57% запасов газа связано с горизонтами, залегающими на глубинах 2500—3500 м, которым соответствует вскрытая часть нижнекрасноцветных отложений. На глубинах более 3500 м выявлено 12% запасов газа. К этому интервалу разреза приурочены газоконденсатные залежи, вскрытые на глубинах около 4500 м на месторождениях Котуртепе и Барса-Гельмес. Открытие высокопродуктивных залежей газа на таких глубинах подтверждает преимущественную газопосность глубоко залегающих горизонтов плиоценовых отложений Западно-Туркменской впадины. До глубин 1500 м промышленных газовых скоплений не отмечено.

С увеличением стратиграфической и гипсометрической глубины в пределах Западно-Туркменской впадины отмечается закономерное увеличение числа и размеров газовых залежей, причем нарастание газопосности наиболее отчетливо проявляется для нижнекрасноцветных отложений.

В Западной Туркмении имеется ряд нефтяных месторождений, которые объединяются в две группы: северную, Прибалханскую, и южную, Чикишляр-Кеймирскую; отдельно расположено нефтяное месторождение на полуострове Челекен.

На Челекене один из самых старых промышленных горизонтов залегает в кровле красноцветной толщи, которая сопоставляется с продуктивной толщей Азербайджана. Она представлена глинами кирпично-красного цвета в чередовании с песками и топкими



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 почти широтного простирания, уходящую на запад под воды Каспийского моря. Складка нарушена многочисленными сбросами. Выделяются 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 миллиардари.

Нефтяные залежи на Алигуле приурочены к нижней части красноцветной толщи. Здесь выделяют продуктивные горизонты VI, VII, VIII. Пористость пород-коллекторов составляет около 18% и проницаемость 15 миллиардари.

На Западном Челекене продуктивные горизонты выявлены в верхней, средней и нижней частях красноцветной толщи; выделяются горизонты III, IV, V, VI, VII, VIII, VIIIa. Породы-коллекторы характеризуются пористостью 15—18% и проницаемостью 15—40 миллиардари.

К Прибалханской группе месторождений относятся Челекен, Небитдаг, Монжуклы, Боядаг, Кумдаг, Июрджа, Урунджук, Кызылкум, в разведке находятся площади Барса-Гельмес и Овал-Товал. Нефтяные залежи приурочены к песчаным отложениям апшерона, акчагыла, красноцветной толщи (С. Аманов, 1964).

Коллекторские свойства песчаных плиоценовых пород на месторождениях Челекен, Ленинское (Котуртепе), Небитдаг, Монжуклы, Урунджук, Кумдаг, Каратепа и Боядаг описаны в работе Л. П. Марковой и Р. А. Гнатюк (1959). В разрезе плиоцена среди коллекторов преобладают мелкозернистые пески и алевриты. Пористость этих пород колеблется в широких пределах: песков и алевритов 11—41%, песчаников и алевролитов, содержащих большое количество известкового цемента, 3—19%. Наиболее часто встречающиеся значения пористости для песков и алевритов колеблются в красноцветной свите от 17 до 24% (средневзвешенная 21,5%), в акчагыльском ярусе от 20 до 27% (средневзвешенная 24,6%), в апшеронском ярусе от 22 до 29% (средневзвешенная 28,6%); для песчаников и алевролитов в красноцветной свите от 6 до 12% (средневзвешенная 10%) и в акчагыльском 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 дарси; наиболее часто встречающиеся значения проницаемости 0,1—0,3 дарси. Средняя проницаемость песков по отдельным структурам колеблется от 0,187 (Западный Челекен, нижний отдел

красноцветной свиты) до 0,40 дарси (Дагаджик, верхний отдел красноцветной свиты). Цементация песчаников и алевролитов известково-глинистым материалом снижает величины пористости и проницаемости.

Наилучшими коллекторами нефти являются нецементированные и рыхлые разности песчано-алевритовых пород, относящиеся в основном к III классу, тогда как цементированные песчано-алевритовые породы соответствуют главным образом IV классу коллекторов.

Исследования Л. П. Марковой и Р. А. Гнатюк (1959) показали, что карбоатность плиоценовых отложений в общем возрастает к центру Прибалхаской депрессии, а на отдельных локальных структурах третьего порядка она увеличивается от свода складок к периферии.

Ленинское месторождение нефти (Котуртепе) расположено между Челекеном и Небитдагом. Складка разбита на пять блоков. Промышленная газонефтеносность площади установлена в 1956 г. Основная нефтесодержащая часть красноцветной свиты (ее верхи) залегает на глубине 1500—1800 м. Кроме нефтенасыщенных пластов красноцветной свиты вскрыт нефтесасыщенный пласт в акчагыле (II горизонт) и апшероне (Ia, I горизонты). Газовые залежи установлены в Ib и Iv горизонтах 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 дарси. Горизонты I, Ia и II литологически изменчивы и обнаружены не во всех частях месторождения в силу выклинивания песчаных коллекторов. Мощность песчаных пластов с топкими прослоями глил достигает 40 м. Проницаемость песчаных пород пласта изменяется от 0,5 до 0,11 дарси, пористость 16—19%. Во II горизонте выделяется от одного до четырех песчаных прослоев 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); VI, V, IV, IIIa, III. Мощность горизонтов 55—170 м. 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 дарси.

По данным исследования на приток, проницаемость продуктивных пластов колеблется от 0,4 до 3,1 дарси (роль трещиноватости). В сводовой части III и II горизонтов установлены газовые шапки. Режим залежей IV и IIIa горизонтов водонапорный. Для III горизонта характерен режим газовой шапки с активным влиянием контурных вод.

На месторождении Барса-Гельмес промышленная нефтеносность установлена во II горизонте акчагыла и III, IIIa горизонтах верхней части красноцветной толщи. Продуктивные пласты представлены

чередованием песков, алевроитов и глин. Пористость пород-коллекторов 18—22%, проницаемость пород II горизонта 45 миллидарси, III горизонта 90—230 миллидарси (Г. Х. Дикенштейн и др., 1965).

В пределах Чикишлярской впадины выявлен ряд локальных поднятий, представляющих большой интерес с точки зрения поисков нефти и газа в плиоценовых отложениях.

К нижней части красноцветной толщи приурочена промышленная нефтегазоносность месторождений Окарем и Камышлджа, обнаруженных в Гогряшдаг-Окаремской зоне поднятий. В этих отложениях условно выделяется два отдела: верхний, песчано-глинистый, и нижний, преимущественно глинистый с прослоями песков и алевролитов. Мощность верхнего отдела на Окареме и Камышлдже 800—1000 м. Вскрытая мощность нижнего отдела составляет 1000—1200 м. Нефть и газ в этих месторождениях залегают на глубине 2500 м.

При опробовании разведочных скважин в Окареме были получены фонтанные притоки нефти (до 470 т/сут) и газа (500 тыс. м<sup>3</sup>/сут). Проницаемость песков, отобранных из низов красноцветной толщи Окарема, изменяется от 0,33 до 0,61 дарси, алевроитов от 0,01 до 0,80 дарси и алевролитов от 0,005 до 0,085 дарси. Средневзвешенное значение открытой пористости песков и алевроитов красноцветной толщи в Окареме 23%, песчаников и алевролитов 12%.

В Камышлдже первая же разведочная скважина дала 320 т/сут нефти и 50 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа через 10-миллиметровый штуцер. Пористость песков нижней части красноцветной толщи составляет 28%, песчаников 10,5% и алевролитов 9%. Проницаемость песков изменяется от 0,10 до 0,60 дарси.

## ГЛАВА V

### ЭПИПЛАТФОРМЕННАЯ ОРОГЕНИЧЕСКАЯ ОБЛАСТЬ СРЕДНЕЙ АЗИИ

С межгорными впадинами Центрально-Азиатского горного пояса связан ряд нефтегазопосных провинций, расположенных на территории СССР и за ее пределами. В некоторых из них мощность мезокайнозойского комплекса достигает 10—25 км.

Эпиплатформенная орогеническая область Средней Азии включает Ферганский, Туркестанский, Зеравшанский, Гиссарский хребты и заключенные между ними Таджикскую, Ферганскую и другие межгорные впадины. С Таджикской и Ферганской межгорными впадинами связаны нефтегазоносные провинции, в которых продуктивные горизонты залегают в отложениях мезо-кайнозоя, в основном мелу и палеогене.

#### ТАДЖИКСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

К Таджикской провинции относятся одноименная межгорная впадина и обрамляющие ее Юго-Западные отроги Гиссара. Таджикская впадина находится на территории юго-западного Таджикистана, Южного Узбекистана и отчасти Туркменской ССР. Она является северной частью обширной Таджикско-Афганской впадины, южная часть которой лежит в пределах Афганистана. Таджикская впадина включает в себя Сурхандарьинскую, Вахшскую и Кулябскую депрессию. Деформации мезо-кайнозойского покрова Таджикской впадины подчинены глыбовым дислокациям палеозойского фундамента.

Метаморфизованные и кристаллические породы преимущественно палеозойского возраста образуют складчатое основание депрессии. В пониженных участках палеозойского рельефа, по-видимому, спорадически развит пермо-триасовый комплекс слабо уплотненных терригенных отложений (промежуточный комплекс). Выше песогласто залегают породы осадочного чехла. В строении последнего выделяются два комплекса: платформенный и орогенный. Платформенный комплекс сложен преимущественно морскими и прибрежно-лагунными отложениями юрской (мощностью 600—2000 м),

меловой (1000—2700 м) и палеогеновой (200—950 м) систем. Гаурдакской соленосной толщей верхней юры платформенный комплекс отложений разделен на надсолевой и подсолевой подкомплексы, слагающие самостоятельные структурные этажи. Постплатформенный орогенный комплекс образован многокилометровой (до 8 км) толщей красноцветных, реже сероцветных континентальных образований олигоцен-четвертичного возраста.

В настоящее время на территории трех нефтегазоносных районов депрессии (Вахшского, Сурхандарьинского, Душанбинского) открыто 13 месторождений газа и нефти, среди них два газоконденсатных (Андыгеп, Комсомольское), три газонефтяных (Кызылтумшук, Ляльмикар, Шаамбары) и восемь нефтяных (Кичикбель, Акбашидыр, Амударьинское, Кокайты, Хаудаг, Учкызыл, Коштар, Северная Курганча). Небольшие количества нефти получены на Мершадинской площади.

Характерной особенностью месторождений является их многопластовость. Здесь насчитывается до 60 залежей, из них газовых 14, газоконденсатных 9, газонефтяных 8, нефтяных 29. К палеогеновым отложениям приурочено 37 нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей, к меловым — 19 газовых и газоконденсатных залежей и к юрским — 4 газовые залежи. Коллекторами для 38 залежей являются трещиноватые известняки, для остальных 22 залежей — песчаники. Все залежи пластовые сводовые, обычно осложненные разрывными нарушениями. Минимальная глубина вскрытия продуктивных горизонтов на месторождениях составляет 133 м (Хаудаг), максимальная — 2660 м (Шаамбары).

В распределении скоплений углеводородов по разрезу мезо-кайнозойских отложений отмечается определенная вертикальная зональность. К юрским и меловым отложениям приурочены газовые и газоконденсатные залежи, к палеогеновым — нефтяные и газонефтяные.

Промышленная газоносность верхнеюрских (келловей—оксфорд и воляжский ярус) карбонатных отложений доказана открытием залежей газа на Ходжа-Гугердагском и Етымтагском месторождениях Северо-Афганского выступа, на Адамташском месторождении мегантиклинали Юго-Западного Гиссара, на Шаамбаринском, Комсомольском и Андыгепском месторождениях Душанбинского прогиба. Мощность карбонатных отложений келловей—оксфорда изменяется в пределах 0—700 м, а газонасыщенная часть в сводах структур превышает 200 м. Залежи газа на Адамташе и Шибарганском районе массивные. Эффективная пористость коллекторов от 1,3 до 2,6% при проницаемости от единиц миллиарди до 300 миллиарди. Покрышкой для карбонатных коллекторов служат соляпо-гипсовые отложения гаурдакской свиты.

Региональный характер продуктивности меловых отложений доказан открытием в них крупных газовых и небольших нефтяных залежей на структурах Северо-Афганского выступа и Душанбинского прогиба. Промышленные притоки газа получены из сенон-

ских отложений на Ляльмикарской складке в Сурханской мегасинклинали.

Коллекторами в меловых отложениях служат преимущественно песчаники, покрышками — глины. В Афганистане наиболее крупные залежи газа выявлены в песчано-алевролитовых породах кызылташской свиты готеривского яруса. Мощность этих отложений изменяется от 110 до 180 м, а эффективная мощность 80—100 м. Газопроницаемость продуктивной части готеривских песчаников достигает 600—700 миллидарси, открытая пористость в среднем 14%, эффективная 7—8%. Эффективная мощность и коллекторские свойства готеривского продуктивного горизонта ухудшаются в гипсометрически погруженных структурах (Джангали-Колон и др.).

Региональная нефтегазопосность мощных карбонатных отложений верхнего кампана—палеоцена и терригенно-карбонатных отложений эоцена доказана в пределах Сурханской и Вахшской мегасинклиналей и Душанбинского прогиба. Эффективная мощность нефтегазонасных горизонтов в Сурханской мегасинклинали достигает 15 м, эффективная пористость 15—20%, проницаемость 1 дарси. Покрышками для нефтегазонасных горизонтов палеогена служат достаточно мощные глинистые толщи сузакских, туркестанских и исфара-ханабадских слоев. В пределах Северо-Афганского выступа верхний кампан-палеогеновый комплекс выведен на поверхность и частично эродирован (Д. С. Султанов, 1971; П. К. Азимов, Д. С. Султанов и др., 1970).

## ФЕРГАНСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Ферганская провинция соответствует Ферганской межгорной впадине, выполненной мощной толщей мезо-кайнозойских отложений. Провинция находится на территории Узбекской, Киргизской и Таджикской ССР. Длина впадины с юго-запада на северо-восток около 360 км, ширина 100—170 км. Характерной чертой рельефа впадины являются адыры — невысокие увалы, сложенные четвертичными осадками и наиболее развитые в юго-восточной части впадины.

К настоящему времени в Ферганской впадине открыто 33 месторождения нефти и газа, из которых 19 разрабатываются, остальные либо выработаны, либо находятся в разведке. Промышленные залежи нефти и газа связаны с породами неогена, палеогена, мела и юры.

В Ферганской впадине имеется свыше 130 брахиантиклинальных складок, представляющих промышленный интерес, однако не на всех структурах продуктивные пласты залегают на доступных для бурения глубинах. Добыча ведется только в сравнительно узкой полосе вдоль бортов впадины. Большая часть территории еще слабо изучена, и по ней имеются крайне скудные сведения о перспективах нефтегазонасности.

Промышленные скопления газа и нефти в юрских отложениях приурочены в основном к двум стратиграфическим интервалам — нижнеюрскому и среднеюрскому, причем с первым связаны только газовые залежи, со вторым газовые и нефтяные. В разрезе средней юры выделяют XXII—XXIX горизонты, представленные песчаниками, гравелитами и конгломератами, в нижней юре — XXX горизонт, сложенный песчаниками. С указанными горизонтами связан целый ряд газовых залежей на площадях Северный Сох, Северный Риштан, Сарыкамыш, Ходжиабат, Майлису III, IV. На площади Южный Аламыш из XXIII горизонта получена нефть с дебитом 38 т/сут. Помимо промышленных скоплений газа и нефти, в юрских отложениях отмечены многочисленные нефтегазопроявления.

Изменение коллекторских свойств пород юры на территории Ферганской впадины, по Б. Я. Плоткиной (1971), обусловлено закономерностями осадкообразования. Ухудшение коллекторских свойств наблюдается в периферийных частях впадины. Высокими коллекторскими показателями характеризуются породы-коллекторы юры в пределах междуречья Кугарт — Караунгур и Майлисувской группы складов (I—II классы). Коллекторы средней и пониженной смкости и проницаемости развиты в пределах обнажений Чапгетсу и др. (III—IV классы). В Северной Фергане развиты коллекторы высоких классов (I—II), а в Южной Фергане — низких (VI—IV).

В меловых отложениях нефтегазопроявления впервые были установлены еще в 1932 г. на площади Майлису. Однако первый приток нефти и газа промышленного значения был получен на площади Палванташ только в 1947 г. С получением нефти на Южном Аламышке в 1949 г. меловые отложения уже приобрели значение важной продуктивной толщи.

В нижнемеловых отложениях выделяются четыре продуктивных горизонта: XXII в подошве муянской свиты, XXI в лякапской свите, XX и XIX в кызыл-пиляльской свите.

В разрезе верхнемеловых отложений выделяется семь продуктивных горизонтов: XVIII в калачинской свите, XVII и XVI в экзогировой, XVa в яловачской, XV, XIV и XIII в пестроцветной свите. Все продуктивные горизонты мела являются газоносными.

Породы экзогировой и яловачской свит мела представлены песчаниками, гравелитами, карбонатными гравелитами и паттумами с довольно повышенным содержанием примесей глин, карбонатов и низким коэффициентом сортировки кластической части. Песчано-гравелитовые разности и паттумы распространены главным образом в западной и восточной частях моноклинали. Значения открытой пористости и проницаемости этих пород соответственно колеблются в интервале 5—15% и 1—500 миллидарси, что дает основание относить их к коллекторам средней смкости. Карбонатные гравелиты и гравелитистые конкреционные известняки Нарышской моноклинали развиты в основном в бассейне реки Майлису. Пористость их не превышает 5%, а проницаемость 1 миллидарси. Карбонатно-гравелитовые породы экзогировой (XVII пласт) и яловачской (XVI

свит в бассейне р. Майлису рассматриваются как коллекторы малой емкости группы Е (по П. П. Андусину).

Изучение типичных разностей пород меловых отложений месторождений Майлису III, Майлису IV, Избаскент, Восточный Избаскент, площадей Ишим, Бельчуст и обнажения Кызылбулак позволило Б. Я. Плоткиной (1971) выяснить характер влияния литологических факторов на коллекторские показатели пород. Для песчаников мелкозернистых, алевроитовых, отличающихся хорошей отсортированностью обломочных зерен, малым содержанием цементирующих веществ, медианный диаметр фильтрующих пор составляет 17,5—19 мк, проницаемость 500—1230 миллидарси, пористость 23%, остаточная водонасыщенность 16—37%.

У песчаников средне- и мелкозернистых, алевроитовых, с меньшей сортированностью обломочных зерен, с присутствием мелкой фракции частиц коллекторские показатели несколько ниже. Так, медианный диаметр фильтрующих пор составляет 4—5 мк, проницаемость 130—180 миллидарси, пористость открытая 13%, содержание остаточной воды 32—54%.

Песчаники неотсортированные, с малым содержанием цемента характеризуются медианным диаметром фильтрующих пор 2,6—11 мк (содержание средне- и крупнозернистых фракций от 25 до 60%). Проницаемость колеблется от 35 до 630 миллидарси, пористость 18%, остаточная водонасыщенность до 50%.

Для данных пород характерно сравнительно высокое содержание пор, имеющих сечения 2—4 мк. Вместе с более крупными порами они обеспечивают достаточно хорошую фильтрацию.

В разрезе бухарских слоев палеогена коллекторы большой емкости протягиваются с запада на восток и охватывают всю северную часть района Парынской моноклинали с развитыми здесь антиклиналями Кызылалма, Бедресай, Майлисуйской группой, Шайдан, Джайтерек и Чарвак. Зона приурочена к дельтовому и прибрежно-морским фациям песчаников и гравелитов пористостью 17—19% и проницаемостью до 4815 миллидарси. Почти вся остальная площадь моноклинали, за исключением участка Западно-Избаскентской антиклинали, является зоной развития коллекторов средней емкости. Эта зона приурочена к мелкозернистым песчаникам с повышенным содержанием карбонатов (до 22%) и глин (до 39%). Пористость песчаников колеблется в интервале 5—14%, проницаемость 1—299 миллидарси. Зона коллекторов малой емкости приурочена к участку антиклинали Западный Избаскент (З. С. Ибрагимов, 1960).

Породы-коллекторы мела образовались в условиях копусов выноса, прибрежного моря и озерно-аллювиальной равнины, палеогеновые породы-коллекторы — в морских условиях. Различные условия формирования пород-коллекторов на площади Парынской моноклинали обуславливают фаціальную изменчивость их в пространстве. Наиболее благоприятными участками для поисков литологически экранированных типов залежей нефти и газа служат



площади Бута-Каринская, Южно-Избаскентская, Алашская и Майлисуйская II (пласты IV, XIXa, XIXб, XX), Шайданская, Карабулакская, Кызылалминская, Джайтерекская и Ничкессайская (пласты X, XVI, XXI, М. У. Усувалиев, 1965).

Залежи нефти в неогеновых разнородных песчаниках были открыты на Андижане, Ходжибаде, Бостоне и Южном Аламышике. Нефтепроявления, связанные с этими осадками, встречены на Майлисуйской, Избаскентской и Шамалдинской площадях.

В Ферганской впадине выделяются тектонические элементы второго порядка, с которыми связывают перспективы поисков залежей нефти и газа. К таким участкам относят Каратауско-Андижанскую, Нарынскую, Чустпап-Карагундайскую, Дигмай-Супетаускую и Центрально-Ферганскую зоны.

Большинство нефтяных и газовых месторождений (26) приурочены к южному борту и только 7 — к северному борту впадины. Крупных месторождений нефти и газа в Ферганской впадине нет. Средних насчитывается 6. Основные запасы нефти приурочены к отложениям палеогена. Регионально нефтеносными и наиболее продуктивными пластами палеогена являются III пласт сумсарских слоев и V и VI пласты туркестанских слоев. Основные промышленные запасы в настоящее время сосредоточены на глубинах от 1000 до 3000 м, а прогнозные запасы располагаются на глубинах от 3000 до 5000 м и более. Результаты подсчетов показывают, что прогнозные запасы в юрских отложениях Ферганской впадины представляются значительными (П. К. Азимов и др., 1966).

# СИБИРЬ И ДАЛЬНИЙ ВОСТОК

## ГЛАВА VI

### ЭПИПАЛЕЗОЙСКАЯ ПЛАТФОРМА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

#### ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Западная Сибирь, расположенная на территории между Уралом и Енисеем, включает ряд крупных, сложно построенных структур. Среди них основной структурой является Западно-Сибирская эпипалеозойская платформа.

Проблема нефтегазоносности Западной Сибири была научно обоснована акад. И. М. Губкиным в 1932 г. В последующем научные предвидения И. М. Губкина полностью оправдались открытием богатейших месторождений нефти и газа.

Значительный вклад в дело открытия месторождений нефти и газа и изучения пород-коллекторов на территории Западной Сибири внесли Л. И. Ровнин, Ю. Г. Эрвье, В. Д. Наливкин, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, В. В. Ансимов, Н. Н. Ростовцев, А. А. Трофимук, Ю. А. Косыгин, А. А. Бакиров, Ф. Г. Гурари, Ю. К. Миронов, В. П. Казаринов, М. Я. Рудкевич, Н. Г. Чочиа, М. Ф. Мирчишк, В. Г. Васильев, Б. В. Савельев, А. Г. Юдин, С. Г. Саркисян, В. П. Маркевич, И. А. Юркевич, Н. Б. Вассоевич, Л. П. Колгина, Т. И. Гурова, С. И. Шишигин, Г. Э. Прозорович, Л. Г. Орьев, Т. Ф. Антонова, Г. П. Перозно, Н. А. Ирбэ, И. Н. Ушатинский, Б. В. Топычканов, Ю. Н. Карагодин, Г. К. Боярских, Н. А. Пих, Г. П. Покровская, А. Г. Телишев, Е. Г. Сорокина, Л. П. Алехина, К. С. Кондрина, Л. И. Коробейникова, Г. В. Масленникова, Л. Д. Неуймина, М. М. Потлова, А. Г. Пода, Р. С. Рояк, Л. С. Чернова и др. Литологии и свойствам пород-коллекторов нефти и газа Западной Сибири посвящены монографии Т. И. Гуровой, Л. П. Колгиной, С. И. Шишигина и др.

В пределах Западной Сибири выделяют Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию, приуроченную к Западно-Сибирской эпипалеозойской платформе. На Западно-Сибирской платформе между складчатым фундаментом и платформенным чехлом выделяется промежуточный комплекс. В его состав входят местами отложения девона и верхнего палеозоя, а также триасовые и нижнедевонские образования. Платформенный чехол сложен мезо-кайнозойскими

породами (начиная с юрских), мощность которых изменяется от нескольких десятков метров на окраинах Западно-Сибирской платформы до 4—6 км и более в ее погруженных частях.

Вся Западно-Сибирская платформа представляет собой крупную, сложно построенную внутриплатформенную отрицательную структуру. Фундамент платформы нарушен рядом глубинных крупных разломов. Исследователями зафиксировано устойчивое опускание домезозойского фундамента в мезозос, палеогене и неогене. Однако тектонический режим, скорость и амплитуда погружения его были не одинаковы, что оказало влияние на процессы осадконакопления. Область наибольшего погружения называют внутренней, а области, прилегающие к обрамлению плиты, — внешней зоной. Последняя испытывала меньшее погружение.

В пределах внутренней и внешней зон в платформенном чехле сформировались региональные и локальные структуры разных порядков и знаков. Крупнейшими структурными элементами мезозойского чехла в Тюменской области являются Хантейская и Вах-Тазовская гряды, Мансийская синеклиза, Ляпинский и Колтогорско-Пуровский желобы. К локальным поднятиям, осложняющим структуры первого и второго порядков, приурочены месторождения нефти и газа. В пределах внешней зоны в основном развиты мелкие и средние структуры, тогда как во внутренней зоне, в районах Широкого Приобья, развиты главным образом средние и крупные структуры, а в северных районах крупные и крупнейшие поднятия (Заполярье, Пурпейское, Новонортовское, Уренгойское, Тазовское).

Большинство локальных структур образовалось над эрозионно-тектоническими выступами фундамента. В Приуральском районе для локальных структур характерно выкликивание верхнеюрских и частично нижнемеловых отложений к вершинам выступов фундамента, с развитием вокруг них ореола песчаных пород вследствие выветривания, абразионных и денудационных процессов. Перекрытые в валаджинский век глинами, эти локальные поднятия образовали так называемые «лысые» структуры.

Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями мезозоя и в некоторых случаях с породами складчатого фундамента и коры выветривания. В Тюменской области выделено 10 нефтегазоносных районов, приуроченных к крупным тектоническим поднятиям — сводам и валам. Основными газоносными районами являются Березовский, Новонортовский, Пуровский, Тазовский и Лепинский, основными нефтеносными районами — Шаньский, Салымский, Сургутский, Мегинский и Вахский. Салымский, Сургутский и Мегинский районы иногда объединяют в Среднообскую область, а Пуровский, Тазовский и Новонортовский — в Северную область.

В пределах Западно-Сибирской низменности открыто более 100 месторождений нефти и газа, в том числе такие крупные месторождения, как Уренгойское, Заполярье, Губкинское, Самотлорское, Мамонтовское и некоторые другие. Скопления нефти и газа залегают в породах-коллекторах от тюменской свиты до покурской включительно.

Тюменская свита относится к нижней и средней юре. Она сложена в основном континентальными отложениями и на большей части территории Западно-Сибирской низменности залегает непосредственно на палеозойском фундаменте. Наибольшую мощность тюменская свита имеет во впадинах и прогибах, достигая 350—540 м. В прибортовых частях низменности мощность тюменской свиты резко сокращается, а затем она полностью выклинивается.

В северо-западной, восточной и юго-восточной частях низменности в нижней и средней юре, а также в нижнем меловом развиты песчаные породы, обладающие в ряде случаев высокими коллекторскими свойствами (пористость до 26%, проницаемость 0,4—4,7 дарси). Ухудшение коллекторских свойств в отложениях нижней — средней юры наблюдается главным образом в центральной части низменности и в районе широтного течения Оби. Оно связано с проявлением процессов вторичного минералообразования и обилием глинистого материала в породах. Значительное содержание глинистого цемента в песчаных породах, носящее региональный характер, связано с условиями накопления коллекторских толщ. Последние имеют в основном континентальное происхождение.

Т. И. Гурова (1964) отмечает обильное содержание глинистого цемента в Назинском и Сургутском районах (преобладание пойменных фаций). Коллекторы более высоких классов располагаются на участках зоны обрамления Западно-Сибирской низменности, в которых содержание песчаных частиц среднезернистой размерности повышенное. Так, в Березовском районе развиты породы-коллекторы I и II классов; к западу от Тобольска — III и IV классов; к юго-востоку от Тобольска — IV класса; в районе Омска — III и IV классов; в Сургутско-Барабинском районе — V класса; в районе Колпашево — III и IV классов и к западу от него III класса и более высоких классов.

В верхней юре наиболее мощные пласты песчаных пород и органо-обломочных известняков, относимых к коллекторам I и II классов, вскрыты в Шаимском нефтеносном и Березовском газосном районах Приуральской части низменности, которая располагалась в прибрежной части морского бассейна. Породы нижней — средней юры на большей части территории Западно-Сибирской низменности представлены неравномерно переслаивающимися аргиллитами, песчаниками, алевролитами, содержащими включения углефицированного детрита, местами прослой углей. Обломочные породы в разрезе нижней — средней юры представлены в основном песчаниками и алевролитами. Конгломераты, гравелиты и другие породы играют подчиненную роль, залегая большей частью в основании разреза окраинных частей низменности. На западной и южной окраинах низменности локально развиты песчано-глинистые породы. На северо-западе и западе преобладают мелкозернистые породы.

Глинистые минералы представлены в основном каолинитом (до 10%), в меньшей степени гидрослюдой и хлоритом (до 3—4%).

Тип цементации преимущественно поровый и пленочный. Карбонатный цемент представлен в основном кальцитом. На большей части территории низменности породы-коллекторы образовались в условиях континентального режима, что способствовало образованию неустойчивых литологических фаций. Промышленные месторождения нефти и газа (Шаимское, Северо-Казымское, Каменское, Южно-Сотэюганское, Новопортовское и др.) приурочены к песчано-алевритовым породам средней юры на северо-западе низменности.

В Березовском, Шаимском и Кондинском районах тюменская свита представлена неравномерным и частым чередованием мало-мощных (1—10 см) мелкозернистых и мелкосреднезернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов, содержащих обильный углистый детрит. Песчаники имеют каолиновый гидрослюдистый и смешанный гидрослюдисто-каолиновый цемент, чаще порового типа. Песчаные породы распределены зонально в виде зон, вытянутых параллельно границе выклинивания свиты.

В Назымском районе тюменская свита сложена мощной толщей (до 390 м) чередующихся прослоев плохо отсортированных глинистых песчаников, алевролитов и аргиллитов с редкими прослоями известняков. Породы толщи обогащены большим количеством углестого вещества.

В Среднем Приобье тюменская свита обладает большой мощностью (на сводах до 200 м, во впадинах до 540 м). Она также характеризуется переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В низах свиты преобладают более грубозернистые разности песчаников, чем в верхней части, в которой они по составу приближаются к аркозовым. В песчаниках и алевролитах развит кварцевый и карбонатный цемент (кальцит, доломит). Породы преимущественно IV и V классов. На Соснинско-Советско-Медведевском месторождении песчаники характеризуются проницаемостью 150—200 миллидарси и более. На этом месторождении в основании свиты залегает продуктивный нефтеносный горизонт М. На Усть-Сильгинском месторождении получены газ и конденсат в промышленных объемах. Нефть была также получена на Тайлаковской, Усть-Балыкской, Назинской, Лоптыньяхской, Усть-Сильгинской, Колпашевской, Межовской, Салымской, Мегнионской и других структурах.

Для разреза центральной части низменности характерно распространение среднемелкозернистых песчаников и алевролитов, залегающих в толще глин. Цемент в песчаных породах имеет в основном карбонатно-глинистый состав. Глинистые минералы представлены гидрослюдой, каолинитом, изредка хлоритом. Характерно небольшое содержание цемента (в среднем 7—15%). Районы центральной, северной, юго-восточной и южной частей низменности являются наиболее перспективными по развитию песчаных коллекторов в нижней — средней юре. Л. П. Колгина (1969) отмечает улучшение отсортированности песчано-алевритовых пород и уменьшение количества грубообломочного материала снизу вверх по разрезу. Наиболее

крупнообломочные разности концентрируются на окраинах и в центре низменности.

На месторождениях Среднего Приобья и Обь-Иртышского между-речья легрокластические породы слагают продуктивный пласт Ю<sub>2</sub>. Он приурочен к верхней части средней юры, отличающейся хорошей отсортированностью кластического материала песчано-алевритовых пород.

Для обломочных пород нижней — средней юры характерна зональность пространственного размещения пород грауваккового типа и значительный их удельный вес в центре низменности, в Среднем Приобье (Л. П. Колгина, 1969). Породы-коллекторы I—III классов распространены на крупных поднятиях центральной и юго-восточной частях низменности; коллекторы III—IV классов приурочены главным образом к зонам окраины низменности; коллекторы IV—V классов встречены в ряде крупных впадин и на отдельных площадях.

Преобладание коллекторов средних и низких классов в нижне-среднеюрское время обусловлено историей геологического развития низменности. На северо-западе низменности промышленные притоки газа получены в верхней части тюменской свиты. Например, на Новопортовском месторождении в скв. 53 из интервала глубин 2005—2013 м получен приток газа дебитом 190 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Мощность свиты составляет около 500 м. Она сложена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В низах свиты песчано-алевритовые породы в основном полимиктовые, выше полевошпатово-кварцевые и аркозовые. В верхней пачке выделяют четыре газоносных пласта, сложенных породами-коллекторами в основном IV класса.

Вогулкинская толща и ее аналоги отнесены к верхнеюрским отложениям морского и прибрежно-морского происхождения. Отложения верхней юры широко распространены на территории Западно-Сибирской низменности. Литологически разрез верхней юры представлен преимущественно сероцветными морскими отложениями. Глинистые породы развиты в западной части, ограниченной примерно меридианом Усть-Балыка и широтой г. Тобольска. Песчаники развиты на крайнем западе и к востоку от Сургутского свода. Для верхнеюрских отложений северо-западной части низменности характерно преимущественное распространение глинистых алевролитов или алевритистых глин, содержащих прослой песчаников и менее глинистых алевролитов. Минимальное количество цемента соответствует зонам развития песчаных пород и максимальное (20—30%) — зонам развития глинистых и алевритовых пород. Преобладает каолинитово-гидрослюдистый состав цемента.

В Березовском, Игримском, Чуэльском, Шаимском районах отложения келловей—оксфорда—кимсриджа слагают продуктивный нефтегазоносный горизонт. Нижняя часть его сложена песчаниками и верхняя, отделенная аргиллитами от нижней, — рыхлыми песчаниками и органогенно-детритовыми известняками с прослоями

крупно- и разнозернистых песчаников. Верхнеюрские породы продуктивного горизонта Шаимского района представлены песчаниками, алевролитами, конгломератами, гравелитами, известняками, кремнистыми и фосфатными породами.

В Березовском и Шаимском районах вогулкинская толща представлена базальными песчаниками и грубообломочными породами. В Березовском районе к этой толще (пласт II) приурочено более двух десятков газовых залежей, из которых относительно крупными являются Пунгинская и Похромская. Породы толщи характеризуются большой неоднородностью: в разрезе встречаются конгломераты, гравелиты, различные по крупности зерен песчаники и алевролиты, а также органогенно-обломочные известняки и спонголиты. По составу песчано-алевритовые породы также неоднородны, — встречаются разности от граувакковых до мономинеральных. Различие в сортированности, цементации обломочного материала сказалось на широком диапазоне изменений коллекторских показателей: проницаемость колеблется от 0,01 до 34 000 миллидарси, пористость 3—42%. По простиранию продуктивная толща также крайне изменчива. Породы-коллекторы развиты только на локальных структурах. На погружениях грубообломочные породы замещаются топкозернистыми сильно глинистыми алевролитами и глинистыми породами. С удалением от структуры общая мощность толщи уменьшается. Другой особенностью в развитии вогулкинской толщи в Березовском и Шаимском районах является обычно отсутствие ее на самых повышенных частях структур.

В Шаимском районе с вогулкинской толщей (пласт II) связано более 10 залежей нефти. Исследования Р. А. Абдуллина (1967) показали, что породы-коллекторы верхнеюрского продуктивного горизонта на Трехозерном нефтяном месторождении имеют сложное строение. Наряду с поровыми здесь присутствуют коллекторы каверно-порового и трещинно-порового типа в прослоях известковистых песчаников и алевролитов, залегающих в нижней части продуктивной толщи. Взаимосвязь каверн друг с другом осуществляется системой микротрещин и широких поровых каналов (размер каверн 2—15 мм, в среднем 3—5 мм). Поры выщелачивания генетически связаны с кавернами, отличаясь от последних меньшими размерами (0,5—2 мм). Возникновение вторичных пустот выщелачивания связано с циркуляцией подземных вод в зоне эпигенеза. На долю коллекторов каверно-порового типа приходится до 10—15% эффективной мощности горизонта. Они отличаются высокой проницаемостью — 400—1400 миллидарси.

В пласте II Трехозерного месторождения нефти выделяют три литологические пачки пород. Нижняя пачка сложена на 75—100% кварцевыми известковистыми песчаниками. Средняя пачка представлена песчаниками, конгломератами, гравелитами и известняками. Верхняя пачка в нижней своей части сложена песчаниками и в верхней части переслаиванием песчаников, гравелитов, конгломератов и известняков с преобладанием песчаников. Более высокие коллектор-

ские показатели характерны для песчаников нижней пачки (Г. Н. Покровская и Ю. Я. Калабин, 1967).

Средневзвешенная пористость эффективной части пласта II составляет 24,6%. Эффективная пористость, вычисленная с учетом содержания остаточной воды, оказалась равной (средние данные) для нижней пачки 20% и для средней и верхней 15,4%. В целом для эффективной части пласта II при средней мощности 7 м средневзвешенная эффективная пористость составляет 18,2%, изменяясь в пределах 4,3—29,5%. Средневзвешенная величина проницаемости пород-коллекторов нижней пачки 314 миллидарси и верхней 24 миллидарси. Средневзвешенное значение проницаемости коллекторов эффективной части пласта составляет 222 миллидарси. Г. Н. Покровская и Ю. Я. Калабин указывают на тесную связь между проницаемостью и эффективной пористостью (коэффициент корреляции 0,92), а также на связь проницаемости с открытой пористостью (коэффициент корреляции 0,83). Нижний предел пористости для пород проницаемостью 1 миллидарси равен 15,1%, что соответствует 63% остаточного водосодержания.

Удельная поверхность песчаников нижней пачки в среднем 1889 см<sup>2</sup>/см<sup>3</sup> и песчаников верхней пачки 7525 см<sup>2</sup>/см<sup>3</sup>.

Залежи нефти, обнаруженные в Шанском районе, на ряде локальных платформенных поднятий (Трехозерное, Мортымьшско-Тетеревское, Западно-Мортымьшское, Южно-Мортымьшское, Южно-Тетеревское, Восточно-Тетеревское) имеют сложное строение. Это преимущественно пластовые, стратиграфически экранированные залежи. Наиболее крупным в Шанском районе является Мортымьшско-Тетеревское нефтяное месторождение. Мощность продуктивных отложений верхней юры изменяется от 0 м на сводах структур до 45 м.

На территории Нижневартовского свода верхняя юра представлена келловей-оксфордским (васюганская свита), кимериджским (георгиевская свита) и волюжским (баженовская свита) ярусами. Келловей—оксфорд подразделяется на две пачки: нижнюю, глинистую, и верхнюю, песчаную. На Мегнионской структуре породы верхней пачки нефтеносны. Песчаные пласты приурочены к верхней части разреза келловей. Остальные ярусы в пределах Нижневартовского свода сложены глинами, аргиллитами часто битуминозными. В песчано-алевритовых породах келловей—оксфорда залегает промышленно нефтегазоносный пласт Ю<sub>1</sub>, наиболее широко распространенный на территории Обь-Иртышского междуречья (Северо-Васюганское, Мыльджинское, Парабельское, Мойсеевское, Усть-Сильгинское, Среднесильгинское, Веселовское месторождения и др.) и на Нижневартовском своде Среднего Приобья (Мегнионское, Советское, Сосническое, Медведевское месторождения и др.). В Среднем Приобье и Обь-Иртышском междуречье верхнеюрские песчаные отложения промышленно нефтегазоносны на многих площадях Ларь-Еганского вала, Каймысовского свода, Александровского мегавала, Средневасюганского и Сенькино-Сильгинского валов.



Для верхнеюрских отложений характерно переслаивание песчаников, алевролитов, гравелитов и других пород. Продуктивные пласты Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>2</sub> относятся к локозовской, васюганской и баженовской свитам. С. И. Шинцигин (1968) для этого района выделяет пять зон в развитии коллекторов в пластах Ю<sub>1-2</sub>. В первую зону коллекторов с преимущественным развитием коллекторов I и II классов относятся Малореченское и Аленкинское нефтяные месторождения. Ко второй зоне с развитием коллекторов III класса относятся Соснинско-Советско-Медведевское, Вахское, Северо-Васюганское, Средне-васюганское и Веселовское месторождения. К третьей зоне с коллекторами III и IV классов относятся Мыльджинское и Усть-Сильгинское газоконденсатные месторождения. В четвертую зону с коллекторами IV—V классов включены Лонтыняхское, Моисеевское, Мегионское нефтяные месторождения. В пятую зону с коллекторами V класса отнесены структуры Сургутского свода, западной части Нижневартовского свода, некоторые структуры Александровского мегавала, большая часть Парабельского свода и другие площади, где в ряде случаев были получены непромышленные притоки нефти.

В последнее время в породах нижне-среднеюрского возраста северных районов низменности (большехетская серия — аналог тюменской свиты) обнаружены промышленные скопления нефти и газа (Новопортовское, Тазовское и Зимнее месторождения). На Тазовском месторождении в скв. 29 из интервала 3701—3710 м получен газ дебитом 10 700 м<sup>3</sup>/сут с конденсатом при диаметре штуцера 5,5 мм. На Зимнем месторождении в этих породах открыты две газовые залежи: одна в самом основании разреза (нижняя юра), другая, более крупная, в кровле (верхняя юра).

Песчаные фации васюганской свиты верхней юры от районов широтного Приобья простираются далеко на север, вплоть до Губкинского и Комсомольского месторождений (И. Н. Ростовцев и др., 1970). В сторону Уренгоя и Таза верхняя юра выражена в глинистой фации. В Елогуй-Туруханском и Усть-Енисейском районах верхнеюрские отложения резко увеличиваются в мощности. Среди глин встречаются песчаные слои и пачки с прослоями глин. В них на некоторых площадях, например Нижнехетской, получен газ в промышленных объемах. В верхней юре породы-коллекторы I—II классов развиты в основном в западной и центральной частях низменности; коллекторы III—IV классов — в зонах обрамления низменности и коллекторы V класса — во впадинах и ряде площадей. Породы-коллекторы высоких классов на северо-западе формировались в зоне узкого мелководного шельфа вокруг архипелага островов, в условиях активной гидродинамической водной среды.

На территории Западно-Сибирской низменности меловые отложения представлены нижним и верхним отделами. Широко развиты отложения валанжина. На большей части низменности они образовались в условиях морского седиментогенеза. По литологическому составу разрез валанжина характеризуется преимущественно

ным развитием глинисто-алевроитовых пород, меньше распространены песчаные и в еще меньшей степени грубообломочные породы (отмечаются в основании). В ряде районов низменности валанжин делится на две толщи: нижнюю и верхнюю. Основная масса цементирующих минералов имеет аллотигенный генезис. Аутигенные минералы представлены пиритом, кальцитом, хлоритом, глауконитом, реже сидеритом и каолинитом. В районах Среднего Приобья и к северу от него в составе цементов наиболее развиты гидрослюда и хлорит (8%). Для западной зоны характерен обильный (20—25%) хлоритово-гидрослюдистый цемент в песчаных породах, тип порово-базальный.

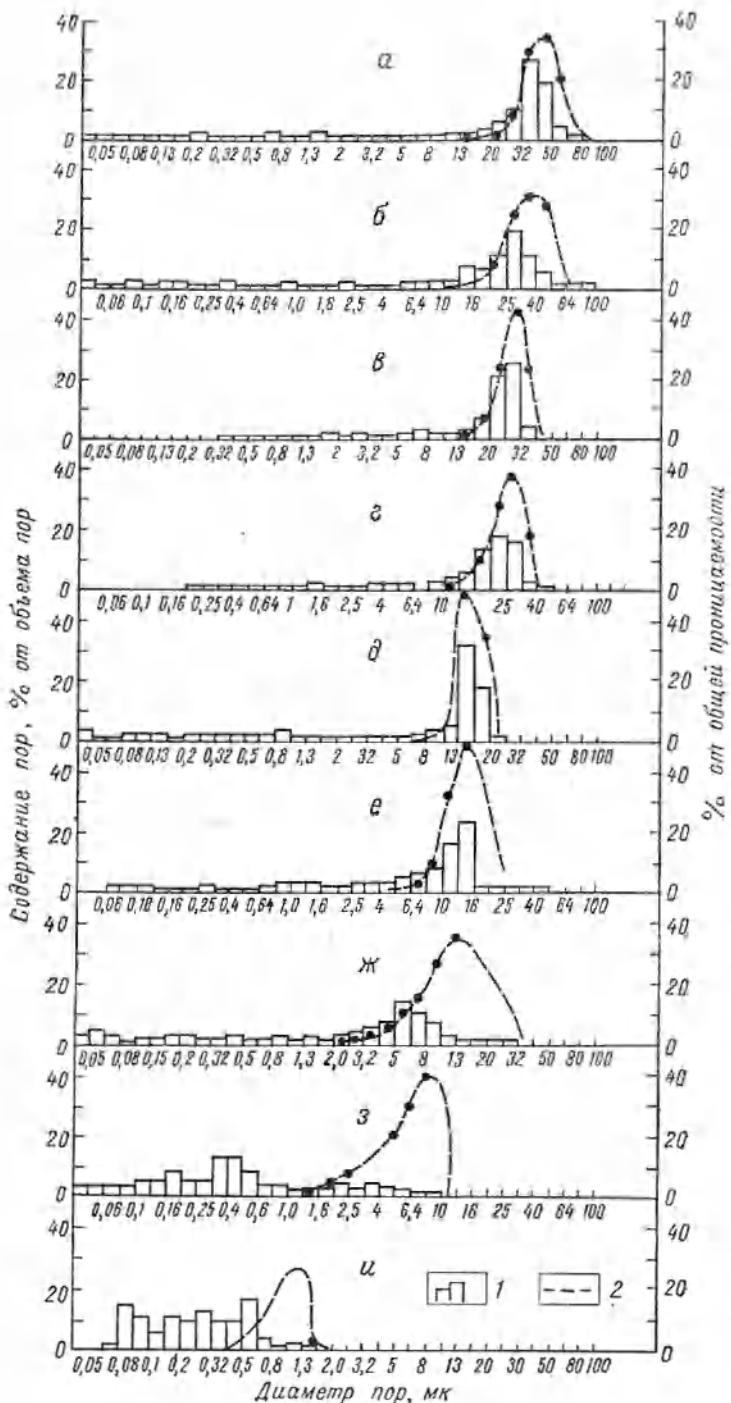
В валанжине выделяют ряд свит, пачек, имеющих местные названия. В центральной и северной частях низменности (Сургутско-Александровский и Пур-Тазовский районы) в нижней и верхней частях валанжина залегают пласты песчаников и алевролитов, которые составляют продуктивный объект Б. По разрезу (снизу вверх) выделяются пласты Б<sub>20-23</sub> (ачимовская пачка), Б<sub>16-20</sub> (надачимовская пачка), Б<sub>12-16</sub> (очимкинская пачка), Б<sub>10-11</sub> (южнобалыкская пачка).

Ачимовская пачка залегает в основании валанжинских отложений. Она представлена песчаниками мелко- и среднезернистыми, чередующимися с тонкими прослоями известковистых алевролитов и аргиллитов. Ачимовская пачка местами достигает мощности 100 м. Она невыдержана как по простиранию, так и по разрезу. Пачка залегает на 20—50 м выше кровли верхней юры. Из нее на некоторых площадях Среднего Приобья получены непромышленные притоки нефти. Породы-коллекторы в ряде зон отличаются невысокими значениями пористости и проницаемости.

Тарская свита относится к верхнему валанжину. Она сложена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Мощность свиты на юге составляет 40—50 м, в Среднем Приобье до 120 м. Песчаники от тонко- до среднезернистых разновидностей, полимиктовые с глинисто-хлоритовым и глинисто-известковистым цементом. В тарской свите в районе Среднего Приобья выделяют пласты Б<sub>7</sub>, Б<sub>8</sub>, Б<sub>9</sub> и Б<sub>10</sub>. На некоторых площадях в свите выделяется пласт Б<sub>11</sub>.

В Среднем Приобье залежи нефти содержатся во всех перечисленных песчаных пластах, основными нефтеносными пластами являются пласты Б<sub>8</sub> и Б<sub>10</sub>. Пласт Б<sub>8</sub> приурочен к верхней половине тарской свиты. Он нефтеносен преимущественно в пределах Нижневартовского свода и Среднеवासюганского вала, а пласт Б<sub>10</sub> на Сургутском своде.

Коллекторами нефти в пласте Б<sub>8</sub> служат в основном песчаники мелкозернистые кварцево-полевошпатового состава, с примесью среднезернистого песчаного и алевроитового материала. Песчаники преимущественно кварцевые, обогащаются полевыми шпатами (свыше 35%) и переходят в аркозы. В продуктивной толще встречаются также среднезернистые песчаники со значительной примесью мелкозернистой песчаной фракции и в меньшей степени алевроитового



материала и алевролиты крупнозернистые песчаные. Они также содержат в своем составе кроме кварца полевые шпаты (до 40%). Содержание слюд (биотит, хлорит, мусковит) в песчано-алевритовых породах колеблется от 5 до 20%.

Суммарное содержание цементирующих веществ в песчано-алевритовых породах колеблется от 5 до 30%. Наименьшее их количество встречается в песчаниках, обладающих высокой проницаемостью, и наибольшее — в алевролитах, обычно отличающихся меньшей проницаемостью, чем песчаники.

Изучение типичных образцов песчано-алевритовых нефтеносных пород пласта Б<sub>8</sub> Мегнонского месторождения показало, что наиболее часто встречающиеся значения открытой пористости составляют главным образом 20—22%, проницаемость 200 миллиардов и остаточная водонасыщенность 26—34%. На рис. 32 приведены порометрические диаграммы и кривые проницаемости, указывающие на долю участия в фильтрации пор различных размеров (М. И. Колоскова, О. Ф. Корчагин, А. А. Хапин, 1968). Группы крупных поровых каналов определяют проницаемость. Средние разности песчаников в отличие от мелкозернистых обладают более крупными порами и более высокой проницаемостью.

На рис. 33 приведена зависимость содержания остаточной воды от проницаемости. Оказалось, что не все породы-коллекторы однотипны. Это объясняется не только их составом, но и характером структуры порового пространства. Если коллекторы Мегнонского, Усть-Балыкского и Сургутского поднятий (пласт Б<sub>8</sub>) близки по характеру структуры, то породы-коллекторы Шаимского и Мортиминского поднятий (пласт П) значительно отличаются от первых по характеру корреляции проницаемости с остаточной водонасыщенностью.

На Самотлорском месторождении пласт Б<sub>8</sub> представлен чередованием пропластков песчаников и алевролитов с небольшими прослойками глил. Песчаников содержится более 80%. Песчаники полимиктовые и аркозовые, мелкосреднезернистые и среднезернистые, с хорошей сортировкой зерен, слабо алевроито-глинистые. Средняя проницаемость их составляет 500 миллиардов, пористость 24%, остаточная водонасыщенность 18%.

Рис. 32. Распределение пор в нефтеносных песчаниках пласта Б<sub>8</sub> Мегнонского месторождения и долевое участие их в проницаемости.

а — песчаники среднезернистые аркозовые (проницаемость 2090 миллиардов, пористость 23%, остаточная водонасыщенность 18%); б, в, г — песчаники мелкозернистые аркозовые (соответственно проницаемость 980, 785, 475 миллиардов, пористость 22, 23, 22%, остаточная водонасыщенность 24, 25, 28%); д — песчаники среднелюзернистые алевроитные аркозовые (проницаемость 205 миллиардов, пористость 20%, остаточная водонасыщенность 33%); е — песчаники мелкозернистые аркозовые (проницаемость 97 миллиардов, пористость 23%, остаточная водонасыщенность 38%); ж — алевролиты крупнозернистые песчаные аркозовые (проницаемость 31 миллиардов, пористость 23%, остаточная водонасыщенность 51%); з — песчаники мелкозернистые (проницаемость 2 миллиардов, пористость 21%, остаточная водонасыщенность 73%); и — алевролиты крупнозернистые песчаные полимиктовые (проницаемость 0,07 миллиардов, пористость 16%, остаточная водонасыщенность 93%); 1 — распределение пор; 2 — долевое участие пор в проницаемости

Песчаный пласт  $B_{10}$  в пределах Сургутского свода вскрыт на ряде месторождений: Усть-Балыкском, Сайгатинском, Западно-Сургутском, Сургутском, Северо-Сургутском, Вершинном, Очмкинском, Мамоитовском, Южно-Балыкском и др. К северу от названных площадей пласт  $B_{10}$  выделяется менее четко. Пласт характеризуется литологической неоднородностью и сложностью строения. Он представляет собой систему песчаных линз и пачек, большей частью гидродинамически связанных друг с другом. Песчаники мелкозернистые, с прослоями аргиллитов, алевролитов и глинистых известняков.

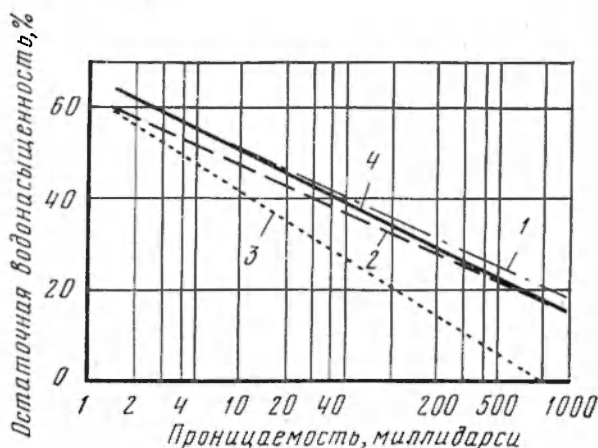


Рис. 33. Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости песчаных пород месторождений нефти и газа Западно-Сибирской низменности.

1—породы Северо-Сосьвинского свода; 2—породы Кондинского свода; 3—породы Сургутского свода; 4—породы Нижневартовского свода.

Отложения готерива — баррема широко распространены на территории низменности. Они имеют мощность до 400—450 м. В различных районах низменности ввиду слабой палеонтологической изученности и литологического сходства пород готеривский и барремский ярусы включают ряд свит, носящих местные названия (алясовская, шапская, леушинская, вартовская и др.). Литологически разрез готерива—баррема представлен переслаивающимися глинистыми, песчаными и алевроитовыми породами, с подчиненными прослоями конгломератов, гравелитов, известняков и мергелей.

В западной части низменности в разрезе готерива—баррема преобладают глинистые породы. К северу, северо-востоку и центру низменности в разрезе значительно увеличивается содержание песчаников и алевролитов. В песчано-алевритовых породах готерива — баррема развиты преимущественно полиминеральные цементы в основном хлоритового, каолинитового и гидрослюдистого состава,

порового, пленочного, регенерационного, контактового и базального типов. Зона минимального содержания цемента (17%) каолинитово-гидрослюдистого состава занимает центральную часть низменности.

Отложения готерива—баррема на территории Среднего Приобья и к востоку от него в пределах Нижневартовского свода представлены песчаниками мелко- и среднезернистыми, алевролитами, залегающими в толще глинистых пород. К нижней подсвите готеривского возраста приурочены промышленные нефтеносные пласты  $B_4$ — $B_7$ , мощностью до 10—20 м и более. Основные залежи нефти в пластах  $B_4$ — $B_5$  приурочены к Усть-Балыкскому, Западно-Сургутскому, Быстрицко-Вынгиному месторождениям. Крупные залежи нефти приурочены к пласту  $B_6$  на Правдинском, Салымском, Каркатевском, Тепловском и Самотлорском месторождениях.

Проведенный Ю. П. Беседовским, Л. И. Чуриковым и В. Н. Черноморским (1971) литолого-минералогический анализ измененных пористых мелко- и среднезернистых полимиктовых песчаников пластов  $B_4$  и  $B_2$ — $B_3$  Усть-Балыкского и Западно-Сургутского месторождений нефти показал, что процессы аутигенного минералообразования, обычно отрицательно влияющие на коллекторские свойства пород, значительно менее развиты, чем коррозия и растворение обломочных зерен кварца и полевых шпатов. В терригенных породах-коллекторах Западно-Сургутского и Усть-Балыкского месторождений широко развиты процессы механической деформации, коррозии и перетложения растворенного материала. В пористых песчаниках вторичные процессы проявились наиболее интенсивно. В породах с более интенсивно проявившимися процессами растворения терригенного материала с выносом растворенного вещества за пределы преобразованной породы отмечается и улучшение их емкостных свойств. В случае отсутствия явлений корродированности зерен пористость коллекторов составляет 16—19%, а при коррозии достигает 24—26%.

В настоящее время на месторождении Усть-Балык в промышленной эксплуатации находятся пласты  $B_2$ — $B_3$  и  $B_4$ . Они отделены друг от друга глинистой перемычкой мощностью до 6 м. Пласт  $B_4$  перекрывается пимской глинистой пачкой мощностью до 30 м. Р. С. Сахибгаресвым (1971) изучены глинистые минералы покровов продуктивных пластов  $B_2$ — $B_3$  и  $B_4$ . В породах зафиксированы гидрослюды, железистый хлорит, каолинит, монтмориллонит и смешанно-слоистые образования с неупорядоченным чередованием слоев гидрослюды и монтмориллонита. Глины, содержащие до 10% мелкоалевритовой фракции, преимущественно состоят из смешанно-слоистых образований ряда гидрослюда — монтмориллонит с преобладающим содержанием набухающих компонентов (до 80%). С увеличением алевритового материала в глинах возрастает содержание гидрослюды и железистого хлорита. В глинистых мелкозернистых алевролитах преобладают гидрослюда и хлорит. Перемычка между пластами  $B_2$ — $B_3$  и  $B_4$  в основном сложена глинами алевритовыми

и алевролитами глинистыми с редкими прослойками тонкоотмученной глины.

К баррему приурочены продуктивные пласты  $A_1$ — $A_{12}$ , сложенные песчаниками преимущественно мелкозернистыми, алевролитами и аргиллитами. Продуктивные пласты имеют изменчивую мощность, и часто на коротких расстояниях слагающие их песчаники замещаются алевролитами или глинами.

На Сургутском и Нижневартовском сводах и Александровском мегавалу в разрезе баррема выделяются пласты  $A_4$ — $A_{12}$ . Пласт  $A_6$  является наиболее выдержанным как по мощности, так и по литологическому составу.

В пределах территории Нижневартовского свода отложения баррема промышленно нефтеносны на Ватинской ( $A_{12}$ ,  $A_4$ ,  $A_3$ ), Мегионской ( $A_4$ ) и Самотлорской ( $A_4$ ) площадях.

По данным А. К. Багаутдинова и др. (1971), на Соснинско-Советском нефтяном месторождении продуктивный пласт  $B_8$  мощностью 4—16 м обладает относительным литологическим постоянством и прослеживается по всей площади. Пласт представлен песчаниками среднелазернистыми, слабо сцементированными, сложенными хорошо отсортированным материалом. Цемент пород хлоритовый, кальцитовый и хлорит-каолининовый, содержание его достигает 20%, на своде 5%. Средняя пористость пласта  $B_8$  составляет 22,6%, проницаемость около 500 миллидарси. На Соснинско-Советском месторождении нефти пласт  $A_1$ , к которому приурочены основные запасы нефти, выражен чередующимися прослоями песчаных, алевролитовых и глинистых пород. Песчаные породы встречаются также в виде линз среди глинистых пород. Мощность песчаных прослоев изменяется от долей сантиметра до 1,5 м. Пласт характеризуется высокой степенью неоднородности по вертикали. Нижняя часть пласта отличается более высокими коллекторскими показателями по сравнению с верхней его частью.

Эффективная мощность пласта составляет 10—25 м. Продуктивность скважин до 160 м<sup>3</sup>/сут. Пористость изменяется от 10 до 30% и в среднем составляет 23,5%. Проницаемость пород колеблется от 3 до 4000 миллидарси, среднее значение проницаемости около 100 миллидарси. Чисто нефтяная зона занимает крайне ограниченную площадь (20%), в основном развита водонефтяная зона (А. К. Багаутдинов, Ю. И. Демуркин, М. Х. Мусин, 1971).

На Быстринском месторождении, расположенном в пределах Черноречепского куполовидного поднятия Сургутского свода, основными продуктивными пластами являются  $B_1$  и  $B_2$  готерива. Известны продуктивные пласты в барреме ( $A_7$ — $A_{10}$ ). Продуктивные пласты  $B_1$  и  $B_2$  характеризуются неоднородным строением. В них может присутствовать несколько маломощных плотных глинисто-алевролитовых пропластков, разделяющих толщу песчаников мелкозернистых и алевролитов на отдельные слои. Породообразующими компонентами являются кварц, полевые шпаты и обломки различных пород. В песчаниках пласта  $B_1$  в отличие от пласта  $B_2$  содер-

жится больше песчаной фракции, меньше алевритового, пелитового, а также карбонатного материала.

Породы-коллекторы пласта  $B_1$  характеризуются пористостью 16—27% (наиболее часто встречающиеся значения 24—25%), проницаемость колеблется от 450 до 1430 миллидарси, в среднем 600—700 миллидарси. В пласте  $B_2$  открытая пористость составляет 21—30% (наиболее часто встречающиеся величины 25—27%), проницаемость изменяется от 150 до 680 миллидарси, наиболее частые величины 280—350 миллидарси. Для отложений нижнего мела низменности характерно развитие коллекторов I—III классов в центральной и северной частях территории, коллекторов II—IV классов на окраинах низменности и V, VI классов во впадинах Ханты-Мансийской и Надымской, а также в южной и юго-восточной частях территории.

Отложения аптского, альбского и сноманского ярусов мела на территории Западно-Сибирской низменности широко распространены. По условиям образования они относятся к морским, прибрежно-морским и континентальным. Различные фациальные условия сказались на составе и характере сложения и строения пород.

Литологический состав пород аптского яруса на территории низменности неоднороден. В основном разрез апта сложен песчаными и алевритовыми породами, переслаивающимися с глинами. Содержание в разрезе тех или иных пород различно для отдельных участков низменности. Так, в полосе от Березова до Тюмени и в центральной части низменности в разрезе апта выделяют две толщи: нижнюю, сложенную пачкой глинистых пород, с единичными прослоями алевритов и глинистых известняков, и верхнюю, состоящую преимущественно из песчаных и алевритовых пород с подчиненными глинистыми прослоями. Для севера низменности характерны сыпучие разности песчаных и алевритовых пород мощностью до 20 м. Зона минимального содержания цемента (10—15%) охватывает центральную и восточную части низменности. Среди цемента доминирует каолинит (5—9%) и гидрослюда (5—17%).

Разрез альбского яруса представлен глинистыми породами с прослоями песчаных и алевритовых. Гравелиты, галечники и конгломераты имеют подчиненное значение и приурочены преимущественно к зонам, прилегающим к обрамлениям низменности. В центральной и северной частях в разрезе возрастает количество песчано-алеваитовых пород. Для севера низменности характерны слабоцементированные и рыхлые песчаные разности.

Песчаники мелко-, реже среднезернистые, светло-серые, слабоцементированные, участками известковистые, с горизонтальной, волнистой и косой слоистостью за счет скоплений обуглившегося растительного детрита и слюд, реже массивные. По данным Л. П. Колгиной (1969), в западной части низменности, особенно в ее северных районах, песчано-алеваитовые породы наиболее развиты в верхней части разреза, в южной и восточной частях — в нижней и средней. Для центральной и северной частей низменности характерно



равномерное размещение данных пород по всему разрезу. Наблюдается увеличение мощностей отложений альба от западной и восточной окраин к центральной и северной частям территории.

По составу и количеству цемента в коллекторах альба Л. П. Колгина (1969) прослеживает две зоны на территории низменности, граница между ними проходит восточнее г. Сургут. Для восточной зоны характерно умеренное содержание цемента (15—25%) полиминерального состава (гидрослюда, каолинит и др.). Обычно каолинит приурочен к песчаникам. Для западной зоны фиксируется обильное содержание цемента (25—45%) гидрослюдистого состава.

Отложения сеномана на территории низменности характеризуются большим разнообразием (песчанники, пески, алевролиты, глины, аргиллиты, карбонатные породы). Песчанники преимущественно средне-мелкозернистые, алевролиты крупнозернистые. Наименьшие мощности сеномана (20—150 м) приурочены к западной, южной и юго-восточной окраинам низменности, максимальные — к южной, центральной, северной и северо-восточной частям низменности. На западе наблюдается частое переслаивание песчанников и алевролитов с глинами. Мощности песчано-алевритовых прослоев не превышают 10 м. Глинистые породы преобладают над песчано-алевритовыми. На юго-западе, юге и юго-востоке территории песчанность разреза и мощность слоев увеличиваются. В центральной части также наблюдается увеличение количества песчано-алевритовых пород и их мощностей. Отдельные пачки имеют мощность до 30—40 м.

На север и северо-восток от широтного течения Оби разрез сеномана еще более опесчанивается. Наибольшее содержание песчанников в верхней части разреза сеномана, где они слагают пачку мощностью 80 м. Однако в северной части низменности песчано-алевритовые отложения не выдержаны по простиранию, их мощность меняется. Породы значительно каолинизированы, содержат много растительного детрита, слабо уплотненные, в основном мелкозернистые. Наблюдается увеличение размера фракций и улучшение сортированности обломочных зерен в вышеших частях структур. Для отложений сеномана северной части низменности характерно переслаивание песчано-алевритовых пород с глинистыми, которые часто опесчанены на коротких расстояниях. В результате этого толща песчано-алевритовых пород гидродинамически взаимосвязана. Мощность отдельных прослоев и пачек коллекторов составляет 0,4—21,5 м.

В Тазовске песчано-алевритовые породы в разрезе сеномана составляют 65%, в Заполярном — 68%, в Уренгое — 67%, в Губкинском — 72%. В северном и северо-восточном направлениях наблюдается увеличение сыпучих разностей песчано-алевритовых пород и опесчанивание глинистых прослоев. Вещественный состав пород также изменяется в значительном диапазоне. Количество кварца колеблется от 35 до 70%. Нередко обломки корродированы и регенерированы. Весьма широко распространены породы с почти равным содержанием кварца и полевого шпата (42—46%). На северо-востоке и востоке низменности широко развиты плагноклазы.

Наиболее разнообразный комплекс обломков горных пород отмечается в центральной и северной частях низменности: кварциты, кремни, слюдистые и хлоритово-кварцевые сланцы, пегматиты с пертитовой структурой, эффузивы кислого и среднего состава, порфириды, сильно измененные слюды и др.

На территории Надым-Тазовского междуречья в сеномане открыты крупнейшие залежи газа на Уренгойской, Заполярной, Тазовской, Пурпейской, Надымской, Медвежьей и других площадях. Как и в Среднем Приобье, здесь отложения сеномана представлены чередованием пластов мелкозернистых песков и песчаников, алевролитов и глин алевролитовых. Песчаные породы полимиктового, кварцево-полевошпатового состава. В разрезе толщи встречаются прослойки известняков.

Продуктивный горизонт сеномана сложен пачкой переслаивающихся песчано-глинистых пород. Песчаники мелкозернистые, аркозовые, слабо сцементированные гидрослюдистым материалом. Коллекторские свойства пород на ряде месторождений очень высокие. Так, на Заполярном газовом месторождении пористость песчаных пород составляет в среднем 31,2%, пористость эффективная 26,5%, проницаемость по горизонту 1,1 дарси. Дебит газа составляет до 7 млн. м<sup>3</sup>/сут. На Губкинском газовом месторождении (Пурпейская структура) продуктивный горизонт залегает на глубине 672—820 м. Мощность горизонта в сводовой части достигает 72 м. Продуктивны слабо уплотненные песчаники и пески. Породы мелкосреднезернистые, плохо отсортированные, кварцево-полевошпатового и аркозового состава. Цемент контактовый и контактово-поровый хлорит-гидрослюдистого состава. Проницаемость 1,1 дарси, пористость 22—49%, средняя 35%, пористость эффективная 31%, дебит газа 3—5 млн. м<sup>3</sup>/сут.

На Уренгойском газовом месторождении, самом крупном в мире, те же породы слагают продуктивный горизонт. Эффективная мощность песчаных пород в своде составляет до 140 м.

На долю песчаников в разрезе продуктивного горизонта сеномана в среднем приходится 41%, алевролитов 22% и глин 37%. Залежь газа в сеномане носит массивный характер. Разрез отложений отличается неоднородностью. Продуктивная толща представлена чередованием песков, песчаников и алевролитов с прослоями глин и редко сидеритов. В разрезе продуктивного горизонта встречаются тонкие прослой (от долей метра до 2 м) плотных песчано-алевритовых пород с базальным известковистым цементом. Продуктивная толща расчленяется условно по пропласткам глин на четыре литологические пачки. К крыльям и периклиналям в разрезе появляется много глин, к своду песчанность возрастает. Мощность пачек варьирует от нескольких метров до 20—30 м. Мощность отдельных песчаных пластов изменяется от 0,4 до 21 м. Глинистые прослой в среднем составляют 2—3 м.

Для алевролитов и песчаников характерен аркозовый состав обломочных зерен. Степень окатанности их различна. Так, в верхней

части горизонта алевриты песчаные и песчаники алевритистые слабо окатаны в залегающих ниже песчано-алевоитовых породах отсортированность и окатанность возрастают. Песчаники, как правило, мелкозернистые, обычно слабо сцементированные глинистым материалом. Высокая проницаемость пород связана с характером структуры порового пространства (группы крупных пор, рис. 34). В меньшем количестве встречаются мелко-среднезернистые разности. Песчаники содержат значительную алевритовую примесь. Глины песчано-алевоитовые, каолинит-гидрослюдистые. Для пород характерно присутствие многочисленных обугленных органических остатков. Нижняя пачка представлена песчаниками средне-мелкозернистыми, реже песками.

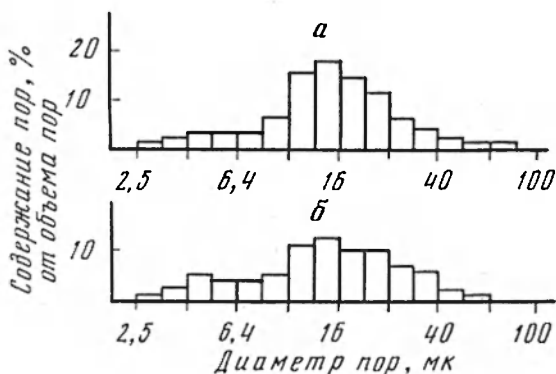


Рис. 34. Распределение диаметров пор в газоносных сеноманских песчаниках мелкозернистых, алевритистых (месторождение Урепгой).

а — скв. 6-р, интервал 1165—1169 м, проницаемость 2920 миллидарси, пористость 36%; б — скв. 3-р, интервал 1139—1143 м, проницаемость 996 миллидарси, пористость 36%.

Коллекторские свойства улучшаются с глубиной. Если в верхней части толщи проницаемость равна 470 миллидарси, то в нижней она составляет 800 миллидарси. Средняя проницаемость по керну составляет 495 миллидарси и по данным испытания скважин — 700 миллидарси. Пористость колеблется от 24 до 38%, остаточная водонасыщенность 35%. Начальное пластовое давление 122,5 кгс/см<sup>2</sup>. Новые данные свидетельствуют о том, что средняя пористость пород выше, чем припята ранее (27%). Высокая пористость этой группы пород-коллекторов связана со слабой уплотненностью. По данным С. И. Шишигина (1970), средняя пористость 33,9% и проницаемость 1500 миллидарси. В настоящее время находится в разведке продуктивный горизонт валанжина, в котором обнаружено 6 залежей газоконденсата, приуроченных к песчаным образованиям.

Региональное рассмотрение развития пород-коллекторов в отложениях мезозоя, проведенное Т. И. Гуровой, Л. П. Колгиной

и С. И. Шишигиным, показывает, что в отложениях верхнего мела породы-коллекторы I—II классов занимают центральную и северную части низменности. Породы-коллекторы апта—альба—сеномана северной части (Газовское, Пурпейское, Уренгойское, Заполярное) характеризуются колебаниями в проницаемости (4—4500 миллидарси) и пористости эффективной (6—28%). Коллекторы IV—VI классов развиты на территории Ханты-Мансийской и Надымской впадин, где песчаные и алевроитовые породы составляют 20—30% разреза. Большое содержание глинистого цемента, обилие слюд и высокая карбонатность пород отрицательно сказываются на их фильтрационных свойствах. Коллекторы III—IV классов развиты в окраинных зонах впадин. Основная масса коллекторов высоких классов обычно имеет морской и прибрежно-морской генезис.

Работами Г. И. Перозно (1960, 1964, 1967) показано изменение пород-коллекторов с глубиной. Она выделяет в отложениях мезозоя стадию начального эпигенеза (до глубины 2100—2300 м) и глубокого эпигенеза (ниже 2300 м).

Г. Э. Прозорович (1969) выделил две крупные зоны, отличающиеся по развитию коллекторов разных классов, в разрезах, где распространены граувакковые песчаники и алевролиты с малым содержанием глинистого цемента. Верхняя зона (до глубины 2300 м) характеризуется развитием коллекторов преимущественно I—III классов. В пределах этой зоны изменение коллекторских свойств связано главным образом с фаціальными условиями седиментации. Коллекторские свойства пород нижней зоны (от 2300 м) изменяются главным образом в пределах IV—VI классов проницаемости и обуславливаются в основном широким развитием вторичных межзерновых контактов.

Составу и свойствам глинистых пород-покрышек стали уделять все больше внимания (работы И. И. Нестерова, Т. И. Гуровой, Т. Ф. Антоновой, Ф. Г. Гурари, Г. Э. Прозоровича, И. Н. Ушагинского, Н. С. Цепелева, Л. М. Гаврилиной, Т. Т. Клубовой, Г. Н. Перозно, О. К. Макарова, Р. С. Сахибгареева, Б. В. Топычанова, А. Г. Пода, Б. В. Филиппова, Г. П. Сверчкова, Г. В. Масленниковой, Г. П. Евсеева и др.).

В мезозое Западно-Сибирской низменности встречено несколько регионально выдержанных экранов, породы-покрышки верхнего отдела юры, турона и др. Имеются экраны между продуктивными пластами в пределах крупных сводов и локальных поднятий. Минералогия глин, перекрывающих залежи, довольно разнообразна. Так, группы залежей перекрываются хлоритовыми глинами (нефтяной пласт Б<sub>10</sub> Мегонского месторождения), преимущественно монтмориллонит-гидрослюдистыми глинами (пласт Б<sub>1</sub> Усть-Балыкского месторождения), хлорит-гидрослюдистыми глинами (пласт Б<sub>6</sub> Пойкинского поднятия), гидрослюдистыми глинами (Шаимская группа нефтяных месторождений), монтмориллонитовыми глинами (сеноманский газоносный горизонт группы северных месторождений

Тюменской области). Г. Э. Прозорович (1969) предполагает, что нарушение экранирующих свойств глинистых пачек, залегающих над водоносными горизонтами, связано с наличием в них алевроитовой примеси, прослоев алевролитов и песчаников, а также трещиноватости.

Глинистые пачки, залегающие над нефтеносными пластами, содержат глины, в основном выдержанные по простиранию, не содержащие прослоев алевролитов и песчаников. Иногда эти прослои находятся высоко над продуктивным пластом. Перетоки газа и нефти из пластов, перекрытых глинистыми покрывками, Г. Э. Прозорович объясняет трещиноватостью глин, если последние в достаточном количестве содержат алевроитовые и другие разности, подверженные трещиноватости. Нам представляется, что не обязательно в таких породах надо ожидать наличия трещин, так как структура их порового пространства (группы относительно крупных поровых каналов) может вполне обеспечить переток флюидов из пласта в пласт.

Т. Ф. Антонова (1970) указывает, что микропереслаивание глинистых песчано-алевритовых прослоек повышает сопротивляемость к растрескиванию при тектонических толчках. Гранулометрический состав глинистых пород существенно влияет на их экранирующие свойства. Это положение рассматривается в работах А. А. Ханина (1968, 1969) и Т. Ф. Антоновой (1964, 1971).

Т. Т. Клубова (1968) показала, что наличие органического вещества в глинах повышает их экранирующие свойства. Основными породобразующими глинистыми минералами пород-покрывок над пластами группы Б, по Р. С. Сахибгарееву, являются гидрослюда, хлорит и неупорядоченные смешанно-слоистые образования.

По данным И. Н. Ушатинского и др., покрывками являются тонкоотмученные и алевроитовые глины, а также глинистые алевролиты (1970). Глинистые покрывки газовых месторождений на севере Тюменской области в основном содержат монтмориллонит с резким преобладанием натрия в обменном комплексе глин. В глинистых покрывках нефтяных месторождений Шаимского района и газовых месторождений Березовского района породобразующими глинистыми минералами являются гидрослюда. В значительном количестве присутствует коалинит, монтмориллонит и смешанно-слоистые образования играют подчиненную роль или отсутствуют.

Для региональных пород-покрывок крупных нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской низменности согласно исследованиям И. Н. Ушатинского характерны мощности в несколько десятков метров и более, наличие выдержанных по вертикали и горизонтально литологически однородных прослоев тонкодисперсных глин. Мощность этих прослоев 5—20 м, примесь алевроитового материала не превышает единиц процентов. Характер глинистых материалов таков, что породы-покрывки обладают пластичностью, набухаемостью и характеризуются низкой проницаемостью. Используя классификацию глинистых пород-покрывок А. А. Ханина (1968), И. Н. Ушатинский относит их к группе А. К покрывкам групп

А—В И. Н. Ушатинский относит в Сургутском и Нижневартовском районах тонкоотмученные глинистые прослои пимской и чеускинской пачек алымской свиты, в Шаимском районе глинистые прослои улансынской свиты, на севере низменности глины кузнецовской свиты. К группам С—Е относятся глинистые разделы между пластами  $B_1$ — $B_5$  (Сургут), битуминозная пачка (Шанм) и другие.

Экспериментальными работами выявлена связь между характером порового пространства, проницаемостью и давлением прорыва газа через насыщенные образцы глинистых пород (А. А. Ханин, 1968). Основное влияние на фильтрационные и экранирующие свойства глинистых пород оказывают размеры наиболее крупных поровых каналов. Изучение глинистых пород-покрышек ряда газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений Западно-Сибирской низменности (Месляхское, Уренгойское, Северное, Зимнее, Вагинское, Лугинецкое, Усть-Сильгинское, Малобалыкское и др.), проведенное под нашим руководством К. А. Абдурахмановым и О. Ф. Корчагиным, показало, что пористость их с глубиной снижается. Так, на глубине 840 м пористость (средние данные) 24%, проницаемость  $8 \cdot 10^{-3}$  миллидарси; на глубине 1500 м пористость 17%, проницаемость  $4 \cdot 10^{-3}$  миллидарси; на глубине 2000 м пористость 11%, проницаемость  $2 \cdot 10^{-5}$  миллидарси; на глубине 2500 м пористость 6%, проницаемость  $2 \cdot 10^{-6}$  миллидарси. Давление прорыва газа зависит от размера максимальных пор. Так, при размерах максимальных пор 0,08, 0,20, 0,30, 0,40, 0,50, 0,60, 0,70 и 0,80 мк давление прорыва газа соответственно составляет (средние данные) 60, 25, 18, 14, 10, 8, 6 и 4 кгс/см<sup>2</sup>. Алевриты сильно глинистые, на глубинах 840—2400 м по своим свойствам не отличаются от глин алевритовых и являются покрышками многих залежей нефти и газа. Аргиллиты в основном залегают ниже глубин 2200 м и служат главным образом покрышками нефтяных месторождений. Аргиллиты битуминозные, с органическими остатками, являются также покрышками и для некоторых газоконденсатных залежей (Мыльджинское, Ю<sub>1</sub>; Среднесильгинское, Ю<sub>1</sub>; Лугинецкое, верхняя юра).

## ГЛАВА VII

### ВОСТОЧНО-СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА И ПРЕДВЕРХОЯНСКИЙ ПРОГИБ

Восточно-Сибирская (Сибирская) платформа распространена на большой территории и охватывает огромные пространства между речья Енисея, Лены и Алдана, простираясь от хребта Восточные Саяны на юго-западе до Ледовитого океана на севере. Восточной границей платформы является Верхоянское горное складчатое сооружение, северной границей — Таймырское складчатое сооружение. Западную границу платформы условно проводят по Енисею. Южная выступающая клином часть Восточно-Сибирской платформы называется Иркутским амфитеатром (Н. Ю. Успенская, З. А. Табасаранский, 1966).

Фундамент платформы сложен докембрийскими метаморфическими и вулканогенно-кристаллическими породами архея и протерозоя. Основными структурными элементами Восточно-Сибирской платформы являются выступы архейского фундамента — массивы Анабарский на севере и Алданский на юго-востоке, над которыми в осадочном чехле образовались крупные поднятия. На границе со складчатыми областями выделяются передовые прогибы: Предверхоянский, Лено-Анабарский, Прибайкало-Ленский (Ангаро-Ленский), Присаяно-Енисейский. Последние два прогиба заполнены кембрийскими отложениями, тогда как Предверхоянский и Лено-Анабарский прогибы заполнены мощной толщей триасовых, юрских и меловых отложений. В настоящее время в пределах восточной и юго-восточной частей Восточно-Сибирской платформы выделяют две нефтегазоносные провинции: Ангаро-Ленскую и Вилюйскую.

#### АНГАРО-ЛЕНСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Ангаро-Ленская нефтяная провинция расположена в пределах Иркутского амфитеатра и соответствует нижнепалеозойской окраинной впадине платформы. В строении осадочного чехла принимают участие три крупных литофациальных комплекса: терригенный, терригенно-сульфатно-карбонатный и сульфатно-галогенно-карбонатный. Терригенный комплекс представлен ушаковской свитой и нижнемотской подсвитой; терригенно-сульфатно-карбонатный средне- и верх-

немотский подсветами; сульфатно-галогенно-карбонатный — усольской, бельской, булайской и ангарской свитами.

Базальными слоями осадочного чехла являются позднедокембрийские отложения ушаковской свиты. Разрез свиты представлен переслаиванием аргиллитов, алевролитов и мелкозернистых песчаников. По мере приближения к восточной периферийной зоне обломочные породы становятся более грубозернистыми, и в разрезе начинают преобладать песчаники (более 50%). Особенно резкие фациальные замещения наблюдаются в узкой полосе Прибайкалья, где в разрезе свиты отмечается обилие грубых граувакковых песчаников при подчиненном развитии конгломератов и гравелитов. Мощность свиты в обрамлении амфитеатра достигает 1200—1500 м, резко сокращаясь к внутренним участкам. Полностью выклинивается свита на севере амфитеатра.

Нижнемотская подсвета на территории амфитеатра распространена повсеместно и в отличие от ушаковской свиты характеризуется преимущественно псаммитовым составом.

Резкое сокращение привноса обломочного материала в бассейне седиментации и значительное его засоление обусловили формирование пород терригенно-сульфатно-карбонатного комплекса. Неустойчивая гидрохимическая обстановка, существовавшая в бассейне, обусловила формирование мощных пачек солей в усольское, верхнебельское и верхнеангарское время и мощных толщ карбонатных пород в нижне-среднебельское, булайское, нижнеангарское и осинское время (Д. И. Дробог, А. Н. Золотов, О. И. Карасев, В. В. Самсонов, 1969).

В связи с поисками залежей нефти и газа в Ангаро-Ленской провинции многие исследователи уделяли внимание изучению не только ее геологического строения, но и нефтегазоносности этого региона (В. В. Сенюков, Я. К. Писарчик, С. М. Замараев, В. Г. Васильев, И. П. Карасев, Ю. А. Притула, М. М. Мандельбаум, Б. В. Корпеев, И. И. Рибас, И. Е. Постникова, В. Ф. Горбачев, М. М. Одинцов, К. А. Савинский, М. А. Лахповский и др.), но и характеристике пород-коллекторов (К. М. Борисова, Е. Н. Мещерская, Я. П. Перькова, В. С. Карпышев, И. П. Карасев, Ф. Н. Яковенко, Л. П. Гмид, В. Н. Калачева, Л. Д. Кноринг, С. К. Стегюха, В. Г. Постников, П. С. Зайчук, А. В. Ильюхина, А. И. Горячева, С. В. Носовский, Ю. И. Марьенко, А. П. Железнова, В. С. Муляк, К. Г. Гинзбург, С. Г. Шашин, Л. А. Буддо и др.).

В разрезе осадочного чехла Иркутского амфитеатра Сибирской платформы нефтегазоносны терригенные породы верхнего докембрия, а также карбонатные отложения нижнего кембрия. Терригенные толщи пород в этом регионе преимущественно газоносные, тогда как вышележащие карбонатные нефтеносные.

В 1962 г. из опорной скважины на Марковской площади с глубины 2164 м (осинский горизонт усольской свиты) был получен газонефтяной фонтан со свободным суточным дебитом нефти более 1000 т и газа до 500 тыс. м<sup>3</sup>.



На этой территории установлена региональная газоносность терригенных отложений венда и перспективность терригенных отложений рифея (марковский и безымянный горизонты). Наиболее высокие и устойчивые притоки газа в Приленском районе связаны с песчаниковой частью разреза парфеновского горизонта нижнемотской подсветы венда. На Марковской площади к этой части разреза приурочена газоконденсатная залежь.

Нефтегазопрооявления из песчаников парфеновского горизонта получены на ряде площадей: Потаповской, Северо-Марковской (Ярактинское месторождение нефти), Непской, Токминской, Волоконской.

Песчаные разности нижнемотской подсветы значительно преобразованы постседиментационными процессами. В них наблюдается вторичное минералообразование (вторичный кварц), структуры уплотнения (вдавливания, регенерации); встречаются катаклазированные и трещиноватые зерна кварца, пелитизированные и серицитизированные полевые шпаты. Наблюдается присутствие вторичного кварцевого цемента (регенерационный, порово-регенерационный) в количестве от 2 до 22%. При интенсивности эпигенеза в песчаниках до 5 (по С. С. Савкевичу) проницаемость их составляет от 50 миллиарди и выше, при интенсивности 5—10 проницаемость от 50 до 10 миллиарди.

В разрезе отложений верхнего докембрия А. С. Шашин (1971) выделяет четыре типа песчаных пород, различающихся по коллекторским показателям: а) песчаники мелкозернистые пористостью открытой 11—15% и эффективной 9—13%, проницаемостью более 500 миллиарди (медианный диаметр фильтрующих пор 13 мк и более); б) песчаники мелкозернистые пористостью открытой 9—15% и эффективной 7—11%, проницаемостью 100—500 миллиарди, а также песчаники среднезернистые пористостью открытой 5—14% и эффективной 4—11%, проницаемостью 100—500 миллиарди (медианный диаметр фильтрующих пор 9—13 мк); в) песчаники мелкозернистые пористостью открытой 4—13% и эффективной 2—7%, проницаемостью 10—100 миллиарди (медианный диаметр фильтрующих пор 4—8 мк); г) песчаники среднезернистые пористостью открытой 7—14% и эффективной 3—7%, а также песчаники мелко- и среднезернистые, пористостью открытой 8—16% и эффективной 1—5%, проницаемостью 1—10 миллиарди (медианные диаметры фильтрующих пор 3—4 мк).

В разрезе отложений верхнего докембрия песчано-алевритовые коллекторы залегают в виде прослоев, приуроченных к различным его частям. I пласт приурочен к нижнемотской подсвете, II — к верхней пачке ушаковской свиты, III—VI пласты — к ушаковской свите (характеризуются низкими значениями пористости и проницаемости и обычно не содержат пород-коллекторов).

I пласт характеризуется наиболее благоприятными коллекторскими показателями в двух фациальных зонах накопления преимущественного песчаного материала: зоне развития фаций направлен-

ного течения (центральная часть рассматриваемого региона) и в зоне развития фаций шельфа. Наиболее высокие коллекторские свойства пород I пласта (коллекторы III—IV классов) отмечаются в северо-западной и центральной частях Приленского района, на остальной части территории развиты коллекторы V и VI классов. Благоприятные коллекторские свойства II пласта приурочены к зоне развития песчаных фаций прибрежной части бассейна. Наибольшие перспективы II пласта как коллектора связаны с северо-западной частью территории Приленского района (III, IV классы коллекторов). В юго-восточном направлении коллекторские свойства пород II пласта значительно снижаются (V и VI классы) и в восточной и юго-восточной частях региона он не представляет практического интереса.

Породы-коллекторы продуктивных горизонтов нижнего кембрия (парфеновского терригенного и осинского карбонатного) были детально изучены Е. Н. Мещерской (1964, 1968). Также известны детальные работы, посвященные терригенным породам-коллекторам нижнего кембрия северо-востока Иркутского амфитеатра А. П. Железновой (1969) и карбонатным породам-коллекторам осинского горизонта Ю. И. Марьенко (1967, 1968).

Парфеновский горизонт имеет сложное строение в связи с большой литофациальной изменчивостью. Он представлен мелко-, средне- и крупнозернистыми слабо сцементированными и плотными песчаниками с тонкими прослоями алевролитов и аргиллитов. Иногда отмечаются прослой доломитов (Приленский район). По составу песчаники кварцевые и полевошпатово-кварцевые, цемент глинистый, карбонатно-глинистый и кварцево-глинистый. Для пород характерно постепенное измельчение кластического материала в направлении от Присаянья к платформе. В районах, находящихся далеко от горных обрамлений (Жигалово), главная роль в разрезе горизонта принадлежит алевролитам и аргиллитам. В Приленском районе песчаники распространены полосовидно с ориентировкой полос с юго-запада на северо-восток. Максимальное развитие песчаников отмечено в центральной части Марковской площади.

Исходя из разнообразия строения парфеновского горизонта, на изученной территории Иркутского амфитеатра Е. Н. Мещерская (1964) выделяет несколько литофациальных зон: 1) средне- и грубозернистых песчаников; 2) мелко- и среднезернистых песчаников; 3) грубо- и среднезернистых песчаников; 4) средне- и мелкозернистых песчаников с прослоями алевролитов; 5) алевритово-песчаную; 6) песчано-алевролитовую; 7) доломито-песчано-алевролитовую и доломито-аргиллитовую; 8) песчано-доломитовую и алеврито-доломитовую. Каждая литофациальная зона характеризуется присущими только ей коллекторскими свойствами пород.

Суммарная мощность отложений горизонта колеблется от 5 до 88 м. Максимальные ее значения отмечены в Присаянье. В направлении в глубь платформы мощность постепенно уменьшается до 20—27 м (Бильчирская, Шелоншнская площади) и даже 5—10 м (Атовская площадь). Эффективная мощность песчаных коллекторов

горизонта изменяется аналогично Максимальные величины ее 20—40 м. В Приленском районе эффективная мощность парфеновского горизонта не превышает 7 м, он отмечен лишь в центральной части Марковского месторождения.

Коллекторские свойства пород парфеновского горизонта колеблются в широких пределах, что обусловлено литофаціальным замещением рыхлых песчаников непроницаемыми их разностями, а также алевролитами и аргиллитами, неравномерным распределением количества цементирующего вещества, его составом, степенью уплотнения осадка. Разнообразное строение песчаников горизонта указывает на то, что они претерпели сильные изменения как в процессе осадконакопления, так и в сформировавшейся уже породе (Е. Н. Мещерская, 1968).

Коллекторские свойства песчаников по мере удаления от Восточных Саянов во внутренние районы амфитеатра постепенно ухудшаются, мощность их сокращается. При приближении к Прибайкалью не отмечается сколько-нибудь заметного улучшения коллекторских свойств.

Благоприятные песчаные коллекторы приурочены к конседиментационным поднятиям (Ийско-Удинское, Иркутское и др.), неблагоприятны к впадинам. Повышенное в структурном отношении положение участка способствовало отложению песчаных частиц и выносу волнами мелкого глинистого материала. На древних поднятиях формировались отсортированные песчаники с незначительным количеством цемента, что создавало благоприятную структуру для развития пористости. На пониженных участках песчаные породы обогащались глинистым материалом. Это осложняло структуру порового пространства. Полосовидное развитие песчаных коллекторов III класса в районе Марково, очевидно, связано с подводными течениями.

Под влиянием нагрузки вышележащих пород и циркуляции вод первичная благоприятная структура песчаников сильно изменена: обломочные зерна разрушены, сцементированы кремнистым цементом, зерна кварца вдавлены одно в другое. В результате развиты коллекторы IV, V и VI классов.

А. П. Железнова (1969), изучая песчаники нижнемотской подсветы северо-востока Иркутского амфитеатра, пришла к следующему. Выделенные в нижнемотской подсвете парфеновский, марковский, безмянный продуктивные горизонты и ярактинская пачка подвержены значительным литофаціальным изменениям как по площади, так и по разрезу. Вверх по восстанию слоев в присводовых частях поднятий наблюдается их выклинивание.

Пласт песчаников II<sub>1</sub> парфеновского горизонта развит повсеместно и распространен в виде полосы, прослеженной в субширотном направлении на Марковской, Потаповской и Касаткинской площадях. Полосообразность распространения обусловлена фаціальными замещениями песчаников в северном и южном направлениях.

Соответственно полосообразному залеганию пласта изменяются и его коллекторские свойства. Участки сравнительно повышенной

емкости с открытой пористостью от 8 до 16% и проницаемостью в пределах 10—100 миллидарси прослеживаются в виде отдельных пятен и узкой полосы, приуроченных к центральной части полосы распространения пласта.

Пласты песчаников  $M_3$  и  $M_4$  ярактинской пачки прослеживаются на большом расстоянии от Северо-Марковской площади на юге до деревень Волокон и Токма на севере. В отличие от пласта  $II_1$  парфеновского горизонта распространение этих пластов ограничено зонами выклинивания. Их коллекторские свойства наиболее высокие из всех изученных пластов.

Пласты песчаников марковского и безымянного горизонтов неоднородны и имеют локальное распространение в виде небольших линз, изолированных со всех сторон непроницаемыми сильноглинистыми породами.

На Марковском месторождении нефтяная залежь приурочена к осиновскому горизонту карбонатных пород усольской свиты нижнего кембрия и газоконденсатная залежь — к терригенным породам парфеновского горизонта, расположенного ниже осиновского горизонта, в верхней части нижнеюмтской подсвиты. Основной продуктивной толщей Марковского месторождения является нижнеюмтская подсвита, в которой выделяются два продуктивных газоконденсатных горизонта — парфеновский и марковский.

Разрез осиновского горизонта по литологическим признакам делится на три пачки (сверху вниз). Первая пачка мощностью 10—23 м сложена тонкомелкозернистыми доломитами, часто глинистыми. Встречаются прослои ангидритов. Вторая пачка мощностью 37—46 м в основном представлена известняками часто доломитизированными, с прослоями доломитов. Третья пачка мощностью 4—7 м сложена известняками различной структуры. Наблюдается развитие стилолитов в разрезе пород. Процессы уплотнения, перекристаллизации, кальцитизации, засоления, сульфатизации и другие повлияли на коллекторские показатели пород. Они довольно низкие: пористость обычно менее 1%, проницаемость менее 1 миллидарси. Развитие трещиноватости улучшает фильтрационную способность пород. С нею связана продуктивность осинского горизонта. Трещинная пористость в среднем 0,03%, трещинная проницаемость 1,6 миллидарси.

В осинском горизонте установлены четыре массивные залежи нефти. Формирование залежей происходило при определенных литологических и структурных условиях. Главными были процесс доломитизации и карст (Ю. И. Марьепко, 1968). Образование структурных выступов, с которыми связаны залежи нефти, произошло под влиянием трех факторов: 1) биогенных; 2) эрозионно-карстовых и 3) тектонических. Все залежи нефти на Марковском месторождении запечатаны каменной солью, изолированы друг от друга, и в каждой из них установился свой режим.

Для залежей Марковского месторождения характерны повышенные аномальные пластовые давления, составляющие на глубинах

2150—2350 м 271—299 кгс/см<sup>2</sup>. По Ю. И. Марьепко и В. Г. Постникову (1967), это связано со способностью кристаллов каменной соли расти внутрь залежей. Кристаллы не только изолируют и разобщают нефть и воду, но также оттесняют нефть внутрь залежей и тем самым резко повышают в них пластовые давления.

## ВИЛЮЙСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Вилюйская провинция соответствует одноименной окраинной впадине Восточно-Сибирской платформы, заполненной мощными мезозойскими отложениями. Она находится на территории Якутской АССР в основном в пределах бассейна Вилюя и левобережья среднего течения Лены.

Вилюйская синеклиза выполнена отложениями палеозоя и мезозоя, мощность которых, по данным геофизики, 7—8 км. Высокие перспективы газоносности рассматриваемого района доказаны открытием ряда месторождений в центральной части синеклизы на границе с Предверхоянским прогибом. Промышленно газоносны верхнепермские, нижнетриасовые и нижнеюрские отложения. Отмечаются также единичные газопроявления в средне-верхнетриасовых и верхнеюрских отложениях. Залежи приурочены к песчаным коллекторам и размещение их контролируется малопроницаемыми аргиллитовыми покрышками регионального и локального характера.

Газоупорами служат аргиллиты марыкчанской свиты верхней юры, верхнего лейаса, мономской и усть-кельтерской свит нижнего триаса, а также ангидриты на контакте нижней юры и триаса. Нижнетриасовые пестроцветные глинисто-песчаные отложения (усть-кельтерская, мономская и сыгынканская свиты) прослежены А. Е. Киселевым (1971) от Верхоянской складчатой области до центральной части Вилюйской синеклизы. Их мощность увеличивается с запада на восток от 400 до 650—900 м. Средне-верхнетриасовые песчаные породы (толбонская, хедаличенская свиты), развитые в складчатой области, устанавливаются также и в прогибе (мощность 750 м).

Нижнеюрские глинисто-песчаные отложения (усть-вилюйская, долганская и китчанская свиты) мощностью 400—700 м развиты значительно шире, чем триасовые. Среднеюрские породы распространены далеко за пределами рассматриваемых регионов. Среднеюрские песчаные отложения мощностью 150 м развиты на меньшей территории. Верхнеюрские (джасконская, сытогинская свиты) глинисто-песчаные, местами угленосные породы мощностью 160—300 м распространены повсеместно. Меловая система представлена главным образом мощной толщей континентальных песчано-глинистых пород.

В синеклизе и Предверхоянском прогибе триасовые, юрские и раннемеловые отложения образуют крупные пластово-сводовые ловушки. На периферии регионов предполагаются литологические и стратиграфические ловушки. Промышленные коллекторы, по А. Е. Киселеву (1971), распространены на огромной территории.

От прогиба по направлению к синеклизе фильтрационные свойства отложений улучшаются. Алданская и Анабарская антеклизы, Байкальская складчатая область и Тунгусская синеклиза одновременно поставляли терригенный материал в область аккумуляции, в результате чего вдоль бортов Вилюйской синеклизы и Приверхоянского прогиба, а также на сводовых поднятиях, близко расположенных к источникам сноса, особенно широко развиты песчаные коллекторы, отличающиеся хорошей сортировкой зерен и малым содержанием гидрослюдисто-монтмориллонитового цемента.

В разрезе мезозоя по литологическим критериям А. Е. Киселев выделяет два региональных нефтегазоносных комплекса (нижний триас, нижняя юра) и один возможно нефтеносный (верхняя юра — нижний мел). В первых двух комплексах выявлены промышленные газовые залежи (Усть-Вилюйское, Собо-Хайипское, Бадаранское, Средневилюйское, Неджелинское, Толонское и Матахское месторождения), в третьем — притоки нефти и газа (Олойская, Бергенская, Бес-Кюельская и Средневилюйская площади).

А. Е. Киселевым наиболее полно изучены породы-коллекторы и породы-покрышки (1971). Разрез мезозойских отложений представлен песчаниками, алевролитами, аргиллитами, в меньшей степени конгломератами и углями. Трапсгрессивным сериям миогеосинклинальных комплексов свойственно однотипное строение: глинистые толщи развиты в подошве и кровле, песчаные — в средней части. В кровле этих серий встречаются линзы известняка. Конгломераты и грубозернистые песчаники приурочены к регрессивным сериям. Конгломераты состоят из окатанных галек метаморфических, хемогенных, магматических и эффузивных пород. Песчаники аркозовые и олигомиктовые, реже граувакковые и биотито-кварцево-полевошпатовые. Аркозы и олигомиктовые песчаники распространены во всех комплексах, граувакки — в миогеосинклинальных комплексах, а биотито-кварцево-полевошпатовые песчаники — в комплексах краевого прогиба и иногда в миогеосинклинальных комплексах.

В кельтерской серии (триасовый миогеосинклинальный комплекс) распространены алеврито-песчаные коллекторы II, III, IV, V и VI классов мощностью 6—15 м. В подошве и кровле серии развиты региональные глинистые покрышки мощностью до 200 м.

Хорошо проницаемые породы-коллекторы располагаются на Лено-Вилюйском своде (средняя открытая пористость 15—20%, эффективная 3—9%, проницаемость 40—100 миллиардс), очень слабо проницаемые — во внутренней зоне Приверхоянского краевого прогиба (открытая пористость 3—9%, проницаемость 0,1 миллиардс) и практически непроницаемые — в зоне сочленения прогиба с Верхоянской складчатой областью (общая пористость 2—4%). Из коллекторов серии получены промышленные притоки газа дебитом 1—1,5 млн. м<sup>3</sup>/сут. Бегиджанская серия этого комплекса отличается плохими фильтрационными свойствами коллекторов (V и VI классы).

В байлыкской серии (юрский миогеосинклинальный комплекс) развиты коллекторы I, II, III, IV, V и VI классов. В подошве и кровле

серии располагаются глинистые покрышки. Верхняя (50—90 м) имеет региональное распространение. Коллекторы с очень высокой проницаемостью устанавливаются на южном борту синеклизы и Лено-Вилуйском своде (общая пористость 23—29%, открытая 15—20%, эффективная 7—16%, проницаемость 10—230 миллидарси, редко 2500 миллидарси), с пониженной проницаемостью — во внешней зоне Приверхоанского краевого прогиба (открытая пористость 10—14%, эффективная 6—9%, проницаемость 2—20 миллидарси) и с низкой проницаемостью — во внутренней зоне прогиба (общая пористость 2—11%, открытая 1—2%). Ухудшение коллекторов от синеклизы к прогибу связано с возрастанием плотности пород (2,18—2,6 г/см<sup>3</sup>), литофациальным замещением и эпигенетическим окварцеванием. Коллекторы серии газосны, дебиты 424—4613 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В китчанской серии этого комплекса распространены коллекторы III, IV и V классов. Максимальные параметры наблюдаются в породах Кемпендяйской впадины, Сунтарского и Лено-Вилуйского сводов (открытая пористость 20—28%, эффективная 12—14% проницаемость 30—300 миллидарси, средние — во внешней зоне Приверхоанского краевого прогиба и низкие — во внутренней зоне).

В юрско-меловом переходном комплексе развиты коллекторы II, III, IV, V и VI классов; хорошо проницаемые породы устанавливаются в зоне Лено-Вилуйского свода смежной с Приверхоанским краевым прогибом (пористость открытая 14—27%, эффективная 14—19%, проницаемость 100—600 миллидарси), средние проницаемые — в Линденской и Ситтенской впадинах на юге прогиба и слабо проницаемые — во внутренней зоне прогиба.

В нижнемеловом комплексе краевого прогиба распространены коллекторы I, II, III, IV, V и VI классов с наилучшими свойствами во внешней зоне прогиба (пористость открытая 29—31%, проницаемость до 2000 миллидарси). Верхнемеловой комплекс наложенной впадины отличается коллекторами высокого класса, однако породы-покрышки отсутствуют.

Основные запасы газа Вилуйской провинции связываются в настоящее время с нижнетриасовыми отложениями Хапчагайского поднятия — крупной положительной структурой второго порядка, расположенной в нижнем течении р. Вилуй. Основным продуктивным горизонтом наиболее крупных Средневилуйского и Толопского газокоонденсатных месторождений, расположенных в восточной части Хапчагайской структуры, является горизонт T<sub>1</sub>-III нижнего триаса. Он залегает в кровле устькельтерской свиты (индский ярус) и представляет собой 70—90-м пачку мелко-среднезернистых и неравномернозернистых слабоуплотненных граувакко-кварцевых и аркозово-граувакковых песчаников с подчипенными прослоями алеволитов, аргиллитов и мелкогалечных карбонатизированных конгломератов. Широко распространены цементы пленочный (хлоритовый), поровый (каолининовый), пленочно-поровый и контактово-поровый.

Продуктивный горизонт T<sub>1</sub>-III характеризуется значительной литологической изменчивостью по разрезу и площади. В нем присут-

ствуют коллекторы от I до VI класса, доминируют коллекторы III и IV классов. Пористость открытая изменяется от 3,8 до 29,3% (средняя 17%), эффективная до 21%, проницаемость 0,01—2940 миллларси (средняя 125 миллларси).

Породы-коллекторы нефтегазоносных отложений Халчагайского поднятия рассмотрены в работе Е. Г. Сорокиной, Р. С. Рояк и Л. Д. Неуйминой (1970). Среди процессов эпигенеза, резко снижающих коллекторские свойства, широко распространено уплотнение, приводящее к развитию сложных контактов между зернами, уменьшению поровых пространств, выжиманию более мягких обломков в поры и затрудненной сообщаемости пор.

Карбонатизация пород, регенерация зерен кварца и полевых шпатов имеют локальное распространение. Однако иногда они приводят почти к полной потере пористости и проницаемости. Наиболее часто эти процессы проявляются в нижнетриасовых отложениях.

Среди нефтегазоносных отложений Средневилюйского, Толонского и Неджелинского месторождений преобладают породы-коллекторы средней и пониженной эффективной емкости и газопроницаемости. Лучшие породы-коллекторы отмечены среди продуктивных горизонтов нижней юры Толонского и Мастахского месторождений. Это мелко-среднезернистые, хорошо отсортированные слабо цементированные песчаники с пленочно-поровым и контактово-поровым хлорит-каолининовым цементом, составляющим 5—10% породы.



## ГЛАВА VIII

### СКЛАДЧАТЫЕ СООРУЖЕНИЯ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

#### САХАЛИНСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Сахалинская нефтегазоносная провинция находится на востоке СССР. Она входит в состав Хоккайдо-Сахалинской ветви альпийской складчатой области. Третичные отложения, представляющие наибольший интерес с точки зрения нефтегазоносности, достаточно хорошо изучены в восточной части Северного Сахалина. Они относятся к палеогену, миоцену и плиоцену и расчленяются на ряд свит по литологическим признакам. В северо-восточной части острова в пределах северного погружения Восточно-Сахалинского антиклинория прослеживается несколько антиклинальных зон меридионального пространства, сложенных породами палеогена и неогена. С большинством брахиантиклинальных складок, развитых в этих зонах, связаны нефтяные и газовые месторождения (С. Н. Алексейчик и др., 1963; В. Я. Ратнер и др., 1962).

Первая промышленная нефть была получена в 1923 г. на месторождении Оха. В настоящее время на Сахалине известно более 40 нефтяных и газовых месторождений. Большинство из них, а также разведочные площади с доказанной промышленной нефтегазоносностью расположены в северо-восточной части Северного Сахалина. Газовые и нефтяные залежи залегают на глубинах от 25 до 2520 м. До 500 м залегают 13,6% залежей, от 500 до 1000 м — 21,9%, от 1000 до 1500 м — 27%, от 1500 до 2000 м — 24,7% и ниже 2000 м — 12,8%. До глубин 1000 м расположено 65 нефтяных и 37 газовых залежей, ниже 1000 м — 88 газовых и 67 нефтяных. Газоконденсатные залежи находятся в основном на глубинах ниже 1500 м.

Промышленные залежи нефти и газа преимущественно пластовые сводовые, реже тектонически и литологически экранированные, приурочены в основном к песчано-алевритовым образованиям окобыкайской свиты (верхний миоцен) и в меньшей степени дагинской свиты (средний миоцен). В составе этих свит выделено более 20 продуктивных горизонтов. Наибольшее число залежей связано с нижнеокобыкайскими отложениями.

Продуктивные пачки пород представлены в основном чередованием песчано-глинистых отложений, в редких случаях монолитными

песчаными пластами, характеризующимися литологической изменчивостью. Пластовые резервуары сложены пачками, состоящими из частого чередования песчано-глинистых пород. В. Я. Ратнер (1963) выделяет четыре характерные группы резервуаров.

Первая группа резервуаров повсеместно распространена в пределах месторождений Северного Сахалина, несмотря на некоторую изменчивость литологического состава коллекторов и их мощности. Коллекторы представлены обычно песками, песчаниками и алевроитами с невыдержанными прослоями глин.

Пески и песчаники разномерные с преобладанием средне- и мелкозернистого материала. Алевроиты песчаные представлены плохо отсортированными зернами обломочного материала. Мощность продуктивных пачек колеблется от 2—4 м до нескольких десятков метров.

Мощность пластовых резервуаров изменяется в значительных пределах. Так, XX горизонт нефти месторождения Тунгор имеет общую мощность 90—120 м; суммарная мощность песчаных пород (средняя пористость 18%) составляет 50—85 м (В. Я. Ратнер, 1963). Мощность XVII горизонта нефти месторождения Колендо изменяется от 17 до 70 м. Пористость в среднем составляет 25%, проницаемость 210 миллидарси (Л. И. Петрицкая, В. Я. Ратнер, 1964).

Мощность XIII пласта месторождения Эхаби достигает 30—40 м. Породы пласта представлены песками среднезернистыми, с небольшим содержанием глинистых частиц пористостью 23%. В юго-западной части складки мощность пласта сокращается до 7—8 м, песок становится сильно глинистым, пористость уменьшается до 13—15% (XIII, XIV и XVI пласты Эхаби; XVII, XXа пласты Восточного Эхаби; IV пласт Южной Охи; III пласт Охи).

Вторая группа пластовых резервуаров характеризуется частичным замещением на отдельных участках проницаемых пород слабопроницаемыми глинистыми породами (XV пласт Эхаби; XXа пласт Восточного Эрри; IV и XVII пласты Гиляко-Абунана; XXVII пласт поднадвига и XXб пласт надвинутой части Восточного Эхаби).

Третья группа пластовых резервуаров представлена частым чередованием песчано-глинистых пород. Песчаные прослои иногда залегают в виде небольших песчаных линз (XV пласт Гиляко-Абунана, XXII и XXIII пласты поднадвиговой части Восточного Эхаби).

Четвертая группа пластовых резервуаров характеризуется распространением на периклиналях или крыльях структур и выклиниванием на площади месторождения. Литологически экранированные залежи нефти в этих пластах связаны с замещением проницаемых коллекторских пород слабопроницаемыми глинистыми породами (XVIII, XIX пласты Восточного Эхаби; XIX пласт Южной Охи).

На Сахалине встречаются и другой тип природных резервуаров — неправильной формы, литологически ограниченных со всех сторон практически непроницаемыми глинами. Этот тип резервуара имеет ограниченное распространение и выделяется в толще глинистых пачек (песчаная линза ниже XVII пласта Гиляко-Абунана).

Сахалинские залежи имеют преимущественно режим растворенного газа. Наиболее крупными на Сахалине являются нефтяные месторождения Восточно-Эхабинское, Эхабинское, Охинское, Тунгорское и Колендинское. Наибольшим вертикальным диапазоном нефтеносности окобыкайская свита характеризуется на месторождениях Охинском (15 нефтеносных пластов), Восточное Эхаби (13 пластов) и Эхабинском (10 пластов). Наибольшим вертикальным диапазоном промышленной нефтегазосности характеризуются месторождения, связанные с антиклинальными складками, осложненными многочисленными нарушениями.

Недра северо-восточной части Сахалина содержат значительные запасы газа. В последние 10—15 лет открыт целый ряд крупных газовых месторождений (Тунгорское, Абановское, Северинское и др.). Наибольшие запасы газа сосредоточены в месторождениях Волчинка, Тунгор, Крапивенское и Сабо. Газовые залежи открыты в дагинских, окобыкайских и нутовских отложениях. Состав газа преимущественно метановый (до 90—96%).

Вертикальный диапазон газоносности продуктивных отложений на северо-востоке Сахалина зависит главным образом от надежности вмещающих ловушек. По В. А. Клещеву (1965), глинистые покрывки мощностью менее 30—40 м не могут служить надежным экраном для залежей газа. Юго-западный район нефтегазонакопления характеризуется высокими перспективами газоносности. Открытие Восточно-Лугипецкого многопластового газового месторождения подтверждает это положение. В юго-западной части острова широко распространены угленосные отложения, что повышает перспективы обнаружения газовых месторождений за счет миграции газа из угольных пластов. Значительные перспективы газоносности связываются с прилегающими акваториями.

Тектоническая трещиноватость развита на Северном Сахалине в миоценовых отложениях всех свит. К. М. Обморышев (1962) выделяет в них три-пять основных систем тектонических трещин. Степень трещиноватости возрастает со стратиграфической глубиной по мере увеличения плотности пород. Наиболее подвержены растрескиванию кремнистые аргиллиты и алевролиты нильской, тумской и дагинской свит.

Окобыкайская продуктивная свита широко распространена вдоль всего восточного побережья Северного Сахалина и известна на всех разрабатываемых месторождениях и разведочных площадях. В общих чертах литологический состав пород окобыкайской свиты по всему району одинаков: ее слагают чередующиеся, преимущественно плохо отсортированные разности синевато-серых глин, алевролитов и более светлых мелко- и среднезернистых песчаников. Мощность свиты непостоянна и меняется в широких пределах, от 800 до 1700—1800 м. К нижней подсвите относится пачка пластов от кровли дагинской свиты до подошвы XII пласта, к средней — пачка пластов VII—XII, к верхней — часть разреза от кровли VII до подошвы II-бис пласта (по Гиляко-Абунапской номенклатуре).

Коллекторы нижней подсвиты представлены преимущественно песчано-глинистыми алевролитами и плохо отсортированными породами переходного типа от алевролитов к песчаникам. Пески и песчаники развиты в южной и северной частях Сабинской антиклинальной зоны, а также почти по всей Эхабинской зоне. В средней подсвите поле развития песков и песчаников в северной части района расширяется, захватывая перешеек полуострова Шмидт и северную часть Некрасовской зоны, а на юге — частично западное крыло Паромайской зоны. В верхней подсвите поле песчаных пород-коллекторов увеличивается, охватывая Некрасовскую и Гырғыланьинскую зоны. По всему разрезу пески и песчаники содержат большое количество алевритово-глинистого материала, в среднем не менее 30—40%. На участках повышенной песчаности коллекторы слагаются преимущественно песками и песчаниками. По Б. К. Остиному (1965) наблюдается значительное ухудшение емкостных свойств коллекторов вниз по разрезу окобыкайской свиты. Верхняя и средняя подсвиты характеризуются развитием коллекторов преимущественно большой и средней емкости (пористость открытая соответственно более 15% и 5—15%). Нижняя подсвита в основном содержит коллекторы средней и малой емкости (пористость 5—15% и меньше 5%).

В верхней подсвите развиты преимущественно слабопроницаемые и среднепроницаемые (10—1000 миллидарси и более) коллекторы, а высокопроницаемые (до 1110 миллидарси) установлены только в районе Охи (Эхабинская зона). В средней подсвите отмечаются преимущественно те же группы коллекторов, но в западном направлении (в южной части Некрасовской зоны) проницаемость пород заметно улучшается: здесь встречены высокопроницаемые коллекторы (до 1320 миллидарси), а породы проницаемостью ниже 10 миллидарси развиты слабо. В нижней подсвите известны в основном слабопроницаемые коллекторы, и только в северном (от Эхабинской зоны к перешейку полуострова Шмидта) и в западном (к Гырғыланьинской зоне) направлениях улучшаются фильтрационные свойства пород, и они становятся среднепроницаемыми (предположительно до 150—200 миллидарси).

Во всех подсвитах относительно более проницаемы преимущественно песчаные и алевролитовые породы, тогда как переходные разности их обладают худшими фильтрационными качествами. В верхней подсвите к высокопроницаемым породам относятся пески (Охинская группа складок), а в средней — алевриты (южные площади Некрасовской зоны и, вероятно, Глухарская группа структур в Гырғыланьинской зоне). На участках повышенной песчаности в большинстве случаев установлены коллекторы от средне- до высокопроницаемых. По всем подсвитам намечается улучшение проницаемости песчано-алевоитовых пород в западном направлении.

Открытие в 1971 г. ряда газовых залежей в верхнемиоценовых отложениях Анивского района, получение непромышленных притоков нефти из кайнозойских отложений Красногорского и Невель-

ского районов подтверждает перспективность поисков залежей газа и нефти на Южном Сахалине. Палеогеновые отложения присутствуют только в юго-западной части Сахалина. Они подразделяются на ряд свит: конгломератную (палеоцен — ранний эоцен), нижнедуйскую (палеоцен—олигоцен), краснопольевскую (эоцен—ранний олигоцен), такарадайскую (средний — поздний олигоцен). Накопление палеогеновой осадочной толщи происходило в прогибе. Эволюция прогиба в палеогене выразилась в формировании трех существенно различных толщ: континентальной, прибрежно-морской и морской. Различия в коллекторских свойствах пород, по В. В. Федорову (1970), связаны с фациальной изменчивостью разновозрастных осадочных образований. Породы-коллекторы приурочены к зонам наиболее резких фациальных замещений. Степень катагенетической измененности пород палеогена уменьшается с севера на юг, совпадая с направлением улучшения сортированности кластического материала и увеличения однородности его состава. В континентальных отложениях нижнедуйской свиты лучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники руслового происхождения. В прибрежно-морских и морских отложениях коллекторами являются породы, сформировавшиеся в условиях литорали и перехода к сублиторали. Коллекторы трещинного типа наиболее развиты в разрезах, представленных тонкодисперсными, более уплотненными породами (например такарадайская свита). Наиболее перспективной в отношении нефтегазоносности является прибрежная полоса суши на юге Сахалина, где развиты коллекторы более высоких классов (В. В. Федоров, 1970).

Выше палеогеновых отложений залегает вулканогенно-осадочная толща неогенового возраста, в которую входят аракайская, холмская, невельская, верхнедуйская и курасийская свиты, соответствующие нижнему, среднему и частично верхнему миоцену.

Изучение коэффициента метаморфизма органического вещества показало, что в аракайской, холмской, невельской, маруямской свитах оно находится на буроугольной, а в красноярковской, нижнедуйской, такарадайской и курасийской свитах — на газовой длиннопламенной стадиях метаморфизма, т. е. на стадиях наиболее интенсивной миграции битумоидов, что подтверждается и геохимическими исследованиями (И. И. Хведчук, Л. С. Маргулис, 1969).

Сопоставление полученных данных позволили дифференцированно оценить перспективы нефтегазоносности верхнемеловых и третичных отложений западного побережья Южного Сахалина.

Наиболее перспективными являются Красногорский, Холмский и Невельский районы. В Красногорском районе можно ожидать наличие залежей нефти и газа в карасийской свите и низах маруямской. В Холмском районе в нижнедуйской свите возможны залежи нефти и газа, а в верхней части красноярковской свиты — газа (на глубинах до 3000 м). В Невельском районе в отложениях такарадайской и нижнедуйской свит возможно наличие газовых залежей (до 2500 м), а ниже (3000—4000 м), в отложениях нижнедуйской и красноярковской свит, — газонфтяных залежей.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Из рассмотрения геологических материалов по нефтегазоносным провинциям и областям территории СССР следует, что коллекторы нефти и газа, слагающие продуктивные пласты, характеризуются большим разнообразием по генезису, составу и сложению.

Залежи нефти и газа в своем большинстве приурочены к терригенным и карбонатным отложениям. Широко развиты песчано-алевритовые коллекторы нефти и газа на территориях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции Украины, Кавказа, Средней Азии, Западной и Восточной Сибири, Сахалина. Возраст пород-коллекторов от девона до плейцена включительно.

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.

Карбонатные и другие трещинные коллекторы, промышленно нефтегазоносные в различных регионах страны, в последние годы явились объектом интенсивного изучения. При оценке этого типа пород коллекторов по емкости и проницаемости, а также поисках благоприятных зон их развития приходится сталкиваться с рядом трудностей, к которым прежде всего следует отнести все еще слабую разработанность методов изучения и поисков подобных типов коллекторов. Однако совершенно очевидно, что при этом следует применять комплекс лабораторных и промысловых методов, которые должны совершенствоваться.

Проницаемость коллекторов терригенного и карбонатного типов зависит от размера и содержания пор в горных породах. Исследования структуры порового пространства еще недостаточно широко проводятся в ряде промысловых лабораторий. Однако использование результатов такого исследования в сочетании со стандартным анализом зерна и его литологическим изучением, а также промысловыми характеристиками даст возможность значительно полнее оценить фильтрационные свойства пород.

Структура порового пространства наряду с физическими свойствами насыщающих флюидов является одним из существенных факторов, определяющих процессы течения в пористых средах. Характер порового пространства сказывается на проницаемости

породы, а, следовательно, влияет на режим движения жидкостей и газов. Структура порового пространства существенно влияет и на полезную емкость пористой среды, так как от особенностей строения порового пространства, в частности от распределения поровых каналов по размерам, зависит остаточная водонасыщенность породы. Поровое пространство, характеризующееся большим количеством тонких пор, обуславливает высокое содержание остаточной воды, а следовательно низкую пористость и низкую нефтегазонасыщенность.

Структура порового пространства глинистых пород зависит от дисперсности, сортированности частиц и их сложения. Алевритовая примесь по мере увеличения ее содержания в глинах оказывает влияние на структуру порового пространства, формируются относительно крупные поры, что сказывается на проницаемости и экранирующей способности глин. Более чистые разности глин уплотняются интенсивней по сравнению с алевритовыми и характеризуются преимущественно тонкими сечениями поровых каналов, а, следовательно, низкой проницаемостью.

Для оценки экранирующей способности глинистых пород, кроме общегеологических факторов, могут служить параметры, характеризующие фильтрующие свойства: максимальные диаметры пор, проницаемость, давление прорыва газа и нефти через насыщенную жидкостью систему поровых каналов. Пользуясь этими параметрами, мы охарактеризовали региональные глинистые породы-покрышки мезозоя эпигерцинской платформы юга СССР и Сибири.

На основании установленной зависимости между проницаемостью и указанными выше основными фильтрационными параметрами глинистые породы сгруппированы по их экранирующей способности. Дальнейшие исследования дополняют предлагаемую схему (табл. 4).

Для этого необходимо следующее: а) установить влияние мощности покрышек на экранирующую способность; б) установить влияние мипералогии и гранулометрического состава глин и насыщающих их пластовых вод на экранирующую способность; в) выявить нижний предел уплотнения для глин различного состава без потери свойства пластичности; г) изучить глины-покрышки в различных тектонически напряженных участках земли; д) накапливать фактические данные о прорыве газа и нефти через различные по составу и текстурно-структурному состоянию трудно проницаемые породы для решения методических вопросов и теоретических задач.

На долю залежей, продуктивные пласты которых представлены терригенными породами (пески, песчаники, алевриты, алевролиты), приходится примерно 75%, на долю залежей, пласты которых выражены карбонатными породами (известняки, доломиты), — 20% и терригенно-карбонатными — 5%.

Несмотря на сравнительно большое количество залежей нефти и газа, только несколько десятков из них в состоянии обеспечить получение нефти и газа в крупных промышленных объемах (нефтяные месторождения Самотлорское, Мамоновское, Туймазинское, Ромашкинское и др., газовые месторождения Уренгойское, Мед-

вежье, Газлипское, Шебелинское, Северо-Ставропольское, Вуктыльское, Оренбургское, Шатлыкское и др.).

В настоящее время в общем балансе добычи нефти в нашей стране ведущее место занимают отложения девонской и отчасти каменноугольной систем Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, юрской и меловой систем Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Продуктивные горизонты девонской системы имеют региональное распространение. Однако мощности их на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции меняются. Девонские породы в целом отличаются довольно высокими значениями пористости и проницаемости, в особенности породы среднего девона.

Среди каменноугольных пород Волго-Уральской нефтегазоносной провинции лучшими коллекторскими свойствами обладают продуктивные породы нижнего карбона, их проницаемость достигает нескольких дарси.

Среди коллекторов нефти в отложениях девона и карбона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции преобладают песчаники мелкозернистые, сложенные хорошо отсортированным и окатанным обломочным материалом (нижнефранские и бобриковские отложения). Они характеризуются преобладающим коллекторов (I, II и III классов). Большинство залежей нефти и газа в пермских отложениях связано с карбонатными породами.

Особый интерес представляют породы-коллекторы пермского и каменноугольного возраста крупных карбонатных массивов — Вуктыльского и Оренбургского, в которых распределение пористо-проницаемых зон связано с условиями формирования пустотного пространства в постседиментационный период. Значительную положительную роль в формировании коллекторских свойств названных карбонатных массивов сыграла тектоническая трещиноватость, наиболее развитая в центральных частях складок и тектонически напряженных зонах. Распространенные на этих участках породы-коллекторы отличаются более высокими фильтрационными свойствами. К этим же зонам приурочено малое содержание остаточной воды и остаточной нефти. Следует отметить, что малое содержание остаточной воды зафиксировано в карбонатных толщах месторождений Оренбургского, Вуктыльского, Речицкого, Грачевского. Аномально низкое содержание остаточной воды даже в низкопроницаемых карбонатных породах названных месторождений является результатом воздействия на пленку остаточной воды полярных компонентов нефти и газоконденсата, а также следствием малого количества тонких пор ( $< 0,5$  мк). В случае малой водонасыщенности косвенные методы применять следует только при условии внесения в получаемые результаты соответствующего коэффициента, который определяется для каждого конкретного случая.

В Восточной Украине в пермских отложениях преимущественно развиты продуктивные пласты терригенного состава большой мощности. Наиболее крупные месторождения газа и нефти этого региона



приурочены к центральной части грабена (Гнедипцевское, Глинско-Розбышевское и Шебелинское). Шебелинское месторождение газа отличается большим этажом газоносности (более 1000 м), высокими пластовыми давлениями и разнообразными типами пород-коллекторов (поровый, трещинный, смешанный). Наилучшими фильтрационными свойствами обладают коллекторы трещинного и смешанного типов.

Между газоносными горизонтами Шебелинского месторождения благодаря системе трещин существует связь, что привело к образованию массивной газовой залежи. Наблюдается значительное ухудшение коллекторских свойств пород к периферии залежей, связанное с затуханием трещиноватости в том же направлении. Наличие густой сети тектонических дислокаций в центральных частях складки обеспечивает свободную гидродинамическую связь во всех направлениях внутри резервуара, повышает проницаемость пород и обеспечивает получение высоких дебитов газа из скважин.

Продуктивные пласты, развитые в нефтегазоносных провинциях эпигерцинской платформы юга СССР, в основном связаны с отложениями мезозоя и палеогена.

В Предкавказье, в его центральной части, наиболее крупная газовая залежь — Северо-Ставропольская — приурочена к хадумскому горизонту палеогена. Породами-коллекторами служат алевролиты и алевролиты, в которых поры диаметром от 10 до 12,5 мк составляют до 65%. Это обеспечивает хорошую фильтрацию газа и равномерное продвижение контурных и подошвенных вод по мере разработки залежи.

Газоконденсатные месторождения Ейско-Березанского района, также имеющие значительные промышленные запасы, приурочены к отложениям альбского яруса нижнего мела. В продуктивном пласте развиты песчаники средние и крупнозернистые, обладающие высокой проницаемостью за счет развития в них крупных пор (100 мк и более).

В Азербайджане основными промышленными коллекторами нефти служат пески и песчаники рыхлые и глинистые, слагающие продуктивную толщу. Различные условия образования этой толщи сказались на минералогическом составе отложений, отсортированности обломочного материала и коллекторских показателях.

В Западном Узбекистане газоносные горизонты месторождений Газлинской, Каганской и Мубарекской групп поднятий приурочены в основном к песчано-алевритовым отложениям мелового возраста. К этому же типу коллекторов того же возраста, но меньшей мощности относятся газоносные породы Дарваза-Зеаглипского месторождения, расположенного в центральной части Каракумов Туркмении, а также Ачакского.

Коллекторы одного из самых крупных газовых месторождений Узбекистана — Газли — отличаются своеобразием. Они характеризуются аркозовым составом. В верхних газоносных горизонтах преимущественно развиты песчаники мелкозернистые, в различной

степени алевритистые, а в нижних — алевролиты песчаные и несчано-алевролиты. Обломочная часть песчаников плохо окатана, но, несмотря на это, проницаемость пород высокая (больше 1 дарси) благодаря наличию крупных доминирующих пор (от 30 до 75 мк) и сравнительно небольшому содержанию цементирующих веществ в преобладающих группах коллекторов. Содержание крупных доминирующих пор связано главным образом с особенностями осадконакопления, созданием арочных структур в процессе седиментации осадка, плохой окатанностью обломочного материала, небольшим содержанием глинистого цемента в наиболее развитых породах-коллекторах.

Промышленная нефтеносность месторождений Мангышлака связана с юрскими терригенными отложениями, представленными песчано-алевролитовыми полимиктовыми породами, преимущественно глинистыми. Пласты-коллекторы подвержены фаціальным замещениям. Пористость, проницаемость и насыщенность коллекторов зависят от содержания глинистого и карбонатного цемента. В Приуральской части Западной Сибири широко развиты юрские продуктивные отложения, главным образом терригенного состава (газовые и нефтяные месторождения Березово-Шаимского района).

В Березовском и Шаимском районах основной газоносный и нефтеносный продуктивный горизонт, относящийся к верхам юры и нижнему мелу, сложен разнородными песчаниками и алевролитами. Юрско-валаянжские отложения залегают несогласно на породах фундамента или его коры выветривания. Промышленная газонефтеносность приурочена к песчаникам, залегающим в основании мезозойских отложений, к трещиноватым порфиритам, метаморфизованным алевролитам и аргиллитам фундамента.

Для отложений продуктивного горизонта характерно резкое изменение мощностей: увеличение их на крыльях структур, уменьшение и выклинивание к своду. По емкости и проницаемости коллекторы относятся к I, II и III классам. Наблюдается уменьшение проницаемости пород-коллекторов в направлении погружения структур. Залежи нефти, приуроченные к вогулкинской толще, имеют сложное строение и являются преимущественно пластовыми стратиграфически экранированными. Центральная, северная, юго-восточная и отчасти южная части Западно-Сибирской низменности наиболее перспективны для поисков песчаных коллекторов в нижней — средней юре. Породы-коллекторы I—III классов распространены на купольных поднятиях центральной и юго-восточной частях низменности.

Для отложений нижнего мела низменности характерно развитие коллекторов I—III классов в центральной и северной частях территории, II—IV классов на окраинах низменности и V—VI классов во впадинах Ханты-Мансийской и Надымской. В Среднем Приобье в валанжипе в пластах песчаников наиболее развиты коллекторы II и III классов месторождения Мегнионское, Сомотлорское и др.). В отложениях верхнего мела породы-коллекторы I—II классов занимают центральную и северную части низменности. Коллекторы IV—

VI классов развиты на территории Ханты-Мансийской и Надымской впадин.

В разрезе осадочного чехла Иркутского амфитеатра Сибирской платформы нефтегазоносны терригенные породы верхнего докембрия, а также карбонатные отложения нижнего кембрия. Можно отметить значительную преобразованность поровой структуры песчаников (нижнемотская подевита) постседиментационными процессами; преимущественно развиты коллекторы III—IV классов.

Продуктивность осинского горизонта, выраженного на Марковской площади карбонатными породами, обусловлена главным образом трещиноватостью.

Промышленные залежи нефти и газа в Вилюйской провинции встречаются в нижнем триасе и нижней юре. В триасе хорошо проницаемые промышленно продуктивные песчано-алевритовые породы развиты на Лено-Вилюйском своде и слабо проницаемые — во внутренней зоне Приверхолянского прогиба. В юрских породах коллекторы высоких классов встречаются на южном борту синеклизы и Лено-Вилюйском своде. Лучшие породы-коллекторы отмечены среди продуктивных горизонтов нижней юры Толонского и Мастахского месторождений.

В Сахалинской нефтегазоносной провинции, кроме известных продуктивных на нефть и газ песчано-алевритовых отложений верхнего и среднего миоцена, развитых на территории Северного Сахалина, привлекает внимание своими перспективами южная часть Сахалина. В этой зоне в палеогене намечается развитие пород-коллекторов достаточно высоких классов. Необходимо изучение пород палеогена и мела, поиски в них коллекторских толщ и толщ-покрышек, выяснение закономерностей в их развитии на территории южного Сахалина.

Размещение различных по составу и свойствам пород-коллекторов нефти и газа на территории нефтегазоносных провинций Советского Союза указывает на их тесную связь с литофациальной и общегеологической обстановкой, существовавшей в век накопления осадков, а также постседиментационными процессами, повлиявшими на характер структуры порового пространства коллекторов.

Выявление текстурно-структурных особенностей важно для оценки не только пород-коллекторов, но и пород-покрышек. Литологические и петрофизические методы позволяют качественно и количественно оценить свойства коллекторов и флюидо-упоров. Развивая науку о коллекторах, можно более уверенно решать практические задачи, связанные с поисками и разведкой залежей, подсчетом запасов и разработкой месторождений нефти и газа.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Авдусин П. П., Цветкова М. А., Кондратьева М. Г. Литология и фации палеозойских отложений Саратовского и Куйбышевского Поволжья. М., изд-во АН СССР, 1955, с. 140.

Алиев А. Г., Ахмедов Г. А. Коллекторы нефти и газа мезозойских и третичных отложений Азербайджана. Баку, «Азернешр», 1958, с. 298.

Антонова Т. Ф. Глинистые породы как покрышки нефтяных и газовых залежей. М., «Недра», 1971, с. 206—218. («Труды Сиб. науч.-исслед. ин-та геол., геофиз. и минер. сырья, вып. 40»).

Бакиров А. А. Геотектоническое районирование территории Туранской плиты Средней Азии, ее крупные геоструктурные элементы и их классификация. — В кн.: Геологические условия и основные закономерности размещения скоплений нефти и газа в пределах эпигерцинской платформы юга СССР, т. 1. М., Гостехиздат, 1963, с. 5—26.

Багринцева К. И., Перькова Я. П., Хапип А. А. Оценка трещиноватости продуктивных карбонатных пород Вуктыльского газоконденсатного месторождения. — «Нефтегазовая геология и геофизика», 1971, с. 26—29.

Булач М. Х. Характеристика трещинных коллекторов и вопросы их классификации. Л., «Недра», 1968, с. 17—44. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. разв. нефт. ин-та», вып. 264).

Гмид Л. П. Литолого-петрографические исследования карбонатных коллекторов нефти и газа. Л., «Недра», 1968, с. 44—62. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. развед. нефт. ин-та», вып. 264.)

Губкин И. М. Учение о нефти. М., 1932, с. 443.

Добрынин В. М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М., «Недра», 1970, с. 239.

Еременко Н. А. Основы геологии нефти и газа. М., Гостехиздат, 1961, с. 372.

Жабрва П. С. Влияние цемента на коллекторские свойства нижнемеловых отложений Западного Предкавказья. — «Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений», 1970, № 3, с. 29—34.

Ждапов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. М., «Недра», 1970, с. 486.

Итеберг С. С. Методика изучения нефтегазопосных толщ по комплексу промыслово-геофизических и геологических исследований. М., «Недра», 1967, с. 279.

Калачева В. Н. Закономерности распространения тектонической трещиноватости и прогнозирование трещинных коллекторов. Л., «Недра», 1968, с. 63—100. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. развед. нефт. ин-та», вып. 264).

Калипко М. К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. М., «Недра», 1964, с. 207.

Карпов П. А., Габриэлян А. Г. О пористости песчаников на больших глубинах по Волгоградской области. — «Геология нефти и газа», 1969, № 6, с. 41—45.

Катагенетические преобразования терригенных нефтегазосных пород (на примере девонских отложений Волгоградского Правобережья).

Изв. АН СССР, сер. геол., 1969, № 8, с. 99—113. Авт.: П. А. Карпов, Н. В. Лопатин, А. В. Шилин, В. И. Антонова, Н. В. Соловьева.

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

Клейменов Ю. Ф. Оценка емкости трещинных коллекторов нефти и газа. Л., «Недра», 1968, с. 127—134. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. развед. нефт. ин-та», вып. 264).

Клубова Т. Т. Влияние глинистых примесей на коллекторские свойства песчано-алевритовых пород (на примере пашийских отложений Урало-Поволжья). М., «Наука», 1970, с. 115.

Колгина Л. П. Условия формирования и закономерности размещения коллекторов в отложениях аптского, альбского и сеноманского ярусов мела западной части Западной Сибири. М., «Наука», 1969, с. 112.

Колосков М. И., Ханин А. А. Исследование структуры порового пространства методом капиллярных давлений в связи с оценкой полезной емкости и фильтрационных свойств пород-коллекторов. — В кн.: Состояние и перспективы изучения коллекторов нефти и газа. М., изд. Всесоюз. науч.-исслед. геол. развед. нефт. ин-та, 1971, с. 19—22.

Кониухов И. А. Опыт изучения мезозойских отложений Восточного Предкавказья, М., ГОСИНТИ, 1958, с. 127.

Корсаков С. П. Породы-коллекторы меловых отложений Бухарского нефтегазоносного района. Л., «Недра», 1965, с. 218.

Корсаков С. П., Соколов В. Я., Атауллин З. И. Характеристика пород-коллекторов газового месторождения Шехитли. — В кн.: Геология газовых месторождений Средней Азии, вып. 2. Л., «Недра», 1971, с. 124. («Труды Среднеаз. науч.-исслед. ин-та природ. газов»).

Корценштейн В. Н. Гидрогеология газоносной провинции Центрального Предкавказья. М., Гостоптехиздат, 1960, с. 261.

Котяхов Ф. И., Мельникова Ю. С., Кузьмичев Ю. А. Использование керн, отобранного на известково-битумном растворе для оценки коллекторских свойств пород. М., «Недра», 1968, с. 56—74. («Труды Всесоюз. нефтегаз. науч.-исслед. ин-та», вып. 54).

Лысенков П. П. Методика и результаты изучения трещиноватости верхнемеловых отложений ЧИАССР в полосе их выходов на дневную поверхность. М., «Недра», 1965, с. 32—33. (Труды II Всесоюз. совещ. по трещинным коллекторам нефти и газа).

Майдебор В. Н. Сравнительный анализ коллекторских свойств и разработки Грознепских и Иранских нефтяных месторождений с трещинными коллекторами. М., «Недра», 1967, с. 51—56. («Труды Северо-Кавказ. нефт. науч.-исслед. ин-та», вып. 3).

Марьенко Ю. И. Основные черты строения и коллекторские свойства осинского горизонта на Марковском месторождении. «Нефтегазовая геология и геофизика», 1966, № 1, с. 25—28.

Мелик-Пашаев В. С. Методика разведки нефтяных месторождений. М., «Недра», 1968, с. 183.

Мещерская Е. Н. Коллекторские свойства пород юга Восточносибирской платформы. — «Нефтегазовая геология и геофизика», 1964, № 3, с. 24—28.

Мещерская Е. Н. Пласты-коллекторы нефти и газа в разрезе нижнекембрийских отложений Иркутского амфитеатра. В кн.: Материалы Всесоюзного совещания по оценке нефтегазоносности территории Якутии. М., «Недра», 1968, с. 90—93.

Мухаринская И. А. Проницаемость и коэффициент газонасыщенности коллекторов свиты медистых песчаников Шебелинского месторождения. — «Нефтегазовая геология и геофизика», 1963, № 1, с. 11—13.

Мухаринская И. А. Классы пород-коллекторов некоторых месторождений юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины. — В кн.: Физика газовых пластов. М., «Недра», 1964, с. 224—227. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та природ. газов»).

Орел В. Е. Классификация залежей газа Восточной Украины. — «Геология нефти и газа», 1968, № 9, с. 8—13.

Оруджева Д. С., Струканов Ю. А. Характеристика и типы природных резервуаров месторождения Узень. — «Нефтегазовая геология и геофизика», 1967, № 5, с. 7—10.

Оруджева Д. С., Черников О. А. Некоторые особенности формирования залежей нефти Жетыбай-Узеньской структурной террасы. — «Нефтегазовая геология и геофизика», 1967, № 21—22, с. 16—20.

Пермяков И. Г. Разработка Туймазинского нефтяного месторождения. М., Гостехиздат, 1959, с. 213.

Перькова Я. Н. Особенности порового пространства пород-коллекторов Оренбургского газоконденсатного месторождения. — «Нефтегазовая геология и геофизика», 1971, № 12, с. 30—33.

Плоткина В. Я. Развитие пород-коллекторов в разрезе юрских отложений Ферганской впадины. Л., «Недра», 1971, с. 154—156. («Труды Среднеаз. науч.-исслед. ин-та природ. газов», вып. 2).

Покровская Г. Н., Калабип Ю. Я. Коллекторские свойства пласта II Трехозерного месторождения. М., «Недра», 1971, с. 107—121. («Труды Гипрогазнефтегаза», вып. 5).

Породы-коллекторы нефтегазоносных районов Западной Сибири М., «Недра», 1971, с. 252. («Труды Сиб. науч.-исслед. ин-та геол., геофиз. и минеральн. сырья», вып. 40). Авт.: Г. И. Гурова, Е. Г. Сорокина, Л. П. Алехина, Т. Ф. Антонова и др.

Прозорович Г. Э. Покрышки залежей нефти и газа. М., «Недра», 1972, с. 119. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол. разв. нефт. ин-та», вып. 49).

Прошляков Б. К. Эпигенетические изменения осадочных пород и их значение для нефтяной геологии. — «Изв. вузов. Геол. и разведка», 1968, № 7, с. 12—17.

Прошляков Б. К. Новое в методике оценки коллекторских свойств терригенных пород. — «Нефтегазовая геология и геофизика», 1969, № 8, с. 40—45.

Рябухин Г. Е., Бурштар М. С., Музыченко Н. М. Нефтегазоносные провинции и области СССР. М., «Недра», 1969, с. 477.

Сараева Г. Д., Ханин А. А. Структура порового пространства и фильтрующие свойства пород-коллекторов газа и нефти Равнинного Дагестана. — «Геология нефти и газа», 1970, № 11, с. 37—39.

Саркисян С. Г., Котельников Д. Д. Глинистые минералы и проблемы нефтегазовой геологии. М., «Недра», 1971, с. 183.

Сергеев Е. М. Грунтоведение. Изд-во МГУ, 1959, с. 334.

Смехов Е. М. О методах исследования трещиноватости горных пород и трещинных коллекторов нефти и газа. Л., «Недра», 1970, с. 64—68. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. разв. нефт. ин-та», вып. 290).

Сорокина Е. Г. Литология и коллекторские свойства продуктивного горизонта  $T_1=III$  на Средневилюйском и Толонском месторождениях. Новосибирск, 1970, с. 122—128. («Труды Сиб. науч.-исслед. ин-та геол., геофиз. и минеральн. сырья», вып. 106).

Теодорович Г. И. Учение об осадочных породах. М., Гостехиздат, 1958, с. 572.

Терновой Ю. В., Шутьгина О. С., Скрынникова Е. Т. Коллекторы газа верхнемайкопских отложений Центрального Предкавказья. — В кн.: Геология, бурение и разработка газовых месторождений, вып. 2. М., «Недра», 1967, с. 41—48. (Труды Сев.-Кавк. филиала Всесоюз. науч.-исслед. ин-та природ. газов).

Успенская Н. Ю., Табасаранский З. А. Нефтегазоносные провинции СССР М., «Недра», 1966, с. 495.

Фурсова Н. П., Бондаренко Л. С. Характеристика трещинных коллекторов верхнемеловых отложений Ставрополя. — «Геология нефти и газа» 1963, № 9, с. 12—18.

Ханин А. А. Остаточная вода в коллекторах нефти и газа. М., Гостехиздат, 1963, с. 208.

Х а н и н А. А. Основы изучения о породах-коллекторах нефти и газа. М., «Недра», 1965, с. 360.

Х а н и н А. А. Породы-коллекторы нефти и их изучение. М., «Недра», 1969, с. 366.

Х а н и н А. А., А б д у р а х м а н о в К. А., Л а з а р е в а В. М. Свойства глинистых пород-покрышек мезо-кайнозойского нефтегазосного комплекса отложений некоторых районов Предкавказья. — «Геология нефти и газа», 1969, № 10, с. 47—50.

Х е л ь к в и с т Г. А. Зональные нефтяные залежи и методика их разведки. М., Гостоптехиздат, 1944, с. 16.

Х е л ь к в и с т В. Г. Исследование коллекторов газа Ленинградского месторождения. М., «Недра», 1964, с. 188—209. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та природ. газов», вып. 20/28).

Ч а к а б а е в С. Е., К о н о н о в Ю. С., И в а н о в В. А. Стратиграфия и коллекторские свойства юрских отложений Южного Мангышлака в связи с их нефтегазосностью. М., «Недра», 1971, с. 169. («Труды Ин-та геол. и геофиз.», вып. 4).

Ч е п и к о в К. Р., Е р м о л о в а Е. П., О р л о в а П. А. К вопросу об изменении пористости песчаных пород с глубиной. — «Докл. АН СССР», 1962, 144, № 2, с. 435—437.

Ч е р н и к о в О. А. Преобразование песчано-алевритовых пород и их пористость. М., «Наука», 1969, с. 121.

Ш и ш и г и н С. И. Методы и результаты изучения коллекторских свойств нефтегазосных горизонтов Западно-Сибирской провинции. М., «Недра», 1968, с. 135. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол. разв. нефт. ин-та», вып. 6).

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие . . . . .		3
Глава I. <i>Факторы, влияющие на формирование и физические свойства коллекторских толщ и пород-флюидоупоров</i> . . . . .		5
Породы-коллекторы . . . . .		5
Породы-флюидоупоры (покрышки) . . . . .		26
<b>ЕВРОПЕЙСКАЯ ЧАСТЬ СССР</b>		
Глава II. <i>Русская платформа и Предуральский прогиб</i> . . . . .		32
Волго-Уральская провинция . . . . .		32
Тимано-Печорская провинция . . . . .		87
Предуральская провинция . . . . .		96
Ирпикаспийская провинция . . . . .		100
Днепровско-Донецкая провинция . . . . .		104
Перспективно нефтегазопосные территории Русской платформы . . . . .		123
Глава III. <i>Эпигерцинская платформа и альпийские складчатые сооружения юга Европейской части СССР</i> . . . . .		132
Предкарпатская и Восточно-Карпатская провинции . . . . .		141
Предкавказско-Крымская провинция . . . . .		146
Кубанская провинция . . . . .		193
Терско-Дагестанская провинция . . . . .		204
Апшеронско-Нижнекурильская провинция . . . . .		209
<b>СРЕДНЯЯ АЗИЯ</b>		
Глава IV. <i>Эпипалеозойская платформа и альпийские горные складчатые сооружения Средней Азии</i> . . . . .		222
Южно-Туранская провинция . . . . .		222
Западно-Туркменская провинция . . . . .		246
Глава V. <i>Эпиплатформенная орогенетическая область Средней Азии</i> . . . . .		251
Таджикская провинция . . . . .		251
Ферганская провинция . . . . .		253
<b>СИБИРЬ И ДАЛЬНИЙ ВОСТОК</b>		
Глава VI. <i>Эпипалеозойская платформа Западной Сибири</i> . . . . .		257
Западно-Сибирская провинция . . . . .		257
Глава VII. <i>Восточно-Сибирская платформа и Предверхооянский прогиб</i> . . . . .		278
Ангаро-Ленская провинция . . . . .		278
Вилуйская провинция . . . . .		284
Глава VIII. <i>Складчатые сооружения Дальнего Востока</i> . . . . .		288
Сахалинская провинция . . . . .		288
Заключение . . . . .		294
Список литературы . . . . .		299