

Н.И.МАРКОВСКИЙ

---

---

ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ  
ОСНОВЫ ПОИСКОВ  
НЕФТИ И ГАЗА

---

---



Н. И. МАРКОВСКИЙ

---

---

# ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА

417



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»  
Москва 1973



**Марковский Н. И.** Палеогеографические основы поисков нефти и газа. М., «Недра», 1973. 304 с.

В книге изложены основные принципы поисков нефти и газа по палеогеографическим данным. В ней показана зависимость размещения нефтегазовых месторождений от физико-географических обстановок накопления генерирующих и аккумулирующих нефть и газ отложений. Приведены примеры из отечественной и зарубежной практики различных форм песчаных и рифогенных образований, с которыми связаны промышленные скопления нефти и газа. Дано теоретическое обоснование выделению наиболее оптимальных зон нефтегазонакопления по палеогеографическим критериям.

Особое внимание обращено на выявленную закономерность приуроченности крупнейших месторождений к отложениям устьев древних рек. Рассмотрена причинность такой закономерности, обоснована возможность прогнозирования поисков месторождений-гигантов.

Книга посвящена разъяснению, популяризации и внедрению одного из новых прогрессивных направлений в нефтегазовой геологии, указывающего пути повышения эффективности поисков и разведки нефтяных и газовых залежей, связанных не только со структурными, но и с другими типами ловушек. Она рассчитана на широкий круг геологов, научных работников, занимающихся вопросами теории и практики поисков и разведки нефти и газа, а также студентов геологоразведочной специальности.

Таблиц 8, иллюстраций 71, список литературы 182 назв.

## ВВЕДЕНИЕ

Вместе с невиданным по своим темпам и размаху развитием научно-технического прогресса растет значение нефти и природного газа как топливно-энергетических ресурсов и как важнейших источников сырья для химической промышленности. Народнохозяйственным планом предусматривается в 1975 г. довести добычу нефти в нашей стране до 480—500 млн. т и газа до 300—320 млрд. м<sup>3</sup>.

Такая грандиозная программа выдвигает перед геологической наукой и практикой весьма ответственную задачу своевременного и опережающего наращивания разведанных запасов. Вопрос прироста запасов особенно остро стоит в старых нефтедобывающих районах, где резерв структур, подлежащих разведке, исчерпан или крайне ограничен.

Нам не безразлично, какой ценой, где и какие по запасам будут открываться новые месторождения. Известно, что чем они крупнее и ближе к перерабатывающим и потребляющим центрам, тем они рентабельнее и тем быстрее возмещаются расходы по их освоению. Вот почему особое значение приобретают прогнозирование поисков и методика выявления крупных залежей. Нужно учесть еще одно обстоятельство. Результативность поисково-разведочных работ зависит не столько от технических средств их осуществления, сколько от методов их проведения, от правильно выбранного направления, от научной их обоснованности. И если внедрение новой техники в геологоразведочную практику сопряжено со значительными затратами, то использование новых прогрессивных методов не требует особых расходов и даже при существующей технике может привести к значительному экономическому и геологическому эффекту.

Важнейшей предпосылкой к определению наиболее оптимально направленных поисково-разведочных работ на нефть и газ является научный прогноз, основанный на познании закономерностей их распространения в той или иной конкретной природной обстановке. Накопленные к настоящему времени геологическая информация и опыт свидетельствуют о том, что размещение нефтяных и газовых залежей, а также зон нефтегазоносности подчинено определенной закономерности и контролируется геотектоническими и не в меньшей степени физико-географическими факторами.

Палеогеографический анализ накопления продуктивных толщ указывает на закономерное размещение залежей нефти и газа преимущественно вдоль древних морских побережий. Крупные же скопления углеводородов при определенных благоприятных условиях чаще всего образуются в дельтовых и авандельтовых отложениях. Необходимо также отметить еще одну сторону особой актуальности палеогеографических исследований как основы для дальнейшего расширения поисково-разведочных работ за счет литологических и стратиграфических ловушек, обусловленных фациальной изменчивостью, выклиниванием или стратиграфическим несогласием. Выявление таких ловушек возможно прежде всего на основе палеогеографических реконструкций.

Еще в начале XX в. впервые в мире И. М. Губкин открыл новый генетический тип нефтяных залежей — литологических или так называемых «рукавообразных», формирование которых обусловлено не структурным, а литологическим фактором. Как он считал, накопление нефти и газа в антиклинальных ловушках является лишь частным случаем гравитационной теории формирования их залежей. Идеи И. М. Губкина о том, что тектоника образует пути миграции и формы для скопления углеводородов, а литология создает резервуары, собирающие и хранящие их залежи, все больше и больше подтверждаются мировой практикой.

Месторождения, связанные с ловушками литологического и стратиграфического типов, имеют существенное значение для расширения перспектив новых и особенно давно эксплуатируемых нефтегазоносных земель. Достаточно указать на то, что из месторождений такого типа в США добывается до 45%, а в отдельных районах до 90% нефти.

В настоящей работе рассматривается значение палеогеографических построений в общем комплексе региональных и других исследований, обосновывающих поисково-разведочное бурение на нефть и газ. Из дальнейшего изложения будет видно, что только при всестороннем выяснении палеогеографической обстановки накопления продуктивных отложений, разумеется с учетом и других факторов нефтегазонакопления, можно рассчитывать на повыше- ние результативности поисково-разведочных работ.

Особое внимание мы уделили связи крупнейших месторождений нефти и газа с отложениями устьев палеорек. И это не случайно. Такая связь наблюдается во многих нефтегазоносных бассейнах мира. Весьма примечательно, что на проведенном в 1970 г. американской ассоциацией геологов-нефтяников в Канаде специальном симпозиуме, посвященном проблеме «Осадконакопление в дельтах и нефтегазоносность», было высказано мнение, что в настоящее время в литологии, обслуживающей нужды нефтегазовой геологии, нет более важной проблемы, чем детальное всестороннее изучение осадконакопления в дельтах. Указанный симпозиум подвел итоги обобщения за последние годы огромного количества фактических данных, полученных в США и Канаде, указывающих

на тесную связь между формированием крупных скоплений углеводородов и осадконакоплением в древних дельтах. Об этом же свидетельствует и опыт, накопленный в нашей стране.

В настоящей работе мы исходим из основного положения о том, что, начиная от накопления первичного осадка и захоронения в нем органического вещества до аккумуляции углеродов в породах-коллекторах, наряду с тектогенезом важнейшую роль играет литогенез. А последний, который привыкли связывать с тектогенезом, как указывает Н. М. Страхов (1971 г.), нельзя отделять от физико-географической обстановки осадконакопления. Лишь придавая теории литогенеза географическую конкретность, можно устанавливать связь разных типов литогенеза с жизнью внешних геосфер Земли. Общие же представления о древнем литогенезе на каждой ступени развития литологии, подчеркивает Н. М. Страхов, определяются суммой знаний о современном осадконакоплении. Палеогеография является средством углубленного раскрытия условий и механизма формирования осадочных, в том числе и нефтегазоносных, толщ.

Если за последние годы геология нефти и газа обогатилась новыми представлениями о нефтепроизводящих свитах, главной фазе нефтеобразования (Вассоевич, 1969), вертикальной зональности распределения скоплений углеводородов (Высоцкий, Оленин, 1964) и другими, в результате которых стало возможным выделение в разрезе нефтегенерировавших пород, то палеогеографические построения, дополняя их, позволяют намечать площадную зональность нефтегазонакопления и прогнозировать участки наибольшего скопления углеводородов. Кроме того, палеогеографические реконструкции, устанавливая генетический характер продуктивных отложений, способствуют определению наиболее оптимального размещения не только поисково-разведочных, но и эксплуатационных скважин.

В решении сложной проблемы значительного прироста разведанных запасов нефти и природного газа особая роль принадлежит новым идеям и направлениям. Популяризации и внедрению одного из таких направлений и посвящена настоящая работа. Так как любое научное направление не бывает чем-то абсолютным и окончательным, а базируется на относительно завершенной системе достигнутых знаний и опыта, то и палеогеографическое направление в нефтегазовой геологии будет совершенствоваться в процессе его использования. Но для этого, прежде всего, надо понять и осмыслить его сущность, теоретическое и практическое значение.

Как известно, научное обобщение приводит к научному предвидению, призванному решать практические задачи. В таком аспекте, используя многолетние личные наблюдения и литературные источники, автор и предпринял попытку раскрыть и показать возможности палеогеографических исследований при поисках залежей нефти и газа.

## СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЙ И ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ПОИСКАМ НЕФТИ И ГАЗА

Разумеется, ни один из факторов, принимающих участие в образовании промышленных скоплений нефти и газа, сам по себе не может считаться достаточным. Только в определенном сочетании и взаимосвязи их обеспечивается процесс формирования нефтяных и газовых месторождений. Однако среди них есть важнейшие, которые определяют направление процесса. Одним из таких факторов, вслед за геотектоническим, является физико-географическая обстановка накопления продуктивных отложений, в которой сочетается совокупность таких условий, как географическое положение местности в определенное время, климатический режим, степень развития органического мира, фациальные и геохимические особенности седиментации и др. Поэтому палеогеографические условия, объемлющие ряд важнейших предпосылок нормального седиментогенеза, могут быть отнесены к числу главнейших факторов, способных оказывать решающее влияние на формирование залежей нефти и газа.

Нельзя правильно подойти к прогнозированию и решению конкретных поисково-разведочных задач без предварительного выяснения, где располагались древние моря и континенты, каков был их характер, где проходила прибрежная зона, как текли реки и где находились их дельты; без представления о палеоклимате, о направлении сноса терригенного материала, о взаимоотношении генерирующих и вмещающих нефть и газ отложений, об очагах оптимальных обстановок формирования месторождений; без сведений о том, как эти физико-географические условия менялись во времени и пространстве. Вот почему палеогеографические построения не менее важны, чем структурно-тектонические. Оба направления в исследовательской практике нефтегазовой геологии должны умело сочетаться, что позволит глубже познать и использовать закономерности размещения месторождений нефти и газа.

Результативность и экономичность поисково-разведочных работ во многом зависят от уровня научного обоснования и выбранного направления, которые в свою очередь определяются той или иной концепцией или гипотезой, положенной в основу прогнозирования нефтегазоносности конкретной площади. Научное прогнозирова-

ние — это основа основ эффективного проведения поисков и разведки нефтяных и газовых залежей.

Нельзя сказать, что советскими геологами составляется мало прогнозных карт для различных районов, регионов и даже для всей территории страны. Однако в большинстве случаев эти карты носят общий характер и едва ли могут служить основой для выбора конкретной методики поисковых работ.

До недавних пор одним из основных критериев для постановки поисковых работ являлось наличие локальных положительных структур в предполагаемом или установленном нефтегазоносном бассейне. В последнее десятилетие круг признаков для прогнозирования этих работ значительно расширился. В него вошли новые достижения учения о литогенезе, разработки теоретических положений нефтяной геологии, геохимии и гидрогеологии, историко-геолого-геохимический метод оценки нефтегазоносности осадочных бассейнов и др. В настоящее время не только выделяют толщи пород с повышенным содержанием органического вещества, но и определяют в них степень катагенетического преобразования этого вещества.

Все это, безусловно, способствует более объективной оценке перспектив нефтегазоносности, выбору рациональной методики поисков. Тем не менее 60—70% поисковых скважин не встречают залежей, что убедительно говорит о необходимости иметь более совершенные критерии, которые позволили бы проводить прогнозирование на более высоком научном уровне, т. е. с учетом всех особенностей и закономерностей формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений.

Пока мы не располагаем прямыми методами обнаружения залежей нефти и газа, разбуривание «пустых» структур неизбежно. Однако при более строгом научном выборе локальных структур для глубокой разведки элемент случайности будет минимальным. Даже в таком богатейшем нефтегазоносном бассейне, как Западно-Сибирский, эффективность поисково-разведочных работ может быть повышена за счет более четкого прогнозирования, основанного не только на структурно-тектонических, но и на других не менее важных критериях.

Более чем вековой опыт поисков и разведки нефти и газа показывает, что наиболее реальной для практического использования является органическая теория их происхождения. Практикой доказано, что размещение месторождений углеводородов теснейшим образом связано с особенностями их биогенного генезиса. Именно это обстоятельство позволяет успешно решать такие вопросы, как оценка перспектив той или иной территории, выяснение закономерностей распространения промышленных скоплений нефти и газа, организация поисков крупных месторождений, а также залежей литологического и стратиграфического типов.

К настоящему времени накопились огромное количество материала по тектонике основных нефтегазоносных площадей, а также

по составу, мощности, фациальной принадлежности, физическим свойствам и другим особенностям пород осадочного чехла. На основе их синтеза можно и нужно устанавливать место и характер распространения нефтегазопроизводивших и нефтегазовмещающих отложений, определять оптимальное направление и рациональную методику поисково-разведочных работ. Для этого, прежде всего, необходимо восстанавливать последовательную смену физико-географических обстановок, обусловивших формирование отдельных продуктивных толщ и их аналогов. Самый детальный структурный план без палеогеографической основы не в состоянии обеспечить объективный выбор структур для глубокой разведки.

В своей известной работе об Урало-Волжской нефтеносной области И. М. Губкин (1940 г.) отмечал, что американские геологи, выявив почти все структуры, начали поиски стратиграфических ловушек, возникших в условиях несогласного залегания пород, и подчеркивал, что это требует тщательного изучения палеогеографии: смены морей и материков, установления их распространения, т. е. тщательного изучения всей геологической истории данного участка земной коры.

Этот метод привел к открытию крупнейших нефтяных районов, например Восточный Техас, где нефть скопилась в головных частях верхнемеловых отложений, несогласно перекрытых более молодыми отложениями. И. М. Губкин выражал уверенность, что и наши отечественные геологи будут заниматься палеогеографическими исследованиями.

С тех пор, как были высказаны эти мысли, прошло более 30 лет. Нам представляется, что структурно-тектоническое изучение размещения нефтяных и газовых месторождений должно непременно дополняться глубоким анализом физико-географической обстановки накопления каждого продуктивного горизонта.

Характерная черта осуществляемых поисково-разведочных работ — выявление и разбуривание почти исключительно сводовых залежей, причем в выборе структур под разведку нет четких критериев. В одних нефтегазоносных бассейнах имеются сотни выявленных локальных поднятий, в других резерв неразбуренных структур отсутствует. В первом случае не ясно, каким поднятиям при разведке отдать предпочтение, во втором — где искать новые залежи, не связанные со структурными ловушками. Эти вопросы настойчиво выдвигаются практикой перед геологической наукой.

Назрела неотложная необходимость поднять методику прогнозирования и проведения нефтепоисковых работ на более высокую ступень, отвечающую современному уровню научных знаний.

Нужно полнее использовать возможности палеогеографических исследований, открывающих новые критерии в оценке как старых, так и новых нефтегазоносных территорий.

Не умаляя значения других факторов, оказывающих влияние на формирование залежей нефти и газа, попробуем определить среди них место и роль палеогеографии. Как известно, одной из характерных особенностей развития современной науки является ее дифференциация и специализация. Тенденция разделения нефтегазовой геологии на отдельные составляющие только способствует ее совершенствованию в решении практических задач. На самом деле, если геотектоника изучает структурные формы Земли, их изменение и развитие под влиянием глубинных процессов, то палеогеография — это наука о движении материи на земной поверхности под влиянием физико- и биогеографических; в том числе и палеоклиматических факторов. Иначе, палеогеография — это наука, изучающая распределение и особенности древних морей и континентов, которыми в конечном итоге определялся характер осадконакопления в прошлом. Она теснейшим образом связана не только с геотектоникой, но и с учением о фациях, литологией, геохимией и другими разделами геологии. По определению Л. Б. Рухина (1959), палеогеография — геологическая наука, изучающая древние физико-географические условия, существовавшие на поверхности земли.

Нет необходимости подробно останавливаться на понятии о палеогеографии как науке и ее положении среди смежных дисциплин, ибо это сделано достаточно полно в известных работах А. П. Карпинского, А. А. Борисяка, Ю. А. Жемчужникова, Д. В. Наливкина, Н. И. Страхова, Б. Л. Личкова, Л. Б. Рухина, В. И. Попова и др. Многие вопросы палеогеографии плодотворно развиваются в трудах В. П. Батурина, Б. П. Жижченко, Г. Ф. Крашенинникова, С. Г. Саркисяна, Г. А. Смирнова, В. А. Гросгейма, Т. И. Гуровой, В. П. Казаринова, К. С. Маслова, О. Л. Эйнора и др.

Однако, несмотря на несомненные успехи этой науки, до сих пор составляемые палеогеографические карты чаще всего представляют собой лишь схемы распространения различных литологических образований или минерало-петрографических ассоциаций. И даже тогда, когда на них нанесены области древних морей и суши, весьма редко показаны глубины моря, характер солености подводных течений, а на суше особенности рельефа, распределения озер и болот, речных долин и дельт. На палеогеографических картах почти не выделяются палеоклиматические и биогеографические зоны. А все это имеет важнейшее значение при прогнозировании и поисках промышленных скоплений углеводородов.

Палеогеографические исследования могут существенно помочь в восстановлении истории геологического развития той или иной территории, в выявлении генетических особенностей распространения генерирующих нефть и газ отложений, в установлении закономерностей размещения залежей этих углеводородов.

Важнейшим условием познания закономерностей формирования и распространения нефтяных залежей является выяснение существующей связи между последними и продуктивностью различных сред биосферы. И этого нельзя сделать без палеогеографических реконструкций.

Разумеется, что, используя лишь одни палеогеографические реконструкции, не решишь всей сложной проблемы поисков нефти и газа. Но наука сильна взаимным проникновением различных ее отраслей. Поэтому среди тектоники, литологии, стратиграфии, геохимии и других важнейших составляющих нефтегазовой геологии надо правильно оценить место и роль палеогеографических исследований. А это можно сделать лишь на основе обобщения накопленного практического опыта и вытекающих из этого обобщения теоретических положений.

Большая часть нефтяных и газовых месторождений связана с песчаными и песчано-алевритовыми породами, которые обладают гранулярной пористостью и межзерновой проницаемостью. Согласно приводимым А. А. Ханиным (1969 г.) данным в СССР на долю залежей нефти и газа, приуроченных к породам-коллекторам терригенного состава, приходится 74%, приуроченных к карбонатным коллекторам — 18% и к терригенно-карбонатным — 8%. Более 80% газовых и газоконденсатных залежей связано с песчано-алевритовыми отложениями. Почти все месторождения нефти и газа богатейшего Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна сосредоточены в песчано-алевритовых породах.

В 236 крупнейших нефтяных месторождениях капиталистических стран 59% запасов размещаются в песках и песчаниках, 40% — в известняках и доломитах, 1% — в трещиноватых глинистых сланцах, выветрелых метаморфических и изверженных породах. Если из указанных 236 месторождений исключить 21 месторождение Среднего и Ближнего Востока, которые содержат нефть в карбонатных отложениях, то запасы нефти крупнейших месторождений капиталистических стран распределяются следующим образом: в песках и песчаниках — около 77%, известняках и доломитах — 21% и в остальных породах — 2%.

Приведенные статистические данные заставляют задуматься о причинах такого распределения. Мало сказать, что терригенные породы по сравнению с карбонатными обладают лучшей пористостью и проницаемостью. Ведь далеко не все из них, даже при самых высоких коллекторских свойствах, являются нефтегазоносными. Известно, что скопления нефти и газа могут образовываться только в тех коллекторах, которые изолированы непроницаемыми породами в силу тектонического или литологического строения. Но и этого, очевидно, недостаточно, так как при разбуривании многие самые идеальные по форме, размерам и изоляции ловушки оказываются непродуктивными.

Следовательно, кроме упомянутых, существует ряд других причин, от которых зависит размещение залежей нефти и газа в зем-

ной коре и которые нами либо еще не познаны, либо не учитываются. Отечественный и в особенности зарубежный опыт показывает, что к одной из таких причин относятся палеогеографические условия формирования зон и отдельных участков нефтегазоаккумуляции. В самом деле, для начала сложного и длительного процесса образования углеводородов и их залежей прежде всего требуется исходное органическое вещество. К основным причинам, определяющим концентрации его в осадках, В. А. Успенский (1970 г.) относит:

1) размеры биомассы живого вещества в сфере накопления данного осадка — на поверхности грунта и в слое покрывающей его воды;

2) интенсивность процессов разложения органического вещества, выражением которой может служить коэффициент fossilization (отношение количества захороняющегося органического вещества к величине суммарной его продукции);

3) соотношение между притоком в осадок органического вещества и поступлением в него минеральных компонентов;

4) активность процессов механического переноса органического детрита из одних фациальных обстановок в другие;

5) локальные перемещения подвижных компонентов органического вещества в уплотняющемся осадке ранней диагенетической фазы.

Таким образом, распределение исходного для нефтегазообразования органического вещества в осадках непосредственно связано с физико-географическими условиями их накопления. Установлено, что более высокие концентрации его присущи породам глинистого состава. При этом сапропелевые разности органического вещества характерны для субаквальных осадков, накапливающихся в условиях максимальной изоляции от влияния суши, в то время как гумусовые разности образуются при значительном воздействии ее.

С переходной от суши к морю зоной, где складываются оптимальные условия для развития органической жизни и накапливаются терригенные отложения, преимущественно и связаны месторождения углеводородов. О том, какое влияние оказывает физико-географическая обстановка осадконакопления на распространение как органического вещества, так и пород-коллекторов речь будет идти ниже.

#### НЕКОТОРЫЕ ДАННЫЕ О ЗАРУБЕЖНОМ ОПЫТЕ

О роли палеогеографического обоснования поисково-разведочных работ можно судить по опыту геологической службы США. Так, например, в Аппалачском нефтегазоносном бассейне в последние годы производится активный пересмотр накопившихся материалов бурения на палеогеографической основе с целью обнаружения новых литологических и стратиграфических залежей. Палеогеографические построения являются здесь основой для

направления поисковых работ. В Иллинойском бассейне палеогеографические исследования приобрели особо широкий размах. На Мидконтиненте палеогеографическим методом определяется направление долин рек пенсильванского времени, а в штате Канзас — погребенный рельеф домиссисипских отложений.

В бассейне Делавер палеогеографическими построениями определяется заложение буровых скважин. В провинции Гольф-Коста пересматриваются все накопленные данные на палеогеографической основе для дальнейшего планирования бурения. В бассейнах провинции Скалистых гор производятся поиски зон выклинивания. Старый бассейн Виллистон снова возрождается благодаря палеогеографическим исследованиям, позволившим открыть большое количество новых залежей нефти и газа литологического типа. В бассейнах Биг-Хорн и Уинд-Ривер основная роль при поисках такого типа залежей принадлежит палеогеографии. Большое количество литологических залежей, связанных с песчаными линзами, выявлено детальным сейсмическим методом и палеогеографическим анализом в бассейнах Паудер-Ривер, Сан-Хуан, Юинта и в других районах.

В центральной части штата Оклахома продуктивные песчаники чероки характеризуются рукавообразным залеганием, которое вызвано заполнением эрозионных долин допенсильванской поверхности размыва русловыми отложениями.

В северо-восточной части Огайо в 1969 г. на глубине 1200—1600 м вскрыты силурийские нефтеносные песчаники, представляющие собой отложения небольших дельт вдоль побережья древнего мелководного моря. Здесь открыта крупная залежь нефти на месторождении Ист-Кантон-Магнолия, формирование которой происходило в дельтовых песчаных отложениях.

Русловые песчаники Мади — основной объект разведки нефти в районе Скалистых гор. Только в одном месторождении Белл-Крик запасы составляют более 27 млн. т. Кроме русловых продуктивными здесь являются также песчаники древних береговых баров. Можно было бы увеличить число аналогичных примеров, но и приведенные достаточно убедительно свидетельствуют о решающем значении палеогеографических исследований для поисков залежей нефти, приуроченных к литологическим и стратиграфическим ловушкам. Доля последних в добыче нефти США составляет около 45% и, по мнению американских геологов, в ближайшие годы достигнет 75%. Такие известные месторождения нефти, как Ист-Тексас, Пембина, Силлинсон, Западный Эдмонт, Оклахома, Сить-Бланко и ряд других, контролируются преимущественно литологическим, а не структурным фактором.

Из всего количества открытых в мире залежей нефти и газа, связанных с литологическими и стратиграфическими ловушками, 95% падает на США. У нас же пока такие залежи дают всего лишь около 6—7% годовой добычи, и обнаружены они при разбуривании локальных структур.

Обращаясь к истории развития нефтепоисковых работ в США, нетрудно увидеть, что там к выявлению литологических и стратиграфических экранированных залежей приступили после того, как были разведаны все локальные структуры. Таким образом, открываются новые залежи в, казалось бы, уже достаточно хорошо изученных и разбуренных старых бассейнах — Аппалачском, Иллинойском, Делаверском, Виллистонском, Паудер-Ривер, Сан-Хуан, Юнита и в ряде других. В указанных бассейнах вновь открываемые месторождения и залежи нефти контролируются прежде всего литологическим фактором, особенности которого раскрываются благодаря детальным палеогеографическим исследованиям.

Мы должны учесть опыт геологов США и не ждать, когда в том или ином нефтегазоносном бассейне будут разведаны все выявленные локальные поднятия. Восстановление физико-географической обстановки и поиски залежей нефти и газа, связанных с любым типом ловушек, необходимо осуществлять одновременно с разведкой локальных структур.

Правда, несмотря на то, что поиски стратиграфических и литологических ловушек широко применяются в США, особой методики поисков таких ловушек у них нет, и заложение скважин производится в основном по методу «диких кошек». Но сейчас важно не это. Нас прежде всего будет интересовать общая закономерность распространения залежей нефти и газа, связанная с любыми ловушками. А так как территория США в значительной степени разбурена и ее нефтегазоносные районы достаточно изучены, небезынтересно познакомиться с некоторыми из них.

В основании осадочного чехла Северо-Американской плиты развиты главным образом отложения кембрия и ордовика. В самом чехле отмечается семь региональных перерывов. Наиболее интенсивные структурные перестройки фиксируются в пенсильванское и пермское время, а также в мезозое. Общее погружение фундамента происходит в направлении к югу от Канадского щита. В том же направлении наблюдается возрастание интенсивности тектонических движений. Для Русской платформы также характерно увеличение общего погружения и интенсивности тектонических процессов в направлении от Балтийского щита к Уральской геосинклинали. Для обоих регионов свойственны системы глубинных разломов и наличие пермских соленосных синеклиз (Прикаспийской в СССР и Пермской в США).

К богатейшей нефтегазоносной области на Северо-Американском континенте относится Мексиканская синеклиза — область длительного и устойчивого прогибания и осадконакопления площадью около 2 млн. км<sup>2</sup>, расположенная в юго-восточной части страны. В ее пределах выделяется желоб Голф-Кост шириной до 200—250 км, протягивающейся в широтном направлении на 1250 км, глубина фундамента в нем 15—18 км.

Огромная нефтегазоносная впадина Голф-Кост охватывает прибрежную равнину на юге и юго-востоке США и континентальный

шельф Мексиканского залива. Месторождения углеводородов располагаются в зонах выклинивания песчаных толщ. Здесь добывается около  $\frac{1}{3}$  всей нефти США. Во всех стратиграфических подразделениях от мезозоя до настоящего времени наблюдается постепенный переход по падению грубообломочных пород в песчано-глинистые, глинисто-известковистые и карбонатные отложения. В разрезе палеогена большое место занимают песчано-глинистые речные, дельтовые, авандельтовые и прибрежно-морские образования, которые вниз по падению сменяются более глубоководными морскими фациями. Разрез неогена содержит характерный комплекс речных и дельтовых отложений, мощность которых в пределах прибрежной зоны Мексиканского залива превышает 6000 м. К югу они замещаются мощными толщами глин и мергелей с прослоями морских песков.

Рассматриваемая обширнейшая депрессия довольно глубокого прогибания с Мексиканским заливом в центральной части является богатейшим нефтегазоносным бассейном мира. Вдоль его окраин нет передовых и предгорных прогибов и этим он напоминает Западно-Сибирский нефтегазоносный мегабассейн, хотя амплитуда максимального прогибания последнего в 3 раза меньше.

Общее погружение мезозойско-кайнозойских пород в сторону Мексиканского залива осложняется рядом региональных разломов и флексур. Кроме того, здесь довольно широкое проявление получила соляная тектоника.

Промышленные скопления нефти и газа встречаются по всему разрезу осадочной толщи — от юрских до четвертичных отложений. Незначительное количество нефти и газа добывают из палеозойских горизонтов. Максимальная же добыча (свыше 50%) производится из кайнозойских отложений. Месторождения обычно многопластовые, содержащие иногда свыше 30 продуктивных песчаных пластов, разделенных глинами. Глубина залегания нефти и газа от нескольких десятков метров до 5—6 км. Однако основные залежи и запасы сосредоточены на глубине от 600 до 1800 м в северных и от 1200 до 3000 м в южных районах.

В наиболее богатых районах скопления нефти и газа приурочены к структурно-стратиграфическим, а также к структурно-литологическим ловушкам. Залежи крупнейших месторождений часто связаны с несогласиями. Например, уникальное месторождение Ист-Тексас приурочено к зоне несогласного прилегания коллекторов свиты вудбайн к древним отложениям. Залежь нефти экранируется несогласным перекрытием песчаников глинистыми сланцами. Она прослеживается в длину на 112 км и в ширину на 8—20 км и имеет мощность до 300 м. Продуктивные отложения несут явно аллювиально-дельтовый характер.

Литологические типы залежей, связанные с песчаными линзами в глинистых толщах, широко развиты среди юрских и раннемеловых отложений на севере Сэбин-Монро и в южном Арканзасе. В этих районах почти вся добыча производится из песчаных линз

серии галф (месторождения — Эльдорадо, Смаковер, Шулер и др.). Литологические залежи в песчаных линзах встречаются в Восточном Техасе (месторождения — Лонг-Лейк, Южный Пейп и др.). В месторождении Бетаки залежи газа приурочены к песчаным линзам пятнадцати различных стратиграфических уровней.

Южно-Техасский нефтегазоносный район обладает крупными зонами нефтегазонакопления, связанными с региональным выклиниванием песчаных отложений, вдоль флексур и сбросов. Формирование песчаных толщ здесь происходило в условиях отступления морского бассейна, и зоны выклинивания продуктивных отложений ориентированы параллельно берегу Мексиканского залива. Так продуктивные толщи анахуэн и фрио образуют полосу шириной в 65—90 км и протяженностью в 1200 км от границ Мексики до штата Мексики. Южнее протягивается аналогичная зона миоценового возраста. Большое количество залежей связано с песчаными линзами руслового типа и с барами.

В нефтегазоносных бассейнах Скалистых гор США — Уиллстон, Биг-Хорн, Паудер-Ривер, Уинд-Ривер, Грин-Ривер, Ларами, Денвер, Парадокс, Сан-Хуан — нефтяные и газовые месторождения размещены преимущественно в бортовых частях предгорных прогибов и впадин. При разбурировании антиклинальных структур, которое началось в 1912 г., здесь были открыты мелкие залежи. И только в послевоенное время, когда начались поиски литологических и стратиграфических ловушек, а также залежей, расположенных на крыльях погребенных структур, были обнаружены крупные месторождения. Характерно, что 35% всей добытой в этом регионе нефти падает на долю только восьми крупнейших месторождений.

Все природные резервуары бассейна Паудер-Ривер, содержащие нефть, представлены песчаниками, распространение которых зависит от первичных физико-географических условий осадконакопления. Продуктивные песчаники отлагались на шельфе, и для них весьма характерно прерывистое распространение. В центральной части бассейна развиты карбонатные отложения. Месторождения приурочены к шельфовым склонам и в особенности к тем участкам, где количество песчаных осадков резко возрастает.

Бассейн Денвер площадью около 150 тыс. км<sup>2</sup> сложен отложениями от кембрийских до современных мощностью до 4500 м. Основная добыча нефти производится из раннемеловой толщи дакота, которая выражена переслаиванием песчаников и глинистых сланцев, трансгрессивно залегающих на юрских породах. В песчаниках дакота выявлено 218 месторождений нефти. Песчано-глинистые отложения дакота представлены мелководно-морскими и прибрежно-континентальными фациями, накопившимися в результате нескольких трансгрессивных циклов седиментации. Трансгрессия прерывалась незначительными регрессивными периодами. Первостепенное значение в бассейне Денвер имеют ловушки, образованные выклиниванием песчаников вверх по восстанию слоев. Лишь

немногие нефтяные месторождения связаны с антиклинальными поднятиями. Для выявления деталей строения и литологических изменений в разрезе здесь применяется усовершенствованная методика сейсморазведки.

В Предаппалачском бассейне США залежи нефти и газа разделены на четыре категории: в протяженных песчаных горизонтах; в прерывистых песчаниках или линзах; в карбонатных коллекторах; в глинистых пластах. Остановимся на первых двух категориях залежей.

К протяженным песчаным горизонтам по данным Г. Вудворда (1958 г.) относятся песчаники нижнего силура, пески нижнего девона (формация орискани) и песчаники нижней части миссисипского (нижнекаменноугольного) отдела. Большая часть нефти и газа добывается из девонских и силурийских песчаников в краевой зоне бассейна, где происходит их выклинивание.

Миграция углеводородов осуществлялась вверх по восстанию слоев из центральных районов бассейна. Линейные зоны повышенной пористости коллекторов ориентированы вдоль западной границы седиментационного бассейна, а в пределах древних русел и отмелей перпендикулярно направлению регионального сокращения мощностей. Для рассматриваемых коллекторов структурный фактор имел второстепенное значение при формировании первичных скоплений.

Сказанное относится также и к нижележащим песчаным горизонтам кембрия, которые еще почти не разбурены.

Из прерывистых песчаных горизонтов, т. е. из таких, которые залегают в виде тел неправильной или линзообразной формы, в Предаппалачском бассейне получено значительное количество нефти и газа. Линзообразные песчаные тела сравнительно небольшие по размерам и обособлены друг от друга среди толщи глинистых, а иногда карбонатных отложений. Большинство коллекторов такого типа располагается в области древней отмели. Многие из них переходят в континентальные фации. Наибольшим развитием прерывистые песчаные горизонты пользуются в верхнем девоне.

Пространственное размещение этих горизонтов и связанная с ними нефтегазоносность подчинены определенной закономерности — они приурочены к зоне перехода от грубозернистых континентальных отложений к глинистым морским. Структурный или, вернее, геотектонический фактор здесь также имел второстепенное значение при первичном формировании залежей. В линейно вытянутых песчаных отложениях баров или в рифах скопления углеводородов получали удлиненную форму и ориентированы параллельно древней береговой линии. Перпендикулярно ей образовались залежи в русловых отложениях.

Среди месторождений-гигантов, к которым геологи США относят месторождения, обладающие извлекаемыми запасами более 80 млн. м<sup>3</sup> нефти и более 95 млрд. м<sup>3</sup> газа, известно немало таких,

в формировании которых литологический фактор являлся ведущим. К ним, согласно Р. Е. Кингу (1971 г.), принадлежат:

### Нефтяные месторождения

	Запасы в млн. м <sup>3</sup>
Боливар-Костал (Венесуэла) . . . . .	4700
Прадхо-Бей (США, Аляска) . . . . .	3180
Ист-Тексас (США, Техас) . . . . .	954
Пембина (США, Альберта) . . . . .	286
Квириквире (Венесуэла) . . . . .	159
Боскан (Венесуэла) . . . . .	159
Карамай (КНР) . . . . .	111
Олд-Иллинойс (США, Иллинойс) . . . . .	95
Мене-Гранде (Венесуэла) . . . . .	95
Керн-Ривер (США, Калифорния) . . . . .	95
Брадфорт (США, Пенсильвания) . . . . .	95

### Рифовые нефтяные месторождения

Поза-Рика (Мексика) . . . . .	318
Келли Снайдер-Даймонд (США, Техас) . . . . .	254
Нарандисос-Керро Азул (Мексика) . . . . .	222
Интасар «А» (Ливия) . . . . .	222
Суон-Хиллс (Канада, Альберта) . . . . .	206
Интасар «Д» (Ливия) . . . . .	190
Рейнбоу (Канада, Альберта) . . . . .	111
Редуотер (Канада, Альберта) . . . . .	111
Дахра-Хофра (Ливия) . . . . .	111
Дедун-Вудбенд (Канада, Альберта) . . . . .	95

### Газовые месторождения

	Запасы в млрд. м <sup>3</sup>
Хьюготон (США, Канзас—Оклахома—Техас) . . . . .	1960
Бланко-Бейсин (США, Нью-Мексико) . . . . .	308
Джалмай (США, Нью-Мексико) . . . . .	224
Мокейн-Лавери (США, Оклахома) . . . . .	152

Говоря о размещении месторождений, приуроченных к литологическим и стратиграфическим ловушкам, Р. Е. Кинг подчеркивает, что они в большом количестве, очевидно, будут наблюдаться в бассейнах, характеризующихся нестабильностью тектонического развития, наличием крупных стратиграфических несогласий и трансгрессивных перекрытий, а также чередованием морских параллических и речных фаций. Это еще раз подчеркивает значение палеогеографических исследований для разработки методов поисков залежей, связанных с такого рода ловушками.

Район Мидконтинента в США уникальный по разнообразию литологических и стратиграфических ловушек. Только в штате Оклахома к началу 1968 г. именно к таким ловушкам было приурочено 2101 месторождение нефти и газа, к структурным — 1182, к неклассифицированным ловушкам — 93. Предполагается, что суммарные запасы углеводородов неструктурных ловушек этого штата превышают запасы, содержащиеся в структурных залежах.



Бассейн Паудер-Ривер отличается необычным числом нефтяных месторождений неструктурного типа, связанных с баровыми и рудавообразными песчаниками мелового возраста, а также с миссипскими карбонатными отложениями, срезанными стратиграфическим несогласием. В районе Голф-Кост ловушки приурочены к многочисленным палеодельтам эоценового возраста, протягивающимся через Голф-Кост, Техас, Луизиану и юго-западную часть штата Миссисипи.

Нет необходимости увеличивать число подобных примеров, тем более, что на некоторых из них мы еще будем останавливаться.

Заканчивая краткий обзор распространения литологических и стратиграфических залежей нефти и газа в США, отметим, что в Советском Союзе, несомненно, гораздо обширнее перспективы обнаружения месторождений любого типа, особенно связанных с неструктурными ловушками. При сравнении Русской платформы с Северо-Американской особое внимание обращает на себя Прикаспийская синеклиза. Ее площадь достигает 560 тыс. км<sup>2</sup>, а максимальная глубина прогибания фундамента превышает 10 км.

Синеклиза заполнена мощным комплексом осадочных образований, состоящих преимущественно из терригенных и гидрхимических отложений. Наиболее изучены ее прибортовые участки. Например, на северо-западном борту, являющимся одновременно юго-восточным склоном Русской платформы, расположены многие месторождения нефти Волго-Уральской нефтегазоносной области. Однако истинные ресурсы этой огромной синеклизы остаются пока невыясненными и ждут своего изучения. Ее, пожалуй, можно сопоставить с богатейшей Примексиканской впадиной, которую иногда называют «мировым полюсом нефтегазоносности» западного полушария. Возможно, что подобным «полюсом» в восточном полушарии является Прикаспийская синеклиза. Несомненно, что при всестороннем и глубоком изучении ее весьма плодотворную роль должны сыграть палеогеографические исследования.

## СТРУКТУРА БИОСФЕРЫ И ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ

В 1875 г. Зюсс ввел в геологию представление о биосфере как об особой оболочке земной коры, охваченной теми или иными формами жизни. В начале XX в. основоположник биогеохимии В. И. Вернадский разработал учение о биосфере, которое особенно благотворно используется в геохимии, физической географии, геологии нефти и газа. Пределы биосферы им определены «полем существования жизни», которая может проявляться только в определенной среде, в определенных физико-химических условиях.

Настоящим переворотом в естествознании явилось учение В. И. Вернадского о геологической роли организмов. Он указывал, что живые организмы — это могучая геологическая сила. «На земной поверхности нет химической силы, более постоянно действующей»

щей, а поэтому и более могущественной по своим конечным последствиям, чем живые организмы, взятые в целом». . . «По существу живое вещество охватывает своим влиянием всю химию земной коры и направляет в ней, почти для всех элементов, их геохимическую историю» (Биосфера, 1967, стр. 241, 127).

В земной коре, согласно В. И. Вернадскому, различаются четыре формы нахождения химических элементов: горные породы и минералы, магма, рассеянные элементы, находящиеся в свободном состоянии, живое вещество. Химические элементы, очутившись в живом организме, попадают в особую среду, «аналогично которой они не находят нигде в другом месте на нашей планете». Такая оценка роли живых организмов позволяет верно подойти не только к проблеме образования нефти, но и к процессам формирования ее залежей. Вот почему палеогеографические реконструкции далекого прошлого необходимо связывать с особенностями распространения жизни.

С появлением последней на нашей планете образовалась биосфера, в пределах которой происходят сложные химические преобразования, создаваемые и поддерживаемые живыми организмами, теснейшим образом связанными с окружающей их средой. «Нет ни одного организма, который бы в своем дыхании и питании не был бы связан хотя бы отчасти с косной материей», — считал В. И. Вернадский.

Все организмы делятся на автотрофные, которые в своем питании независимы от других организмов, и гетеротрофные, питающиеся органическими соединениями, созданными другими живыми организмами. Автотрофные организмы в отличие от гетеротрофных развиваются целиком из веществ «мертвой» природы. Азот, кислород, углерод и водород, составляющие главную массу их состава, образуются за счет минеральных веществ.

Среди автотрофных организмов особое положение занимают две резко отличные группы — это зеленые хлорофильные организмы растений и быстро размножающиеся бактерии. Хлорофильные организмы, включающие зеленый планктон морей и океанов, являются главным механизмом биосферы, который путем фотосинтеза создает химические тела, аккумулирующие лучистую энергию солнца. Бактерии, широко распространенные в водоемах и их осадках, обладают геохимической энергией, в десятки и сотни раз превышающей ту же энергию растений.

Одной из важнейших особенностей автотрофных бактерий является их повсеместное распространение. Однако отсутствие больших скоплений их связано с особыми условиями питания. Они получают нужную для жизни энергию, окисляя соединения азота, серы, железа, марганца, углерода. Эти соединения обычно в той или иной степени бывают уже окисленными, а поэтому количество пищи для бактерий весьма ограничено. Существует равновесие между бактериями восстанавливающими сульфаты и автотрофными организмами, окисляющими их.

Распространение живых организмов в гидросфере с момента появления жизни и во все последующие геологические периоды удерживалось в определенных зонах, несмотря на изменчивость форм жизни и положения гидросферы. В основе распространения жизни в морях и океанах лежат области или участки сгущения ее, где происходит наибольшая трансформация солнечной энергии. Рассматривая самое общее распределение жизни в океане, В. И. Вернадский выделяет четыре статические скопления жизни: две пленки — планктон и донную и два сгущения — прибрежное (морское) и саргассовое.

Прибрежные сгущения иногда охватывают всю толщу воды, вплоть до донной пленки. Они всегда связаны с более мелкими частями океана, с морями и прибрежными его областями. Донная пленка — это область интенсивного проявления химической работы жизни, область восстановительной среды, область постоянного отложения остатков погибших организмов, попадающих из планктонной и прибрежной пленок. Эти остатки переполнены анаэробными бактериями, усиливающими восстановительный характер среды. Донные пленки вместе с прилегающими к ним прибрежными скоплениями жизни, по-видимому, являются наиболее благоприятными областями накопления будущих нефтегенерирующих отложений.

Иное распространение жизни происходит на суше, где почва и населяющая ее фауна и флора по существу представляют собой одну живую пленку. Между тем, и среди этой пленки имеются сгущения живого вещества в различных континентальных водоемах. В почве преобладает окислительная среда, и в ней развивается жизнь пока она влажная. Присутствие воды — неперемное условие существования и размножения живых организмов. Главная масса воды в биосфере суши сосредоточена в болотах и озерах, с которыми связано накопление торфа и сапропеля.

Итак, области концентрации живой материи — живые пленки и сгущения жизни являются теми областями, где сосредоточены разнообразнейшие установившиеся системы динамических равновесий земных химических элементов, где лучистая энергия солнца принимает формы земной свободной химической энергии. Существование этих областей определяется проникновением солнечных лучей, а также свойствами того живого вещества, которое аккумулирует и трансформирует солнечную световую энергию в химическую.

Совершенно очевидна непосредственная связь между распределением морей и континентов с одной стороны и прибрежными сгущениями жизни с другой. Эта связь, несомненно, имеет решающее значение в процессе нефтегазонакопления, и раскрыть ее можно только путем восстановления палеогеографии отдельных периодов развития земной коры.

Дальнейшее развитие учение о биосфере получило в трудах А. П. Виноградова, Н. М. Страхова, Б. Б. Полюнова, В. И. Лебедева, Н. Б. Белова, А. И. Перельмана и др. Идея В. И. Вернад-

ского в геохимии нефти и газа успешно развиваются Н. Б. Вассоевичем, В. В. Вебером, А. А. Карцевым, С. Г. Неручевым, О. А. Радченко, К. Ф. Радионовой, В. А. Соколовым, В. А. Успенским и др. Так, по мнению последнего (1970 г.), в биологической структуре биосферы основная масса живого вещества сосредоточена «в главных фокусах жизни, где жизнь развивается чрезвычайно интенсивно и где мир автотрофных и гетеротрофных организмов сбалансирован в виде равновесного сочетания процессов синтеза и разрушения». Огромная работа, которая была осуществлена живым веществом в процессе формирования осадочной оболочки Земли, иллюстрируется В. А. Успенским следующими данными. Суммарная годовая продукция живого вещества по отношению к осадочной оболочке составляет около 0,003%. Но суммарная продукция этого вещества за все время существования биосферы примерно в 30 раз превосходит современную массу осадочных пород. В осадках захороняется лишь ничтожная часть органических веществ. Из общей массы углерода в водах океана углерод растворенного органического вещества составляет всего 8,7%. Остальные 91,3% падают на карбонатный углерод и углерод растворенной углекислоты.

Развитие жизни и накопление органических веществ происходит наиболее интенсивно в прибрежных частях океана и глубоководных морей. На шельфах, в мелководных морях, заливах и лагунах кроме местной растительности и животной органики накапливается большое количество органического материала, приносимого с суши. Здесь же в результате разложения органического вещества создается восстановительная среда, несвойственная континентальным и глубоководным осадкам. Области выдержанного распространения восстановительных обстановок поэтому приурочиваются к зонам промежуточного эпиконтинентального режима гидросферы: к опоясывающим материковые глыбы эпиконтинентальным морям и к наземным водоемам. Общая площадь этих обстановок (по А. В. Успенскому) составляет 15—20% от суммарной площади земной поверхности. Именно здесь происходит максимальное накопление осадков, наибольшая концентрация органического вещества и образование всех горючих ископаемых.

Смена морского режима континентальным приводит к переработке осадков и разрушению содержащегося в них органического вещества. Но с новым циклом седиментогенеза биогенный синтез рождает новое органическое вещество. Согласно В. А. Успенскому, примерные подсчеты приводят к колоссальным величинам общей массы живого вещества, населявшего нашу планету на протяжении всей истории жизни. Эта масса значительно превышала массу современного океана. Из общей массы осадков, отлагающихся в океане, более 70% задерживается в эпиконтинентальной шельфовой зоне и всего 14% отлагается в области глубокого океана. Общее количество углерода, накапливающегося ежегодно вместе с осадками в эпиконтинентальной зоне океана, составляет 75,7% от суммарной массы углерода, поступающего в течение года

в осадки Мирового океана. Из всего количества органического углерода 75% приходится на область шельфа, причем процентное содержание его в суммарной массе углерода возрастает по направлению к прибрежной зоне и достигает максимума в осадках континентальных водоемов. Отношение органического углерода к суммарному количеству всего углерода в различных осадках составляет (в %): глубокий океан — 12,3; континентальный склон — 34,2; шельф — 40,4; озера — 78,8; болота — 100,0 (В. А. Успенский, 1970).

Таким образом, зона перехода от моря к суше, где не только накапливается в осадках больше всего органического вещества, но и создаются благоприятные условия его захоронения, является той областью, с которой прежде всего связано образование углеводородов и формирование их залежей. Не случайно абсолютное большинство месторождений горючих ископаемых расположено в отложениях, накопление которых происходило на обширных площадях по обе стороны древних береговых линий.

## СВЯЗЬ МЕЖДУ СУШЕЙ И МОРЕМ

Главная связь между сушей и морем осуществляется речным и эоловым путем. С помощью ветра в моря и океаны поступают пыль, вулканический пепел и реже более крупный пелитовый или алевритовый материал и выносятся огромные массы водяных паров. Реки вместе с водой переносят основную массу взвешенных и растворенных веществ, получаемых в результате выветривания и выщелачивания пород. Они несут в моря характерные для суши химические элементы, замыкают круговорот воды и вместе с живыми организмами активно участвуют в геохимическом круговороте многих элементов.

По примерным подсчетам, приведенным в работе В. А. Успенского (1970 г.), на земном шаре около четырех миллионов рек, а общая длина речной сети более 40 млн. км. Суммарный объем одновременного запаса воды в них составляет около 1200 км<sup>3</sup>. Среди различного типа наземных вод рекам принадлежит всего 0,01%, но их протекающий объем в течение года превышает объем единовременного запаса в 30 раз.

По выражению А. И. Воейкова, «реки продукт климата». Речной сток образуется прежде всего в результате испарения и конденсации вод за счет климатического фактора. Речная сеть зависит и от других причин: рельефа земной поверхности, на которую выпадают атмосферные осадки, структурного плана и геотектонического режима, — но главной и определяющей ее развитие причиной является климат.

Реки на поверхности земной коры разрабатывают вытянутые углубления — русла и долины. Воды рек всегда стремятся к пониженным или прогнутым элементам рельефа, производя огромную работу по его расчленению. Еще М. В. Ломоносов обратил внима-

ние, что действие текущих вод «великую перемену причиняют на земной поверхности». Гидрографическая сеть обуславливается сложными физико-географическими процессами. Местоположение и направление ее определяется главным образом тектоническими условиями, которые существенно влияют на формирование речных систем и их расположение, причем многие из них носят весьма древний унаследованный общий план.

Являясь одним из устойчивых элементов ландшафта, реки оказывают весьма существенное влияние на распределение терригенных и даже карбонатных осадков. По подсчетам Ф. Кюнена (1957 г.) в современную эпоху из общего количества  $12,12 \text{ км}^3$  обломочного материала, попадающего за год в морские бассейны, около  $12,0 \text{ км}^3$ , или более 99%, сносятся с суши реками и менее 1% накапливается за счет абразии. В истории образования осадочной оболочки Земли реки всегда играли важнейшую роль, являясь связующим звеном между сушей и морем.

По весьма распространенному среди геологов мнению единственным фактором, обусловившим мощность осадочных образований, является тектонический режим. Н. М. Страхов (1962 г.) справедливо отмечает, что такое мнение весьма упрощено и что действительный механизм возникновения мощностей осадочных отложений гораздо сложнее, а факторы, участвующие в этом процессе, гораздо разнообразнее.

В самом общем виде образование осадочных пород, по Н. М. Страхову, сводится к схеме: мобилизация веществ материнских пород выветриванием или иным способом → перенос осадочного материала и частичное отложение его в пути перемещения → поступление остатков в конечные водоемы стока и окончательное осаждение их здесь в зависимости от физико-химических и гидробиологических особенностей бассейнов → преобразование осадков в породы.

Различные стадии литогенеза гумидного типа, отвечающего наиболее благоприятным условиям образования горючих ископаемых, рассматриваются в работах Н. М. Страхова и др. Большой интерес для наших исследований представляет размещение продуктов, приносимых реками с водосборных площадей. Переносимый реками взвешенный и влекомый материал частично отлагается в пределах русла и поймы, образуя аллювий. Растворенные вещества в основном выносятся в конечные водоемы стока.

Аллювиальные отложения широко распространены среди континентальных отложений любого геологического возраста. Они образуются на любой стадии развития речной долины. Меняются лишь сопутствующие друг другу эрозия и аккумуляция в зависимости от климата, тектонического режима, рельефа местности и гидродинамики водного потока и других причин. К аллювию относятся русловые, пойменные и старичные отложения, а также наземные образования дельт, создающих обширные аллювиальные равнины, выполненные преимущественно речными отложениями

всех трех типов. Чаще всего такие аккумулятивные равнины создаются на низинных побережьях морских бассейнов. Подводные части дельт (авандельты), бары, косы, пересыпи и другие прибрежные отложения, такие как пляжи и дюны, накопленные в морских условиях или при преобладающем влиянии волн и ветра, обычно не включаются в состав аллювия, хотя по своим некоторым особенностям близки к нему.

Рассмотрению аллювиальных отложений посвящены обстоятельные работы Н. И. Николаева, Е. В. Шанцера, Ю. А. Жемчужникова, Г. И. Горецкого, Л. Н. Ботвинкиной, П. П. Тимофеева, А. П. Феофиловой, В. С. Яблокова. Установление древнего аллювия вообще и в особенности ископаемых речных русел и их дельт имеет весьма важное значение как с теоретической, так и с практической стороны.

Аллювий литогенетически весьма неоднороден. В его состав входят различные типы осадков, отличающиеся частой сменой условий накопления, структурными и текстурными признаками, характером изменения форм залегания и т. п.

Вместе с тем такая неоднородность свойственна и другим особенно прибрежно-морским отложениям. Поэтому только по литологическому составу трудно отнести их к определенному генетическому типу. Однако, как отмечает Е. В. Шанцер (1966 г.), относимые к одному и тому же генетическому типу реальные комплексы осадков и горных пород никогда не бывают случайными наборами любых возможных литогенетических типов. Они всегда представляют собой упорядоченные парагенезы, родство которых выражается в общих для них законах строения. Всем им присущи характерные черты, вызванные тождественными или близкими условиями накопления, а также однотипные закономерности чередования и смены в разрезе и по простираанию. Следовательно, знание законов парагенетического сочетания отложений разного литологического состава, свойственных данному генетическому типу, служит одной из важнейших предпосылок выяснения обстановки происхождения каждого из них в отдельности.

По Е. В. Шанцеру, генетический тип — это не тип осадка, а тип отложений, т. е. категория, объединяющая комплексы осадков и осадочных образований, родственных друг другу по общим законам строения и истории формирования. Выделение генетических типов необходимо для выяснения обстановки формирования составляющих их осадочных образований. Этому же служит и палеогеографический анализ, восстанавливая физико-географическую обстановку отложения конкретных толщ и выявляя закономерности их изменения в пространстве и во времени.

Определение таких понятий, как генетический тип отложений и фация, не входит в нашу задачу. Они достаточно освещены во многих специальных работах, рассматривающих процессы образования осадков. Но поскольку этими понятиями мы будем пользоваться, необходимо отметить, что трактуются они различными

исследователями часто по-разному. Правда, в вопросе о генетическом типе меньше расхождений. К нему обычно относят комплекс пород, обладающих общностью определенных генетических признаков. Среди толкований термина фация, ставшего термином весьма свободного пользования, можно выделить два основных направления. Одни считают фацией особенности осадков, другие — те условия, в которых они накапливались.

Не вдаваясь в дискуссию о самом термине, отметим, что практически представление о фации того или иного осадка складывается прежде всего из определения его литологического состава, текстуры, палеонтологических остатков, характера напластований и переходов по простиранию в другие разности, а затем из восстановления условий его накопления. Совершенно очевидно, что без выяснения состава и свойств отложений нельзя установить обстановку и способы их возникновения, а следовательно, и их фациальную принадлежность.

Но это не все. Фациальный анализ только в том случае может помочь восстановить физико-географические условия осадконакопления, если он выявит закономерности пространственных изменений и связей отдельных фаций друг с другом. Фациальный анализ для палеогеографических реконструкций должен обладать известной спецификой, определяемой его целенаправленностью. В этом отношении явный интерес для нас представляют некоторые выводы Е. В. Шанцера (1966 г.).

Он справедливо считает, что правильно подойти к изучению данной фации и дать ей верную палеогеографическую характеристику в большинстве случаев невозможно вне ее связи с соседними фациями, без осмысливания того места, которое она занимает во всем фациальном ряду отложений изучаемого стратиграфического горизонта. Размеры, форма, положение границ и качественная характеристика фаций отражают изменения, происходящие в ходе осадконакопления, а сама фация — это как бы производная таких изменений. Выделение фаций как основной прием фациального анализа Е. В. Шанцер сравнивает с приемом дифференцирования в математическом анализе. В зависимости от цели исследования в основу выделения фаций кладутся разные признаки или комплексы признаков горных пород, как бы разные «независимые переменные».

При реконструкции общих особенностей физико-географической обстановки прошлого самостоятельное значение могут иметь крупные фациальные подразделения с четкими отличительными чертами. Для детального восстановления среды и хода осадконакопления необходимы более дробные подразделения, которые в этом случае приобретают вполне самостоятельное значение и могут рассматриваться как особые фации, а прежнее более крупное подразделение как группа фаций.

По мнению Е. В. Шанцера, фация — «не столько объект исследования, подлежащий точному формальному определению, сколько

средство исследования, в связи с чем конкретное содержание, вкладываемое в это понятие, во многом зависит от специфики задач, подлежащих решению в каждом данном случае». Исходя из такого определения, можно сказать, что фациальный анализ, используемый при палеогеографических построениях, является одним из основных средств восстановления физико-географических условий накопления изучаемых толщ или горизонтов. При этом нельзя забывать, что палеогеографические исследования не самоцель, а должны служить важнейшим дополнительным источником познания закономерностей распространения продуктивных отложений и способствовать выбору оптимального направления поисково-разведочных работ.

### ПРИБРЕЖНАЯ ЗОНА

К этой зоне мы склонны отнести прибрежную часть суши и внешний край водных бассейнов. По существу это переходная область между литосферой и гидросферой. Здесь осуществляется наиболее интенсивное взаимодействие этих сфер между собой и с биосферой и атмосферой. Именно здесь создаются наилучшие предпосылки для образования и захоронения органических веществ. Такие зоны простираются не только вдоль морской береговой линии, но и вдоль контуров других крупных внутриконтинентальных бассейнов.

Мы считаем термин прибрежная зона более объемлющим, чем принятый у океанографов термин береговая зона, под которой понимается область, развивающаяся под влиянием одного общего фактора — энергии морских волн (В. П. Зенкович, 1962). Согласно последнему береговая зона состоит из следующих трех элементов: 1) подводный береговой склон — мелководная часть морского дна, рельеф которой создан волнами при данном уровне моря (акватория, лежащая над указанным береговым склоном, называется прибрежьем); 2) берег — полоса суши, на котором имеются формы рельефа, созданные морем при данном среднем уровне (береговые бары, пересыпи и другие аккумулятивные формы); 3) прибойная зона — зона воздействия волны прибоя, ширина которой зависит от уклона поверхности наносов или коренных пород, а также от параметра волн (прибой иногда создает пляж, который занимает часть берега и подводного склона).

Если такое разделение существующей береговой зоны оправдано для современной океанографии, то для палеогеографических построений это практически невозможно сделать из-за отсутствия следов не только древних береговых линий, но и более устойчивых элементов ландшафта. Поэтому нам представляется целесообразным и правомочным использование термина прибрежная зона, вкладывая в это понятие некое среднее положение переходной области между сушей и водным бассейном за время более или менее устойчивого положения береговой линии. Иначе говоря, к ней мы относим более широкую полосу континентального побе-

режья и морского побережья, чем это делают океанографы. Во всяком случае палеогеографическая прибрежная зона принципиально не только не противопоставляется современной береговой зоне, а, наоборот, сопоставляется с ней.

Многочисленные исследования учеными современных морских берегов и дна дают обширный материал для сравнительно палеогеографического изучения зоны активного взаимодействия земных оболочек или сфер и прежде всего моря и суши. Это взаимодействие изучается в разных аспектах и для различных целей. Палеогеографии и нефтегазовой геологии немалую помощь может оказать использование некоторых результатов таких отраслей науки, как учение о развитии морских берегов, океанография прибрежных вод, гидрогеология и ряд других.

Всестороннее рассмотрение развития береговой зоны современных морей произведено в трудах многих советских и зарубежных ученых. О них можно судить по весьма капитальной монографии В. П. Зенковича (1962 г.). Значительно меньше мы знаем о древних прибрежных зонах и их образованиях, хотя с ними связано распространение ценнейших полезных ископаемых.

Древние береговые зоны в общих чертах, видимо, были сходны с современными и также характеризовались особыми формами рельефа и седиментационного процесса. Сменялись геотектонические и климатические режимы, обновлялись ландшафты поверхности земли, а основные законы гидродинамики и аэродинамики сохранялись. И там, где встречались суша и море, всегда создавались определенные типы осадков.

Совершенно очевидно, что в ископаемом состоянии прибрежные зоны, потеряв многие из своих первоначальных черт, будут выглядеть иначе, чем современные. Вот почему нельзя надеяться на успех их выявления без учета наложенных последующих изменений, вызванных эндогенными и экзогенными факторами.

В многочисленных трудах наших и зарубежных ученых освещены различные признаки и характерные особенности древних аллювиальных и прибрежно-морских образований. Хотя почти все эти признаки и особенности были установлены по современным отложениям и по естественным обнажениям горных пород, все же остается ряд невыясненных и спорных вопросов. Восстановление физико-географических обстановок далекого прошлого вообще довольно трудное дело, особенно, когда геолог-нефтяник обладает только ограниченным керновым материалом и каротажными диаграммами.

В таком случае приходится прибегать в известной мере к дедукции и по небольшому количеству данных составлять логически обоснованные палеогеографические схемы. Не надо бояться дедуктивных построений и схем, которые в дальнейшем будут проверяться и уточняться до более детальных карт. Важнейшей предпосылкой их правильного составления является сравнительный метод и региональный подход к оценке и интерпретации

имеющихся материалов. Практически почти невозможно безошибочно определить условия накопления того или иного горизонта или продуктивного пласта, не выходя за его пределы, не изучив его связей со смежными отложениями, не воспользовавшись результатами изучения современных процессов седиментогенеза. Без всего этого не обойтись даже при наличии самого подробного структурного плана нефтегазоносной территории.

### АККУМУЛЯТИВНЫЕ ФОРМЫ ПРИБРЕЖНОЙ ЗОНЫ

Осадконакопление в прибрежной зоне морских бассейнов контролируется главным образом движением воды, т. е. морскими течениями, среди которых, согласно В. П. Зенковичу (1962 г.), различаются две основные группы. В первую входят течения, проявляющиеся одновременно с волнением и вызванные общей с ним причиной. Они являются активным фактором перемещения песчаных наносов. Вторую группу составляют течения, не связанные с волнением и вызванные иными причинами. Эта группа весьма разнообразна. В нее входят как дрейфовые течения, так и течения общей циркуляции вод данного бассейна, вызванные различными плотностями воды, речным стоком и условиями водообмена с соседними бассейнами. К ней относятся также временные течения, вызванные изменениями атмосферного давления и другими причинами. Скорость этих течений с глубиной уменьшается, а вдали от берега они меняют свое направление.

В. П. Зенкович обращает внимание на то, что постоянные течения у берегов, за самым редким исключением, не достигают такой величины, чтобы самостоятельно приводить в движение лежащий на дне материал. Они могут оказывать заметное действие на дно лишь в относительно глубоко лежащей части берегового склона, причем и здесь активность их значительно слабее, чем действие течений, сопровождающих волнение. Обычно максимум воздействия постоянных течений на дно лежит за пределами подводного берегового склона.

При волновых движениях, направленных по нормали к берегу, возникают, например, такие аккумулятивные формы, как береговые бары, которые весьма широко распространены в прибрежной зоне. В. П. Зенкович и О. К. Леонтьев подсчитали, что современные береговые бары и лагунные берега составляют около 13% общего протяжения морских берегов земного шара. Многие бары обладают шириной, измеряемой километрами.

Так в Мексиканском заливе бурением выявлен бар с примыкающими к нему лагунными отложениями. Основание его уходит на глубину более 10 м в виде призм, слегка наклоненной в сторону берега. С внешней стороны он граничит с морскими песками, а с внутренней — с лагунными отложениями различного типа. Абсолютный возраст самых нижних образований бара, определенный радиоуглеродным методом, составляет 5 тыс. лет. За истекшее

время берег находился примерно на одном месте, мигрируя в сторону суши и обратно в пределах 3 км. За это время морские волны успели намыть огромное тело бара. Песчаный материал в Мексиканский залив приносился реками, а затем волнами разносился по подводному склону и вдоль берега.

Современные береговые бары на Атлантическом побережье США имеют форму песчаных полос шириной до 10—16 км. Местами бары пересекаются промоинами, образованными приливами. За барами в сторону берега расположены мелководные лагуны и марши (рис. 1). Некоторые бары протягиваются на сотни километров. Кроме указанных, огромные бары известны на побережье Австралийского залива. Баром длиной около 200 км является Арабатская Стрелка, отделяющая Сивашскую лагуну от Азовского моря. У берегов Чукотки бар Меечен протянут более чем на 100 км. Общей особенностью всех их является то, что они состоят из материала донного происхождения.

Английский географ К. Кинг (1963 г.) описывает современный береговой бар у южного берега Исландии, протягивающийся на 215 км от м. Вик на западе до зал. Ходнафьорд на востоке. Крупный бар вблизи м. Ингульвсхевди является самым значительным среди других. Он отделен от берега мелководной лагуной шириной 6 км и глубиной 0,3—0,6 м. Местами лагуна сильно сужается и флювиогляциальные отложения смыкаются с баром. Легко размываемые туфогенные породы, слагающие эту область и активный вынос материала ледниковыми водами, обеспечивают избыточное поступление материала на пляж.

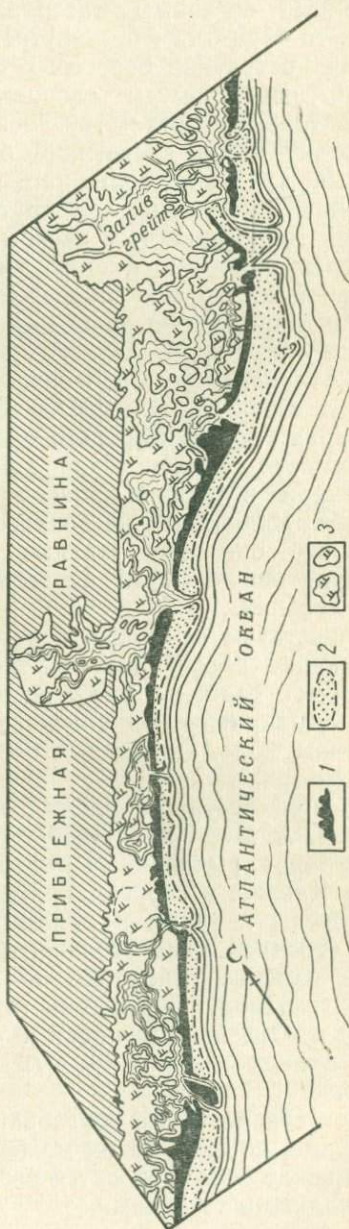


Рис. 1. Схема расположения баров на Атлантическом побережье США (В. А. Вер-Вилбе, 1959).  
1 — надводные бары; 2 — подводные бары; 3 — болота и марши.

При прорывах озерных бассейнов, находящихся под ледниковым покровом, вместе с водой на берег выносятся огромное количество материала разнообразного механического состава, из которого наибольшее значение для построения прибрежного бара имеет песок. Западнее указанного располагаются еще два бара, сложенные песчаным материалом. Медианный диаметр песка внешнего бара 0,42 мм, а внутреннего — 0,39 мм.

Для построения береговых баров подобного типа, как считает К. Кинг, необходимым условием является наличие волн намыва и, следовательно, соответствующего волнового и ветрового режима. Поскольку песок, слагающий береговой бар Исландии, довольно крупный, крутизна волн намыва, действующих на этом пляже, должна быть больше, чем крутизна волн, создающих пляж, сложенный тонкозернистым песком. Аналогичный способ образования береговых валов, по мнению этого исследователя, широко распространен и на других побережьях, где высота прилива не велика и уклон прибрежной зоны незначителен. Это относится к Мексиканскому заливу, Балтийскому и Средиземному морям, большей части Атлантического побережья США.

О. К. Леонтьев замечает, что К. Кинг совершенно не учитывает колебания уровня Мирового океана, а также не подчеркивает необходимости таких условий, как отлогий уклон исходного подводного склона и наличия запасов рыхлого материала на этом склоне. Мы останавливаемся на вопросе о барах несколько подробнее потому, что они представляют собой весьма распространенную аккумулятивную форму вдоль морских берегов, как современных, так и древних.

Существуют не только береговые, но и подводные бары, представляющие собой обычно узкие, аккумулятивные гряды асимметричного строения с крутым склоном, обращенным к берегу. Таковы, например, Бакальская, Одесская и Евпаторийская банки в Черном море. Подводные бары известны на Каспийском и на других морях.

Но палеогеограф прежде всего будут интересовать древние бары. В. А. Вер-Вибе (1959 г.) приводит примеры древних береговых баров, выявленных нефтеразведочным бурением на востоке штата Канзас, в округах Гринвуд и Батлер. Залежи нефти здесь приурочены к узким и длинным песчаным полосам пенсильванского (позднекаменноугольного) времени. Эти «шнурковые пески» имеют плоское основание и несколько вогнутую поверхность (рис. 2). Продуктивны они там, где мощность их составляет 15—30 м. Отдельные залежи имеют длину от 3,2 до 9,6 км и образуют полосы длиной 40—72 км. Средняя ширина их около 1,6 км.

Хотя эти песчаные образования и протягиваются вдоль береговой линии, но едва ли их можно называть «шнурковыми», к которым прежде всего относятся песчаники, образованные руслами рек и подводными течениями.

В прибрежной зоне встречаются и другие аккумулятивные формы песчаных отложений, и в частности такие, как дюны, косы и пересыпи, которые в ископаемом состоянии трудно определимы, но имеют некоторые специфические особенности. О них можно судить путем сравнения с современными. Дюны обычно связаны с локализованными участками побережья, где обеспечивается необходимая подача песчаного материала с пляжа. Более благоприятные условия для этого возникают при отмелом и песчаном подводном береговом склоне.

По мнению В. П. Зенковича, причины, определяющие формирование дюн в том или ином месте, зависят от берегового профиля

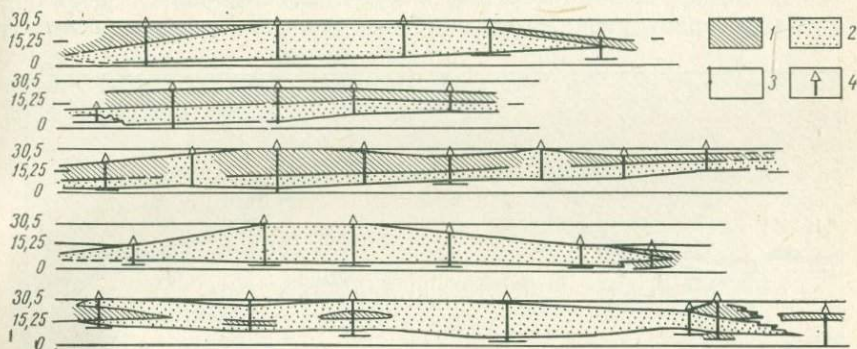


Рис. 2. Разрезы баровых песчаников (В. А. Вер-Вибе, 1959).

1 — песчано-глинистые сланцы; 2 — пески; 3 — глинистые сланцы; 4 — скважины.

и активности развития береговой линии. Он считает, что эоловые формы отложений побережья развиваются наиболее интенсивно в результате колебательных движений любого знака и некоторое время после их завершения.

Дюны располагаются чаще всего в несколько гряд, которые вдали от берега постепенно теряют свою резкую асимметрию склонов и становятся изолированными холмами. Ширина гряд или поясов дюн не бывает большой. На Балтике она не превышает 3—5 км, на Атлантическом побережье Франции около 10 км.

Дюны относятся к эоловым образованиям, главной особенностью которых, пожалуй, является асимметричное строение, относительно большая мощность и разнообразная слоистость. Последняя бывает преимущественно косой или перекрестно-косой. Косые серии, так же как и углы наклонов слоев, могут меняться в больших пределах. Преобладают крупные серии, мощностью иногда до нескольких десятков метров. Форма слоев весьма разнообразная: вогнутая или выпуклая, реже прямолинейная, местами клиновидная и др. Серии часто разнонаправлены.

В ископаемом состоянии отложения дюн распознать по данным бурения весьма трудно. Их легче определить по совокупности ряда

признаков и прежде всего по текстурным особенностям, форме песчаных тел и их расположению по отношению к морским и континентальным образованиям. Кроме того, признаком древних дюн может служить хорошая отсортированность песчаного материала, лагунные или болотные фации подстилающих пород. Учитывая, что золовые пески отсортированы гораздо лучше других, они могут являться хорошими коллекторами для нефти и газа. Некоторые американские геологи (В. А. Вер-Вибе и др.) полагают, что отдельные месторождения нефти в районе Скалистых гор относятся к дюнным песчаникам юрского возраста (песчаники наггет и санденс).

Очагами прибрежно-морской аккумуляции являются довольно широко распространенные у пологих берегов косы, пересыпи и

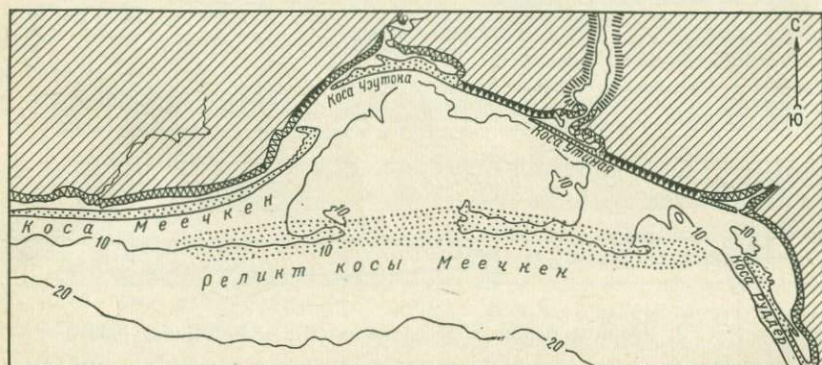


Рис. 3. Косы и береговой бар Меечкен в Анадырском заливе (В. П. Зенкович, 1962).

стрелки. Эти формы песчаных накоплений, выдвинутых в море, чаще всего образуются у неровных берегов с лопастными очертаниями и на участках, прилегающих к дельтовой зоне рек. Они выражены относительно мощными валообразными телами, достигающими в высоту нескольких десятков метров.

К косам относят наносные песчаные полосы, соединенные с сушей или отчлененные от нее. Они почти не отличимы от береговых баров, особенно в ископаемом состоянии. Примером такой современной «косы» может служить бар Меечкен у отмелого берега Анадырского залива (рис. 3). Здесь же на глубине 10 м прослеживается реликт этой косы. Длина морских кос, например, на побережье Черного моря у Тендры составляет 66 км, у Астраханской косы на Каспии более 70 км. Ряд кос—стрелок протягивается с востока на запад по северному побережью Азовского моря.

Пожалуй, нет ни одного современного моря или крупного водного бассейна на континенте, у берегов которых под действием волн и сопровождающих их течений не образовывались бы разных форм и размеров пляжи, косы и другие аккумулятивные формы.

Очертания этих форм исключительно разнообразны, но все они связаны с прибрежной зоной.

По В. П. Зенковичу, косы и стрелки — это узкие полосы наносной суши. Они могут быть примкнувшими к морскому берегу или свободными. К косам обычно относятся те формы, которые направлены или параллельно общей линии берега или изогнуты в глубь заливов и бухт. Стрелки — те же косы, но направленные в сторону открытого моря, пересыпи — образованные волнами отложения, перегораживающие или отгораживающие от моря устья заливов и бухт. Все эти аккумулятивные формы в общем сходны с баровыми, но отличаются меньшей протяженностью вдоль берегов.

Кроме отмеченных, имеются и другие формы прибрежной аккумуляции песчаного материала. На некоторых из них мы остановимся ниже. Песчаные образования в прибрежной зоне играют весьма существенную роль. Так, бары вдоль берегов Мексиканского залива тянутся на 2000 км. Полуостров Флорида является косой огромных размеров. На протяжении почти 600 км баровыми отложениями окаймлен берег западной Камчатки. Упомянутая уже Одесская банка в Черном море имеет 80 км длины, 10 км ширины и относительную высоту 15 м. Таким образом ее объем достигает 12 млрд. м<sup>3</sup>.

Большинство этих песчаных образований, как правило, по простиранию переходит в глинистые и илестые осадки, а при погружении захороняется среди них. Такое сочетание отложений весьма благоприятно для формирования залежей нефти и газа в песчаных коллекторах в процессе дальнейшего развития литогенеза.

Колебательные движения и перемещения береговой линии обуславливают частые переслаивания песчаных и глинистых пород, относящихся к прибрежной зоне. Причем песчаные отложения этой зоны обычно характеризуются линзовидным залеганием и региональным выклиниванием. В свою очередь, каждая линза при соответствующих условиях может служить литологической ловушкой для нефти и газа.

Залежи, связанные с выклиниванием песчаных коллекторов, в США известны в Аппалачском нефтегазоносном бассейне, на юге штата Техас, вдоль побережья Мексиканского залива, во Внутренних Западном и Восточном бассейнах и во многих других.

Нефтяные и газовые месторождения, приуроченные к древним погребенным барам, косам и береговым валам, широко распространены в восточной части Западного Внутреннего бассейна, где особенно их много в песчаных горизонтах пенсильванского возраста. Здесь они контролируются главным образом литологическим фактором.

Наиболее богатые залежи этого бассейна связаны с отложениями древних баров, пересекаемых антиклинальными складками, а также с крупными песчаными линзами, имеющими моноклинальное залегание. Это типичные залежи литологического типа. Самые

крупные из них выявлены в нефтегазоносных районах штатов Канзас и Оклахома.

Древние песчаные бары пенсильванского времени аналогичны современным барам Приатлантической равнины (рис. 4). Они образуют зону песчаных линз, вытянутую вдоль древнего моря Чероки, существовавшего в пенсильванскую эпоху. Залежи нефти литологического типа наиболее характерны для песчаных линз

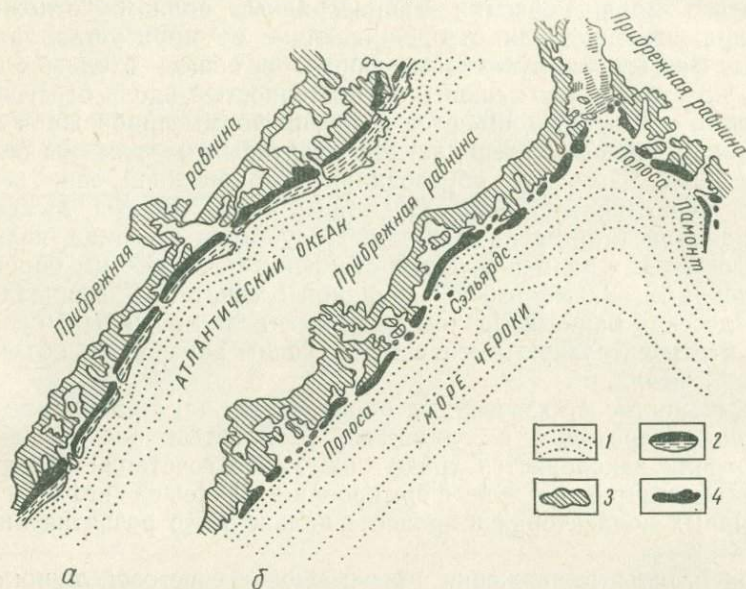


Рис. 4. Сравнение древних прибрежных баров с современными (У. Рич, 1938).

*a* — часть современного берега океана; *б* — древняя береговая линия времени чероки округов Гринвуд и Канзас.

1 — акватория моря; 2 — современные бары; 3 — лагуны; 4 — ископаемые песчаные линзы свиты бартлесвилл.

свит бартлесвилл и бербанк, относимых к нижней половине пенсильванского отдела карбона. Одним из крупнейших месторождений нефти в пределах штата Оклахома является месторождение Бербанк. Оно расположено на погружении западного склона выступа Озарк, где каменноугольные слои под углом менее  $1^\circ$  падают на запад. Продуктивные песчаники в виде вытянутых линз представляют собой захороненные прибрежные бары, мощность которых колеблется от 7 до 30 м. К такому же типу литологических залежей принадлежат залежи, связанные с песчаными линзами свиты бартлесвилл на месторождении Глен и др.

Примеры расположения нефти в песчаных линзах барового типа приводит У. Л. Рассел (1958 г.). Это девонские линзообразные песчаники северной части Аппалачского нефтегазоносного бассейна, песчаная линза Дэвис месторождения Хардин в Техасе,

залежь Ричберг и ряд других в штате Нью-Йорк, нефтегазоносный район Мирандо (Техас).

Добыча нефти в последнем ведется из линзовидных песчаных тел эоценового и олигоценового возраста, причем 15 залежей этого района являются литологическими. Месторождение их четко определяется литологическими особенностями. Общее простирание залежей здесь почти параллельно современной и древней береговой линии. Все они относятся к захороненным баровым образованиям.

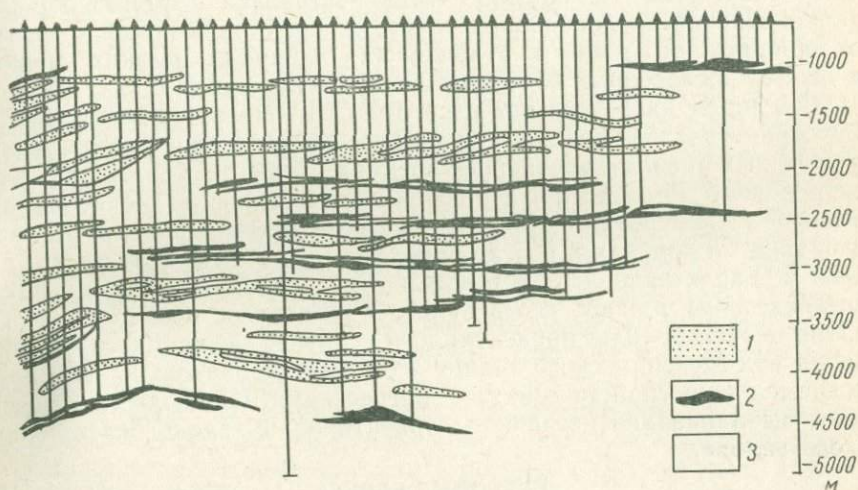


Рис. 5. Разрез через месторождения нефти Гуз-Крик (У. Л. Рассел, 1958).

1 — песчаники; 2 — нефтеносные песчаники; 3 — глины.

Следует отметить, что в прибрежной зоне наряду со структурными и литологическими нередко встречаются и залежи стратиграфического типа. Чаще всего эти залежи образуются в моноклинально падающих песчано-алевритовых пластах, срезанных эрозией и несогласно перекрытых непроницаемыми породами. К числу таких залежей относятся залежи месторождения Оклахома-Сити, где песчаники ордовика несогласно перекрыты и запечатаны пенсильванскими отложениями. Они известны в ряде районов Центрального Канзаса как на склонах крупных поднятий, так и на крыльях или периклинальных погружениях валоподобных или локальных положительных структур.

Довольно много фактических данных о месторождениях США и других стран приводится в трудах А. Леворсена (1954—1965 гг.), А. А. Бакирова (1959 г.), в справочниках «Геология нефти» под редакцией И. В. Высоцкого (1968 г.), В. Г. Васильева (1969 г.) и в ряде других работ. Из работ, посвященных специально литологическим и стратиграфическим залежам, следует отметить

монографии К. С. Маслова (1968 г.), К. К. Гостинцева и В. А. Гроссгейма (1969 г.), в которых освещаются вопросы распространения и поисков таких залежей.

Можно было бы привести много примеров приуроченности нефтяных и газовых месторождений и их залежей любого типа к прибрежным образованиям самого различного возраста. Основной причиной, как мы неоднократно подчеркивали, такой приуроченности является совместное или смежное формирование генерирующих и вмещающих нефть и газ отложений. Вместе с тем необходимо учитывать, что благоприятная обстановка нефтегазообразования и нефтегазонакопления также могла складываться и вдали от прибрежной зоны в отложениях обширных мелких морей, а также пресноводных бассейнов далекого прошлого.

Сошлемся на разрез известного в США месторождения нефти Гуз-Крик (рис. 5). Залежи его литологического типа расположены в песчаных линзах миоценового времени. Судя по форме линз это скорее всего образования небольших баров и кос на мелководном взморье. Они перемежаются с глинистыми, по-видимому, нефтепроизводящими породами, и вся толща залегает на глубине от 300 до 1400 м. Характерно, что месторождение Гуз-Крик относится к Южно-Техасскому району, где в палеоген-неогеновое время формирование песчаных толщ происходило в условиях неуклонного отступления вод Мексиканского залива. Регрессия сопровождалась кратковременными трансгрессиями и ингрессиями. Наблюдаемые здесь зоны выклинивания песчаников ориентированы вдоль берега морского залива.

### БУХТОВЫЕ БЕРЕГА

При изучении любых аккумулятивных форм прибрежной зоны следует учитывать, что береговая линия не только неустойчива, но и редко бывает ровной на большом протяжении. Чаще всего она имеет изгибы, а местами осложняется бухтами и мысами различных размеров и очертаний. Нередко бухтовый берег образуется в результате затопления морем края суши, в первую очередь эрозионных, или тектонических депрессий рельефа. Берега такого типа относятся к ингрессионным и бывают очень разнообразными.

Море расчленяет берег, когда оно встречает неодинаковую сопротивляемость пород у относительно ровного края погружающей суши. Однако изрезанность берега бывает более резкой и глубокой в случае затопления понижений наземного рельефа. Согласно В. П. Зенковичу, выделяются бухтовые открытые и закрытые неровные, лопастные и другие типы берегов.

Развитие бухтового берега осуществляется при тесном взаимодействии абразионного и аккумулятивного процессов, которые находятся в немалой зависимости от тектонических вертикальных движений берега. Весьма важным моментом является морфология и строение дна. На бухтовых берегах чередуются участки, с которых сносится обломочный материал, участки аккумуляции этого

материала и промежуточные участки, через которые он транспортируется.

Как указывает В. П. Зенкович, в природных условиях темп развития берега бухтового типа и его очертания, обусловленные величиной и местоположением аккумулятивных форм, зависят также от характера и количества наносов, поступающих на берег в процессе абразии и из водостоков суши, а также от тех запасов рыхлого материала, которые покрывали сушу до ее погружения под уровень моря.

Все это создает многочисленное разнообразие сочетаний различных форм бухтовых берегов. Не меньшее разнообразие вызывается и характером суши, погружение которой обычно и создает бухтовый берег. В этом отношении особую роль играют рельефообразующие процессы, которые действовали до затопления морем данной территории, геологическое строение ее и, наконец, глубина последующего погружения. Поэтому, считает В. П. Зенкович, какой-либо одной универсальной схемы развития бухтового берега вообще не может существовать, а исследователю при анализе современных форм необходимо представлять себе действие каждого из процессов и знать факторы, определяющие его ход. Только тогда на каждом данном участке можно выделить ведущий процесс и провести конкретный анализ развития для всей совокупности аккумулятивных форм.

Эта рекомендация приемлема и для палеогеографа, изучающего погребенные особенности древних прибрежных зон. Возможность нахождения залежей нефти и газа в песчаных коллекторах, накопившихся в условиях бухтового берега, такая же, как и в отложениях баров, кос и других подобных образований.

Океанографами особо выделяется еще один тип расчлененных берегов — лопастный. Основным его признаком является неправильность очертаний как отдельных акваторий, так и разделяющих их полуостровов, мысов и островов. Такой берег возникает при затоплении морем невысоких территорий со сложным рельефом тектонического характера. При этом образуются довольно обширные различно ориентированные акватории, в пределах которых волны производят свою работу, совершенно не связанную с волнением открытого моря. В качестве примеров современных лопастных берегов различного масштаба расчленения В. П. Зенковичем приводится ряд сообщающихся акваторий губы Черной на южном острове Новой Земли, а также большой участок берегов Черного моря между Западным Крымом и Днепровским лиманом. Развитие берегов здесь обуславливают не волны открытого моря, а внутренние системы волнений, различные в каждой из бухт.

Эти слабые волнения могут производить абразию и строить аккумулятивные формы только благодаря малой устойчивости пород. Общий округлый контур абразивных участков вместе с аккумулятивными формами показывает, что берег в целом очень чутко реагирует на изменения емкости и степени насыщенности потоков

наносами. Лопастной берег между Крымом и Днепром усложнился именно потому, что ряд длинных кос отделили от моря обширные акватории.

Окаймленные баром бухтовые берега довольно широко распространены на Атлантическом побережье США, на западном берегу Азовского моря, где огромный бар — Арабатская Стрелка отделяет от моря интенсивно расчлененный внутренний берег Сивашей. Восстановление предшествующих фаз и общего хода развития современных пологих бухтовых берегов В. П. Зенкович производит по следующим признакам.

1. Значительное преобладание протяжения аккумулятивных участков берега над абразионными показывает, что основная масса наносов (отложений) поступала со дна и берег был первично отмытым.

2. Характер материала аккумулятивных форм часто непосредственно указывает на его происхождение. Например, если переосыпи сложены морской ракушкой, то ясно, что в их формировании абразия не играла никакой роли. В частности, ракушкой сложена упомянутая выше Арабатская Стрелка.

3. Важными признаками являются строение и рельеф дна, а также некоторые литологические особенности донных отложений.

Совершенно очевидно, что и в прошедшие геологические эпохи развитие берегов в основном происходило по таким же законам, как и в нынешнюю эпоху, а поэтому отмеченные признаки могут использоваться при восстановлении древних берегов.

## ПЛЯЖИ

Хотя в ископаемом состоянии пляжевые образования выделяются редко, однако в переходной зоне от суши к морю они, так же как и другие аккумулятивные прибрежные формы, могут являться коллекторами. Согласно Ф. Шепарду (1969 г.), современные пляжи классифицируются по самым различным признакам. К одному из таких признаков относится профиль пляжа. Он выражен либо ровным пологим склоном, либо склоном, осложненным одной или несколькими пляжевыми ступенями (бермами). Иногда образуется подводная аккумулятивная терраса, с барями и ложбинами или без них.

Более глубокие различия между пляжами заключаются в крупности слагающего их материала — гравия, гальки, грубого или тонкого песка. Типичный гравийный пляж имеет береговой вал, высота которого может достигать 5—6 м. Встречаются валы, сложенные ракушняком.

Если на грубопесчаном пляже присутствует берма, она обычно наклонена в сторону суши, иногда под значительным углом. Уклон пляжа зависит главным образом от проницаемости песчаного материала, из которого он состоит. Чем крупнозернистее состав пляжа, тем круче его фронтальный склон. Отличительной чертой

тонкопесчаных пляжей является очень пологий фронтальный склон.

Пляжи различаются также по амплитуде приливо-отливных колебаний уровня моря. В бесприливных морях пляжи часто окаймляются серией береговых баров и ложбин, тогда как при высоких приливах они характеризуются наличием широкой террасы, большей частью сопровождающейся одним большим баром. В некоторых бесприливных морях образуются бары серповидной формы, обращенные вогнутостью в сторону суши.

Характер пляжа в значительной мере определяется и очертаниями побережья. Протяженные и относительно прямые пляжи барьерного типа могут иметь место между далеко отстоящими мысами. Короткие серповидные или «бухтовые пляжи» обычно зажаты крутыми, выдающимися в море мысами. Они чаще всего сложены грубозернистым материалом, образующимся при разрушении окружающих бухту клифов, в то время как для длинных пляжей более обычен тонкозернистый песчаный материал, приносимый волнами.

Основным источником питания пляжей служат осадки прилегающих участков моря. Почти весь песчаный материал, идущий на их образование, поступает с морского дна. В тропических районах много песка получается за счет разрушения рифов и раковин различных организмов. Речной песок, переносимый береговыми течениями на большие расстояния, также, очевидно, является источником питания. Это подтверждается хотя бы тем, что там, где реки впадают в глубоко врезанные заливы (эстуарии), на побережьях между такими эстуариями пляжи часто отсутствуют. Это объясняется, по-видимому, тем, что почти весь приносимый реками песчаный материал откладывается около их устьев.

По данным Ф. Шепарда, пляжевые пески весьма разнообразны по минералогическому составу. Кварц — наиболее распространенный компонент большинства современных песчаных пляжей. Полевые шпаты, слюды и другие минералы встречаются в гораздо меньших количествах. Скопление магнетита и ильменита часто наблюдается в основании песчаных отложений тыловой зоны пляжа.

Под воздействием волн происходит не только дифференциация терригенного материала, но и образование слоистости в пляжевых отложениях. Лучше всего слоистость проявляется в пределах фронтального склона, где она параллельна его поверхности или косая с очень пологими углами наклона. Часто слоистость подчеркивается примесью темноцветных минералов — роговой обманки, магнетита и других, либо скоплением раковин или их детрита. Границы серий слоев могут иметь неправильную форму.

Согласно Л. Н. Ботвинкиной (1965), для пляжевых отложений, в отличие от баровых, не характерно присутствие среди косослоистых отложений прослоев с другой текстурой. Правильность рисунков слоистости осадков пляжей, особенно распространенных на

побережье бухт, лагун и заливов, нередко нарушается «воздушными карманами», которые производят смятие слоев, ориентированное в вертикальном направлении.

Пляжевые отложения часто граничат с лагунными или перекрываются ими при трансгрессии моря. При регрессии они могут быть перекрыты эоловыми осадками. В ископаемое состояние пляжи могут переходить как при трансгрессии, так и при регрессии, причем в обоих случаях они будут находиться на границе морских и континентальных отложений. Однако необходимо иметь в виду, что осадки морских отмелей также могут обладать слоистостью, характерной для пляжей, но эти осадки со всех сторон граничат с морскими отложениями.

В геологической литературе примеров нефтегазоносности древних пляжевых отложений почти не встречается. По-видимому, это объясняется тем, что эти отложения трудно отличимы от других прибрежных аккумулятивных форм песчаного материала, а не потому, что они не могут быть коллекторами. Кроме того, образования пляжей по данным буровых скважин легко принять за отложения береговых кос и баров.

Мы упомянули о пляжах лишь для того, чтобы геолог, восстанавливая палеогеографическую обстановку переходной зоны от континентальных к морским фациям, остановил свое внимание и на таких возможных коллекторах, как отложения пляжа. В этом случае песчаники и алевролиты будут выражены покровными формами распространения, мощность которых обычно уменьшается от прибрежной зоны в сторону моря. Другой причиной образования покровных песчаных отложений могли быть сильные приливные течения или частые прибрежные волнения.

## ЛАГУНЫ

Нам хотелось бы отметить еще одну форму накопления песчаных отложений в обособленных участках моря — лагунах. Типы последних весьма разнообразны. Среди них различаются намывные, островные, дельтовые, впадинные и др. Наибольшим распространением и размером отличаются намывные лагуны. Так лагуна Мадре тянется вдоль берега Мексиканского залива от дельты р. Бразос до дельты р. Рио-Гранде на расстояние 400 км. После перемычки небольшой дельтой Рио-Гранде лагуна продолжается дальше к югу на протяжении 300 км. Ширина ее колеблется в пределах 20—40 км, достигая в устьевых лиманах 50—60 км.

На рис. 6 приведено распространение осадков в Курском заливе, расположенном на южном берегу Балтийского моря в устьевой части р. Немана. Этот залив, представляющий собой намывную лагуну, протягивается вдоль берега на 93 км при максимальной ширине в 44 км. В его осадках преобладают мелкозернистые пески, которые окаймляют берега и особенно развиты в устье многочисленных протоков дельты Немана.

Также довольно широко распространены дельтовые лагуны, образующиеся в результате отделения косами и песчаными перешейками довольно значительных участков моря. Возникновению таких лагун способствует вынос рекой песка, который волнами и прибрежными течениями намывается вблизи дельт в отгораживающие косы. В северной части дельты р. Миссисипи известна лагуна — озеро Поншартрен, достигающая 70 км длины и 35 км ширины. Другая лагуна — Борнь с несколько меньшей акваторией расположена юго-восточнее. У западного края дельты р. Миссисипи находится еще одна лагуна — Баратария, размер которой составляет 30×20 км, а глубина — 1,5—2 м. Осадки этой лагуны распространяются почти так же, как и в Курском заливе. По окраинам ее расположены пески берегов и прибоя. По направлению к центру лагуны они сменяются песками с небольшой примесью глинистых частиц, затем глинистыми песками, с примесью песка до 25% и, наконец, глинами, содержащими до 15% песчаных примесей.

Как отмечает Д. В. Наливкин (1956 г.), примесь песка нередко обусловлена действием ветров, сдувающих песок с кос и берегов в лагуну. Большие изменения в распределении осадков в илистых фациях производят сильные бури и особенно ураганы. Это, к сожалению, редко учитывается при изучении условий осадконакопления.

Примеры продуктивности отложений древних лагун, особенно дельтового типа, не так уж редки. Из них можно сослаться на грандиозное скопление нефти — Атабаское, расположенное в Западной Канаде. Оно представляет собой огромную песчаную линзу. Пропитанные сгустившейся нефтью нижнемеловые пески свиты Мак-Марри залегают на размытой поверхности девонских карбонатных пород. Пески выражены аллювиально-озерными и

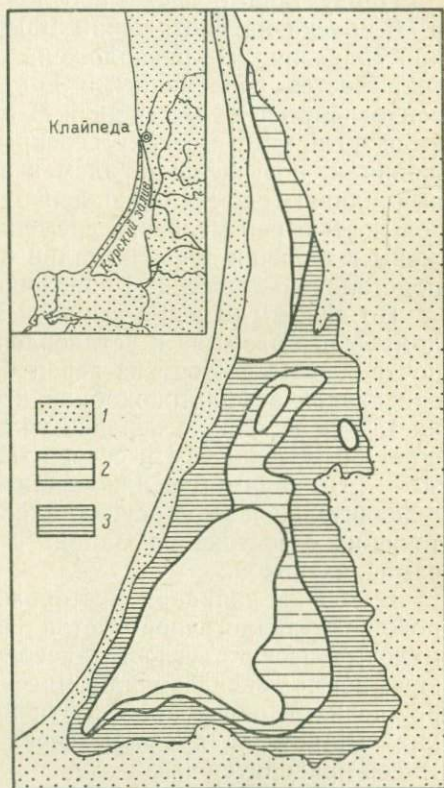


Рис. 6. Распределение осадков в Курском заливе (Д. В. Наливкин, 1956).

1 — содержание песка в иле 0—35%; 2 — содержание песка в осадке 35—65%; 3 — то же 65—100%.

русловыми фациями и сложены в основном грубозернистым кварцевым материалом. Они распространены на обширной площади, в пределах которой мощность их меняется от нескольких сантиметров до 90—100 м. Пески выклиниваются в сторону области сноса, а в противоположном направлении замещаются глинами.

Продуктивные пески прослеживаются в современной долине р. Атабаска на протяжении 160 км. Большая часть площади распространения их расположена вблизи дневной поверхности и вскрывается современными долинами рек. Структура песков от тонкослоистой до массивной. В отдельных местах они переслаиваются с глинами и сверху перекрыты последними. По мере приближения к повышенным элементам древнего рельефа, песчаники выклиниваются. Их накопление связано с весьма активной деятельностью рек мелового времени. Следы этой деятельности отражены в наличии древних долин с крутыми бортами в известняках, подстилающих песчаные образования.

По данным бурения выявлен эрозионный характер поверхности домелового размыва и установлены состав и мощность песков. Они почти нацело состоят из зерен белого кварца, сцементированных окисленной асфальтоподобной нефтью. Преобладающая мощность их 15—30 м, однако нередки участки, где мощность песков превышает 30 м, а на юге и севере месторождения она местами более 90 м. По-видимому, накопление продуктивной песчаной толщи в значительной мере осуществлялось дельтой или рядом дельт рек, текущих с востока на запад. Во всяком случае роль рек была самой активной.

В 200 км западнее месторождения Атабаска выявлено месторождение аналогичной густой нефти (битума) Пис-Ривер. Здесь меловые пески с угловым несогласием залегают на отложениях юры, пермо-пенсильвания и миссисипия. Между этими двумя месторождениями окисленной нефти имеется еще несколько более мелких. Широтный профиль через месторождения Атабаска—Пис-Ривер приводится на рис. 7.

Об образовании уникального Атабасского скопления, содержащего около 60 млрд. т нефти, нет единого мнения. Так, А. Мак-Лери считает, что нефтепроизводящими породами были глины, перекрывающие пески Мак-Марри, Г. Хьюм связывает образование нефти с раннемеловыми глинистыми толщами, сингенетичными пескам, но расположенными в пределах наиболее погруженных частей бассейна. В. Гассоу высказал мнение, что это месторождение является стратиграфически экранированным, нефть в него поступала по хорошо проницаемым базальным пескам вверх по восстановлению пластов из зон больших давлений и температур в зоны меньшего их значения. Пески Мак-Марри были конечной ловушкой по пути миграции нефти вдоль поверхности несогласия из огромного питающего бассейна, площадь которого составляла 650 тыс. км<sup>2</sup>. Под воздействием окислительных процессов нефть стала тяжелой (0,94—1,0). Согласно гипотезе Т. Линка, нефть в Атабасское

месторождение мигрировала по системе трещин из нижележащих карбонатных пород девона, подымаясь почти по дневной поверхности, она попадала в донные осадки прибрежных полузамкнутых

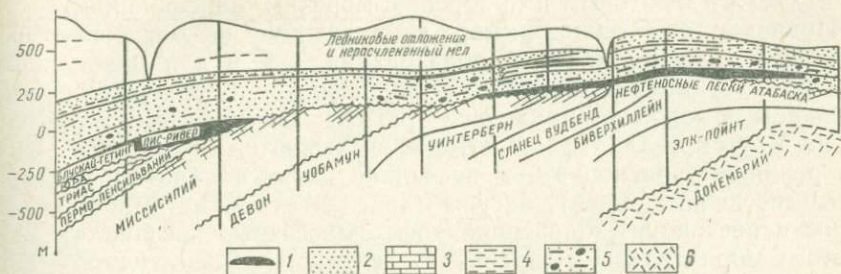


Рис. 7. Схематический профиль через месторождения, расположенные в нефтеносных песках Мак-Марри (Н. Т. Линдтроп и др., 1970).

1 — нефтяные залежи; 2 — песчаные породы; 3 — известняки; 4 — сланцы; 5 — включения угля; 6 — гранит.

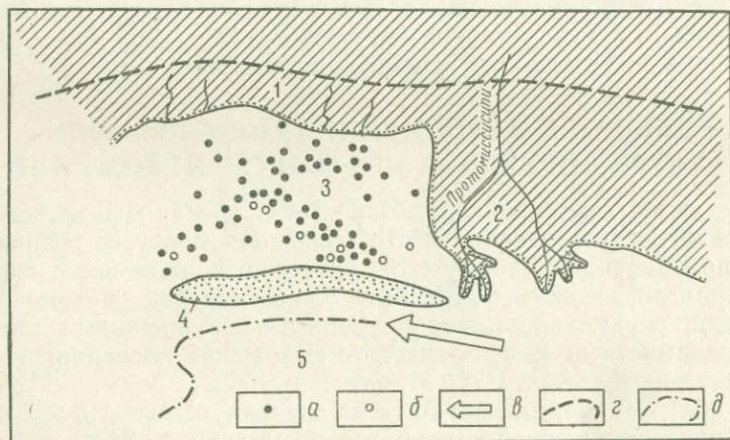


Рис. 8. Лагуна раннеюрского времени в бассейне северной Луизианы и Южного Арканзаса (по Томсу и Манну с добавлением В. В. Вебера, 1966).

а — месторождения нефти и газоконденсата; б — месторождения газа; в — направление береговых течений; г — контуры выклинивания продуктивной толщи Коттон-Велди; д — южная граница площади, освещенной бурением. 1 — прибрежная равнина; 2 — дельта; 3 — лагуна; 4 — барьерная коса; 5 — открытое море.

лагуны, которые в это время заполнялись песком эолового и дельтового происхождения. Существуют и другие точки зрения на формирование этого уникального месторождения. Так, К. Карбет считает, что образование тяжелой смолистой нефти произошло за счет гуминовых кислот, приносившихся в лагуны реками с суши.

Кроме источников нефти большой интерес представляют условия накопления огромной массы песчаного материала в лагунах и на прилегающих площадях. По последним данным продуктивные пески Атабаского месторождения, заполнившие древние лагуны, принадлежат дельтовым и прибрежно-морским образованиям.

Приведем еще один пример, указывающий на благоприятное сочетание условий, как для образования, так и для накопления нефти в лагунных отложениях. В раннеюрском бассейне северной Луизианы и южного Арканзаса (США) нефтеносной является толща Коттон-Вэлли, среди которой выделяются фации прибрежной равнины (красноцветные песчаники и конгломераты), дельты Протомиссисипи (пески), лагуны (красноцветные и темноцветные глины и песчаники), барьерной косы (массивные песчаники), открытого моря (глины с прослоями глинистых известняков). На палеогеографическую карту В. В. Вебером (1966 г.) нанесены выявленные в толще Коттон-Вэлли месторождения нефти и газа (рис. 8). Их связь с отложениями лагуны, ограниченной с юга барьерной косой, а с востока дельтой, очевидна. Продуктивность месторождений увеличивается по мере появления более выдержанных песчаных пластов в направлении с севера на юг.

Следует отметить, что нефтегазоносными лагунные, так же как и дельтовые и другие прибрежные образования могут быть только при условии достаточно устойчивого прогибания.

## РОЛЬ РЕК В НАКОПЛЕНИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ И АККУМУЛИРУЮЩИХ НЕФТЬ И ГАЗ ОТЛОЖЕНИЙ

В развитии осадочной оболочки Земли реки играют чрезвычайно важную роль. Особое место в сложном процессе седиментогенеза принадлежит речному стоку, который прежде всего определяется климатическими условиями. О масштабах механической денудации, осуществляемой современными крупнейшими реками, и ее зависимости от географического положения последних можно судить по данным табл. 1 (Н. М. Страхов, 1962).

Из табл. 1 видно, насколько тесно связана активность рек с физико-географическими обстановками их бассейнов. Жизнь рек зависит не столько от тектонических движений, сколько от массы и режима атмосферных осадков, хотя тектонический фактор несомненно влияет на направление рек и на их деятельность.

Из огромной массы кластического материала, переносимого реками с суши в водоемы, в среднем 50—60% осаждается в дельтовой зоне. Так, по данным И. В. Самойлова (1952 г.), р. Янцзы, имеющая твердый годовой сток 275 млн. т, около половины его в виде песка и ила оставляет в дельте и в приустьевом взморье. В дельте Нила из 88 млн. т твердых веществ, ежегодно поступающих в нее, осаждается 28 млн. т. В надводной части дельты р. Шат-Эль-Араб с IV века н.э. оставалось ежегодно в среднем 25% твердого стока. Вместе с подводной частью дельты это коли-

## Механическая денудация по отдельным речным системам

Река	Площадь бассейна, 10 <sup>3</sup> км <sup>2</sup>	Водный сток, км <sup>3</sup>	Твердый сток, млн. т в год	Механическая денудация, т/км <sup>2</sup> (или г/м <sup>2</sup> )
Амазонка . . . . .	7050	3187,5	1000	60
Конго . . . . .	3690	1350	86	18
Миссисипи . . . . .	3248	590	500—750	154—230
Ла-Плата . . . . .	3104	600	96,5	32
Нил . . . . .	2800	70	88	31
Енисей . . . . .	2707	548	10,52	4,0
Обь . . . . .	2425	394	14,2	6,0
Лена . . . . .	2418	488	?	?
Ганг . . . . .	1730	960	1800	1040
Амур . . . . .	1843	346	52	28
Янцзы . . . . .	1175	690	275	234
Мекензи . . . . .	1766	440	15	9
Волга . . . . .	1380	255	25,7	19
Замбези . . . . .	1330	500	100	75
Нигер . . . . .	2092	293	67	32
Хуанхе . . . . .	980	126	630	640
Св. Лаврентия . . . . .	802	304	3	4
Ориноко . . . . .	944	442	45	47
Тигр и Евфрат . . . . .	1048	210	725—1000	690—1000
Оранжевая . . . . .	1020	91	153	140
Инд . . . . .	960	175	400	420
Юкон . . . . .	855	185	88	103
Дунай . . . . .	816	201	83	101
Меконг . . . . .	810	387	1000	1200
Колыма . . . . .	644	120	4,7	7
Колорадо . . . . .	590	20,3	160	271
Колумбия . . . . .	772	187	36	47
Днепр . . . . .	503	53	2,02	5
Ирравади . . . . .	410	428	350	850
Дон . . . . .	422	28	7,75	18,3
Индигирка . . . . .	360	57	8,5	24
Сев. Двина . . . . .	411	111	5,84	14
Печора . . . . .	327	129	6,5	20
Нева . . . . .	282	82	0,82	3,9
Яна . . . . .	318	31	3	10
Рейн . . . . .	225	68,5	4,5	20
По . . . . .	75	48,7	18	240
Рона . . . . .	99	52,7	31,5	320
Гаронна . . . . .	85	21,6	5,8	70
Висла . . . . .	199	32,0	2,5	13
Рион . . . . .	13,4	13,5	8,5	633
Терек . . . . .	43,7	11	26	600

чество, очевидно, удвоится. У р. Дона из твердого стока 7,75 млн. т 10% остается в пойме, 15% откладывается в зоне предустьевого взморья. У р. Дуная в Киликийской дельте весь твердый сток рукавов, составляющий 83 млн. т, остается в дельте и на ее взморье. В дельте р. Вислы с 1895 по 1929 г. осело около 65% взвесей твердого стока. У разных рек количество оседаемых взвесей в дельте различно и колеблется от 10—15 до 80—95%.

Палеогеографу, очевидно, целесообразно рассматривать не только дельту, но и более широкую устьевую область, к которой, согласно И. В. Самойлову, относится часть долины реки нижнего течения, смежного морского побережья и взморья (в пределах пространства, на котором происходят устьевые процессы). В этой области осуществляется постепенный переход речного режима в морской, с уменьшением практически до нуля уклона свободной поверхности водотока. Наиболее важным и постоянно действующим фактором развития устьевых областей является речной сток, а продукты его среди прибрежно-морских образований распространены гораздо шире, чем это принято считать.

Река в устье обычно течет по собственным наносам и разветвляется на рукава и протоки, которые часто обрамляются боковыми прирусловыми валами (рис. 9). Тип и размеры дельт определяются главным образом тектоническими движениями в приустьевой области, соотношением твердого стока реки и волновым режимом моря, а также рядом других факторов. Различное сочетание этих факторов приводит к многообразным формам дельт.

На современной карте мира выделяется около ста крупных рек, каждая из которых при впадении образует обширную устьевую область. Последние чаще всего располагаются на опускающихся прибрежных участках (И. В. Самойлов, 1952 и др.). Опуская особенности гидродинамического режима и формирования рельефа приустьевой зоны, остановимся кратко на развитии органического мира.

Вместе с терригенным материалом реки выносят на приустьевое взморье биогенные вещества и растворы различных солей. Смешение пресной речной с соленой морской водой вызывает ряд новых геохимических и биохимических процессов (табл. 2). Средний состав солей речной воды является условным, так как эта величина зависит от характера ландшафта и бассейна реки. В экваториальной зоне, где много атмосферных осадков, речная вода содержит меньше карбонатов. Повышенное содержание органического вещества в водах этих рек также способствует недонасыщению углекислым кальцием. Это происходит потому, что при разложении органического вещества выделяется свободная углекислота.

В дельте взвесь биогенных элементов может перейти в раствор, способствующий развитию фитопланктона на предустьевом взморье. Различная растворимость солей, некоторые химические и биохимические реакции, а также биогенное потребление солей, по

И. В. Самойлову, дают следующую направленность гидрохимическим явлениям на взморье.

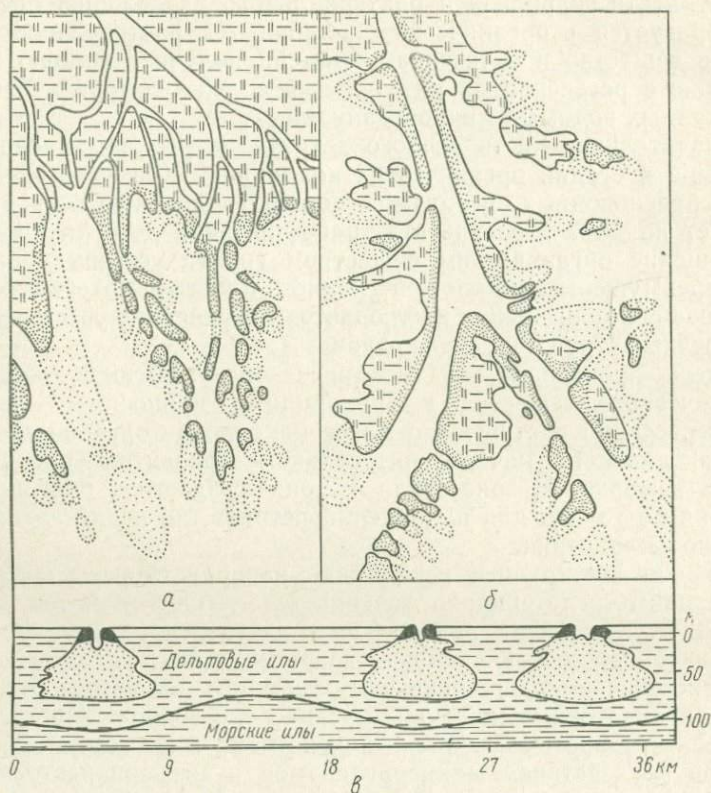


Рис. 9. Строение края дельты.

Дельта: а — Волги, б — Миссисипи; в — поперечный профиль взморья Миссисипи (В. П. Зенкович, 1962).

Рукава реки выражены линзами песков, черным показаны прирусловые валы.

Таблица 2

Средний состав солей вод рек и морей, %

Бассейн	Хлориды	Сульфаты	Карбонаты	Прочие вещества
Реки . . . . .	5	10	60	25
Моря . . . . .	88,5	11	0,3	0,2

Основным процессом является разбавление морской воды речной без существенного изменения состава солей моря. Не менее важный по значимости процесс происходит вследствие богатства

морской воды электролитами, что вызывает свертывание и седиментацию коллоидных и коллоидоподобных взвесей. Речной детрит в результате гидролиза и бактериального разложения постепенно преобразуется в органические коллоиды, в растворенное органическое вещество и с течением времени получает полную минерализацию с регенерацией питательных солей фосфора и азота, потребляемых водными микроорганизмами.

Значительная часть речного детрита потребляется зоопланктоном еще в стадии органических коллоидов. Кроме того, большая часть пресноводных организмов, попадая в соленую воду, гибнет и оседает на дно. В результате трансформации детрита происходит обогащение органическим веществом грунта устьевых зон, который преимущественно сложен глинисто-илистым материалом. Наибольшее его обогащение наблюдается на участках угасания скоростей речных струй и на свале глубин.

Здесь происходит не механическое увеличение количества органического вещества в пропорции с приносимым детритом, а прогрессивно растущее по массе накопление органического субстрата, дающего начало интенсивному развитию органической жизни взморья. В зоне свала глубин создаются благоприятные условия не только для накопления детрита, но и для захоронения остатков планктона.

Так как все крупные реки имеют на приустьевых участках широкие поймы, где обильно развивается летний планктон, по мнению И. В. Самойлова, водный гумус здесь будет смешанного вида и планктонная составляющая — возрастающей.

Наибольшее содержание органического вещества отмечается в реках экваториальной зоны. Велико это содержание и в реках умеренных широт, бассейны которых имеют много озер.

Под воздействием микроорганизмов и энзимов нестойкие соединения органического вещества природных вод постепенно минерализуются, а более стойкие его группы гумифицируются. В воде взморья от морского края дельт количество органического вещества и растворенный кислород убывают по сравнению с устьевыми рукавами. Одновременно в воде накапливаются биогенные элементы, дающие возможность местному развитию фито- и зоопланктону, а в грунте — более устойчивые органические соединения, вновь синтезированные микроорганизмами.

Даже из весьма кратких заметок видно, насколько велика роль устьевых областей в накоплении исходного органического материала для нефтеобразования. На обширных площадях приустьевых областей складываются весьма благоприятные условия для развития биоценоза, накопления и относительно быстрого погружения обогащенных органическим веществом илов, формирования различных форм песчаных тел. Именно здесь создаются все необходимые предпосылки для последующей генерации, аккумуляции и консервации нефти и газа. Исключением являются лишь те области, которые в своем развитии испытывали неоднократные подня-

тия и вызванные ими осушения или перерывы в осадконакоплении.

Кроме того, реки создают обширные аллювиальные прибрежные равнины и накапливают мощные толщи терригенных пород в переходной зоне от суши к морю. Эти толщи бывают в изобилии обогащены рассеянной и концентрированной органикой, а также содержат породы с хорошими коллекторскими свойствами.

Не случайно с аллювиально-дельтовыми образованиями связаны крупнейшие в мире угленосные бассейны. Достаточно сослаться на Донецкий, Кузнецкий, Карагандинский и другие бассейны СССР, Польско-Силезский, Комментри во Франции, Аппалачский, Канзасский, Миссурийский и другие в США и т. п.

В наших работах (1955—1970 гг.) доказывается закономерная связь крупнейших месторождений нефти с дельтовыми и с авандельтовыми отложениями палеорек при устойчивом прогибании их устьев. И это получает все большее и большее подтверждение как у нас в стране, так и за рубежом. Вот почему огромное практическое значение приобретает выявление древних приустьевых зон в пределах нефтегазоносных бассейнов.

## УСТЬЯ РЕК

Устья современных рек рассматриваются во многих работах наших и зарубежных ученых. обстоятельный обзор литературы по этому вопросу сделан в специальной монографии И. В. Самойлова (1952 г.). Геолого-геоморфологическая характеристика дельт дана в трудах В. В. Докучаева, Н. Я. Данилевского, В. П. Батурина, Д. В. Наливкина, Л. В. Пустовалова, М. М. Жукова, М. В. Кленовой, В. П. Зенковича и др.

Река, впадая в водный бассейн, образует дельту или эстуарий. Последним называют однурукавные устьевые участки рек, не имеющих дельтовых образований. По ряду признаков различаются дельты выполнения, выдвинутые, лопастные, клювовидные, сложные, бухтовые (рис. 10).

Дельты выполнения образуются, когда река впадает в залив или бухту. Выносы реки заполняют их, а затем уже выходят на взморье. Примером может служить дельта Дона, которая накопилась на месте далеко вдававшегося в сушу зал. Азовского моря.

Выдвинутые дельты (например дельты рек Волги, Лены, Урала) характерны для открытых берегов с выпуклостью, направленной в море.

Лопастные дельты образуются при большом твердом стоке рек, когда у отдельных рукавов формируются свои приустьевые косы, которые, выдвигаясь в море, создают своеобразные лопасти. Примером такой дельты является дельта Миссисипи.

Клювовидные дельты своим очертанием напоминают клюв птицы. Они состоят обычно из двух приустьевых кос. На приглубых

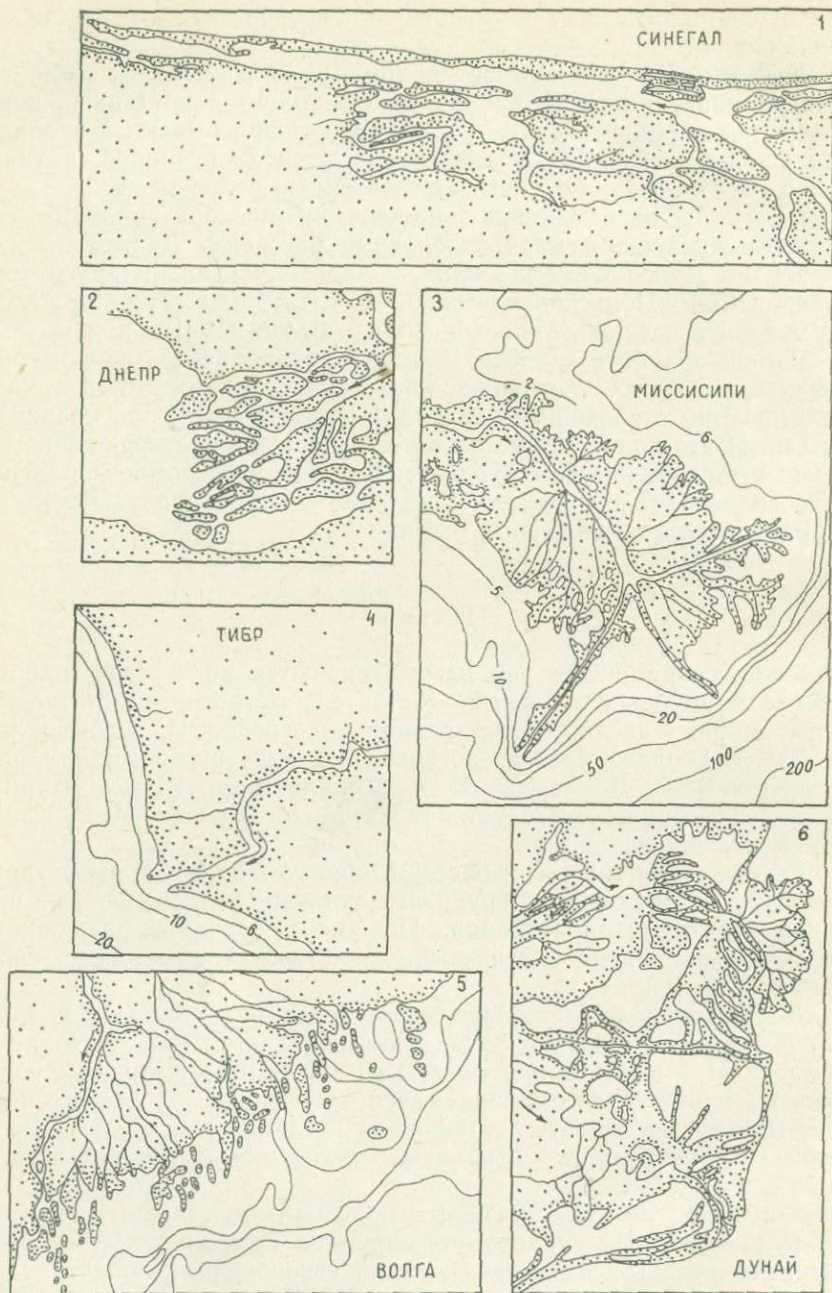


Рис. 10. Некоторые типы дельт.

Дельта: 1 — бухтовая или блокированная; 2 — крупнорукавная (в относительно сжатом берегами пространстве); 3 — лопастная («птичья лапа»); 4 — клювовидная; 5 — выдвинутая (с множеством ветвящихся рукавов); 6 — выпощенная.

берегах клювовидная дельта иногда преобразуется в блокированную дельту.

Сложные дельты образуются при соединении двух или более дельт вместе.

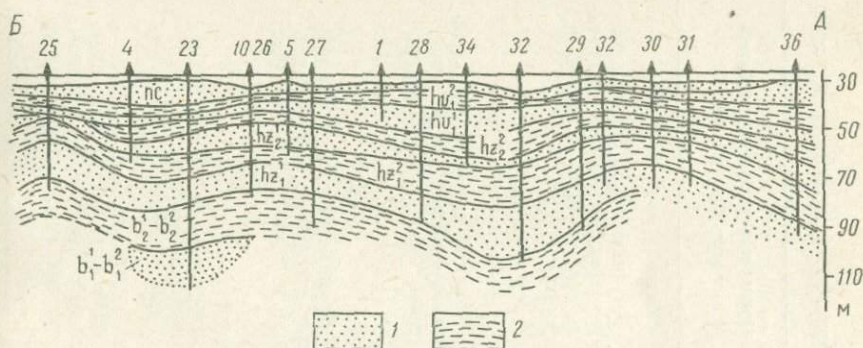
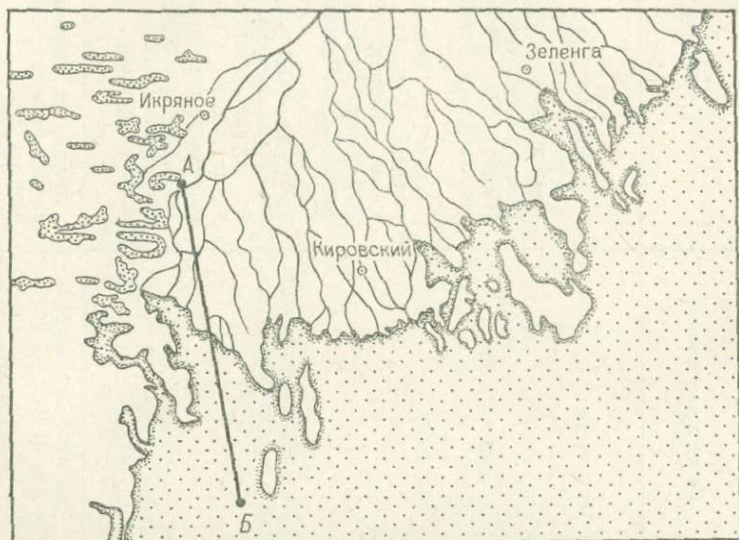


Рис. 11. Характер разреза края дельты Волги, наступающего на взморье (В. Г. Рихтер и др., 1962).

1 — пески и крупнозернистые алевриты; 2 — глины и мелкозернистые алевриты. Возраст отложений:  $b_1^1 - b_1^2$  — раннебакинский;  $b_2^1 - b_2^2$  — позднебакинский;  $hz_1^1$  и  $hz_1^2$  — раннехазарский;  $hz_2^1$  и  $hz_2^2$  — позднехазарский;  $hv_1^1$  и  $hv_1^2$  — раннехвалынский;  $nc$  — новокаспийские и современные аллювиальные отложения.

Бухтовые дельты образуются в тех случаях, когда река впадает в бухту или лагуну, отделяемую от моря пересыпью.

Для дельтовых областей весьма характерно интенсивное накопление осадочного материала, причем оно захватывает не только

Морфолого-генетические типы устьев современных рек (по И. В. Самойлову)

Устьевой участок	Приморская часть и морской край устьевое участка	Предустьевое взморье	Примеры
I. Однорукавный: а) с прямым руслом	Крупный рукав с широкими приустьевыми косами (начальная стадия образования устья, прорыв)	Приглубое	Любой новый рукав прорыва в первое время своей работы. Нейфайерское устье Вислы, Каргалинский прорыв Терека (1914 г.), Тибр (Фиумаро-Гранде), Западная Двина
б) с прямым руслом, повернутым косою параллельно берегу	Крупный рукав, повернутый волноприбойной косою параллельно берегу (блокированное устье)	Приглубое	Камчатка, Большая (Камчатская), Сенегал, некоторые рукава Нигера, Рио-Грандель-Норте, Данцигская Висла (до 1845 г.), Муррей
в) воронкообразный (приливной эстуарий)	Крупные русла, окаймляющие подводные или обсыхающие в отлив вытянутые мели	Приглубое с первичной подводной дельтой	Мезень, Хатанга, Эльба, Везер, Темза, Мерсей, Клайд, Сена, Луара, Жиронда, Хугли, Мегна, Конго, Св. Лаврентия (с реликтовым островом Орлеан), Гудзон, Делавэр, Потомак, Саскуиханна, Магдалена, Ла-Плата, Уругвай
II. Двухрукавный: а) с подводной дельтой	Два крупных русла, разделенных подводным осередком, неустойчивым, моделируемым волнами и течениями	Приглубое с развивающейся подводной дельтой	Амур (два раздвоения), Колумбия, рукава многих приливных дельт

Устьевой участок	Приморская часть и морской край устьевого участка	Предустьевое взморье	Примеры
<p>б) с надводной (первичной) дельтой</p> <p>III. Многорукавный</p> <p>а) дельта первой стадии выполнения залива (в относительно сжатом его берегами пространстве)</p>	<p>Два крупных рукава, разделенные осередком, ставшим устойчивой формой рельефа—островом</p> <p>Крупные рукава, создающие русловыми бороздинами и косами на взморье подковообразные отмели, становящиеся островами с озерком (при малом твердом стоке реки) или сплошные (при значительном твердом стоке реки)</p>	<p>Приглубое с развившейся подводной дельтой и свалом глубин</p> <p>Приглубое с крупными русловыми бороздинами и свалом глубин</p>	<p>Рион, Западная Двина (XIII в.), Тибр (времени образования острова Сакра), Шатт-эль-Араб, Янцзыцзян</p> <p>Днепр, Дон, Северная Двина, Печора, Обь, Енисей, Лена, Яна, Индигирка, Кольма, Нева (?), Рейн, Маккензи, Амазонка</p>
<p>б) выдвинувшаяся в море дельта</p> <p>в) лопастная (иногда вторичная) дельта</p>	<p>Относительно крупные рукава с широкими косами, делящиеся обычно путем прорыва кос, с образованием осередка с подветренной стороны нередко формируется волновая коса из аллювия, не вошедшего в тело дельты</p>	<p>Приглубое переходное к мелководному с неустойчивыми русловыми бороздинами и свалом глубин</p>	<p>Лена, Юкон, Нигер Кура, Урал, Днестр, Селенга, Килийская дельта Дуная, По, Эбро, Хуанхэ, Миссисипи</p>
<p>IV. Крупноостровной:</p> <p>а) наклонная к морю равнина с крупноячеистым рельефом понижений между приподнятыми руслами рукавов:</p>	<p>Крупные, редко расположенные рукава, при длительном постоянном положении которых из их выносов образуются межукавные волноприбойные косы, отшнуровывающие лиманы</p>	<p>Приглубое</p>	

Устьевой участок	Приморская часть и морской край устьевого участка	Предустьевое взморье	Примеры
<p>1) с лагунным морским краем или с лагунным приморским участком</p> <p>2) с преобладанием площадей, не залитых водой</p> <p>б) весьма слабо наклонная равнина с множеством ветвящихся в приморской части дельты рукавов</p>	<p>Крупные, редко расположенные рукава, отмирающие при частых прорывах русел на устьевом участке; разделены песчаными пляжами с волноприбойными валами (приглубое взморье) или зарослями погруженной и надводной растительности (мелководное взморье)</p> <p>Одновременно с несколькими крупными рукавами имеются очень мелкие рукава с длинными узкими приустьевыми косами, отшнуровывающими мелководные бухты (култуки), которые становятся ильменями, а затем, после обмеления, плоскими островами, окаймленными повышением прируслового вала; раздвоение рукавов происходит преимущественно парными прорывами баров — россыпей</p>	<p>Переходное к мелководному</p> <p>Мелководное с русловыми бороздинами, намечающими будущую сеть рукавов морского края</p>	<p>Кубань, Нил, Дунай (с еще незаполненными наносами — «ячеями» рельефа)</p> <p>Амударья, Сырдарья, Терек, Колорадо (Северная), Инд, Меконг, Иравади</p> <p>Волга, восточная часть дельты Лены, ближайшее будущее дельт Дона и Днепра, Ориноко (?), Неман (?), Ногатская дельта Вислы (?), Парана</p>

обширные акватории, но и отличается большой скоростью нарастания аккумулятивного берега и выдвиганием его в море (рис. 11).

И. В. Самойлов, проследившая развитие дельт в историческом аспекте, разработала генетическую классификацию речных устьев, которые подразделяются им на следующие морфолого-генетические типы, расположенные в порядке развития и, соответственно, усложнения рельефа (табл. 3).

### РАЗМЕРЫ И СТРОЕНИЕ ДЕЛЬТ

И. В. Самойлов приводит описание устьев крупнейших рек мира. В капитальном труде о фациях Д. В. Наливкиным (1956 г.) наглядно показано, каких огромных размеров достигают современные дельты. Так, устья рек Хуанхэ, Янцзы и других составляют гигантскую полосу, протягивающуюся вдоль берега Желтого моря на 1100 км. Вместе с подводной частью ширина полосы дельтовых отложений достигает 500—600 км. Таким образом, общая площадь дельтовых выносов составляет 500—600 тыс. км<sup>2</sup>.

Область дельт Брахмапутры, Ганга и Маханади вытягивается вдоль берега Бенгальского залива более чем на 50 км. Надводная ее часть занимает около 300 км, подводная — 100—150 км. Общая площадь ее около 150 тыс. км<sup>2</sup>.

Дельта р. Лены только в надводной части вытянута на 300 км и имеет ширину 150 км. Очертания подводной части пока не установлены. Как считает Д. В. Наливкин, подводное соединение дельт Лены, Яны, Оленека, Анабары и Хатанги весьма вероятно. Эта площадь протягивается вдоль берега на 900 км, а ширина ее достигает 200 км.

Примерно к одному типу относятся дельты северных рек — Печоры, Оби, Енисея, Колымы и Меккензи. Все они имеют эстуарную форму вытянутую по течению реки. Надводные части их составляют по длине 160—200 км и ширине 50—100 км. Площадь подводных частей неизвестна.

Хорошо изучена дельта Волги, насчитывающая более 500 устьев, рукавов и протоков. Ширина ее достигает 250 км, а по числу и сложности разветвлений она не имеет себе равных. На юге Прикаспийской низменности располагаются устья Волги и Урала. И. В. Самойлов полагает, что пра-Волга и пра-Урал в своих низовьях неоднократно соединялись в общую речную систему и имели значительные перемещения в широтном направлении. Не случайно эту часть низменности относят к дельтово-аллювиальной равнине.

Вступая в Прикаспийскую низменность, Волга отделяет первый большой рукав — Ахтубу за 450 км от моря. В 46 км севернее Астрахани отделяется второй мощный рукав — Бузан. Вся Волго-Ахтубинская пойма заполнена старицами, руслами и мелкими рукавами. Ширина волжской долины колеблется от 12 до 40 км,

а ширина главного русла от 0,6 до 2,2 км с глубинами от 2,5 м на перекатах до 35 м на плесах. Ниже по течению от Волги ответвляются крупные и мелкие рукава. В море Волга впадает через многочисленные устья рукавов и протоков. Протяженность главных рукавов от их начала до впадения в море от 70 до 110 км. Каждый из рукавов по мере приближения к морю отделяет протоки, которые делятся на еще более мелкие водотоки. Если в верхней части дельты Волги 70 протоков, то в средней 225, а в нижней приморской части их уже более 800. Рукава и протоки дельты обладают различными глубинами. Наибольшие глубины относятся к коренному руслу Волги — до 25 м. Глубины рукавов 6—10 м. Они уменьшаются к морю до 1 м.

Рукава и протоки продолжают на взморье неглубокими бороздинами, заключенными между боковыми косами. Между смежными косами обособливаются постепенно мелющие акватории заливчиков, или култуков, являющихся своеобразными отстойниками поступающих в них речных вод.

Считается, что из дельтовых осадков примерно 25% приходится на долю песчаников. В отложениях дельты Волги преобладает песчаный материал фракций от 0,1 до 0,05 мм, т. е. алеврит, на который в механическом составе песков падает 90—95%. Более крупные песчаные разности встречаются весьма редко.

Палео-Волге неогенового времени посвящены интересные исследования В. П. Батурина (1931—1947 гг.), который, изучая условия образования продуктивной нефтеносной толщи Апшеронского полуострова, на основе тщательного петрографического анализа доказал, что дельта ее находилась на широте Апшерона (рис. 12). Свои исследования он начал с изучения песков продуктивной толщи. Затем им был определен петрографический состав песков всех рек Восточного Кавказа и Закавказья, а также третичные песчаники этих районов. Сравнение показало, что все пески Кавказа и Закавказья резко отличаются от песков продуктивной толщи.

После изучения песков современной дельты Волги и Азовского моря оказалось, что отложения дельты Волги по своему составу аналогичны с песчаными породами продуктивной толщи Бакинского района. Особенно велико их сходство с авандельтовыми песками Волги. Близкими по составу оказались также пески Миусского лимана на северном побережье Азовского моря.

На примере Волги можно видеть, как, вступая непосредственно в дельтовую область, она делится на рукава, лавирующие между буграми Бэра. Рукава в свою очередь дробятся на протоки и ерики и образуют массу озерно-проточных водоемов — ильменей. Твердый сток в дельте распространяется между главными рукавами примерно пропорционально их расходам. От вершины дельты до свала глубин наблюдается уменьшение содержания фракции более 0,25 мм и увеличение количества фракции 0,25—0,05 мм, которые составляют 80—95% донных осадков и определяют средневзвешенный диаметр частиц русловых отложений в 0,15 мм. По берегам

русел и протоков во время паводков образуются приустьевые валы, состоящие из песка. Строение и процессы развития рельефа дельты Волги детально рассмотрены в трудах М. В. Кленовой (1948—1951 гг.), И. В. Самойлова (1952 г.), С. С. Байдина (1956 г.) и др.

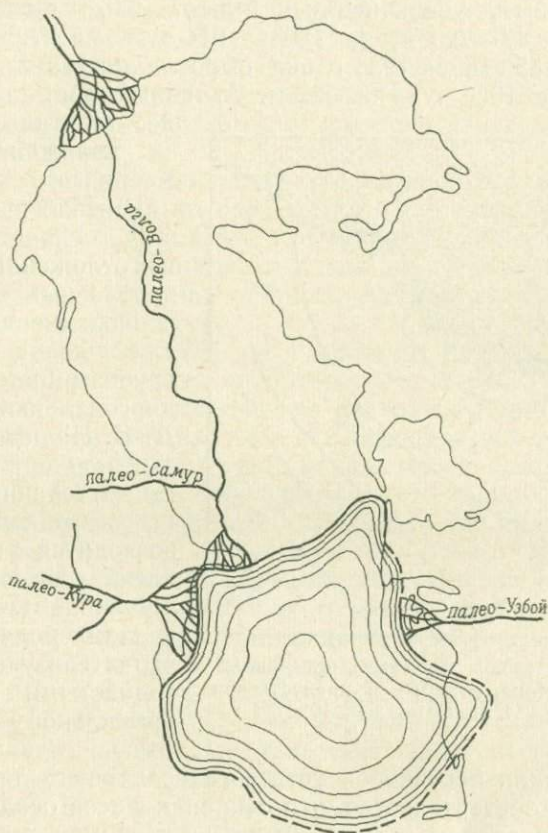


Рис. 12. Палеогеографическая карта Каспия плиоценового времени (В. П. Батурина, 1937).

Отложения дельт весьма разнообразны и невыдержаны как в разрезе, так и на площади. Русла и протоки сложены сравнительно отсортированным песчаным материалом. Ближе к берегам, где течение замедляется, накапливается песчаный ил. Постоянное изменение силы и положения потоков в дельте приводит к пестроте и смещению связанных с ними осадков.

Основная масса осадков, выносимых реками в моря, относится к илам. Они образуют огромные подводные обрамления приустьевых областей, а также заполняют дельтовые озера — ильмени.

Скорость осадконакопления вокруг большинства дельт весьма интенсивная и по мере удаления от приустьевых областей она сильно меняется. Скорости образования самих дельт зависят не только от приноса осадков, но и от колебания уровня бассейнов, куда они впадают. Так, по данным М. В. Кленовой (1948 г.), дельта Волги за 1817—1853 гг. увеличивалась на 147—345 м в год, за 1853—1863 гг. — на 47—720 м, за 1864—1914 гг. — на 272 м, за 1914—1925 гг. — на 530 м, за 1934 г. она выросла на 119 м, за 1935 г. — на 520 м, за 1936 г. — на 622 м. Активный рост за последние

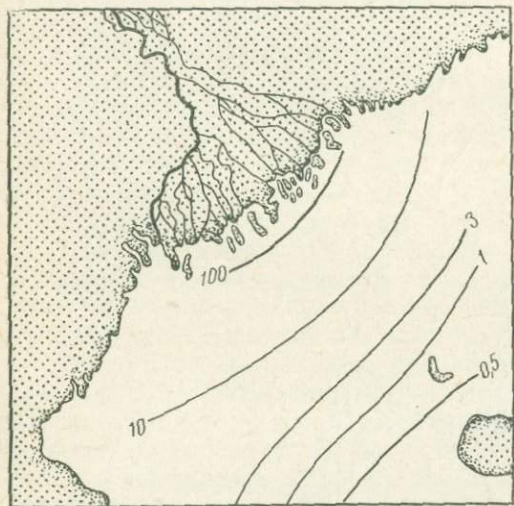


Рис. 13. Распределение биомассы поверхностного фитопланктона (в  $г/м^3$ ) в предустьевой зоне Волги (И. В. Самойлов, 1952).

При изучении обстановок устьевого осадконакопления следует учитывать то обстоятельство, что основная масса осадков, выносимых реками в заливы и моря, была не песком, а илом, который образует обширные зоны, обрамляющие авандельты. Именно в илах сосредоточивалась главная масса исходного органического вещества и они, погружаясь на оптимальные глубины, становились нефтегазогенерирующими отложениями.

Органическое вещество растительного и планктонного происхождения в устьях рек накапливается в убывающем порядке от морского края дельты в сторону взморья. Так, например, среднее содержание поверхностного фитопланктона в предустьевом пространстве Волги падает со  $100 г/м^3$  у края дельты до  $0,5 г/м^3$  у побережья п-ова Мангышлака (рис. 13).

Предустьевое взморье характеризуется широким развитием илистых грунтов, из которых при разложении органического вещества выделяется метан и водород. Этот процесс прекращается при

десятилетия объясняется понижением уровня Каспия.

Литологический состав и слоистость дельтовых отложений весьма разнообразны. Распространенное мнение о том, что для дельт характерны грубозернистые осадки и диагональная слоистость, Д. В. Наливкин (1956 г.) считает ошибочным. Частный, сравнительно редко встречаемый случай возводится в закон и влечет за собой грубые ошибки. Очень многие дельты, подчеркивает он, характеризуются тонкозернистыми осадками и правильной слоистостью.

деятельности бактерий, образующих бактериальную пленку. Последняя служит хорошим субстратом для развития огромного количества одноклеточных водорослей, синтезирующих новые массы органического вещества.

Слоистость дельтовых отложений находится в прямой зависимости от места их накопления. Наряду с русловыми здесь имеют место озерные, болотные, баровые, морские типы отложений, осложненные наложенными процессами пеллоидий, миграцией береговой линии и тектоническими колебаниями. Наиболее характерной чертой дельтовых образований является чередование морских и наземных осадков.

Дельты крупных равнинных рек занимают огромные территории, а поэтому во время паводков для временных ингрессий моря они превращаются в бассейны, где может отложиться пласт песчано-глинистых или глинистых осадков на всей площади дельты. Неоднократная смена таких условий седиментации может привести к правильной слоистости.

Д. В. Наливкиным (1956 г.) подмечено очень важное и почти не освещенное в геологической литературе явление, происходящее в устьях больших рек и особенно на поверхности авандельты в эстуариях. В пределах авандельты и соседних с ней районов часто отлагаются осадки речного типа и появляется пресноводная или солоноватоводная фауна. Площади таких районов измеряются сотнями километров. Например, для Нила с его сравнительно небольшой дельтой длина авандельты превышает 100, а ширина 400 км. В эпохи сильных и продолжительных засух количество пресной воды, приносимой в приустьевую область, сильно сокращается. Вместе с этим восстанавливается нормальная морская соленость и появляется морская фауна.

В ископаемом состоянии такой разрез, полученный в результате только смены климатического режима, выглядит следующим образом. В основании залегают довольно мощная толща песчано-глинистых отложений с пресноводной или солоноватоводной фауной, выше расположена тоже песчано-глинистая толща меньшей мощности и с морской фауной. Такой разрез скорее всего будет трактоваться как образованный в результате морской трансгрессии. На самом деле никакой трансгрессии не было и уровень моря оставался постоянным. Подобное явление Д. В. Наливкиным названо псевдотрансгрессией.

Состав фауны авандельты зависит от взаимоотношений речной и морской воды. При уменьшении количества пресной воды появляется своеобразная солоноватоводная фауна, которую чаще всего принимают за лагуническую и считают, что дельта сменилась лагуной. Это неправильно, замечает Д. В. Наливкин. Дельта никогда не сменяется лагуной. Когда морская вода оттесняет пресную, фауна сменяется морской и отложения принимаются за морские. Например, прослой известняков и глины с морской фауной — Донецкого, Подмосковского, Кизеловского и других угленосных бассейнов

ошибочно относят к морским отложениям, образовавшимся в результате опускания дельты и трансгрессии моря. Все эти прослои представляют собой нормальные дельтовые отложения. Они могут возникать от сокращения притока речной воды во время засушливых периодов или от усиления береговых течений.

Небезынтересно заметить, что французский геолог К. Жинью (1950 г.) также высказал подобное мнение по поводу ритмического строения угленосных отложений Франко-Бельгийского угольного бассейна. Он считает более вероятной причиной такого строения — периодическое изменение климата, а не колебание уровня морского бассейна, вызванного тектоническими движениями, как это трактуется большинством исследователей, согласно классической теории образования ритмических серий осадков.

Высказанные положения имеют особенно большое значение при восстановлении древних дельт. Изучая ископаемую фауну палеозойских дельт, подчеркивает Д. В. Наливкин, необходимо иметь в виду, что в это время некоторые морские роды пелеципод, гастропод и даже брахиопод и иглокожих начинают или пытаются приспосабливаться к жизни в солоноватых и пресных водах. Поэтому представители их, сохраняя морской облик, могут встретиться в дельтовых отложениях.

Мы несколько более подробно останавливаемся на особенностях дельтового осадконакопления потому, что, как увидим дальше, с древними дельтами связаны богатейшие нефтегазоносные площади мира. Кроме отмеченных, дельты гумидных зон часто обладают еще одной весьма характерной чертой — это широко развитым угленакоплением.

Весьма интересна в этом отношении одна из крупнейших и долго существовавших позднепалеозойских палеодельт, к которой относится Донецкий каменноугольный бассейн. Его основная угленосная толща принадлежит к среднему карбону. Мощность ее достигает 6—8 км. Сложена она преимущественно песчано-глинистыми отложениями с прослоями углей и известняков с морской фауной. По характеру строения и составу отложений это типичная дельтовая область, питавшаяся одной, а может быть несколькими реками.

В истории развития этой дельты Д. В. Наливкин выделяет три эпохи. Первая — эпоха накопления осадков, когда речные потоки выносили громадные массы песка и глины; вторая — эпоха образования угля, когда происходило накопление растительных остатков; третья — эпоха образования известняков.

В первую эпоху Донбасс представлял собой надводную и частично подводную поверхность дельты с многочисленными речными руслами. Во время угленакопления, вернее накопления растительных остатков, значительные площади дельты были покрыты тропическими болотами. Наконец, в третью эпоху бассейн был мелким морем с глубинами 10—30 м и берегами, лишенными рек. Это связано, вероятнее всего, с псевдотрансгрессиями. Однако опускание

дельты ниже уровня моря не вызовет образования известняков, при этом только увеличится подводная часть дельты. Для образования известняков необходимо не опускание дельты, а прекращение, высыхание или перемещение речных потоков. Только при этом вода примет нормальную морскую соленость и появятся организмы, образующие известняки.

Таким образом, делает вывод Д. В. Наливкин, возможно, что никаких пульсаций — подъемов и опусканий в Донбассе не было, а было только чередование эпох дождей и засух.

Мы не беремся судить, насколько такой вывод отвечает реальной действительности, но несомненно одно, что Донецкая дельта в своем развитии претерпевала неоднократное осушение и на ее поверхности долгое время оставались обширные болота, которые являлись очагами торфонакопления. Затем дельта обводнялась, консервируя залежи торфяников и через какие-то промежутки времени снова то осушалась, то затоплялась. И если это благоприятствовало углеобразованию, то отрицательно сказывалось на возможности битумообразования. Более подробно на этом мы еще остановимся.

Работами Ю. А. Жемчужникова, Л. Н. Ботвинкиной, П. П. Тимофеева, А. П. Феофиловой, В. С. Яблокова, Н. В. Логвиненко и др. установлено, что отложения угленосной толщи Донбасса принадлежат к различным фациям. Среди них выделяются аллювиальные как руслового, так и пойменного типа, озерные, болотные, дельтовые, осадки полузамкнутых заливов в дельтовой области или вдали от нее, осадки баров и, наконец, разнообразные морские. Все это показывает, как трудно устанавливать физико-географическую обстановку отдельных моментов развития седиментационных бассейнов даже при хорошей обнаженности и наличии густой сетки буровых скважин, которыми отличается Донбасс. Только широкий региональный подход и верное определение генетических признаков встречаемых отложений может обеспечить успех палеогеографу.

### ДРЕВНИЕ ДЕЛЬТЫ

Внимательное рассмотрение условий размещения крупных месторождений нефти мира свидетельствует о том, что большинство из них связано с дельтовыми и авандельтовыми отложениями. К сожалению, этот исключительно важный в практическом отношении вывод почти не учитывается при прогнозировании и планировании поисково-разведочных работ. Чтобы он не остался постулативным, попытаемся подтвердить его конкретными примерами.

Известный американский геолог В. А. Вер-Вибе (1959 г.) предполагает, что большинство нефтяных месторождений всего мира приурочено к ископаемым дельтам. Е. Райнватер (1964 г.) к наиболее благоприятным для накопления нефти и газа ловушкам относит ловушки, расположенные в пределах крупных палеodelьт рек, впадающих в океаны, эпиконтинентальные моря и озера. Он указывает,

что при поисках нефти следует искать палеодельты. Д. Буш (1965 г.) на основе изучения дельтовых песков свиты Буй в восточной Оклахоме утверждает, что нефтяные залежи здесь почти никакой связи со структурными ловушками не имеют, а поэтому поиски их ведутся путем выявления и прослеживания продуктивных песков палеодельты.

Автором настоящего труда, начиная с 1955 г., опубликован ряд работ, указывающих на повышенную нефтеносность ископаемых дельт на Русской платформе, в Западной Сибири и других районах. Можно с уверенностью сказать, что дельтовые отложения в земной коре не так уж редки, но их трудно опознавать и они пока мало изучены.

Обширные палеодельты девонского времени известны в США в штатах Нью-Йорк и Пенсильвания. Максимальная мощность их отложений превышает 3000 м. Дельтовые образования здесь образуют гигантский клин. В восточной части дельтовые отложения имеют в основном красноцветную окраску, что позволяет предположить субаэральную обстановку накопления песков и илов. Далее к западу преобладают голубые, серые и зеленые окраски, указывающие на морскую или во всяком случае солоноватоводную среду осадконакопления.

На территории США выявлены многочисленные дельты верхнекаменноугольного возраста. Они наблюдаются в Пенсильвании, в Западной Виргинии и особенно в Алабаме. На юго-западе Индианы и в Иллинойсе позднекаменноугольные (пенсильванские) осадки отлагались в болотах. Большое количество прослоев угля, чередующихся с прослоями известняков, свидетельствуют о часто менявшихся условиях осадконакопления в пределах древних дельт. По-видимому, эта обстановка в какой-то мере была близка к той, которая существовала в Донбассе.

В. А. Вер-Вибе отмечает, что обширные аллювиальные равнины пенсильванского времени, которые установлены в Иллинойсе, Индиане, Миссури, Канзасе, Оклахоме и Техасе, были схожи с современной обширной аллювиальной равниной р. Оби в Западной Сибири. В штате Иллинойс, например, мощность древних речных песчаников составляет 1,5—3 м, а в наиболее глубоких частях русла иногда достигает 30 м. Над песчаниками залегает неясно-слоистый глинистый сланец неморского происхождения. Он перекрыт известняком, содержащим стяжения и примеси, указывающие на отложение его в пресной воде. Выше по разрезу следует глина и уголь, которые сменяются черным глинистым сланцем, представляющим собой первые отложения трансгрессирующего моря. Сланец, по-видимому, является той материнской породой, из которой нефть позднее мигрировала в близлежащие пористые коллекторы. Еще выше залегают плотные, чистые, хемогенные известняки.

Мощные толщи дельтовых раннепенсильванских отложений наблюдаются на юге Оклахомы и северо-востоке Техаса. Севернее в восточной Оклахоме и Восточном Канзасе отмечается чередова-

ние морских отложений с континентальными. То же самое происходит и в северной части Техаса, где встречены обширные площади низменной суши. Об этом говорят многочисленные пласты угля. Песчаники, врезанные в нижележащие отложения, свидетельствуют о существовании древней речной сети. В Восточном Канзасе береговые линии древнего моря Чероки четко выражены длинными, узкими полосами нефтяных залежей в округах Гринвуд и Батлер.

Типичными рукавообразными залежами здесь являются месторождения Гарнетт и Буш-Сити. Они приурочены к песчаным шнурковым линзам, залегающим у кровли сланцев свиты чероки, представляющим собой образования русел рек пенсильванского времени. Длина их около 25 км, ширина местами достигает 800 м. Средняя мощность продуктивных песчаников 15—20 м.

Здесь же наблюдаются залежи нефти, связанные с образованиями прибрежных баров, которые наиболее характерны для песчаников бартлсвилл и бербани свиты чероки, залегающей в нижней половине пенсильванского отдела. По строению они почти аналогичны современным барам Приатлантической равнины. Они также вытянуты в полосы длиной от 5—8 до нескольких десятков километров, при ширине 0,5—4 км (см. рис. 4). Мощность их колеблется в пределах 10—45 м.

Среди известных древних дельт В. А. Вер-Вибе выделяет дельту, которая образовалась на юго-востоке Оклахомы и юго-западе Арканзаса в каменноугольное время. В течение всего палеозоя почти до окончания миссисипского времени здесь господствовали относительно спокойные условия седиментации. Затем наступило резкое изменение. Начались подъем массива суши Лланория и накопление грубых кластических осадков, падение слоев которых шло на север и северо-запад от Луизианы. Эти породы получили название серии пушмата. Они были подразделены на шесть формаций, из которых самая нижняя имеет максимальную мощность, превышающую 1500 м. В разрезе всей серии обнаруживается десять зон песчаников и такое же число зон алевроитов и глинистых сланцев. Мощность всех формаций достигает более 4570 м. Она максимальна вблизи источника сноса и быстро убывает к северо-западу.

По мнению указанного исследователя, серия пушмата накопилась в обстановке дельты. Многие слои содержат волноприбойные и знаки ряби, а также ископаемые остатки, указывающие на мелководные условия. Глубина воды, видимо, не превышала 60 м. Здесь были многочисленные временные болота и озера, заливавшиеся морем. Грубые кластические породы на юго-востоке Оклахомы с продвижением на север постепенно сменяются более мелкозернистыми породами — алевролитами и глинистыми сланцами. В Северной Оклахоме отмечаются даже известняки.

В северной части Западного Внутреннего бассейна США залежи нефти и газа в отложениях пенсильванского возраста

контролируются главным образом литологическим фактором. Среди них выделяется три основных типа: литологически ограниченные залежи, заключенные в песчаных линзообразных телах прибрежных баров; литологически экранированные, приуроченные к руслам древних рек (распределение нефти и газа в них определяется положением русла в пространстве), и литологически экранированные залежи, связанные с песчаниками, выклинивающимися на своде поднятий.

Крупнейшие месторождения нефти известны в дельтовых отложениях кайнозойского времени. К одной из них, кроме упоминавшейся выше дельты пра-Волги, принадлежит древняя дельта Миссисипи.

### Образования древней Миссисипи

Чуть ли не на 1000 км к северу от побережья Мексиканского залива протягивается низменная аллювиальная равнина Примексиканской впадины. Ее площадь около 80 тыс. км<sup>2</sup>, образована реками Миссисипи, Рио-Гранде, Колорадо и более мелкими речными потоками. В низовье Миссисипи наращивалась и выдвигалась в море вслед за отступавшей береговой линией обширная дельта. Примексиканская впадина сложена палеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими отложениями, представленными главным образом терригенными образованиями. Общая мощность только мезозойско-кайнозойских отложений впадины превышает 10 км. Она является крупнейшей в мире областью устойчивого погружения на протяжении длительного времени.

Заложение ее, по мнению американских геологов, относится к пермскому периоду. Предполагается, что в каменноугольное время эта территория была частью континентального массива Лланория. Интенсивное прогибание впадины отмечается в меловом и палеогеновом периодах. Оно сопровождалось образованием в кристаллическом фундаменте ряда ступенчатых сбросов, по уступам которых впадина погружалась в сторону Мексиканского залива.

В Примексиканской впадине расположена известная нефтегазоносная область (провинция) Голф-Кост, которая охватывает прибрежную равнину и континентальный шельф Мексиканского залива. Она занимает территорию штатов Техас, Арканзас, Луизиана, Миссисипи и большую часть штатов Алабама, Джорджия и Флорида. Эта область дает более 1/3 ежегодной добычи нефти США.

Продуктивные юрские, меловые и палеогеновые отложения накапливались в большей части впадины в условиях чередования морского, прибрежного и лагунного режимов на фоне сравнительно быстрого прогибания бассейна седиментации. На побережье Мексиканского залива и частично на северном борту впадины развиты солянокупольные структуры.

Мы не будем перечислять особенностей нефтегазоносности отдельных районов этой богатейшей области, названной некоторыми геологами — мировым полюсом нефтегазонакопления. О ней опубликовано много работ зарубежных и наших ученых. Отметим лишь, что в пределах побережья Мексиканского залива и акватории его шельфа нефтяные месторождения приурочены преимущественно к песчаным отложениям, которые тяготеют широкой зоной к современной береговой линии. Здесь встречаются различные типы залежей — структурные, литологические, стратиграфические и литолого-стратиграфические. Литологические залежи также имеют довольно широкое распространение, причем среди этого типа залежей часто встречаются структурно-литологические и литологически-замкнутые типы. Типичную литолого-стратиграфическую залежь, запечатанную несогласием, представляет собой известное крупнейшее месторождение нефти — Ист-Тексас.

Следует отметить, что наиболее крупные запасы нефти, обнаруженные в США, за исключением открытых в последние годы месторождений на Аляске, связаны с третичными отложениями дельты Миссисипи.

По данным В. А. Вер-Вибе, начало образования дельты Миссисипи относится к эоценовому времени. На юге Луизианы на глубине более 4,5 км отложения эоцена представлены комплексом переслаивающихся речных дельтовых и морских отложений. Линзы песчаника переслаиваются с глинистыми сланцами и небольшими пластами лигнита. Мощность эоцена быстро увеличивается с севера на юг и достигает максимума, превышающего 1,5 км.

Олигоценые отложения также состоят из переслаивающихся песков и глин дельтового типа, среди которых встречаются прослой известняков и мергелей. Максимальная мощность олигоцена в восточной части Техаса около 360 м. Отложения миоцена дали большую часть нефти и газа в Южной Луизиане и Юго-Восточном Техасе. Они почти полностью сложены дельтовыми осадками. Плиоценые отложения трудно отличимы от миоценовых, а поэтому их объединяют в одну миоплиоценовую серию дельтовых осадков мощностью около 1220 м. Они дают значительную часть добываемой нефти в Южной Луизиане и на прилегающем шельфе.

Современная дельта Миссисипи (рис. 14) сложена плейстоценовыми и четвертичными осадками. Свою долину река проложила по направлению главного стока вод четвертичного оледенения Северной Америки. Интенсивность современного опускания дельты растет от северного берега залива, где отчленяется лопастная дельта, к ее южному морскому краю. Так размер опускания за 100 лет установлен: для берегов юго-западной Луизианы 0,26 м, для истока рукавов — 0,6 м, для конца Южного рукава — 1,8 м, для конца Юго-Западного рукава — 2,05 м. Древнедельтовые аллювиальные отложения покрывают еще более древние такие же отложения вплоть до раннего мела, а может быть и более древние приустьевые образования.

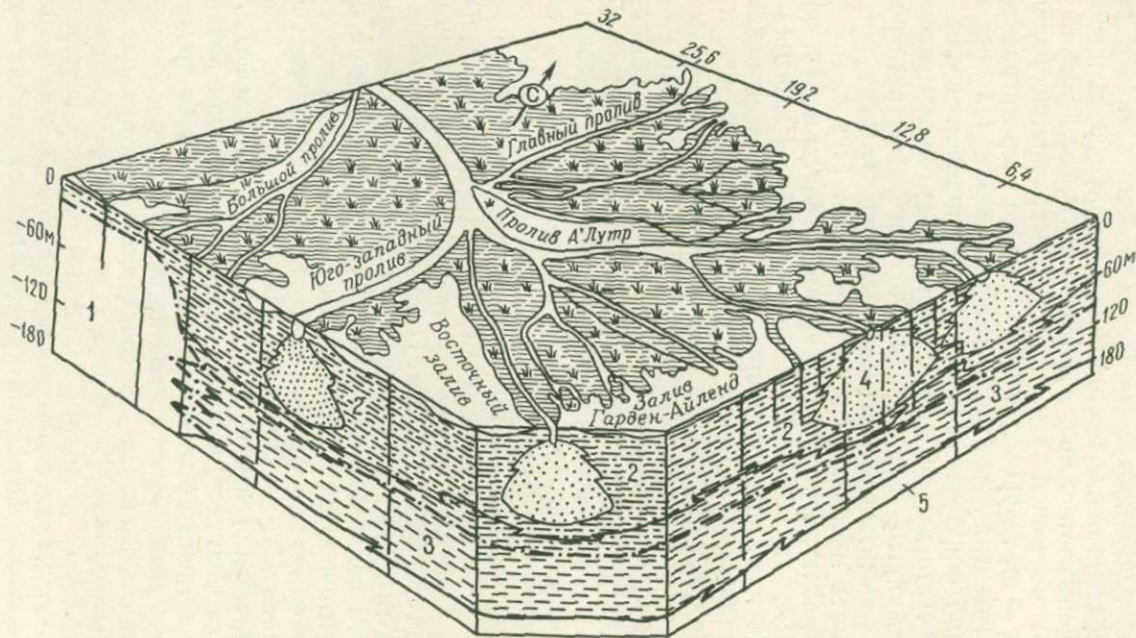


Рис. 14. Дельта р. Миссисипи (Фикс и др., 1955).

1 — отложения, подстилающие образования дельты; 2 — глины, отложенные рекой; 3 — морские глины; 4 — песчаные линзы рукавов дельты; 5 — морские пески.

В результате многократных изменений местоположения устья Миссисипи из налегающих друг на друга дельтовых авандельтовых отложений и образовалась огромная древнедельтовая аллювиальная равнина, богатейшая по запасам нефти и газа.

### Нефтегазоносность отложений древних рек

И. О. Брод, Н. Ю. Успенская и другие советские геологи сравнивают региональную структуру Мексиканского залива с Прикаспийской синеклизой. К. К. Гостинцев, В. А. Гроссгейм считают, что такое сопоставление искусственно, так как эти структуры и генетически и морфологически разнородны. Мы склонны присоединиться к первому мнению и отметить значительную общность в развитии Примексиканской впадины и Прикаспийской синеклизы, которая еще недостаточно изучена глубоким бурением.

Общим для них является относительно устойчивое и длительное погружение, накопление огромных масс осадочных образований при помощи рек и наличие крупных промышленных скоплений нефти и газа. И если уже установлено, что с приустьевыми областями пра-Миссисипи и пра-Волги связаны богатейшие нефтегазоносные площади, т. е. все основания утверждать, что и к менявшим свое положение устьям пра-Оби, пра-Ангарты, пра-Иртыша и других древних рек приурочены не менее богатые нефтегазоносные районы. На палеореках Западной Сибири мы еще остановимся, а пока отметим высказанную Д. В. Наливкиным мысль, что очень многие дельтовые отложения еще не выявлены и сейчас числятся в общей массе отложений, называемых лагунными и континентальными. Можно только добавить, что еще хуже обстоит дело с определением авандельтовых образований.

Кроме отмеченных, можно указать на другие нефтегазоносные области древних дельт. В частности, богатейшим районом является дельта р. Ориноко в Венесуэле. Дельты того же возраста рек Чиндвин и Ирравади в Бирме известны крупными нефтяными месторождениями. В последние годы ряд месторождений нефти открыт в Нигерии на побережье и в акватории Гвинейского залива (рис. 15), в устье рек Нигер и Бенуэ, где первое нефтяное месторождение было открыто в 1959 г., а через 10 лет уже насчитывалось 70 месторождений, и годовая добыча нефти в 1970 г. составила более 71 млн. т. Продуктивные горизонты связаны с песчаными отложениями миоцена, палеогена и верхнего мела. Начальные дебиты первых скважин достигали от 100 до 300—400 т/сут. В Гвинейском заливе в 10—20 км от берега открыт ряд морских нефтегазоносных площадей, причем они оказались гораздо богаче тех, которые расположены на суше.

Примером широкого развития залежей нефти в песчаных образованиях древней дельты миссисипского времени является район Центральной Оклахомы. Здесь в песчаниках Буч выявлено большое количество залежей в отложениях рукавов и проток

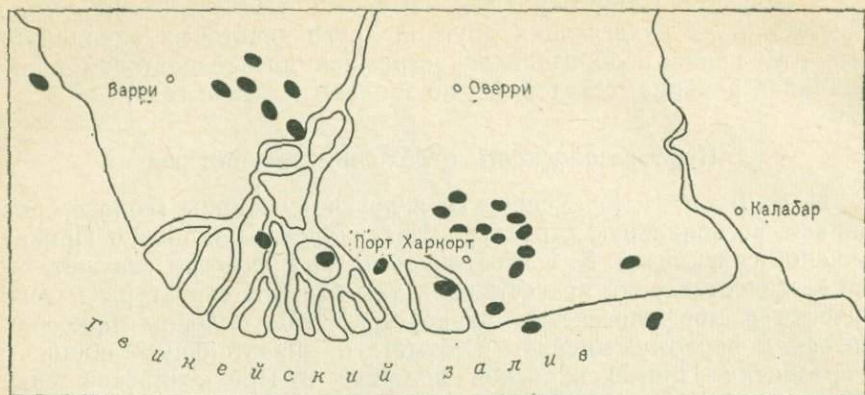


Рис. 15. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Нигерии (А. А. Бакиров и др., 1971).

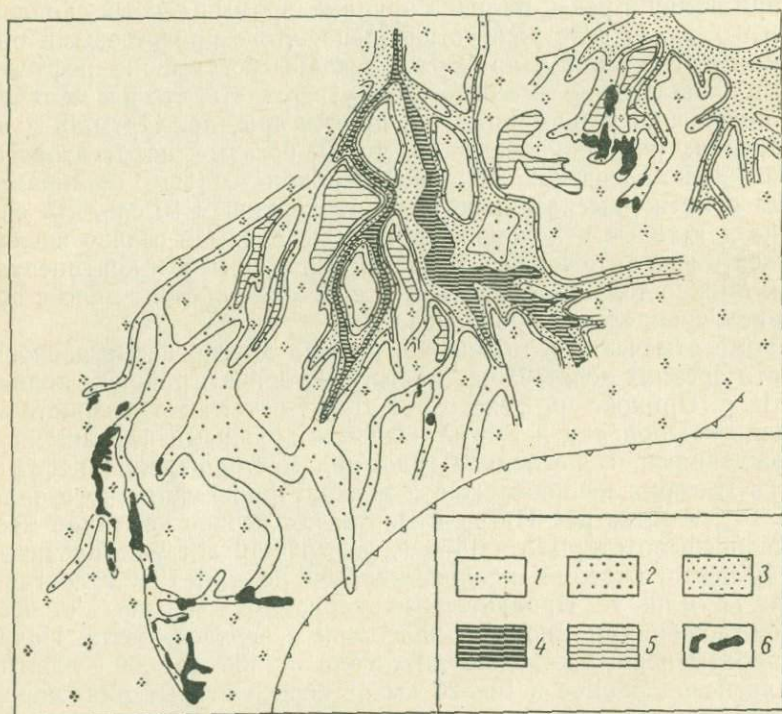


Рис. 16. Рукава палеодельты нижнекаменноугольного времени в Центральной Оклахоме (Д. Буш, 1959).

Мощности песчаников (в м): 1 — от 0 до 6, 2 — от 6 до 20, 3 — от 20 до 36; 4 — от 36 до 72 и более; 5 — глины; 6 — залежи нефти.

палеodelьты крупной реки, впадающей в море, занимавшее прогиб Мак-Алестер (рис. 16). Площадь этой палеodelьты превышает 5200 км<sup>2</sup>. Мощность русловых песчаников Буч колеблется от 6 до 80 м и более. Между руслами и протоками залегают преимущественно глинистые отложения.

На приведенной карте части древней дельты обращает на себя внимание то обстоятельство, что нефтенасыщенными являются далеко не все русловые песчаники, а преимущественно расположенные в авандельтовой зоне. Это, по-видимому, связано с тем, что миграция нефти шла из отложений более глубокой части морского бассейна в сторону прибрежной и аккумуляция ее произошла в первых встретившихся ловушках. Следовательно, положение песчаных образований дельты по отношению к генерировавшим углеводороды породам очень важно.

На рис. 17 приводится один из таких участков упомянутой дельты в Центральной Оклахоме, рукава и протоки которой заполнены нефтью. Следует заметить, что расположение нефтяных залежей в данном случае не зависит от структурного фактора.

Еще одним примером аккумуляции нефти в аллювиальных дельтовых песках может служить выявленное устье палеореки раннемелового возраста в районе Альберты (Канада). Здесь речные пески заполняют широкую эрозионную долину, промытую среди палеозойских карбонатных пород (рис. 18).

Несмотря на все трудности прослеживания речных песчаников, их нельзя не учитывать, так как они могут служить хорошими резервуарами для скопления нефти или газа. Успешные поиски нефти в таких песчаниках требуют знания особенностей их распространения. Когда вскрывается залежь нефти в них, то основным вопросом является определение места заложения следующей скважины. Для этого необходимы сведения о простирации песчаника,

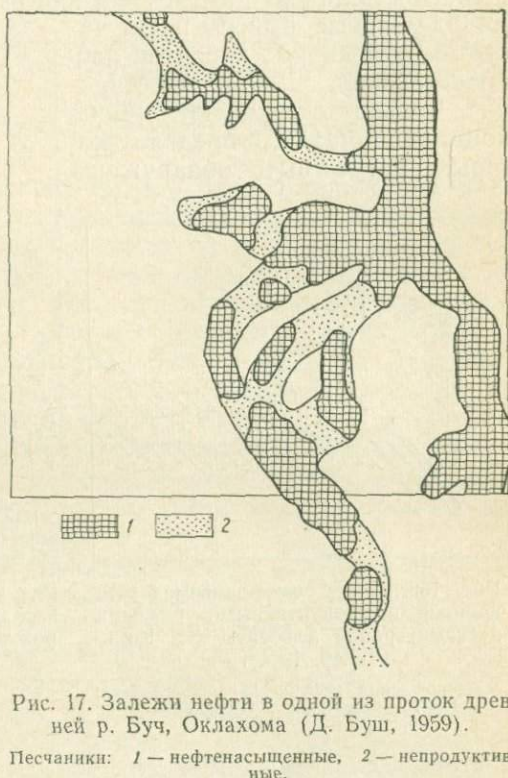


Рис. 17. Залежи нефти в одной из проток древней р. Буч, Оклахома (Д. Буш, 1959).

Песчаники: 1 — нефтенасыщенные, 2 — непродуктивные.

а также об изменении пористости и проницаемости его. При отсутствии четкого представления о генетическом характере песчаников, о геометрии их залегания и взаимоотношении с возможными нефтематеринскими породами трудно выбрать наиболее оптимальное расположение как поисково-разведочных, так и эксплуатационных скважин.

Обычно простираение большинства аллювиальных отложений может быть линейно вытянутым или изогнутым (меандрирующим). Авандельтовые выносы носят часто блуждающий характер распространения. Линии простираения только очерчивают общие контуры площади, в пределах которых могут быть обнаружены

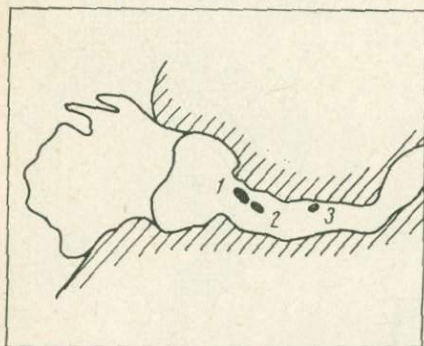


Рис. 18. Устье реки раннемелового времени с продуктивными речными песками; район Альберты (Ц. Конибер, 1964).

Месторождения нефти: 1 — Белшил-Лейк; 2 — Томпсон-Лейк; 3 — Хьюгенден.

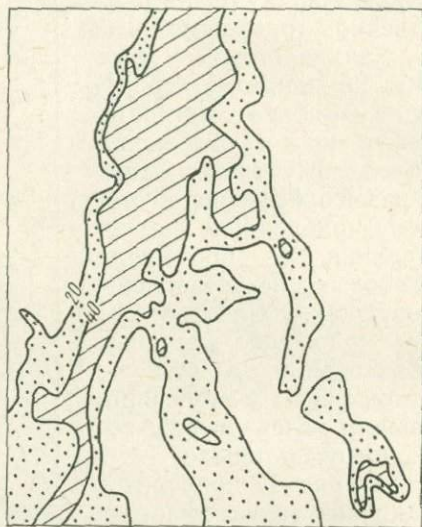


Рис. 19. Карта изопакит аллювиальных нефтеносных песков Фрио месторождения Солигсон, Техас (Ц. Конибер, 1964).

месторождения (рис. 19). Для более точных рекомендаций требуется выяснение структурных, гидродинамических и других условий формирования песчаников.

Следует отметить, что к дельтам кайнозойских рек приурочены многие месторождения нефти Индонезии, Перу, Индии, Пакистана и других стран. Мощные продуктивные дельтовые образования мелового времени известны в США, а также на западе Канады.

Видимо, не случайно большая часть угленосных толщ Европы и Азии, как и Северной Америки, относится к дельтовым областям осадконакопления. При этом они нередко по простираению переходят в нефтегазоносные отложения. К одному из таких примеров, очевидно, может быть отнесен Ангаро-Чулымский прогиб Западно-Сибирской низменности, принадлежащей к крупнейшему в мире нефтегазоносному бассейну.

Аллювиально-дельтовые угленосные отложения юры этого прогиба в сторону более прогнутых центральных районов Западной Сибири переходят в прибрежно морскую нефтегазоносную формацию. П. П. Тимофеевым (1970 г.) при литолого-фациальном изучении угленосных отложений выяснено, что древняя суша, с которой сноился обломочный материал в Ангаро-Чулымский прогиб, находилась в трех прилегавших к нему регионах. На юго-востоке это было Прибайкальское нагорье, на северо-востоке — Северо-Байкальское нагорье и районы междуречья Нижней и Подкаменной Тунгуски, а на юго-западе — Кузнецкий Алатау и отроги Западного и Восточного Саяна. Западнее и северо-западнее прогиба располагалась обширная аллювиально-дельтовая область, где разгужались древние реки.

Наиболее крупной и основной водной палеоартерией, по мнению П. П. Тимофеева, являлась пра-Ангара. Севернее Красноярска она текла с востока на запад, принимая по пути ряд крупных и мелких притоков. Второй большой рекой была пра-Тунгуска, имевшая, по-видимому, два истока. Южный исток размывал гранитные массивы и метаморфические сланцы, а северный — траппы и осадочные породы междуречья Подкаменной и Нижней Тунгуски. Третьей крупной палеорекой являлась пра-Чулым, которая брала начало в пределах Кузнецкого Алатау, где размывались гранитные и эффузивные массивы, а также толщи песчано-алевритовых пород. Все эти реки, впадая в морской бассейн, занимавший большую часть Западно-Сибирской плиты, заканчивались обширными наземными и подводными дельтами.

Наземные многорукавные палеodelьты переходили в подводное продолжение на весьма мелководном взморье, глубина которого на сотни километров от берега все еще была незначительной. На это, в частности, указывает обширная площадь развития отложений аллювиально-дельтового, лагунного, прибрежного и морского мелководного характера. В приустьевых областях наряду с различными аккумулятивными формами песчаных образований накапливались в еще больших масштабах глинистые осадки, которые в дальнейшем могли вполне стать нефтегенерирующими, либо породами-покрышками.

Терригенный материал, приносимый реками, распространялся в зависимости от динамики водной среды. За сильно изрезанной полосой морского побережья на многие десятки и сотни километров разносились песчаные отложения подводных русел рек, приобретающая форму то рукавообразных, то вытянутых в направлении донных течений тел. Не случайно в широтном Приобье среди пород-коллекторов, выраженных песчано-алевритовыми разностями, большим распространением пользуется косая, косоволнистая, перекрестная или горизонтальная слоистость. Песчаные пачки часто линзообразного габитуса чередуются со слоями и прослоями аргиллитов пойменных, лагунно-заливных и прибрежно-морских

фаций. Местами наблюдаются, по-видимому, пляжевые песчаники с неясно выраженной слоистостью.

Все признаки, характерные для приустьевых зон древних, причем весьма крупных, рек отмечаются в юго-восточной части Западной Сибири, где уже открыты такие богатейшие месторождения нефти, как Самотлорское, Мамонтовское, Усть-Балыкское, Правдинское и ряд других. Дальнейшее детальное изучение и прослеживание распространения палеоделът, связанных не только с пр-Ангарой, Тунгуской и Чулымом, но и с другими древними реками, впадавшими в море мезозойского времени, несомненно позволит выявить еще не одно крупнейшее месторождение нефти и газа.

Можно не сомневаться, что если бы при изучении отдельных месторождений и нефтеносных районов уделялось бы больше внимания генетической природе продуктивных толщ, то имелось бы гораздо больше сведений о приуроченности многих из них к приустьевым зонам древних рек. Об этом, в частности, свидетельствует опыт изучения продуктивных отложений визейского яруса нижнего карбона Русской платформы, о котором речь будет идти ниже.

## РИФОГЕННЫЕ ОБРАЗОВАНИЯ

Рассматривая прибрежную зону в аспекте ее нефтегазоносных возможностей и свойств, нельзя обойти вниманием рифогенные образования, развивающиеся в результате жизнедеятельности колониальных организмов. Древние рифогенные постройки, так же как и песчаники, служат хорошими природными резервуарами для аккумуляции нефти и газа. С рифами связано большое количество месторождений углеводородов в США и Канаде, а также в Мексике, Ливии, Иране, Сирии и других странах.

У нас в стране первая нефтяная залежь в рифовом массиве пермского возраста была открыта в 1929 г. у Чусовских Городков на Западном Урале. Вслед за этим в 1932 г. в Башкирии было выявлено известное Ишимбайское месторождение, представленное рядом рифовых массивов, связанных между собой перешейками и обладающих единым контуром нефтеносности.

В настоящее время только в пределах Бельской депрессии Предуральского прогиба выявлено более 20 месторождений нефти и газа, приуроченных к зоне развития рифовых массивов. Эти массивы барьерного типа протягиваются вдоль древней береговой линии раннепермского морского бассейна. Они имеют форму чаще всего конусообразных возвышений и располагаются на базальных отложениях верхнего карбона.

Нефтеносные образования выявлены в системе Камско-Кинельских прогибов, Тимано-Печорском бассейне и других районах СССР. За последние годы интерес к условиям образования и распространения ископаемых рифов возрос. Однако надо признать, что у нас они с палеогеографических позиций изучены недостаточно.

Обычно принято считать, что формирование рифов происходило в мелких, теплых и чистых водах морских бассейнов. Рифообразующие организмы — кораллы, водоросли, мшанки, криноидеи, иглокожие и другие — лучше всего развиваются в мелководных морях со средней годовой температурой 20° С. Большинство рифов образуется при глубинах моря 20—40 м преимущественно вдоль берегов, с которых отсутствует речной сток. Исключение составляют рифы, образующиеся на кратерах вулканов после поднятия их на соответствующую глубину.

К характерным особенностям древних рифовых массивов Д. В. Наливкин (1956 г.) относит: преобладание массивных, несложных органогенных известняков, по окраинам массивов и в их середине встречаются слоистые известняки; неправильную конусовидную, холмовидную или выпуклолинзовидную форму; отчетливые, нередко резкие очертания; определенные закономерности в распространении, чаще всего вызванные связью с тектоническими структурами.

Нам представляется, что закономерности размещения рифов контролируются палеогеографическими условиями не в меньшей мере, чем структурными. Ведь сами рифогенные образования являются достоверными показателями определенной физико-географической обстановки седиментогенеза, сопровождаемого биогенезом.

Рифы делятся на четыре основных типа — береговые, барьерные, атолловые и поднятые. Некоторыми исследователями выделяются рифы платформ и рифы геосинклиналей, а среди последних рифы антиклиналей и рифы вулканов.

Береговые рифы образуются у берега или невдалеке от него. Распространены они в виде узкой прерывистой полосы, шириной от нескольких десятков метров до нескольких километров. Мощность известняков таких рифов не превышает нескольких десятков метров.

Барьерные рифы приурочены к внутренним окраинам шельфа и расположены от берега на расстоянии от нескольких до десятков километров. Они протягиваются вдоль береговой линии почти сплошной полосой, ширина которой достигает нескольких километров. Мощность барьерных рифов небольшая, но при длительном опускании шельфа составляет несколько сотен метров.

Атоллы — это коралловые острова овальных очертаний, образующиеся при погружении вулканических островов. Площадь их относительно невелика, но мощность может достигать многих сотен метров.

Поднятые рифы — это те же барьерные или атолловые рифы, но более или менее приподнятые выше уровня моря. Высота их иногда достигает нескольких сотен метров.

Указанная классификация относится к современным рифам, однако и погребенные рифовые массивы распространены в соответствии с аналогичными или близкими физико-географическими условиями. Поэтому прогноз размещения ископаемых рифогенных

образований должен базироваться прежде всего на палеогеографической основе.

В современной геоморфологии древние рифогенные тела иногда выделяются в виде останцовых возвышенностей или холмов, сложенных органогенными известняками и доломитами. Такие возвышенности, например, распространенные на водораздельных плато в Башкирии, известны под названием «шиханы». Они представляют собой конусообразные возвышения известняков раннепермского возраста над окружающим рельефом. Известняки неслоисты, но в них иногда наблюдается падение, параллельное склону возвышений.



Рис. 20. Обзорная карта нефтяных месторождений, связанных с рифогенными образованиями области Тампико (Е. Гузман, Г. Мин, 1952).

Из погребенных рифовых массивов у нас в стране лучше всего изучены верхнепалеозойские массивы, прослеживающиеся вдоль западного склона Урала. Описанию их строения и состава посвящено немало специальных работ, а физико-географические особенности освещены недостаточно.

Наглядный пример приуроченности месторождений нефти к рифогенным образованиям представляет собой район Тампико в Мексике (рис. 20). Здесь залежи нефти, связанные с рифами мелового возраста, вытянуты цепочкой вдоль современного северо-западного побережья Мексиканского залива. Они указывают на общий контур берега древнего моря, заполнявшего Примексиканскую краевую впадину в меловое время. Продуктивными являются трещиноватые и местами кавернозные известняки свиты Эльабро.

Рифовые известняки и доломиты обычно отличаются от большинства карбонатных пород тем, что уже во время седиментации образуют твердое и массивное тело. Сам массив часто обнаруживает фациальные изменения по направлению от центра к периферии. Ядро рифа сложено бесструктурными доломитами вторичного образования. Здесь встречается много пустот и трещин. На склонах рифа распространены обломки ископаемых остатков организ-

мов, которые накапливались вокруг ядра. В состав рифа входит также занесенный волнами детритовый материал, заполняющий полости и промежутки.

Хотя органические остатки составляют основную часть рифа, однако в некоторых случаях обломочный материал составляет до 90% общей массы биогерм. По данным Г. Д. Шарма (1968 г.), значительная часть обломочного материала образуется в результате разрушения первичной рифогенной постройки. Наиболее характерной особенностью рифогенных пород является почти полное отсутствие в них материала внерифового происхождения, поэтому они представлены чисто карбонатными породами и содержат ничтожное количество нерастворимого остатка.

Дж. Муррей (1968 г.) указывает, что наиболее древние палеозойские строматопоровые рифы относятся к среднему ордовику. К началу силурийского периода они были уже широко распространены. Строматопороидеи продолжали оставаться активными рифостроителями и в девоне. Местами важное породообразующее значение приобретают соленопоровые водоросли и кораллы табуляты, а также в меньшей степени онколиты, брахиоподы и иглокожие.

Водорослево-мшанковые рифы (онкоиды) отличаются от коралловых тем, что их образование не зависит от температуры воды, и они возникают как в тропических, так и в полярных морях. Глубина их формирования колеблется в больших пределах, чем у коралловых рифов, и составляет от нескольких метров зоны прибоя до глубины проникновения света — 100—150 м. Согласно Д. В. Наливкину, значительно меньше влияет на их образование степень солености воды. Если коралловые рифы связаны с нормальной соленостью, то водорослево-мшанковые хорошо развиваются и в замкнутых солоноватоводных бассейнах и даже в пресноводных и горько-соленых озерах.

Как установлено исследованиями современных рифов, экологические особенности их в значительной степени определяются розой ветров и зависящим от них преимущественным направлением волн. Именно они, по мнению Дж. Инжелса (1968 г.), во-первых, обуславливают характер распределения организмов и осадков и, во-вторых, направление основного роста рифового массива, что определяет его форму.

Таким образом, форма рифов зависит от силы и направления ветров, волновых движений и течений, а также от размеров свободного пространства, где они могут развиваться. Как показано Дж. Мурреем, течения, достигающие неглубокого дна шельфовых морей, начинают воздействовать на риф с момента его зарождения, и определяют его последующую ориентировку в плане, в то время как волновая деятельность определяет его форму на более поздних стадиях развития. В узких вытянутых шельфовых морях направление течений часто не совпадает с направлением преобладающих ветров, в этих случаях возможно большое разнообразие

форм рифовых массивов. К сожалению, при выявлении и изучении погребенных рифов этому вопросу уделяется мало внимания.

Размеры и форма рифовых массивов весьма разнообразны, их мощности колеблются от нескольких десятков метров до 2—3 км. Огромных размеров достиг современный Большой Барьерный риф Австралии. Длина его около 2000 км, ширина 200 км и мощность не менее 400 м. На сотни километров протягиваются многие рифы Индонезийского архипелага, Тихого океана, Флориды, Багамских островов. Наряду с этим наблюдаются небольшие по размерам массивы линзообразной формы и незначительной мощности.

Основным критерием образования рифов в зоне прибоя, согласно Д. В. Наливкину, служит состав породообразующих организмов. Массивные рифообразующие кораллы и известковые водоросли указывают на образование в зоне прибоя. Хрупкие мшанки и бокаловидные и лишаевидные водоросли являются породообразующими на глубинах в несколько десятков метров. Еще одной особенностью рифов, которая обнаруживается при бурении, является подчиненное значение коралловых известняков в образовании тела рифа. Установлено, что кораллы в современных и особенно в древних рифовых известняках играют второстепенную роль.

Древние рифы обычно сильно изменены и перекристаллизованы. Очень распространен среди них процесс доломитизации. Кроме основных рифогенных пород в состав массивов входят также предрифовые и зарифовые карбонатные отложения. Предрифовые под большим углом погружаются в стороны от рифа и образуют линзовидно и клиновидно наслоенные отложения. Это крутое падение объясняется не тектоническим фактором, а первичным отложением обломочного материала на склонах рифа. Зарифовые осадки часто обладают правильной слоистостью и тонкозернистой структурой. Они в основном сложены из известковистого ила, водорослевых известняков и доломитов.

В процессе роста рифы значительно возвышались над окружающими участками дна. Создавались барьеры, внутренние лагуны, а также предрифовые прибрежные участки. Это, как замечает Г. Шарма, усложняет стратиграфическое изучение древних рифовых массивов. Лагуны могли формироваться либо внутри самого рифа, либо по одну сторону от него. В любом случае возникали три различные, но одновременно существовавшие обстановки седиментации и развития организмов.

Вместе с тем такое распределение фациальных обстановок могло иметь самое благоприятное влияние на накопление исходного органического вещества для последующего образования углеводородов. Необходимая для этого восстановительная среда чаще всего создавалась в спокойных водах лагун за пределами гидродинамической активности морских волн.

Обстоятельную сводку об образовании и распространении ко-

ралловых островов приводит в своей работе Д. В. Наливкин (1956 г.). Наиболее характерной их особенностью является: 1) связь с тропиками; 2) расположение в виде узких и длинных полос; 3) зависимость от характера берега.

В этой же работе дается теория образования рифов, которая сводится к следующим основным положениям:

1) мощность известняковых толщ, рифовых и нерифовых, но связанных с рифами, достигает 2—3 тыс. м. Такая мощность может возникнуть только в результате длительных опусканий;

2) поднятые рифы возникают в результате поднятия основания и такие поднятия бывают неоднократными;

3) некоторые современные рифы растут в условиях неподвижности основания, но эта неподвижность только временная;

4) образование ледяного покрова вызвало небольшое понижение уровня океана и отразилось на росте рифов;

5) в ряде областей в возникновении и росте рифов большую роль играли подводные складки и тектонические глыбы, поднимавшиеся и опускавшиеся;

6) многие рифы возникают на подводных вулканических конусах, достигающих поверхности моря.

Большая часть современных рифов располагается на месте четвертичных. Плиоценовые рифы заходят несколько дальше на север, чем современные и четвертичные. Они встречаются на южном побережье Средиземного моря. В миоцене граница распространения их сдвигается далеко на север. Коралловые рифы развиты по побережью Северной Африки, в Италии, в Палестине, по северному берегу Средиземного моря, в Малой Азии.

В мелу коралловые рифы продвигаются еще севернее. В юрский период рифовые известняки достигают колоссального развития. Они известны на Памире, в Таджикистане, в Копетдаге, на северном склоне Кавказа, в Крыму, к северу от Альп, в Англии и т. д. В триасе к рифовым известнякам относятся доломиты Тироля.

Палеозойские рифы хорошо известны в нашей стране и Северной Америке главным образом в связи с их нефтегазоносностью. У нас наиболее полно изучены верхнепалеозойские рифы Приуралья. Они начинаются на Северном Урале в долине р. Печоры и прослеживаются далеко на юг вдоль всего западного склона Урала (рис. 21).

Общая протяженность области рифов достигает 1000 км; ширина ее от 3 до 18 км; мощность отдельных массивов достигает 1200 м. Подавляющее большинство рифов расположено на границе слоистых известняков и глинисто-песчаных отложений, уходящих к востоку, т. е. к береговой линии. В отличие от современных у верхнепалеозойских барьерных рифов Приуралья значительно большие размеры лагун, расположенных между рифами и материком. Возможно, что это обстоятельство играло не последнюю роль в нефтегазоносности рассматриваемых рифовых массивов.

Строение продуктивных рифовых массивов Ишимбаевского и других районов детально изучено и описано в работах А. А. Трофимука, А. Н. Дубровина, Н. П. Герасимова, Д. В. Наливкина, В. П. Маслова, Г. И. Теодоровича и многих других.

В США нефтегазоносные ордовикские и силурийские рифы в штате Канзас, Иллинойсе и прилегающих штатах, в бассейне Мичиган и в других районах. Месторождения нефти в рифовых массивах девонского возраста известны в Канаде в районе Джуди-Крик в Альберте.

Среди рифов пенсильванского возраста в США к наиболее крупному относится риф Скарри-Снайдер (рис. 22), расположенный в Западном Техасе и залегающий на кровле миссисипских известняков, перекрывающих карбонатные породы ордовика. Гидродинамическая связь рифогенной толщи с подстилающими известняками рассматривается как причина нефтеносности указанного рифа, извлекаемые запасы которого оцениваются в 145 млн. т. Любопытно, что другие пенсильванские рифы этого района, отделенные от ордовикских отложений непроницаемой толщей глинистых пород, непродуктивны. Разрез типичной нефтяной залежи, связанной с рифом в районе Скарри, приводится на рис. 23.

Кроме пермских у нас в стране известны продуктивные девонские барьерные рифы в Камско-Кинельской впадине и Тимано-Печорском бассейне. Так, например, Хилковское месторождение нефти представляет собой эрозионный останец рифового тела фаменского возраста, образованного на борту Камско-Кинельской системы прогибов. Начиная с турнейского времени, над ним образовалась структура облекания. Размер структуры по кровле пашийского горизонта составляет  $6,3 \times 1,5$  км. Угол падения северного крыла  $11^\circ 30'$ , южного  $1^\circ 40'$ . Амплитуда южного крыла 32 м и северного 134 м.

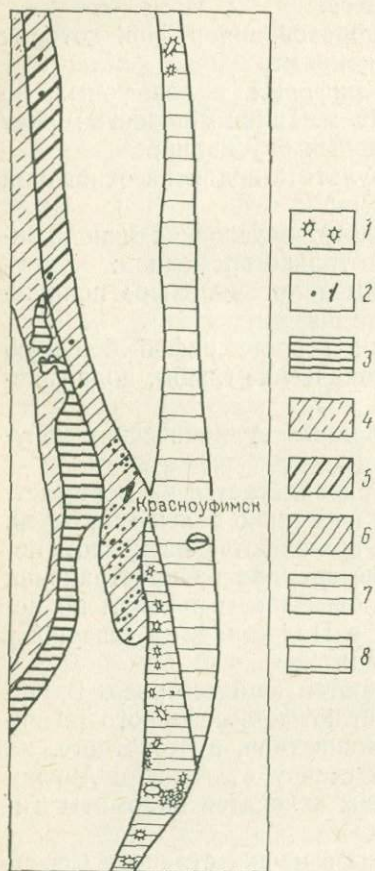


Рис. 21. Карта распространения верхнепалеозойских рифов Приуралья (Д. В. Наливкин, 1956).

1 — дуванские рифы сакмарского возраста; 2 — саргинские рифы артинского возраста; области распространения: 3 — сылвенских рифов позднеартинского времени, 4 — вероятного развития сылвенских рифов, 5 — саргинских рифов, 6 — погребенных саргинских рифов, 7 — дуванских рифов, 8 — вероятного развития дуванских рифов.

В пределах Кинельско-Самаркинской системы линейных дислокаций, в которой расположен и Хилковский риф, открыто 23 месторождения нефти и газа исключительно по структурным признакам. Очевидно, Хилковское поднятие рифового типа здесь не единствен-

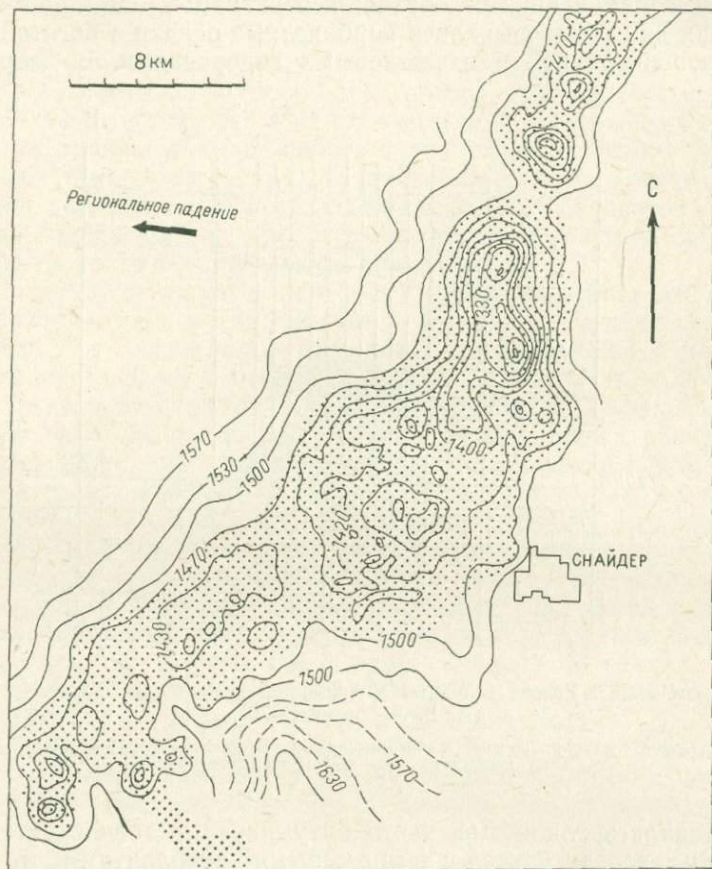


Рис. 22. Структурная карта месторождения Скарри-Снайдер по кровле рифовых известняков (А. В. Леворсен, 1970).

ное и выявлению их может способствовать детальное восстановление палеогеографической обстановки отдельных моментов развития системы Камско-Кинельских прогибов.

Работами А. И. Антропова, М. М. Грачевского, М. Ф. Мирчинка и О. М. Мкртчяна и других уже установлено присутствие в ряде мест различных рифогенных образований в позднедевонских отложениях системы Камско-Кинельских прогибов. В бортовых частях последних обнаружены своеобразные карбонатные отложения барьерных рифов (Вояды-Арлано-Дюртюлинский, Шумовский и др.).

В свою очередь рифогенные образования указывают на палеотектонический и палеогеографический план времени своего формирования. Позднедевонский морской бассейн Волго-Уральской области имел сложные очертания берегов. Здесь были различные условия седиментации и обитания организмов. На приподнятых участках дна образовывались карбонатные осадки с богатой рифообразующей фауной и известковыми водорослями. В депрессиях

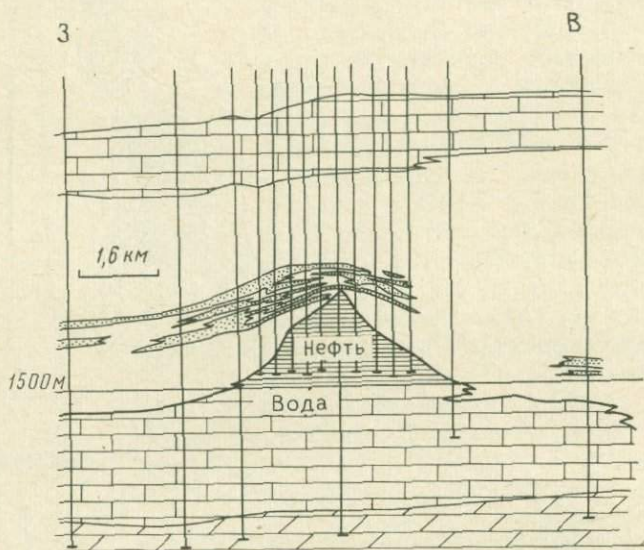


Рис. 23. Разрез залежи Порт-Снайдер в Западном Техасе (А. В. Леворсен, 1970).

Ловушка приурочена к органогенному рифовому образованию, залегающему на пенсильванских известняках.

накапливались глинистые, часто битуминозные тонкослоистые известняки, чередующиеся с темно-серыми аргиллитами и мергелями.

Выше приводились данные о зарубежных нефтяных месторождениях-гигантах, относящихся к ископаемым рифам. Чем же вызвана уникальная нефтеносность рифовых массивов?

Как отмечает Ю. И. Сорокин (1971 г.), уже давно исследователи обратили внимание на обилие жизни в зонах расположения современных коралловых рифов, окруженных малопродуктивными тропическими водами, которые содержат минимальную биомассу планктона и практически лишены солевых биогенов. В результате приливных течений над рифами протекают огромные массы бедных органикой вод. Казалось бы, от этого рифы, богатые биоценозом, должны постоянно терять органику и биогены. На самом деле биоценозы коралловых рифов не только сохраняются, но даже могут

быть отнесены к числу самых продуктивных биоценозов, существующих на нашей планете.

Изучая продуктивные характеристики современных коралловых биоценозов, Ю. И. Сорокин был необычайно поражен высокой численностью и активностью бактериального населения в толще воды и в донных осадках. Его наблюдения показали огромную роль микрофлоры в продукционных процессах, протекающих в районах морских акваторий, прилегающих к рифам. Как на чистых, так и на загрязненных рифовых атоллах продукция и биомасса бактерий в десятки и сотни раз превышают величины, характерные для вод и осадков открытого океана. Суточная продукция фитобентоса и бактерий в осадках здесь достигает нескольких процентов от суммарного содержания в них органики, что указывает на исключительную скорость биологического круговорота.

Не в этом ли кроется одна из причин огромных скоплений нефти, встречаемых в ряде рифовых массивов? По-видимому, так же как и для богатейших нефтяных месторождений, связанных с отложениями дельт и авандельт, важнейшим условием формирования гигантских скоплений нефти в ископаемых рифах является необычно высокая насыщенность осадков районов их распространения исходным для нефтеобразования органическим веществом.

Выявление погребенных рифов очень трудная задача, и они чаще всего открываются при разбуривании локальных структур. Существующая практика поисков рифовых ловушек почти ничем не отличается от методики обнаружения локальных поднятий. Для малоизученных районов наиболее эффективна сейсморазведка. При наличии разных по плотности пород в карбонатном комплексе она в состоянии определить местоположение и самую общую форму рифогенного сооружения. Более детальные морфологические особенности рифа, его литологический состав, физические свойства, формальное соотношение с вмещающими породами и нефтегазоносность познаются в результате обработки данных бурения. Некоторые рекомендации по использованию геофизических данных при поисках и изучении рифовых образований изложены в работе В. Г. Кузнецова (1971 г.). Однако разработанной и научно обоснованной методики поисков погребенных рифов пока нет.

Палеогеографические исследования могут существенно помочь выработке методики этих поисков. Поскольку известна общая закономерность распространения рифов, первостепенное значение имеет установление древних морских берегов, характера и режима самих морских бассейнов, т. е. определение наиболее вероятных зон формирования рифогенных построек.

## НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПРИБРЕЖНОЙ ЗОНЫ

Можно считать твердо установленным, что прибрежная зона является той областью, где интенсивнее всего осуществляются процессы взаимодействия лито-, био- и гидросфер, где происходит

наибольшая механическая и частично химическая дифференциация и аккумуляция осадочного материала, где осадочный материал богат органическим веществом. С этой зоной связаны значительные запасы горючих ископаемых. Последнее обстоятельство является самым главным, и оно подтверждается приводимыми ниже примерами.

Как уже отмечалось, особое место в размещении залежей нефти и газа принадлежит прибрежным участкам, формирование которых происходило под влиянием дельтового и авандельтового седиментогенеза. Обратимся вначале к некоторым зарубежным примерам.

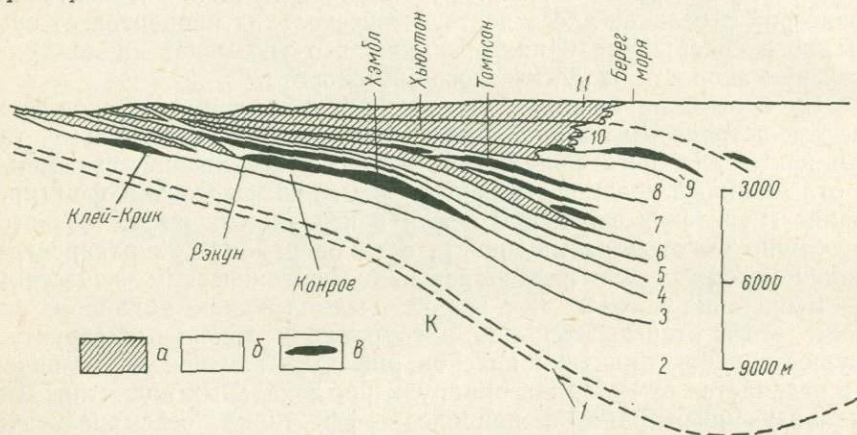


Рис. 24. Поперечный разрез депрессии Голф-Коста (по Мейеру с добавлением В. В. Вебера, 1966).

Фаши: *а* — континентальные, *б* — морские, *в* — нефтяные залежи (в группе уилкокс не показаны). Эоценовые группы: 1 — милвей, 2 — уилкокс, 3 — нижний клейборн, 4 — верхний клейборн; *б* — джаксон; олигоценовые свиты: 6 — виксбург, 7 — фрию; миоцен; 8 — зона Discorbis и др.; 9 — свита катагула; 10 — плиоцен-миоцен; 11 — плиоцен, плейстоцен и современные осадки.

Известный нефтегазоносный бассейн США — Голф-Кост в работе В. В. Вебера (1956 г.) рассматривается в качестве примера такого бассейна, где нефтяные залежи расположены в зоне перехода морских фаши в фаши континентальные. На поперечный фашиально-геологический профиль им нанесено положение нефтяных залежей по отдельным стратиграфическим горизонтам кайнозоя (рис. 24).

Кроме того, приводится поперечный фашиальный разрез позднеолигоценовых отложений Голф-Коста, показывающий изменение фаши в направлении регионального наклона, т. е. в сторону современного залива. На рис. 24 видно, как происходит смена континентальных фаши морскими фашиями неритовой, а затем батинальной области. На общем фоне этой смены наблюдаются отдельные трансгрессивные продвижения и регрессивные отступления фашиальных границ. Однако в целом с течением времени морские

фашии отстапуаюа к югу в аоруу Мексикаукоао аалива. При аоу в ту же аоруу смещаются и аону нефтеносности (рис. 25). Тааая миграаия аону нефтеносности В. В. Вебером объясняется влиянием смещения фааиальных обстауовок, благоприяаных для образования нефти. В ароессе аой миграаии аону нефтегазонаосности по разлиааым атрааиграфиаеским комплексам располлагаются во всех случаях в интервале примерно одних и тех же алубин — от 2000 до 4000 м. Не являются ли тааие алубины оптимальными для образования и накопления нефти, — аааает вопрос В. В. Вебер. Нам представляется, ато ответ на аеоу вопрос можно получить из аоруа Н. Б. Вассоевиаа (1967 г.), где он говорит о алавной фаае нефтегазоброобразования.

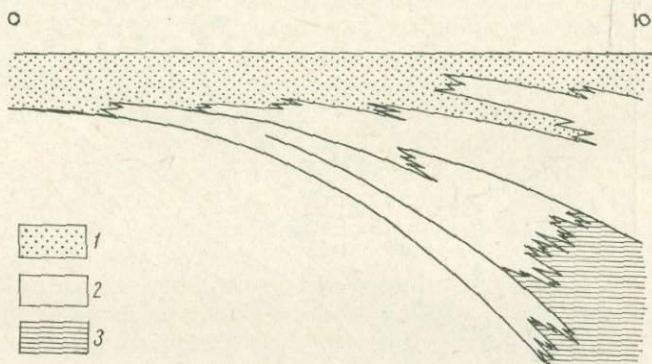


Рис. 25. Поперечный фааиальный разрез верхнеолигоаеновых отложениях Голаф-Коста (С. Лоумен, 1949).

Фааии: 1 — континентальные; 2 — неритовые; 3 — батимальные.

По мнению В. В. Вебера и ряда америаканских геологов, на аоторых он ссылается, соответствующие фааиальные обстауовки, благоприяаные для нефтеобразования, создаются в условиях неритовой области, алавным образом в пределах ее прибрежной аоны, смежной с областью континентальных фааии. Последние в данном случае являются аельтовыми образованиями, связанными с древними аельтами Миссисипи, Колорадо-Брэзос и Рио-Гранде — рек, впадающих в Мексикаукоао аалив с палеоаенового, а возможно, и с мелового времени.

Г. Муррей (1960 г.) отмечает, ато вместе со смещением аону нефтеносности в аоруу аалива смещаются и осевые линии максимального осадконакопления, т. е. происходит миграаия областей наибольшего прогибания депрессий. По всем данным современные условия седиментогенеза в прибрежной аоне Мексикаукоао аалива мало чем отличаются от условий накопления продуктивных толщ кайнозойского времени. Простираание аону нефтегазонакопления в кайнозойских отложениях совпадает с современным побережьем аалива (рис. 26).

Следует отметить, что вся береговая полоса залива на протяжении 1000 км представляет в настоящее время почти непрерывную серию лагун и лагунных заливов. Одна из таких лагун — Мадре при длине 200 км и ширине от 4 до 8 км обладает средней глубиной всего около 0,8 м. Донные осадки здесь выражены главным образом мелкозернистыми песками, алевролитами и глинами. По обилию флоры и фауны эта лагуна одна из наиболее продуктивных в мире.

Кроме лагуны Мадре на побережье Мексиканского залива наблюдается ряд других полузамкнутых и замкнутых водоемов,

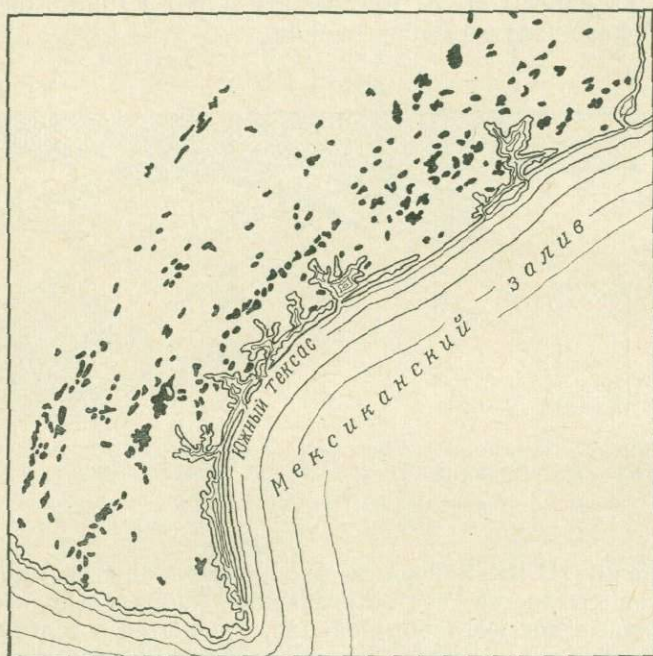


Рис. 26. Карта нефтяных месторождений побережья Мексиканского залива.

о которых упоминается в работе В. В. Вебера. Последний считает, что лагунная фация является относительно более благоприятной для накопления углеводородов, чем фация шельфа. С точки зрения накопления и превращения исходного для нефти органического материала внутренняя часть зоны барьерных кос может быть объединена с зоной лагун в единый фациальный комплекс, в одинаковой мере благоприятный для образования и аккумуляции нефти. Осадки прилегающей части шельфа В. В. Вебером относятся к этому комплексу как потенциально нефтеносные фации.

Им подчеркивается, что для обеспечения данного процесса необходимо, чтобы осадки системы лагуна—барьерная коса—при-

легающая часть шельфа неизменно находились в субаквальных условиях залегания и не подвергались размыву. Такие условия достигаются при продвижении бассейна на смежную сушу. Именно такие условия существовали при формировании нефтегазоносного бассейна Голф-Кост, где каждая новая нефтеносная толща связывается с очередным наступлением моря.

Таким образом, для прибрежной зоны весьма характерно не только интенсивное накопление органического вещества в осадках лагун, заливов, лиманов, дельтовых междуречных водоемов и т. п., но и довольно быстрое его захоронение под осадками наступающего моря. Благодаря этому органическое вещество сохраняется от окисления. Вместе с тем при отступлении моря на побережье обычно остается широкая полоса реликтовых озер и болот, в которых также накапливается в избытке органическое вещество гумусового или сапропелевого типа. Трансгрессивные и ингрессивные процессы, чередующиеся с регрессивными, приводят к переслаиванию морских и континентальных фаций. Вот почему так часто наблюдается связь нефтегазоносных отложений с зонами перехода континентальных субаквальных отложений в морские и наоборот. Причем этот переход нередко выражен присутствием в разрезе нефтегазоносных и угленосных образований одного и того же стратиграфического подразделения.

Наиболее яркое проявление благоприятного сочетания всех необходимых условий для накопления, захоронения и последующего преобразования органического вещества в углеводороды, а также для формирования их залежей наблюдается в прибрежной зоне отложений выносов дельт.

### ВЛИЯНИЕ РЕЧНЫХ УСТЬЕВ НА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПРИБРЕЖНОЙ ЗОНЫ

Говоря о связи месторождений нефти с дельтовыми отложениями, мы имеем в виду образования самой дельты, ее подводной части — авандельты и других прилегающих к ней аккумулятивных форм. Безусловно приходится учитывать, что устье каждой реки имеет свои индивидуальные особенности. Дело в том, что формирование дельты происходит под воздействием речных и морских гидродинамических усилий. Если в устье реки преобладает морское воздействие, то волны могли забивать его наносами и отклонять на десятки и сотни километров. При сильной речной струе обычно строятся бары или подводные косы, окаймляющие продолжение рукавов или приустьевого выступа.

В случае если русловые и прибойные участки в процессе роста дельты неоднократно менялись местами в связи с перераспределением стока по различным рукавам, то такой тип дельты будет иметь сложную структуру. Многие реки перед впадением в море могли протекать через обширные мелководные лиманы или лагуны, дно которых состояло из илстых осадков. Поэтому крупный

аллювиальный материал будет располагаться только в древних рукавах и вблизи устья в виде русловых кос.

Там, где при впадении реки в море активно действовали прибойные морские волны, процесс формирования песчаных отложений выражен серией береговых валов, каждый из которых отмечает положение береговой линии в отдельные моменты роста дельты. Наиболее простой аллювиальный выступ дельты с берегом прибойного типа может образовать одорукавное устье. При этом река строит локализованный выступ, который по мере продвижения в море все сильнее ощущает воздействие волн. В результате большая часть песчаного материала, приносимого рекой, смещается в стороны от устья и идет на создание двух фланговых кос или баров. Такие бары довольно часто наблюдаются у многих сильно выдвинутых современных рек. Акватории за фланговыми барами превращаются в лагуны.

Дельты прибойного типа могут иметь иногда несколько крупных рукавов, у каждого из которых строится выступ. При высоком темпе нарастания их промежутки между устьями рукавов не успевают заполняться грубым материалом и образуют вогнутости по типу дельты Нила.

Детальный характер строения многих ископаемых дельт, обладающих высокой нефтегазоносностью, может быть восстановлен с помощью сравнительно-палеогеографического метода. Об этом свидетельствует накопленный к настоящему времени опыт.

Так, кроме отмеченных выше примеров, подтверждающих связь нефтяных месторождений с дельтовыми или придельтовыми образованиями, сошлемся еще на примеры, приводимые В. В. Вебером (1956 г.) в своей весьма интересной работе.

На рис. 27 приводится палеогеографическая схема бассейна Иллинойс позднемиссисипского времени. На ней нанесены месторождения нефти и угля, приуроченные к одному и тому же стратиграфическому интервалу — честернэн. Несмотря на изменения положений береговой линии и дельты р. пра-Мичигана, связь нефтяных месторождений с отложениями дельты не требует доказательств.

Залежи нефти в устье этой древней реки приурочены к мощным песчаным телам, образование которых, по мнению Д. Свэниа (1964 г.), происходило преимущественно в предустьевых частях дельтовых рукавов и в меньшей мере в рукавах дельты. Генетически эти песчаные тела сопоставляются с «пальцеобразными песками дельтового бара». Другая часть предустьевых песков характеризуется как «лунообразные» пески бара. Меньшую мощность и протяженность имеют пески авандельты, образованные в результате переотложения предустьевых песков. Все разности песков чередуются с глинистыми отложениями и известняками.

Другим примером является третичная дельта р. пра-Иравади в Бирме. Вначале эта палеорека впадала в Бирманский залив в его северной части. В дальнейшем дельта сместилась к югу,

а море покинуло Бирманский залив, и здесь накапливались континентальные фации речных и временных потоков свиты ирравади. Нефтеносность Бирмы связана с отложениями мелкого моря и эстуариев, окаймляющих внешнюю часть дельты. Считается, что нефть здесь сингенетична с вмещающими отложениями.

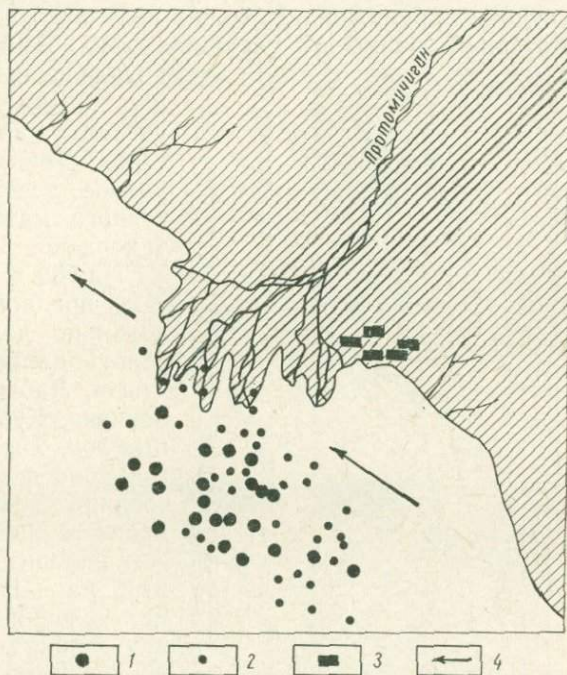


Рис. 27. Палеогеографическая схема Иллинойского бассейна в позднемиоценовое время (по Д. Свэну с добавлением В. В. Вебера, 1966).

1 — нефтяные месторождения, давшие более 1,5 млн. т;  
 2 — месторождения, давшие менее 1,5 млн. т; 3 — угли;  
 4 — направление прибрежных течений.

В Северном Предкавказье на южном борту Кубанской впадины К. С. Маслов (1962 г.) выявил и описал ряд нефтеносных дельт раннемайкопского времени. В Нефтегорско-Хадыженском районе он установил низовья долин палео-Тухи, палео-Пшиша и палео-Пшехи. В пределах долины И. М. Губкин в свое время открыл известные рукавообразные продуктивные песчаники. Продолжая прослеживать эти песчаники, К. С. Маслов нашел место впадения древней реки в морской бассейн. Кроме указанных долин он установил наличие погребенной долины палео-Псекупса, которая проходит через г. Горячий Ключ, почти совпадая с направлением долины современного Псекупса.

На составленной этим исследователем обзорной палеогеографической карте (рис. 28) показаны песчаные отложения, сопряженные с дельтами и авандельтами палеорек. Современная сеть рек этого района указывает на ее унаследованность от гидрографической сети раннемайкопского времени. Палеореки поставляли в морской бассейн песчаный и алевритовый материал из области кавказской суши, где размывались толщи древних осадочных образований. Материал размыва осаждался в долинах, дельтах,

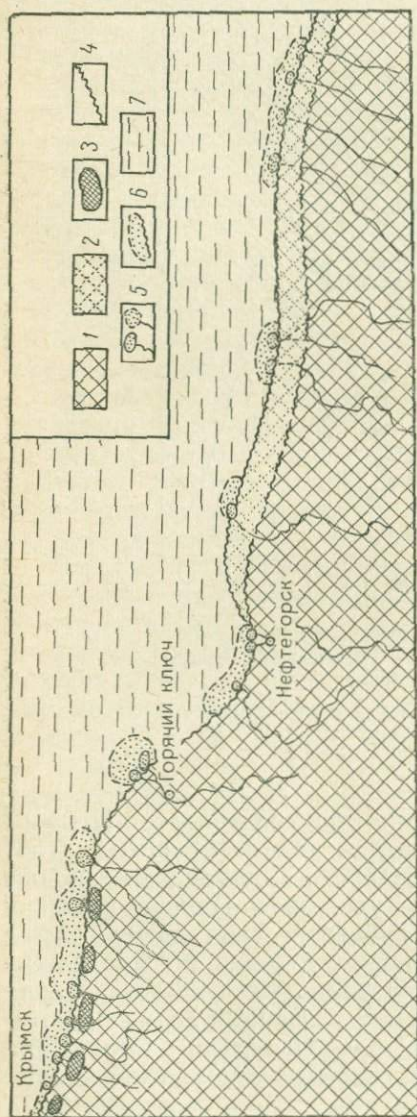


Рис. 28. Обзорная карта палеогеографии и фаций юга Кубанской впадины в конце раннего майкопа (К. С. Маслов, 1962).

1 — суша; 2 — условные участки суши; 3 — прибрежные возвышенности; 4 — береговая линия; 5 — палеореки и их дельты; 6 — песчаные зоны дельт и авандельт; 7 — область накопления глинистых осадков.

авандельтах и примыкавших к ним прибрежных участках древнего бассейна. Данных о далеком разnose течениями терригенного материала не установлено.

На той же карте показано предполагаемое положение дельт и авандельт палеорек Белой, Ходзи, Лабы, Урупа, Зеленчука, Кубани и песчаных зон, связанных с ними. Зона песчаных образований восточной части древнего побережья может находиться в указанных на карте пределах при условии, если береговая линия не проходила южнее второй условной линии. Ширина этой полосы, как считает К. С. Маслов, не превышает ширины песчаной зоны, сопряженной с дельтами палео-Пшиша и палео-Пшехи, т. е. той зоны, которая прослежена бурением. Он справедливо отмечает, что отложения древних устьев перечисленных рек, включая и прилегающие к ним песчаные зоны, представляют значительный резерв для поисков здесь литологических залежей. Известно, что в пределах авандельты палео-

Пшехи уже оконтурено несколько рукавообразных песчаных тел, с которыми связаны основные залежи нефти этого района. Нефть также здесь встречена в линзах песков, распространенных вдоль рукавов этой палеореки.

В. В. Вебер (1966 г.) обратил внимание, что песчаные тела авандельты палео-Пшехи весьма напоминают описанные Г. Фиском (1961 г.) для дельты Миссисипи «пальцеобразные» пески дельтового бара, образующиеся в предустьевых частях дельтовых рукавов. В центральной части таких песчаных тел выделяется зона

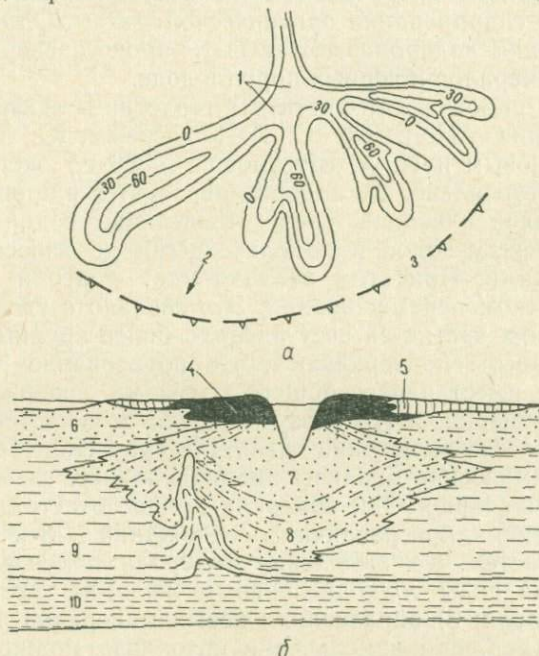


Рис. 29. Пальцеобразные пески дельтового бара р. Миссисипи (Г. Фиск, 1961).

*a* — план и мощность песчаного тела в м; *b* — поперечный разрез. 1 — сужение «пальцев» вверх по течению; 2 — расширение «межпальцевых» участков в сторону моря; 3 — край «платформы» дельты, переход на глубину более 73 м; 4 — береговой вал; 5 — марши; 6 — дельтовая равнина; 7 — зона «чистого» песка; 8 — переходная зона; 9 — «фронт» дельты; 10 — продельта.

«чистого песка», представленного мелкозернистым песком и крупнозернистым алевритом. В краевых частях песчаного тела преобладают алевриты. С боков и снизу эти тела окаймляются глинистыми алевритами «фронта» дельты (рис. 29). Дальше в сторону моря отлагаются алевритовые глины и глины прадельты.

Как на аналогичные образования древних пальцеобразных песков дельтового бара, к которым приурочены залежи нефти, Г. Фиск указывает на пески Буч поздненепенсильванского возраста, распространенные в районе Большого Семинола (США).

## О ВЫДЕЛЕНИИ ВОДОРОДА В ПРИБРЕЖНОЙ ЗОНЕ

Кроме уже отмеченного ряд благоприятных предпосылок для образования и аккумуляции углеводородов в прибрежной зоне нам хотелось бы остановиться еще на одном явлении, которое может быть также отнесено к предпосылкам, способствующим повышенной продуктивности рассматриваемой зоны.

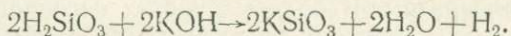
Как известно, для превращения органического вещества в углеводороды необходимым условием является наличие свободного водорода для гидрирования органической массы. Одним из источников получения водорода может быть процесс сверхтонкого измельчения минералов и горных пород в воде.

Научными работниками института геологии и геофизики Сибирского отделения АН СССР С. П. Голосовым, Ю. А. Долговым, В. И. Молчановым и Н. А. Шугуровой (1966 г.) экспериментальным путем установлено, что водород образуется в процессе измельчения минералов в водной среде. Выделение водорода связано с реакцией между водой и измельченными до взвеси минеральными частичками. При этом реакция идет долго и усиливается при механическом перемешивании. Это связано с увеличением количества мелких частиц за счет распада более крупных агрегатов.

Авторы работы подчеркивают, что образование водорода таким путем не имеет ничего общего с газами, содержащимися во включениях минералов. Используемый для эксперимента прозрачный кварц был без включений газа. Для сравнения были произведены микрохимические анализы индивидуальных газовых включений в сотовом кварце. Они показали полное отсутствие водорода в этих включениях, при различном содержании  $H_2S$  и  $CO_2$ .

Предполагается, что выделение водорода получается за счет: 1) разложения воды тонкодисперсным железом; 2) образования мицелл гидрозоля; 3) образования новых минералов. В последнем случае, например, при измельчении ортоклаза можно проследить весь ход выветривания с переходами в мусковит и каолинит.

Измельчение минералов в водной среде приводит к их выщелачиванию. Наблюдается повышенная способность к катионному обмену: установлено замещение  $K^{1+}$  ионами гидроксония  $H_3O^{1+}$ . Перешедший в раствор калий вступает в реакции с водой и кремневой кислотой. Возможная реакция, приводящая к выделению свободного водорода, по мнению авторов, может быть представлена в виде



Возможны и другие реакции, на которых мы не останавливаемся. В результате тонкого измельчения минералов в щелочной среде могут образовываться глинистые минералы типа монтмориллонита, внешние слои структуры которых сложены гидроксильной группой  $OH^{1-}$ . Присоединение последней из воды сопровождалось освобождением ионов водорода.

Таковы первые попытки объяснить химические превращения, приводящие к выделению свободного водорода при сверхтонком измельчении минеральных частиц в водной среде. По-видимому, этот процесс должен еще изучаться и уточняться как в экспериментальных, так и в природных условиях. По последним сообщениям<sup>1</sup> В. И. Молчанову и А. А. Гонцову, проверявшим свои предположения в лаборатории, удалось получить искусственную нефтеподобную смесь углеводородов, воздействуя водородом на органическое вещество в условиях, близких к природным.

Как бы там ни было, очевидно, подмеченное явление в естественной обстановке может иметь место прежде всего в прибрежной зоне, куда, во-первых, выносится огромное количество дисперсного материала и где, во-вторых, он подвергается длительному воздействию волн. Мы останавливаем внимание на этом вопросе не только потому, что он может пролить дополнительный свет на причинность повышенной продуктивности нефтегазоносных отложений древних прибрежных зон, но и для того, чтобы возбудить к нему интерес исследователей, которые захотят продолжить его дальнейшее изучение. Несомненно, что полученные экспериментальные данные нуждаются в проверке в природной обстановке. И если они подтвердятся, то палеогеографические основы выделения наиболее нефтегазоносных площадей получат дополнительный аргумент.

Можно полагать, что в прибрежной зоне взаимодействие сил волновых движений и прибрежных течений, особенно в штормовые периоды, приводят к такому интенсивному перемещению сверхтонкозернистых минеральных частиц, которое, возможно, не достигалось экспериментальным путем. Кроме того, в естественных условиях фактор времени, очевидно, может компенсировать кратковременный эффект выделения водорода при эксперименте.

## ШЕЛЬФ

Мелководные пространства дна морей, окаймляющие материки, известны под названием материковой отмели или шельфа. Обычно шельфы ограничиваются резким перегибом поперечного профиля дна, которым определяется переход к материковому склону, а также внешний край шельфа. До недавнего времени считалось, что материковая отмель продолжается до глубины 200 м. Однако изучение рельефа шельфа показало, что он может распространяться и на больших глубинах. Поэтому те части морского дна, которые сохраняют характер рельефа материковой отмели, называют «подводной окраиной материка» (О. К. Леонтьев, 1963).

Следует отметить, что мелководные моря, имеющие глубины, характерные для подводных окраин материков, относятся

<sup>1</sup> «Тюменский геолог», 1970, № 25 (311).

к шельфовым морям. Такие моря могут быть либо окраинными, т. е. расположенными на окраине материка и имеющими сравнительно свободную связь с океаном, либо внутриконтинентальными, сообщаящимися с окраинными морями узкими проливами.

Важнейшей отличительной особенностью внутриконтинентальных морей является то, что в них поступает больше кластического материала, чем в окраинные. Кроме того, у них может быть различная соленость вод. Такие мелководные моря, как Азовское, Балтийское, Белое, также близки к внутриконтинентальным. Они, являясь частью затопленной материковой платформы, имеют относительно спокойный рельеф дна и носят все признаки шельфовых внутриконтинентальных морей.

Отдельно выделяются крупные озерные бассейны, не имеющие связи с океаном. К ним принадлежат Каспий, Арал, Байкал и другие. Первые два по своему геологическому прошлому причисляются к морям. Хотя внутриконтинентальные моря по условиям седиментации приравниваются к шельфам, этот процесс у них, очевидно, имеет более дифференцированный характер, зависящий не только от глубины бассейна, но и от речного стока, размеров акватории и других факторов.

В данной работе в понятие о шельфе включаются и мелководные моря. Известно, что в последние годы шельфы привлекают все возрастающее внимание геологов, особенно в связи с поисками залежей нефти и газа. Вместе с тем необходимо заметить, что если фактический материал о современных шельфах довольно скуден, то по ископаемым древним шельфам его еще меньше.

Изучение современных шельфовых зон различных морей позволило классифицировать их по нескольким основным признакам. Казалось бы, что важнейшим признаком должны быть поднятия и погружения земной коры, с которыми связано развитие шельфов. Однако разделение их на «поднятые» и «погруженные» затруднено, особенно в связи с влиянием на уровень океана региональных оледенений.

В приводимой ниже классификации Ф. Шепарда (1969 г.) отражены особенности истории современного развития того или иного района наряду с учетом процессов плейстоценовой эпохи и настоящего времени.

**Шельфы, окаймляющие области оледенения**, как правило, достигают значительной ширины и обладают расчлененным рельефом. На них наблюдаются многочисленные котловины и трюги, глубина которых обычно превышает 200 м. Депрессии шельфа ориентированы как по простиранию, так и перпендикулярно ему. Характерны многочисленные банки, располагающиеся вдоль внешнего края шельфа. В котловинах и трюгах отлагаются илстые осадки со значительной примесью крупнообломочного материала.

**Шельфы с вытянутыми песчаными банками и ложбинами.** Большинство шельфов, расположенных у побережий, не подвергавшихся оледенению, имеет более плоскую поверхность, чем шельфы

предыдущего типа. Между тем и они не являются ровными и характеризуются выпукло-вогнутым изгибом склона, непрерывно протягивающимся от берега до границы шельфа. Среди других неровностей отмечаются вытянутые песчаные банки или гребни, которые на внутренней части шельфа располагаются параллельно берегу, а у внешнего края — вдоль шельфового перегиба. Между банками часто наблюдаются неглубокие котловины или ложбины.

**Ровные шельфы у побережий областей высоких широт.** Накопленные данные по промеру глубин указывают, что из всех материковых шельфов наиболее ровными являются шельфы, которые встречаются в областях северных широт, вдоль побережий, не претерпевших оледенения. На поверхности таких шельфов отмечаются лишь весьма незначительные неровности, вызванные действием донного льда. Подобные шельфы располагаются на глубинах, обычно меньших средних глубин шельфовой зоны.

**Шельфы, связанные с действием сильных течений.** Вдоль многих побережий проходят постоянные течения. Примечательно, что в большинстве случаев зоны наиболее интенсивных течений приурочены к районам, где шельфы очень узки или совершенно отсутствуют. Большинство узких шельфов, связанных с сильными течениями, либо имеют скалистое дно, либо покрыты песком и гравием, перемещенными этими течениями. Сильные течения в узких устьях заливов (проливов) образуют глубокие котловины.

**Шельфы перед дельтами больших рек,** несмотря на захват части территории шельфов, выдвигающимися дельтами крупных рек, как правило, бывают очень широкими. Почти все шельфы перед устьями больших рек покрыты илистыми осадками, которые приурочены к краям дельт, в то время как на внешней стороне шельфа преобладают пески. Илистые отложения, локализованные вдоль берега, содержат большое количество растительных обломков и детрита, слюды и железистых образований.

**Шельфы тропических морей** отличаются тем, что там, где морская вода не замутилена речными потоками, над дном шельфа возвышаются коралловые или водорослевые рифы. Последние чаще всего располагаются в пределах внешней стороны шельфа.

Таковы самые общие геоморфологические признаки основных типов современных шельфов. Эти признаки с известными поправками, очевидно, могут быть приняты и для оценки древних ископаемых шельфовых зон.

Каков же характер шельфовых отложений по содержанию в них органического вещества? Ответ на этот вопрос дает соотношение коэффициентов фоссилизации органического вещества для различных участков океанических фаций (в %): открытый океан, глубина 2450 м — 0,6; континентальный склон, глубина 200—2450 м — 0,37; шельфовые области моря, глубина 200 м — 1,04 (В. А. Успенский, 1970).

Следующим звеном в этом ряду будут фации озерных водоемов (коэффициента фоссилизации 3—5%) и болот (средний коэффи-

циент fossilization 8,6%). Однако органическое вещество континентальных фаций чаще всего дает начало угленакоплению, в то время как органическое вещество морских фаций является исходным преимущественно для нефтеобразования.

Известно, что распределение органического вещества непосредственно связано с фациально-литологическим типом пород, причем более высокие концентрации его наблюдаются в породах глинистого состава. Содержание органического вещества в карбонатных породах, как и в песчаниках, связано со степенью обогащенности их глинистым материалом.

Хотя содержание органического вещества в породах само по себе еще не говорит о реальных возможностях нефтеобразования, однако тот факт, что абсолютное большинство залежей нефти связано с широкими мелководными зонами древних морей, свидетельствует о том, что именно области шельфов во всех отношениях являются благоприятными для нефтегазонакопления. Региональную нефтегазоносность многих современных шельфов, видимо, можно объяснить относительной унаследованностью и длительностью формирования шельфовых зон в пределах одних и тех же прогнутых участков земной коры.

Существуют различные точки зрения на происхождение материковых шельфов. Так образование большинства террас на внешней части шельфов Ф. Шепардом рассматривается либо как результат абразии при пониженном уровне моря, либо как результат формирования дельт во время низкого уровня воды в океане. Происхождение многих широких шельфов, как считает Ф. Шепард, может быть лишь отчасти обусловлено колебаниями уровня моря, вызванного оледенением. Некоторые из них могли образовываться путем заполнения осадками относительно глубоких котловин. Шельфы такого типа, как расположенные у восточного побережья США, пережили длительную стадию погружения и накопления осадочного материала, причем последнее во многих случаях было связано с формированием дельт. Возможно, что многие широкие шельфы образуются в результате процессов прогибания и погружения материковых окраин, приводящих к опусканию их ниже уровня моря, вызванных отчасти давлением веса пород и изостатическим выравниванием.

Весьма обширные шельфы могли быть созданы там, где аллювиальные равнины погружались под влиянием тектонических движений. При этом формирование шельфов происходило в том случае, если погружение таких участков суши осуществлялось быстрее, чем накопление осадков.

Материковый шельф имеет среднюю ширину около 75 км. Средняя глубина края шельфа, соответствующая наиболее резкому перегибу склона, 130 м. Холмы высотой 20 м и более были отражены на 60% профилей дна. Впадины глубиной 20 м и более зафиксированы на 35% таких профилей. Многие из этих понижений

выражены замкнутыми котловинами, иные представлены продольными ложбинами.

Представление о том, что осадки на шельфе хорошо отсортированы и изменяются последовательно от грубых близ берега до тонких у внешнего края шельфа, устарело. Анализ образцов шельфовых отложений показал, что распределение зон осадков на шельфе не подчинено какой-либо определенной закономерности и очень мало связано как с расстоянием того или иного участка шельфа от берега, так и с глубиной шельфа.

В этом отношении небезынтересно сослаться на один из широчайших в мире шельфов, расположенный вдоль побережья Китая. Он наиболее сходен с древними шельфовыми морями. Источниками осадочного материала шельфов побережья Восточной Азии являются такие реки, как Хуанхэ, Янцзы и Меконг. Характерно, что здесь вдоль берега преобладают илистые отложения, а на внешней части шельфа — песчаные. По данным японских и американских исследователей в пределах западной части Восточно-Китайского и Южно-Китайского морей развиты мелкозернистые осадки, состоящие в основном из переотложенного лёсса, в то время как в восточной части — более грубозернистые.

Севернее дельты Иравади, вдоль побережья Бирмы, шельф сужается до 37 км, причем среди осадков больше всего ила. Шельф вблизи устья Ганга имеет ширину 185 км и глубину до 110 м. За счет выдвинутой дельты Ганга шельф сужается до 110 км. Перед устьем этой реки шельфовая зона сложена преимущественно илом. Вдоль берега наблюдается мелкий песок в виде бара внешней части основного устья. Песок обнаружен и на удлинённых отмелях в западной части дельты Ганга.

Во внутренней части Оманского залива расположен широкий шельф, продолжающийся в мелководной зоне Персидского залива. Дно его покрыто илом, приносимым реками Тигром и Евфратом. Эти реки образуют общую дельту Шат-Эль-Араб, которая, по подсчетам К. Эмери (1956 г.), только за последние 4000 лет выдвинулась в залив на расстояние до 165 км. В южной и западной частях Персидского залива преобладают пески. К. Эмери обнаружил относительно высокое содержание органического вещества в осадках внешней части залива, где в Ормузском проливе отмечается скопление планктона, образовавшееся в результате перемешивания водных масс Аравийского моря с солеными водами Персидского залива.

Из приведенных примеров видно, что донные осадки материковых шельфов даже в области впадения крупных рек в большинстве случаев состоят из илистого материала. Грубозернистые осадки чаще всего встречаются вблизи побережья в пределах наземных дельт, а также иногда на внешнем крае шельфа. Весьма важно иметь в виду, что распределение осадков на открытых шельфах и во внутренних шельфовых морях различно. Это различие определяется и рельефом дна, т. е. характером его основания до

морской трансгрессии, мощностью течений, речным стоком и глубиной бассейна.

Общие закономерности строения шельфов несомненно имели исключения в прошлом, как имеют их и в настоящее время, однако они вытекают из совместного воздействия различных факторов, которые должны учитываться при восстановлении палеогеографических условий формирования одной из интереснейших областей осадконакопления и формирования залежей нефти и газа.

### ОСОБЕННОСТИ ШЕЛЬФОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Палеогеографическую обстановку осадконакопления древних шельфов мы обычно устанавливаем по аналогии с современными шельфовыми образованиями. Между тем большая часть древних терригенных пород, по-видимому, накапливалась в замкнутых внутриконтинентальных бассейнах, так называемых шельфовых морях, где условия седиментации отличались от условий современных материковых шельфов. Поэтому при изучении продуктивных толщ шельфовых зон необходимо учитывать многообразие форм распространения песчаных коллекторов.

Так среди древних песчаных отложений Ф. Шепард (1969 г.) различает шельфы: покровные, или пластовые (sheet sands), шнуровидные (shoestring sands) и глубоководные (deep water sands). Остановимся на них несколько подробнее.

**Покровные (пластовые) шельфы.** Местами древние морские пески отличаются огромной протяженностью, например песчаные отложения морской фации Сент-Питер и др. Озадачивает то, что пески в древних морях могли переноситься на столь значительные расстояния, в то время как волны современных морей способны транспортировать пески, видимо, не далее, чем на несколько километров от берега. Возможно, что медленно трансгрессирующие моря в разные периоды геологического прошлого перерабатывали древние наносные пески неморского происхождения, по мере перемещения береговой линии. На пологих участках погружающегося дна морского бассейна в результате чередования трансгрессий и регрессий возникает соответствующее количество трансгрессивных, а также регрессивных песчаников огромного горизонтального распространения.

Действие приливов, согласно Ф. Шепарду, приводит к образованию другой песчаной формации также весьма внушительных размеров. Она встречается как на современном морском дне, так и на приливно-отливных отмелях. Например, ширина песчаной равнины вблизи бухты Мон-Сен-Мишель на западном побережье Франции, образовавшейся в результате приливно-отливных течений, около 13 км. Почти вся равнина сложена песками. На таких отмелях хорошо развита рябь, рассеченная бороздами стока. Покровными песками сложена южная оконечность Северного моря, где они отличаются очень неровной поверхностью.

**Шнуровидные пески** обнаружены в ряде районов США при нефтепоисковом бурении. Обычно это вытянутые линзы песчаника, заключенные среди глинистых пород. Протягиваются они местами на десятки километров. Одни геологи полагают, что образовались такие линзы за счет береговых песчаных барьеров, другие считают их захороненными речными руслами. Барьерные пески имеют преимущественно прямую или плавно изогнутую фронтальную часть, обращенную к морю и изрезанную, и волнистую часть, прилегающую к внутренней лагуне. Песчаные же отложения речного русла совершенно отличны от барьерных и имеют чаще всего параллельные, извилистые границы. Осадки барьеров и речных потоков резко отличаются между собой по крупности зерен и степени их сортировки. В барьерах хорошо отсортированный песок располагается на обращенной к морю части, а на стороне, переходящей в лагунные отложения, он значительно заилен. Отложения речных русел в силу многократного перемещения меандрирующего речного потока бывают плохо отсортированы, нередко наблюдается пере-слаивание глинистых разностей с линзами песчаников.

**Глубоководные пески** встречаются среди мощных глинистых сланцев, которые по всем данным отлагались в глубоких спокойных водах. В древних отложениях, особенно геосинклинальной формации, они в значительной мере представлены грубозернистыми и даже конгломератовидными слоями или линзами песчаников. Считается, что пески были принесены мутьевыми потоками, спускавшимися по подводным долинам, локализованным в краевых частях древних бассейнов, подобно тому как это имеет место в глубоководных калифорнийских котловинах в настоящее время.

Распознать эти отложения нелегко. Обычно для них характерна грубая градационная слоистость в песках, содержащих крупные частицы в нижней, а тонкие в верхней части слоя. В большинстве случаев пески содержат значительное количество алевритовых и глинистых частиц. Во многих песках отмечается чередование крупно- и мелкозернистых слоев. Источник сноса грубозернистого материала определить довольно трудно. Глубоководные пески сложены почти тем же материалом, что и мелководные. Иногда встречаются слюды и растительный детрит. Фауна в песках мутьевых потоков может быть смесью из мелководных и глубоководных форм.

Из других морских отложений, описываемых Ф. Шепардом, заслуживают внимания глинистые отложения, являющиеся наиболее обычной разновидностью древних осадочных образований.

**Илы, отложившиеся на шельфе**, занимают большие площади и располагаются на современных шельфах против эстуариев крупных рек. Примером могут служить обширные заиленные зоны внутренних частей шельфов у восточно-азиатского побережья, а также площади, прилегающие с востока и запада к дельте Миссисипи. Слоистость современных шельфовых илов обусловлена сезонностью и жизнедеятельностью донных организмов. Местами

в илах содержатся изолированные линзы песчаных отложений с большим количеством планктонных фораминифер.

Лагунные илы доминируют в обширных лагунах, расположенных за береговыми барами многих побережий. Они несколько отличны от илов открытых шельфов. Среди лагунных илов редко встречаются глауконит и ископаемые морские ежи. В лагунах полузасушливых районов наблюдаются отложения гипса, а в край-

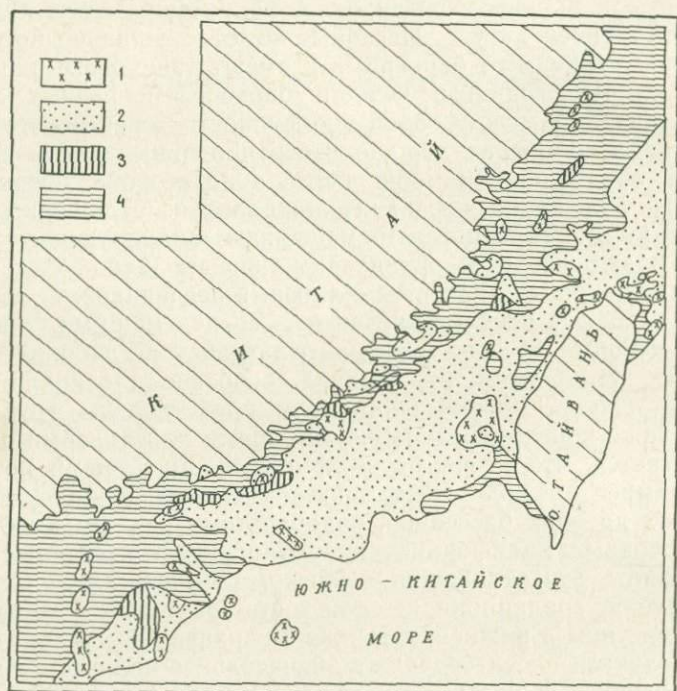


Рис. 30. Пример распределения осадков на шельфе.

1 — коренные породы; 2 — песок; 3 — илстый песок; 4 — ил.

не засушливых — соляные пласты. Обычно древние лагунные образования сравнительно узки и ориентированы вдоль береговой линии. Однако миграция береговой линии, вызванная трансгрессиями и регрессиями, могла обусловить наличие большой площади лагунных отложений. Фауна замкнутых лагун и заливов отличается значительно меньшим видовым разнообразием, чем фауна шельфа.

Илы фронтальной части дельт. Речные илы частично оседают в пойме, но в основном выносятся в море. Там, где устья низинных рек подходят к морю, при отсутствии приливов и высоких волн в краевых частях дельты откладываются илстые отложения значительной протяженности. В заливчиках дельтовых рукавов наблюдается чередование сравнительно мощных слоев ила и более

тонких прослоев грубозернистого алевроита или тонкозернистого песка. Расслоение ила и переслаивание его с песчаным материалом обычно уменьшается к низу от вершины склона дельты. Отсутствие расслоения характерно для илов, расположенных за пределами склона дельты. Для дельтовых отложений также характерно высокое содержание слюды по сравнению с осадками шельфов, накапливающихся в удалении от устьев рек.

Таковы важнейшие особенности некоторых прибрежных и мелководно-морских отложений, с которыми чаще всего связана промышленная нефтегазоносность. Хотя в большинстве случаев эти подмеченные особенности относятся к современным или сравнительно молодым осадкам, однако они будут являться типичными в основном и для древних аналогичных физико-географических обстановок осадконакопления.

Илистые осадки шельфов, лагун и дельт, как уже отмечалось выше, являются наиболее потенциальными для последующего преобразования их в породы, генерирующие нефть и газ. А в сочетании с залегающими тут же или вблизи песчаными отложениями, обладающими хорошими коллекторскими свойствами, создаются весьма благоприятные условия для обширных зон нефтегазонакопления.

Довольно часто переход от песчаных отложений к глинистым на шельфе не соответствует переходу прибрежной зоны в более глубоководную. На примере современного шельфа юго-восточного Китая (рис. 30) видно, как песчаные осадки расположены далеко от берега за кромкой илов. Подобное распределение шельфовых образований наблюдается вдоль западного берега Африки, а также в Каспийском море. Обилие илов в прибрежной части шельфа объясняется огромным выносом их реками с материка.

## ПЕРЕРЫВЫ И НЕСОГЛАСИЯ В ОСАДКОНАКОПЛЕНИИ

Одной из форм связи между тектоническим режимом и палеогеографической обстановкой седиментации являются перерывы и несогласия в осадконакоплении. Хотя они вызываются геотектоническими причинами, но осуществляются под влиянием физико-географических условий. Большинство перерывов возникало на континентах и гораздо реже на дне морских бассейнов. Длительные региональные перерывы охватывают обширные участки земной коры. Они обычно сопровождаются выветриванием и размывом ранее отложенных пород или приостановкой осадконакопления. Поверхности перерывов, на которых происходили процессы выветривания и эрозии, имеют большое значение для воссоздания древних физико-географических обстановок.

Кроме региональных существует ряд локальных перерывов и размывов, связанных с тектоническим строением, с деятельностью рек, временных потоков и подводных течений. Кратковременные приостановки осадконакопления могут протекать без размыва

более древних отложений. В таких случаях поверхности перерывов несут на себе следы древнего ландшафта: знаки ряби, трещины высыхания, почвенный слой с остатками корней растений и т. п.

К четким показателям длительных перерывов относится кора выветривания, представляющая собой остаточные продукты разрушения и химического преобразования метаморфических и магматических пород. Так остатки латеритовой коры выветривания указывают на равнинный рельеф и на жаркий и влажный климат, а красноцветная кора говорит о жарком по временам влажном климате. Часто вместе с корой выветривания наблюдаются и преобразованные осадочные породы, близкие по составу к породам коры выветривания.

Главным, определяющим началом для формирования коры выветривания является тектонический режим (В. П. Казаринов, В. И. Бгатов, Т. И. Гурова и др., 1969). Климатический фактор, ускоряя и замедляя химическое разложение горных пород, определял тип коры выветривания. К формации последней не относятся переотложенные продукты: кварцевые и кварцево-каолиновые пески, огнеупорные глины и другие далеко удаленные от остаточных образований осадки. Переотложенные терригенные и хемогенные продукты коры выветривания в подавляющей массе накапливаются в регрессирующем бассейне начальных этапов орогенеза.

Интенсивность выветривания зависит не только от климата, но и от рельефа. Чем более выровнен рельеф, тем слабее процессы образования коры выветривания и наоборот, особенно активны эти процессы при воздымании крупных блоков пенепленизированной страны в условиях морской регрессии.

Отложения коры выветривания подразделяются на остаточные и осадочные. Первые из них выражены структурным элювием, не потерявшим некоторых структурных особенностей коренной породы, или бесструктурным, когда реликтовые структуры почти не наблюдаются. Вторые представляют собой переотложенные продукты дальнего переноса времени формирования структурного элювия. В их составе иногда значительное место занимают хемогенные осадки.

Наличие слабо измененных и даже свежих неустойчивых минералов среди некоторых переотложенных продуктов коры выветривания, по мнению упомянутых авторов, является одной из отличительных черт этих осадков. Их накопление завершается полным или почти полным уничтожением формации коры выветривания на суше, когда общая скорость поднятия страны превышает скорость образования элювия. Вот почему в составе переотложенных продуктов коры выветривания участвуют и хемогенные осадки. Ярким примером таких образований являются кремнистые формации чехла Западно-Сибирской плиты.

О рельефе области размыва можно получить представление на основе изучения зернистости обломочных пород сопредельных с ней районов, а иногда по минеральному составу отложений. Наиболее

расчлененный рельеф области сноса поставляет более крупнообломочный материал. Для равнинного рельефа характерен вынос значительного количества продуктов химического выветривания. Об относительной высоте области размыва можно иногда судить по размеру галек в речных конгломератах. Интенсивность поднятия таких областей отражается на гранулометрическом составе осадков, причем реки в этом случае будут обладать большей эродирующей способностью и выносить крупнозернистый и недостаочно сортированный материал. При замедленном поднятии областей размыва терригенный материал будет преимущественно мелкозернистый и хорошо отсортированный. Для деятельности рек важнейшее значение имеет также выпадение атмосферных осадков, т. е. климатический фактор.

Таким образом, перерывы в осадконакоплении, предшествующие морским трансгрессиям, выражены то выпадением части нормального разреза, то следами размыва и переотложения пород, а по окраинам бассейна седиментации образованием коры выветривания. В нефтегазонакоплении перерывы, очевидно, могут играть как положительную, так и отрицательную роль.

Общее представление о палеорельефе, образованном в результате перерыва, на той или иной территории дает карта изопакит перекрывающих этот рельеф отложений. Сокращенная мощность послеперерывной толщи будет соответствовать положительным формам рельефа, повышенная мощность — отрицательным.

Признаками перерывов в морском осадконакоплении (В. С. Яблоков, 1971) являются:

- угловое несогласие с подстилающими породами,
- поверхность размыва, обычно неровная, волнистая, срезающая нижележащие отложения на различную глубину,
- коры выветривания разной мощности и строения,
- карстообразование и выветривание в отдельных горизонтах карбонатных, глинистых и песчаных пород,
- поверхность напластования с трещинами усыхания и брекчии,
- прослой пород со следами автохтонной корневой системы растений, ископаемые почвы,
- автохтонные угольные пласты и песчано-глинистые породы озерного происхождения,
- прослой галек и конгломератов,
- палеодолины и песчаные породы аллювиального происхождения,
- породы эолового происхождения,
- глинисто-песчаные, валунные отложения ледникового происхождения,
- резкая смена фауны, не обусловленная сменой фаций на данном участке.

Перечисленные признаки не всегда однозначно указывают на континентальный перерыв. Например, угловое несогласие может быть связано с конседиментационными структурами на дне

бассейна; небольшие размывы могут вызываться подводными течениями; гальки и конгломераты могут иметь и континентальное и морское происхождение.

Выявленные перерывы в отдельных разрезах необходимо прослеживать по площади, используя для этого ряд признаков. Необходимо также иметь представление об условиях осадконакопления до и после выявленного или предполагаемого перерыва. Это позволяет отличать поверхности размыва, связанные с внутрiformационными перерывами, от стратиграфических перерывов.

Сложнее определять время продолжительности континентальных перерывов. В. С. Яблоков указывает несколько способов, которые могут приблизить к решению задачи, но все они требуют дальнейшей разработки. Вот некоторые из таких способов.

1. Определение длительности перерыва по разнице абсолютного возраста пород, лежащих ниже и выше размыва. При этом следует учитывать, что перерыв может быть в действительности несколько меньшим, если до него были более молодые отложения, уничтоженные в начале перерыва.

2. Длительность перерыва устанавливается исходя из общего времени данного геологического периода. Например, в центральных районах Русской платформы отложения живетского яруса среднего девона лежат на породах ордовика. Следовательно, не отлагались породы силура, а также нижнего и части среднего девона. Общая длительность перерыва в этом случае будет составлять 50—55 млн. лет.

Еще пример — предродаевские перерывы в нижнем карбоне. На чернышинских известняках верхнего турне залегает с размывом песчано-глинистая толща радаевского горизонта. Отсутствуют породы кизеловского и елховского горизонтов, время накопления которых в других районах оценивается приблизительно в 4—6 млн. лет. Этим временем и определяется перерыв в осадконакоплении в данном случае.

3. Определение продолжительности перерывов по скорости денудации пород. Для этого необходимо располагать данными о мощности разрушенных во время перерыва пород и о скорости процесса разрушения и сноса. Мощность смытых толщ устанавливается путем анализа стратиграфических разрезов на большой площади соответствующего интервала. Показатели сноса определяются для разных климатических условий и различных пород.

4. Определение продолжительности перерывов по времени накопления синхронных толщ на соседних участках. Для этого необходимо знать скорость накопления толщ и их мощность. При подсчете скорости осадконакопления следует учитывать движения земной коры в данном районе, а также гидродинамику бассейна.

Нетрудно заметить, что перечисленные способы выяснения продолжительности перерывов обладают известной условностью, но несмотря на это с их помощью только и можно определить если

не абсолютное, то относительное время прекращения процессов седиментации на той или иной площади.

Большое значение для палеогеографических реконструкций имеет выяснение продолжительности континентальных условий осадконакопления, когда на обнажившейся после регрессии моря поверхности накапливаются континентальные образования. Эта продолжительность определяется по такому же принципу, как и время перерывов, но для расчета вместо сноса материала принимается необходимый период времени для его накопления с учетом всех других условий.

Хотя региональные перерывы в осадконакоплении вызываются эпейрогеническими колебательными движениями земной коры, происходят они под влиянием физико-химических процессов, обусловленных палеогеографической обстановкой. Как известно, для нефтегазообразования необходимо сравнительно длительное и устойчивое прогибание седиментационного бассейна и погружение осадков, содержащих органическое вещество, на оптимальные глубины. Перерывы, сопровождающиеся размывами, естественно нарушают осадконакопление и приводят к разрушению и смыву порой довольно больших масс уже отложившихся пород. При этом могут быть разрушены даже сформировавшиеся залежи нефти и газа. Все это относится к отрицательному воздействию перерывов на нефтегазоаккумуляцию.

Однако в создании коллекторских пород, а также путей для миграции нефти и газа перерывы могут иметь и положительное значение. Дело в том, что во время перерывов процессы выветривания создают поверхности эрозии, ниже которых образуется зона выщелачивания. В таких случаях породы разрыхляются или промываются грунтовыми водами, становясь пористыми, кавернозными и трещиноватыми.

По данным Н. Ю. Успенской (1952 г.), на Северо-Американской платформе нет ни одного крупного нефтегазоносного горизонта в известняках, который не был бы связан с поверхностью размыва. Около 95% всей добычи из карбонатных коллекторов в США приходится на горизонты, залегающие под поверхностями несогласия. Примером непосредственной связи продуктивности карбонатных коллекторов с несогласиями являются залежи нефти и газа в известняково-доломитовых толщах ордовика района Лима Индиана, девонских известняков Мичиганского и Восточного внутреннего бассейна, в девонских, миссисипских и ордовикских известняках Западного Внутреннего бассейна, а также в пермских известняках и доломитах Пермского бассейна.

В перечисленных карбонатных коллекторах участки высокого нефтенасыщения имеют зональное распространение. Они связаны с отдельными пористыми и проницаемыми, местами кавернозными зонами, образованными в результате растворения и выщелачивания карбонатов грунтовыми водами, а также вследствие их доломитизации. Эти зоны находятся на разных уровнях от поверхности

размывов: от нескольких до сотен метров. Например, главная продуктивная зона в ордовикских известняках месторождения Оклахома Сити расположена на глубине 150 м ниже основной поверхности несогласия, по которой она перекрывается пенсильванскими слоями.

Н. Ю. Успенская отмечает, что обычно нефтеносные пористые зоны в известняках имеют локальное распространение и приурочены к сводовым частям структурных поднятий. Иногда они встречаются в погребенных выступах древнего рельефа, сложенного карбонатными породами. Изредка нефтяные и газовые скопления образуются в выветрелых и трещиноватых кристаллических породах, образующих выступы, несогласно перекрытые осадочными

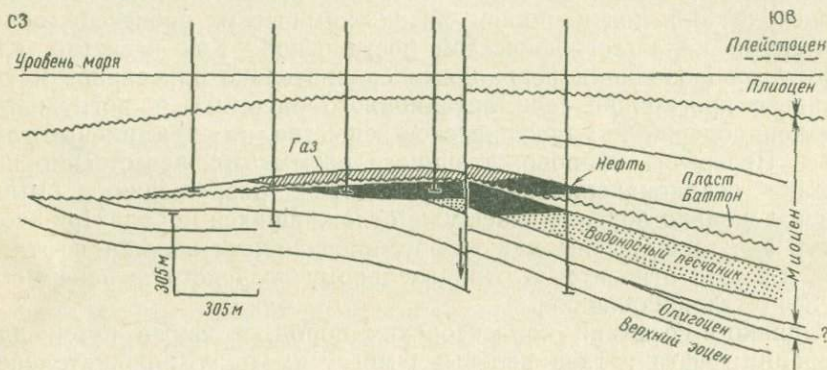


Рис. 31. Разрез месторождения нефти Антилоп-Хилс, Калифорния (А. В. Леворсен, 1970).

отложениями. Сравнение общего характера литогенеза Северо-Американской платформы и Русской показывает, что основные продуктивные горизонты Волго-Уральской области так же, как и ряда нефтегазоносных бассейнов США, связаны с верхними горизонтами доперерывных отложений. В частности, перерывы наблюдаются на Речицком месторождении нефти в межсолевой карбонатной толще верхнего девона.

К положительному влиянию перерывов на нефтегазонакопление также следует отнести и несогласия в залегании пород, когда послеперерывные непроницаемые отложения перекрывают находящиеся в наклонном положении пористые породы. Последние могут являться коллекторами, а первые экраном для образования залежей.

При наличии сбросов залежи нефти могут располагаться и выше и ниже поверхности несогласия (рис. 31). В бассейне Матурин (Венесуэла) известно одно из самых крупных месторождений нефти Южной Америки — Кирикире, где на поверхности размыва эоцен-миоценовых отложений, осложненных складчатостью и сбросовыми нарушениями, залегает продуктивная толща, состоящая из

неотсортированных обломочных образований, от алевритистых песков до галечников.

Зоны срезания и трансгрессивного перекрытия, где возможно формирование стратиграфических ловушек, так же как и зоны фациального выклинивания, обычно располагаются на склонах поднятий или вдоль бортов прогибов. При более внимательном изучении этих зон выясняется, что они очень часто совпадают с древними прибрежными зонами. Предпосылкой к выявлению стратиграфически экранированных ловушек является установление перерывов и угловых несогласий в зоне срезания непроницаемыми породами коллекторов при их благоприятном структурном положении. Для этого следует составлять палеогеологические карты отдельных плоскостей региональных перерывов и наносить на них участки срезания толщ или еще лучше пластов. Иначе говоря, важно знать, какие по возрасту и составу отложения трансгрессивно перекрываются другими породами.

Кроме ловушек, связанных со стратиграфическим несогласием, выклиниванием и литологическим изменением пород, не меньшую роль играют послеперерывные терригенные отложения, которые начинаются базальными, чаще всего крупнозернистыми песчаными разностями, обладающими хорошими коллекторскими свойствами.

Продуктивность послеперерывных толщ можно объяснить не только пористостью и проницаемостью, но и тем, что после активной тектонической перестройки наступает период относительно длительного покоя, во время которого седиментационные бассейны приобретают тенденцию устойчивого прогибания. Именно тогда и складываются наиболее благоприятные условия для формирования залежей нефти и газа.

Региональные поверхности несогласия нередко являются границами между отдельными этапами истории геологического развития и структурными этажами. Каждый из них обычно имеет свои особенности в строении, составе пород, нефтегазоносности. Между тем именно с такими границами могут быть связаны нефтяные и газовые месторождения. Например, в США в ряде районов выявлены залежи, формировавшиеся на границе миссисипского и пенсильванского разреза, между которыми существует крупное несогласие. Так, в бассейнах Иллинойса, Канзаса, Оклахомы, Техаса и Нью-Мексико почти все залежи нефти и газа открытые, в допенсильванских отложениях приурочены к структурам этого же времени формирования.

Хотя во время перерывов размываются не только породы, но и залежи, но, несмотря на все этапы деформации и эрозии, происходящие за время развития большинства седиментационных бассейнов, в их разрезах сохранилось большое количество промышленных скоплений углеводородов. При этом, при прочих равных условиях, чем больше несогласий отмечается в разрезе региона, тем вероятнее, что в этом регионе будут установлены промышленные залежи нефти и газа.

Наличие неоднократных относительно кратковременных перерывов в осадконакоплении наблюдается в разрезе продуктивных мезозойских отложений Западной Сибири. Ю. Н. Карагодин (1970 г.), например, считает, что все выявленные крупнейшие залежи нефти и газа в этом мегабассейне приурочены к толщам и горизонтам, для которых характерен либо региональный кратковременный перерыв, сопровождавшийся размывом ранее образованных отложений, либо кратковременный перерыв в пределах отдельных участков наиболее мобильных тектонических зон. Это обусловлено тем, что под послеперерывными толщами концентрировались углеводороды, поступавшие при миграции не по отдельному пласту, а по группе пластов и горизонтов, срезанных размывом. Благоприятным являлось и то, что вслед за регрессией и кратковременным перерывом в осадконакоплении следовала новая трансгрессия и срезанные пласты перекрывались глинами.

Естественно, что смена трансгрессий регрессиями и наоборот приводила к смене палеогеографических условий накопления будущих нефтегенерирующих и аккумулярующих отложений. Поэтому изучение масштабности перерывов во времени и на площади может оказать большую услугу не только восстановлению физико-географической обстановки, но и оценке перспектив нефтегазонасыщенности той или иной территории.

## ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

К палеогеографической документации мы относим различных масштабов схемы и карты, отражающие с той или иной достоверностью и детальностью физико-географическую обстановку, существовавшую в определенный отрезок геологического времени на данной площади. Представление о такой обстановке складывается в результате изучения литолого-фациального характера, взаимоположения и других различных особенностей пород в разрезе и на площади.

Успех воссоздания палеогеографических условий седиментогенеза прошлых времен определяется как количеством исходных фактических данных, так и качеством их интерпретации. Многие зависят от умения исследователя «выжать» из керна и каротажных диаграмм вещественные доказательства — прямые и косвенные признаки существовавшей физико-географической среды, по которым строятся палеогеографические реконструкции.

Обязательным условием при восстановлении условий накопления толщи, горизонта или пачки пород является одновозрастность выбранного объекта во всех пунктах его наблюдения (скважинах) по простиранию. Без точной стратиграфической разбивки и корреляции разрезов нельзя создать верной палеогеографической документации.

Следует учесть еще одно обстоятельство. Чем меньший интервал геологического времени выбран для воссоздания физико-географической обстановки, тем достовернее будет ее реконструкция. Последняя может «отразить» лишь определенный момент, а не динамику исторического развития. И по-видимому, такие «моменты» целесообразно выбирать в периоды максимальной регрессии или трансгрессии моря, когда береговая линия занимала относительно устойчивое положение. Разумеется, что целесообразно составлять серию карт последовательного изменения палеогеографической обстановки. Тогда, как и в кадрах кино съемки, можно отобразить процесс развития ее.

## ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ СХЕМЫ И КАРТЫ

Провести четкое различие между схемой и картой довольно трудно, так как даже самая детальная палеогеографическая карта по сравнению с реальной обстановкой далекого прошлого, очевидно, не может быть абсолютно достоверной и будет являться всего лишь приближенным отображением этой обстановки. К схеме мы склонны отнести предварительное или самое общее изображение физико-географической обстановки осадконакопления, составленное на основе спорадического фактического материала. Палеогеографическая карта от схемы должна отличаться такой степенью достоверности, которая позволила бы использовать карту в практических целях. Достоверность же будет зависеть не только от количества фактических данных, но и от их правильного историко-генетического истолкования.

Совершенно очевидно, что суть дела не в названии палеогеографических документов и даже не в методике их составления. Главное — как они будут способствовать выяснению закономерностей распространения залежей нефти и газа, как на их основе будут осуществляться прогнозирование и выбор направления поисково-разведочных работ.

Палеогеографические реконструкции для нефтегазоносных территорий значительно осложняются ограниченной информацией, которую удается получать при бурении глубоких скважин. Большинство работ, посвященных вопросам палеогеографического воспроизведения древнего лика Земли, построено на материале естественных выходов горных пород. Разумеется, что изучение обнажающихся пород несравнимо с изучением пород, скрытых от глаза исследователя, о которых он судит по отрывочным образцам керна или только по каротажным диаграммам. Тем не менее, известная скудность каменного материала, получаемого при нефтешоковой бурении, не должна останавливать геолога от попыток составления палеогеографических реконструкций.

Пусть вначале они будут иметь характер весьма приблизительных схем. По мере накопления дополнительных данных их можно

уточнять и совершенствовать. Даже самые предварительные выводы, но логически обоснованные, расширяют и углубляют познание предмета, привлекают к нему внимание, определяют дальнейшее направление исследований, заставляют думать и искать новые пути решения нерешенных задач.

Палеогеографические схемы и карты составляются обычно на современной топографической основе. На них изображается расположение палеоморей и палеоконтинентов, гидрографической сети, рельеф суши и дна морей, направление течений и ветров, т. е. дается возможно более полная физико-географическая обстановка определенного стратиграфического интервала. К палеогеографическим картам нельзя относить карты, отображающие только распространение различных типов осадочных пород. Совершенно очевидно, что достоверность палеогеографических карт зависит от полноты информации, используемой при их составлении. Привлечение прямых и косвенных признаков, указывающих на условия седиментации в далеком прошлом, лишь повысит научное и практическое значение палеогеографических реконструкций.

Как видим, задача восстановления палеогеографических условий накопления нефтегазоносных отложений, погруженных на значительные глубины, представляет довольно сложную проблему. Дело не только в крайней ограниченности kernового материала, который кладется в основу палеогеографических исследований, но и в том, что от бывших ландшафтов Земли сохраняются лишь немногие отдельные фрагменты. Особенно трудно составлять палеогеографические карты древних прибрежных зон, не говоря о проведении береговой линии, которая во всех случаях будет условной. Даже одни и те же, обычно отрывочные сведения о прибрежной полосе, получаемые в результате бурения, могут различно оцениваться и интерпретироваться разными исследователями. Поэтому не надо избегать составления нескольких вариантов одной и той же карты. Из них легче выбрать наиболее оптимальный вариант. По мнению Н. М. Страхова (1970 г.), это единственный путь правильного исследования тех приближенных величин, какими являются все элементы палеогеографической карты.

Тем не менее даже самые общие палеогеографические схемы могут помочь познанию особенностей распространения зон нефтегазоаккумуляции, определению направления поисков залежей нефти и газа.

Нет нужды доказывать необходимость для палеогеографических построений опережающего выяснения структурных и текстурных особенностей, минералогического и гранулометрического состава пород, их литолого-фациальной принадлежности, физических и геохимических свойств и т. п. В нашу задачу не входит подробное изложение методов изучения всех этих особенностей. Главное внимание мы сосредоточиваем на использовании результатов такого изучения в целях составления палеогеографической документации. Однако остановимся на некоторых из них.

## Анализ фаций и мощностей

Важнейшей предпосылкой для палеогеографических построений является фациальный анализ и составление на его основе литолого-фациальных карт, которые, по меткому замечанию Н. М. Страхова (1963 г.), служат «средством начать теоретические исследования», позволяющие решать вопросы о закономерностях хода литогенеза и размещения залежей нефти и газа в данной конкретной физико-географической обстановке. Литолого-фациальная карта по существу представляет собой основной документ для начала работы палеогеографа. Заметим, что первые палеогеографические карты появились одновременно с понятием о фациях еще в середине прошлого столетия.

Вначале на них показывалось только распределение суши и моря отдельных эпох, затем они стали отражать развитие и смену физико-географических обстановок. В этом отношении большой вклад внес А. П. Карпинский, опубликовав ряд карт, отражавших зависимость палеогеографической ситуации на Русской платформе от характера колебаний земной коры.

В дальнейшем анализ фаций стал дополняться анализом мощностей изучаемых отложений. Изложение метода совмещенного анализа фаций и мощностей дано в трудах В. В. Белоусова (1940—1954 гг.) и др. Применение этого метода способствует воссозданию палеорельефа отдельных этапов развития той или иной площади. Кроме того, карты изопакит могут наглядно показать распространение коллекторов или нефтегазоносных толщ, заключенных между двумя определенными поверхностями. Чем отчетливее выделяются эти поверхности и точнее определяется глубина их залегания, тем более полезной будет карта изопакит. Такие карты целесообразно строить как для продуктивных пластов или горизонтов отдельных залежей и месторождений, так и для целых регионов. Они могут помочь выяснению генетической природы тех или иных отложений и изучению геологической истории обширных территорий.

Изолиниями мощности можно выразить конфигурацию и распространение песчаных образований русел, баров, кос, отдельных линз, рифогенных отложений, зон выклинивания, а также горизонтов кавернозных или трещиноватых карбонатных пород. Примером распространения продуктивных русловых отложений может служить карта мощности пенсильванских песчаников буч месторождения Хокис в США (рис. 32), а также карта, составленная нами для терригенной толщи яснополянского надгоризонта юго-восточной части Русской платформы (см. рис. 48).

В последние годы довольно широкое распространение получило составление литолого-фациальных и литолого-палеогеографических карт. Литологический состав отложений показывается на них штриховыми знаками, а палеогеографическая обстановка — красками. При переслаивании пород применяется следующая количест-

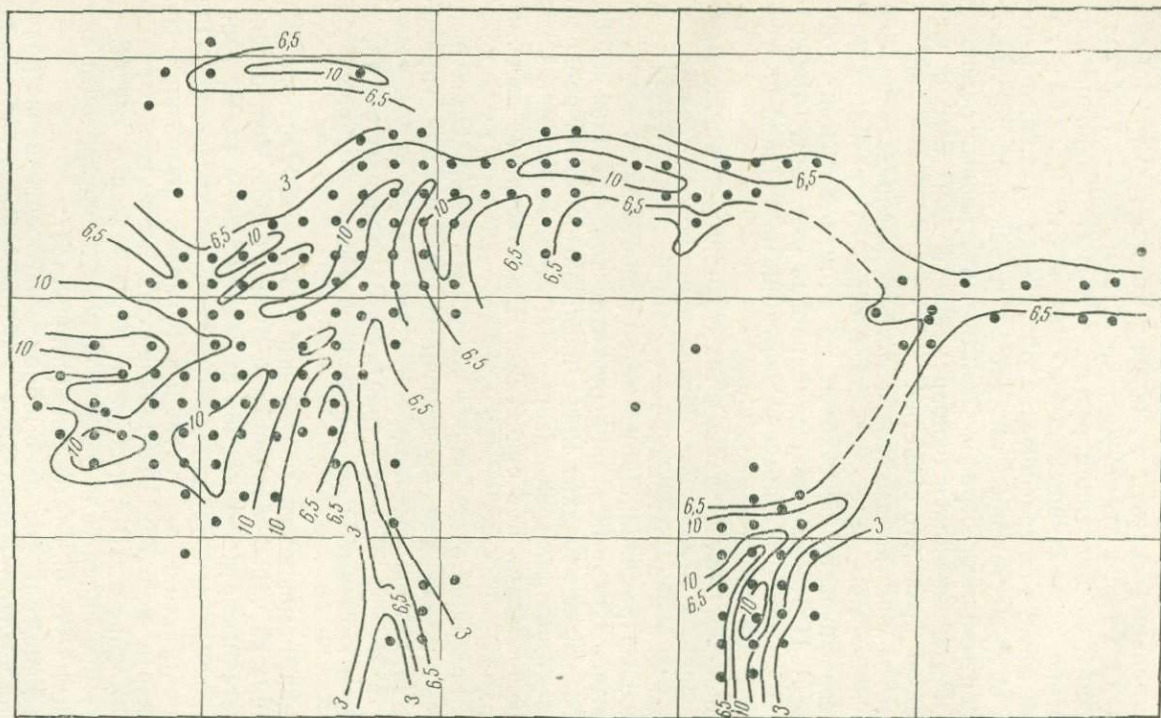


Рис. 32. Карта изопакит (в м) песчаников Буч на месторождении Хокинс, Оклахома (А. В. Леворсен, 1970).

венная градация. Если в разрезе рассматриваемой толщи (яруса) более 90% приходится на один тип породы, то площадь развития такого разреза изображается одним знаком. При наличии двух типов пород примерно в равных соотношениях наносится по одной полосе для каждой из них. В случае переслаивания пород трех типов удваивается число полос тех пород, которых больше 40% и т. д.

Палеогеографические условия осадконакопления на картах отражаются красками. Например, в последнем атласе литолого-палеогеографических карт СССР под редакцией А. П. Виноградова, изданной в 1969 г., морские бассейны показаны от темно-голубых до фиолетовых тонов в зависимости от глубины и солености. Суша закрашивается от зеленых до коричневых тонов, выражающих переход от прибрежных равнин, временами заливавшихся морем, до высоких гор.

На этих же картах особыми знаками показаны характерные группы фауны и флоры, аутигенные минералы, конкреции и другие показатели среды седиментации, а также изопахиты, направления сноса и морских течений, места концентрации полезных ископаемых. Условными обозначениями указаны зоны развития рифовых массивов, древние вулканы и границы вулканической деятельности. О методах составления литолого-палеогеографических карт много полезных рекомендаций можно почерпнуть из работ Д. В. Наливкина (1956 г.), Л. Б. Рухина (1959 г.), Б. П. Жижченко (1959 г.), Г. Ф. Крашенинникова (1960, 1962 гг.), В. Д. Наливкина, А. Б. Ронова, В. Е. Хаина (1963 г.), В. А. Гроссгейма (1963 г.), В. В. Мокринского (1963 г.), В. И. Попова (1964 г.), С. Г. Саркисяна и Н. А. Михайловой (1963 г.), О. Л. Эйнора (1963 г.), В. С. Яблокова, Л. Н. Ботвинкиной, А. П. Феофилова (1963 г.), Н. И. Марковского (1965, 1967, 1970 гг.), П. П. Тимофеева (1970 г.) и др.

Из работ, специально посвященных методам палеогеографических исследований, следует отметить монографию Б. П. Жижченко (1959 г.), в которой рассматриваются преимущественно вопросы изучения условий формирования морских отложений прежних геологических эпох. Значительное внимание в ней уделено эволюции осадконакопления, довольно подробно изложены методы распознавания гидрологии ранее существовавших морей и, в частности, восстановления температурного, солевого, газового и гидродинамического их режима. Однако в работе недостаточно освещены методы изучения характера древней суши и почти ничего не сказано о деятельности палеорек и приемах их выявления. В большой монографии Б. П. Жижченко есть разделы, посвященные условиям накопления органического вещества в осадках и выделению нефтематеринских отложений, но, к сожалению, не подчеркнута значение палеогеографических исследований для нефтегазовой геологии и очень слабо разработаны практические рекомендации по прогнозу нефтегазоносности.

Несомненной заслугой указанного исследователя является разработка ряда методов палеогеографических построений, основанных на синтезе всех наших знаний о характере и условиях образования морских отложений определенного возраста. Нельзя не согласиться с ним, что палеогеографические исследования являются вполне самостоятельной отраслью науки, требующей специальной подготовки.

В работе В. Д. Наливкина, В. Н. Верещагина и др. (1962 г.), посвященной условным обозначениям и методическим указаниям по составлению атласа литолого-палеогеографических карт СССР, дан ряд рекомендаций по оформлению палеогеографической документации.

В 1961 г. в Новосибирске на 5-ом Всесоюзном литологическом совещании обсуждался специальный вопрос о методике составления различных литолого-фациальных и палеогеографических карт. А в опубликованных в 1963 г. трудах совещания помещено много статей, посвященных этому вопросу. В 1964 г. вышел в свет сборник докладов сессии экспертно-геологического Совета Геолкома СССР совместно с Главной редакцией Атласа литолого-палеогеографических карт, на которой рассматривались методы палеогеографических исследований. В докладах освещены некоторые стороны воссоздания гидрохимических и гидродинамических условий древних морских бассейнов, вопросы изучения палеорельефа и палеоклимата, а также опыт использования биотических, экологических, палеомагнитных и других данных для палеогеографических реконструкций.

К сожалению, за последние годы в геологической литературе по вопросам методики палеогеографических исследований публикаций очень мало. Отсылая читателя к специальным работам и методическим руководствам, посвященным составлению литолого-фациальных карт, заметим, что кроме фаций и мощностей существует целый ряд других признаков, дополняющих друг друга и указывающих на те или иные особенности физико-географической обстановки геологического прошлого. При этом не следует забывать, что каким бы убедительным не казался отдельный признак, его надо стремиться рассматривать в совокупности с другими. Только в таком случае можно обеспечить наилучшую достоверность используемой информации.

Отметим другие исследования и наблюдения, необходимые для составления полноценной палеогеографической документации.

### **Палеоэкологические наблюдения**

По остаткам фауны и флоры можно не только определять возраст пород, в которых они встречаются, но и судить об условиях осадконакопления. Принадлежность к той или иной среде обитания, образ жизни и другие особенности древних организмов изучает палеоэкология. Приемы и методы палеоэкологических исследо-

ваний изложены в работах Р. Ф. Геккера (1957 г.), Е. И. Ивановой, И. В. Хворовой (1955 г.), С. В. Максимовой (1955 г.), А. И. Осипова (1955 г.), Т. Н. Бельской (1958 г.), Б. П. Жижченко (1959 г.) и др.

В работах указанных авторов приводятся конкретные примеры палеоэкологического изучения условий жизни древних животных и растительных организмов в различных бассейнах. Особенно плодотворное использование палеоэкологических данных для уточнения палеогеографических обстановок может быть при одновременном проведении фациального анализа. Большое значение имеет выяснение сохранности и условий захоронения органических остатков. Это позволяет определять, переотложены ли они или захоронены в прижизненном положении.

Ориентировка и сортировка остатков фауны или флоры может служить показателем направления течений или волновых движений. Изменение общего характера органических остатков по простиранию и в разрезе позволяет судить о смене палеогеографических условий осадконакопления.

Изучение истории сменяемости физико-географической поверхности земли нельзя отрывать от изучения истории развития органического мира. Эту истину хорошо подтвердил своими оригинальными работами известный советский ихтиолог Г. У. Линдберг. В частности в его последней монографии<sup>1</sup> рассматриваются вопросы биогеографии, палеогеографии и геологии четвертичного времени в свете концепции о сопряженности истории формирования фаун и флор, а также акваторий и территорий, занятых ими.

Г. У. Линдберг высказал и обосновал гипотезу о существовании в прошлом ряда древних речных систем на основе анализа современного распределения ихтиофауны. Для доказательства этой гипотезы он привлек не только данные по расселению определенных видов рыб, но и историю развития территории, на которой размещались единые и целостные речные системы. Им разработан метод биогеографического анализа событий недавнего геологического прошлого исходя из признания, что организмы и необходимые для их жизни условия представляют единство. При этом состав и распределение организмов, отражающих ход формирования земной поверхности, служат критерием проверки правильности такого научного подхода.

Автор подчеркивает, что указанный метод предъявляет исключительные требования к качеству биогеографических индикаторов. Далеко не каждая группа организмов и не любая территория соответствуют требованиям указанного исследования. Необходимо, чтобы избранная группа организмов была приурочена к определенному месту обитания, а избранная территория обладала такими геоморфологическими границами, которые являлись бы непроходимой

<sup>1</sup> Г. У. Линдберг. Крупные колебания уровня океана в четвертичный период. М., «Наука», 1972, 548 с.

преградой при расселении избранной группы организмов. При изучении истории четвертичного периода к биогеографическим индикаторам, отвечающим этим требованиям, относят типично пресноводные рыбы и геоморфологически хорошо изолированные друг от друга речные системы.

Отсылая читателей, заинтересованных в подробном рассмотрении биогеографического метода, к работам самого Г. У. Линдберга, отметим лишь, что ему в результате установления полного тождества составов фауны типично пресноводных рыб в изолированных друг от друга реках удалось показать целостность в прошлом разобщенных, а в настоящее время островных и материковых рек на Дальнем Востоке, в Западной Европе и других районах мира. Высказанное им предположение было подтверждено анализом рельефа морского дна, на котором обнаружены следы затопленных долин рек, объединенных когда-то в единую систему.

Так биогеографическое изучение ихтиофауны рек юго-восточных склонов Японских островов и юго-западного склона п-ова Корея и сравнение ее с ихтиофауной р. Хуанхэ, а также геоморфологический анализ рельефа дна Желтого и Восточно-Китайского морей позволили обнаружить затопленную долину Палео-Хуанхэ и долины рек юго-западного склона п-ова Корея, входящих в прошлом в состав единого бассейна этой древней реки.

Важнейшим выводом из установления древней речной системы многих современных рек является признание неоднократного понижения уровня мирового океана на 200—300 м ниже ныне существующего уровня. В результате этого материковая отмель всех континентов и океанических островов в четвертичном периоде временами осушалась, и крупные реки прокладывали свой путь до места впадения в океан или открытое море по осушенной территории. Об этом свидетельствуют подводные долины многих рек, простирающиеся до глубин осушения материковой отмели, и фазы низкого стояния уровня океана.

На современном шельфе Арктики установлено существование ряда хорошо выраженных древних затопленных доли крупных рек Евразии и Северной Америки. В частности дельта Оби в последнюю регрессивную фазу осадконакопления располагалась на широте северного окончания о. Новая Земля.

Мы не останавливаемся на причинах крупных геогидрократических колебаний уровня океана. Для четвертичного времени они рассматриваются в работах Г. У. Линдберга. Можно только присоединиться к его мнению о том, что есть все основания полагать, что сходная ситуация не раз была и на протяжении более древней истории развития земной коры.

Таким образом, биогеографические исследования совместно с другими данными способствуют выявлению крупных колебаний уровня океана, познанию особенностей формирования древних устьев палеорек и прибрежных участков равнинной суши и морского шельфа, а также развития населявшего их органического

мира. Все это несомненно имеет самое непосредственное отношение к восстановлению палеогеографии, к региональному и локальному нефтегазонакоплению.

### Палеогеография по терригенным компонентам

Основы воссоздания физико-географических обстановок по терригенным компонентам описаны в трудах В. П. Батурина (1937, 1947 гг.), Л. В. Пустовалова (1947 г.), Л. Б. Рухина (1940, 1961 гг.), С. Г. Саркисяна (1960, 1968 гг.), В. П. Казаринова (1969 г.) и др. В них рассматриваются вещественный состав, особенности переноса и распространения терригенных комплексов, а также описывается методика их изучения.

В палеогеографическом аспекте большое внимание в работах В. П. Батурина уделено минералогическому и гранулометрическому характеру кластических пород, отражающему динамику гидросферы и атмосферы, а также распределение источников сноса. Палеогеографические реконструкции, основанные на изучении терригенных компонентов пород, прежде всего базируются на распределении петрографических типов в областях сноса и отложений. Указанным исследователем выделяются терригенно-минералогические провинции как области седиментации, охарактеризованные определенным комплексом легких и тяжелых минералов из одной или нескольких питающих провинций. Минералогический анализ геологического прошлого по терригенным компонентам в геологии нефти и газа может использоваться не только для расчленения немых толщ, но и служить одним из методов палеогеографических построений.

### Геохимические данные

Восстановление физико-химических условий среды осадконакопления, а также гидрохимических обстановок древних водоемов производится по геохимическим признакам и, в частности, по составу аутигенных минералов осадочных пород. Геохимические исследования способствуют выяснению характера и гидрохимического режима отдельных областей морских палеобассейнов. Методика, приемы и результаты работ по восстановлению геохимической обстановки седиментации и вторичного изменения пород, а также геохимических взаимосвязей между ними и органическим веществом подробно изложены в трудах Л. В. Пустовалова (1933 г.), Г. И. Теодоровича (1947 г.), Н. М. Страхова (1954 г.), Л. А. Гуляевой (1956 г.), К. Ф. Родионовой (1957 г.), В. А. Успенского (1969 г.) и многих других исследователей. Мы опускаем дальнейшее рассмотрение вопроса о геохимических признаках, используемых при палеогеографическом анализе, отсылая читателя к специальной литературе.

Большое значение для палеогеографических реконструкций имеют не только вещественный состав, но и текстурные особенности пород, отражающие динамические условия осадконакопления. Наиболее распространенной текстурой, как известно, является слоистость и слойчатость, которые обуславливаются обстановками седиментации.

Если слоистость образуется чередованием пластов и слоев осадочных пород сравнительно однородного состава и строения, то слойчатость составляет внутреннюю текстуру слоев, которые распадаются на отдельные слои. Последние обычно измеряются миллиметрами или сантиметрами. Слой, по Н. Б. Вассоевичу (1948 г.) и Л. Н. Ботвинкиной (1965 г.), это низшая, наименьшая форма обособления осадка (низшая единица слоистости и слойчатости). Различия признаков слоя и слойка показаны в работах указанных авторов.

А. В. Хабаков (1948 г.) признаки динамических условий осадконакопления объединил в понятие динамической палеогеографии, которое включает и разновидности слоистости. Совершенно очевидно, что по одним текстурным особенностям нельзя сделать вывод о генетическом типе отложений. Это устанавливается при изучении их совместно с другими признаками осадочных пород. Тем не менее слоистость и слойчатость, особенно для немых толщ, могут служить одним из важнейших показателей генетической принадлежности осадочных образований и могут быть использованы при фациальном анализе и палеогеографических построениях.

Так по характеру слойчатости можно определить не только происхождение отложений, но и направление водного потока или ветра, переносивших осадки этих отложений. В частности иногда удается восстановить направление донных течений в древних бассейнах.

Значение текстурных признаков при изучении условий накопления осадочных образований хорошо показано в работах Л. Н. Ботвинкиной (1962—1965 гг.). Так как характер текстуры может являться показателем генетической принадлежности отложений, то, изучая керновый материал скважин и составляя литологические колонки, целесообразно составлять и колонки текстур (рис. 33). Они способствуют лучшему выяснению фациальных, а следовательно, и физико-географических обстановок осадконакопления. В песчаных слоях 1 и 3 (рис. 33) встречается крупная косая слойчатость, почти одинакового характера. Однако при более тщательном рассмотрении взаимоположения и строения косых серий устанавливается, что в слое 1 они образованы морскими донными течениями, а в слое 3 подводной частью дельты. На литологической колонке слои 2 и 7 представлены весьма близкими по составу алевролитами с линзами мелкозернистых песчаников.

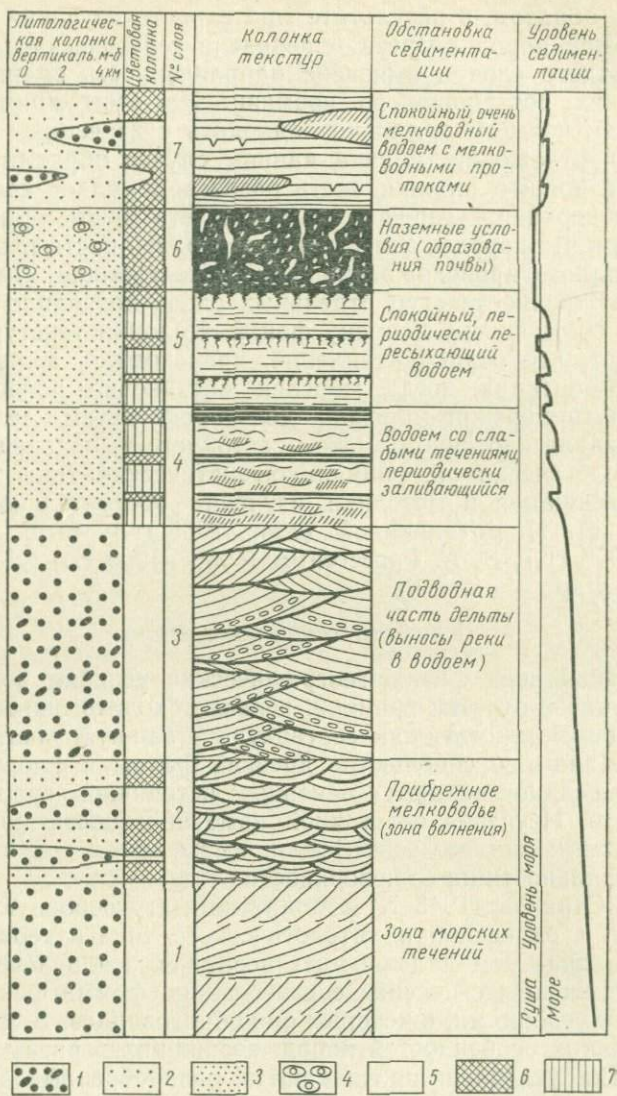


Рис. 33. Колонка текстур одного из верхнепермских разрезов Приуралья (Л. Н. Ботвинкина, 1965).

1 — песчаник среднезернистый с галькой; 2 — песчаник мелкозернистый; 3 — алевролиты; 4 — конкреции; 5 — сероцветные породы; 6 — красновато-серые породы; 7 — красноцветные породы.

Между тем особенности текстур указывают на их различную генетическую природу.

Таким образом, в результате тщательного изучения текстурных особенностей пород разреза определена генетическая принадлежность каждого слоя и выяснена направленность смены палеогеографических обстановок во времени. На этом примере можно видеть, как нельзя формально подходить к изучению текстурного характера отложений. Если в данном случае обратить внимание только на то, что нижняя часть разреза обладает косою слоистостью, а верхняя — горизонтальной, то это может привести к выводу о том, что породы, залегающие в верхней части разреза, более глубоководного происхождения, чем нижележащие. Лишь детальное рассмотрение текстур отдельных слоев позволило установить обратное соотношение и смену фаций. Колонка текстур наглядно показывает, что осадконакопление происходило в регрессивную фазу седиментации, когда морская обстановка последовательно сменялась прибрежно-морской, дельтовой, затем мелкого водоема — сначала проточного, потом застойного и, наконец, наземной.

Морфологические и фациально-генетические типы слоистости, их классификация и методика изучения обстоятельно освещены в трудах Л. Н. Ботвинкиной (1962, 1965 гг.), Н. Б. Вассоевича (1948—1958 гг.), В. А. Гроссгейма (1950—1965 гг.), Л. Б. Рухина (1953 г.) и др.

### Климатические показатели

Восстанавливая физико-географические условия седиментации того или иного отрезка времени, нельзя обходить вниманием и существовавший климат, как составную и важную часть палеогеографии. Данные о сообществе древней фауны и флоры, а также о составе осадков являются основным источником суждения о палеоклимате. Изучение остаточной намагниченности пород указывает на миграцию полюсов Земли, вызывавшую смену климатической зональности на ее поверхности.

Н. М. Страхов (1945 г.) отводит климату основную и решающую роль в определении литологического типа и геохимического облика осадка. Чем дальше идет познание осадочного процесса, тем яснее становится тесная связь осадков с теми физико-географическими условиями, в которых они образовались. Для выяснения геохимических особенностей пород, возникших в разных палеогеографических условиях, привлекаются разнообразнейшие показатели.

Так, в работе по геохимии верхнепалеозойских гумидных зон СССР (Н. М. Страхов, Э. С. Залманзон, М. А. Глаголева, 1959 г.) были использованы следующие показатели:

1) характер распределения элементов в ряду пород песчаники — алевролиты — аргиллиты — мергели — известняки. Изучалось распределение Fe, Mn, P, V, Cr, Cu, Ni, Co, Ba, Sr, Be, Ge, Pl, Zn,  $C_{орг}$ . Оказалось, что поведение этих элементов, взятых в совокупности, весьма чутко реагирует на особенности физико-геогра-

фической обстановки осадкообразования и позволяет порой улавливать такие детали этой обстановки, какие обычными методами фациального анализа неуловимы;

2) баланс минералогических форм железа зависит от физико-географических условий отложения осадков и может быть использован при анализе связей геохимии пород и фациальной обстановки их образования;

3) химический состав рассеянного в породах карбонатного материала, особенно когда эти породы обломочные и глинистые. Состав этого материала возникает в основном в стадию диагенеза, он связан с балансом аутигенных форм железа и в нем ясно отражается вторичное перераспределение и химическое обособление отдельных компонентов;

4) состав карбонатных конкреций, встречающихся в отложениях гумидных зон. Такие конкреции в подавляющем большинстве образуются путем перераспределения веществ в осадке в ходе диагенеза. Изучение их способствует раскрытию закономерностей процесса перераспределения, а также деталей физико-химических условий.

В поисках других характерных признаков палеоклимата У. Г. Бухер (1968 г.) считает целесообразным обратиться к наблюдениям над органическими остатками, которые придают континентальным отложениям темную окраску. Он полагает, что важным параметром может оказаться отношение мощности темных слоев к общей мощности континентальных отложений в данном стратиграфическом разрезе. Нам представляется, что еще более определенным показателем древнего климата является угленосность. Остатки растений, в изобилии встречающиеся в угленосных отложениях, а также петрографический состав самих углей могут указывать не только на климат, но и на более точную ландшафтную обстановку угленакопления.

Следует упомянуть еще об одном способе определения климатических условий прошлого — методе изотопной палеотермометрии, описание которого можно найти в работах Д. П. Найдина и других авторов.

Поразительное сходство всех горючих ископаемых по химическому составу и по времени максимального образования свидетельствует об их общности и самой непосредственной связи с периодами и зонами максимального развития жизни, которая менялась вместе с изменением физико-географической среды, включающей и климат. К сожалению, эта связь все еще недостаточно учитывается в практике геологических исследований.

### Угленосность

Весьма хорошим индикатором и климатической зональности, и континентальных условий осадконакопления служит угленосная формация. Последняя довольно часто пользуется широким распространением в нефтегазоносных бассейнах, особенно на древних

аллювиально-дельтовых равнинах, переходивших в мелководные эпиконтинентальные моря.

Как известно, угленакопление начинается с образования торфяников, которые развиваются в результате отмирания и неполного распада болотных растений в условиях повышенной влажности и ограниченного доступа воздуха. Это происходит в озерах, топяных болотах, старицах и других континентальных водоемах, где имелаась благоприятная среда для развития растений и массового накопления их остатков.

Характер петрографического состава ископаемых углей отражает условия их накопления. Так наличие витринита указывает на то, что захоронение растительного материала происходило при колебании уровня вод. Фюзенит образуется при участии кислорода воздуха. Исходным материалом для него могли служить попадавшие в торфяное болото полусгнившие древесные остатки. Присутствие в угле фюзеновых и близких к нему фюзено-ксиленовых компонентов указывают на сравнительно малую обводненность торфяника.

Степень пиритизации и сернистости углей позволяет характеризовать водоемы угленакопления. Высокое содержание серы и пирита в углях говорит о том, что в водоемах происходили процессы микробиологического восстановления сульфатов, при котором образывавшийся сероводород связывался железом, переходившим затем в пирит. Таким образом, эти признаки свидетельствуют о застойном характере древних водоемов с господством восстановительной и резко восстановительной обстановок в придонной зоне.

На равнинных площадях палеорельефа в озерах и болотах обычно образывались однопластовые залежи угля значительной мощности, а в речных долинах и в области наземных дельт — многопластовые. Однако в последнем случае угольные пласты имеют небольшую мощность. Угли пойменных болот и стариц отличаются наличием глинистого материала и микропереслаиванием отдельных компонентов, что вызвано колебанием уровня воды, покрывавшей торфяник.

Итак, характер и строение угленосной формации отражают физико-географические условия периода угленакопления. К сожалению, до сих пор при поисках и разведке нефти, а также при палеогеографических реконструкциях недостаточно обращается внимание на встречаемые угленепроявления, на особенности вскрываемых угольных пластов и на угленосные толщи в целом, как показатели условий седиментогенеза.

## **ПРИЕМЫ СОСТАВЛЕНИЯ ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИХ РЕКОНСТРУКЦИИ**

### **Выделение аллювиальных отложений**

Поскольку размещение крупных месторождений, а также залежей литологического и стратиграфического типов чаще всего бывает связано с аллювиально-дельтовыми отложениями, остано-

вмися несколько подробнее на методах восстановления погребенных речных долин и их устьев. Существует специальная отрасль науки — палеопотамология (от греческого «потамос» — река), изучающая древние речные отложения. Образцом такого изучения могут служить труды Г. И. Горецкого (1964—1970 гг.) по потамологическим исследованиям долин пра-Волги, пра-Днепра, пра-Дона и др. В этих работах рассматривается аллювиальная летопись главнейших рек Русской равнины, этапы формирования их долин на основе изучения аллювиальных свит в их соотношениях с моренами, флювиогляциальными и морскими отложениями, а также изучения тектонических и гляциотектонических движений.

Аллювиальные свиты Г. И. Горецким характеризуются по условиям залегания, мощности, литолого-фациальному составу, строению, гранулометрии, по положению речных врезов на профилях и т. п. Возраст аллювиальных отложений устанавливается по палеонтологическим, палеокарпологическим, конхилиологическим, диатомовым и другим анализам. Методика проведения их описывается в специальной литературе.

Так как среди аллювиальных отложений, образованных деятельностью рек, распространены песчаные толщи с хорошими коллекторскими свойствами, то изучение их имеет большое практическое значение для многих нефтегазоносных бассейнов.

Основным признаком аллювия является приуроченность его к эрозионным долинам. Реки, особенно в начальный период регрессивного цикла осадконакопления, прокладывают русла легче всего в пониженных формах рельефа, обусловленных унаследованным или созданным вновь геоструктурным планом. Речные отложения весьма изменчивы в горизонтальном и вертикальном измерениях. Они сложены различными литологическими типами пород. Частая сменяемость фаций, зависящая от климатической и орографической зональности, а также от других факторов, затрудняет их изучение.

Однако существуют общие закономерности распространения аллювия, которые должны учитываться при его изучении. Эти закономерности прослежены по современному и ископаемому аллювию хорошо разработанных долин равнинных рек и описаны в трудах многих исследователей (Е. В. Шанцер, Н. И. Николаев, Г. И. Горецкий, Ю. А. Жемчужников, Л. Н. Ботвинкина, В. С. Яблоков, П. П. Тимофеев и др.). Совершенно очевидно, что характер аллювиальных отложений, зависящих от геотектонического, орографического, климатического и других факторов, у разных рек будет различный. Вместе с тем в строении аллювиальных комплексов очень много общих черт, вызванных неоднократным повторением сходного гидродинамического режима проточных вод.

В основу изучения погребенного аллювия кладется принцип актуализма, который тесно связан со сравнительно литологическим методом. Сбор и обобщение фактических данных для познания особенностей древних аллювиальных толщ может осуществляться по следующим основным направлениям:

установление аллювиальных отложений по их фациальной принадлежности и другим признакам;

выделение отдельных фаций (русловых, пойменных, старичных) и определение их взаимосвязей;

анализ мощностей аллювиальных образований речных долин, устьев и дельт;

выявление базальных горизонтов отдельных аллювиальных комплексов;

определение и прослеживание погребенных русловых отложений в разрезе и по площади.

Формирование аллювия как продукта переноса и отложения терригенного материала речным потоком происходит одновременно с образованием эрозионной долины. Поэтому фациальный характер аллювиальных осадков и их мощность неразрывно связаны с развитием самой долины. К главнейшим фациям аллювия относятся русловые, пойменные и старичные.

Примером выделения литологических типов аллювиальных отложений и их фаций может служить опыт изучения аллювия угленосных свит среднего карбона Донбасса коллективом геологов ГИНа АН СССР. Так, П. П. Тимофеевым (1954 г.) из большого числа литогенетических типов, встречаемых в юго-западной части Донбасса, шесть отнесены к аллювиальным фациям (табл. 4).

К фациям русла П. П. Тимофеевым отнесен единый парагенетический ряд отложений, для которого характерны следующие признаки:

наличие грубых и разнозернистых пород в нижней части толщи; уменьшение гранулометрического состава, а также разнозернистости пород от основания толщи к ее верхней части;

косая крупная однонаправленная прямолинейная слоистость внизу и косая крупная однонаправленная сходящаяся — вверху; многоярусное расположение косых серий;

ритмическая сортировка зерен в пределах каждого косого слоя;

закономерное распределение растительных остатков от более грубых в нижней части до мелкого детрита в верхней;

залегание всей толщи фации с размывом на осадках различных горизонтов;

наличие внутрiformационных размывов.

Фации прирусловой части поймы, которые залегают обычно на отложениях русла, обладают следующими признаками:

наличием мелкозернистых песчаников и крупнозернистых алевролитов;

значительно лучшей сортировкой материалов, чем у нижележащих отложений;

уменьшением размера зерен к верхней части толщи;

мелкой косой сходящейся слоистостью, косоволнистой и горизонтально-волнистой слоистостью;

## Литологические типы и фации аллювиальных отложений

Литологические типы	Условия накопления		Фации
Аргиллит, алевролит, мелкозернистый с тонкогоризонтальной слоистостью и растительными остатками, часто хорошей сохранности	Условия слабопроточных и застойных вод		Фация внутренних частей поймы
Алевролит с горизонтальной прерывисто-волнистой и линзовидной слоистостью и растительным детритом			
Песчаник мелкозернистый с косой мелкой сходящейся слоистостью и прослоями пород с тонкогоризонтально-прерывистой слоистостью	Условия пойменных условий		Фация прирусловой части поймы
Песчаник средне- и мелкозернистый с ритмической сортировкой зерен и косой крупной однонаправленной сходящейся слоистостью	Условия текучих вод		
Песчаник крупно- и среднезернистый, разномзернистый, с ритмической сортировкой зерен и косой крупной однонаправленной прямолинейной слоистостью	Фация русла		
Гравелиты, песчаник крупнозернистый, разномзернистый, несортированный			

слоистость хорошо подчеркивается растительным детритом и глинистым материалом;

парагенетической связью с отложениями русла и поймы.

Для отложений внутренних частей поймы, расположенных обычно в верхней части речного аллювия, наиболее характерными признаками являются:

преобладание тонкоотмученных алевролитовых и аргиллитовых пород;

отсутствие однородных аргиллитов без примеси алевролитового материала;

характерная тонкогоризонтальная или слаболинзовидная слоистость;

наличие большого количества растительных остатков, в том числе остатков или отпечатков хорошей сохранности;

присутствие сидеритовых конкреций;  
тесная парагенетическая связь с прирусловыми осадками и с отложениями почв и подпочв.

Русловые накопления образуют основание поймы, являясь нижним горизонтом аллювиальной толщи. Пойменные осадки слагают верхний покровный горизонт. Отложения стариц, имеющие сравнительно ограниченное распространение, залегают в виде линзообразных тел на уровне нижнего горизонта. Соотношения этих литофацильных групп связаны общей закономерностью эрозионной и аккумулятивной деятельности рек.

Русловый, пойменный и старичный аллювий, каждый из которых, согласно Е. В. Шанцеру (1951 г.), является сложнопостроенным парагенезисом различных фаций и литологического типа осадков, порой весьма трудно расчлениить. Кроме того, в погребенном состоянии осадки многих фаций аллювия уничтожены размывами; причем обычно бывают смыты отложения верхней части аллювиальных толщ и чаще всего сохраняются образования базального горизонта и частично русла.

Отложения базального горизонта, представляющие собой фации размыва, по Г. И. Горецкому, имеют первостепенное познавательное значение при изучении древних аллювиальных толщ. Осадки размыва или базального горизонта легко распознаются по примеси гравийно-галечного материала или по присутствию крупнозернистых песчаных фракций. Выяснение мощности гранулометрического и петрографического состава, степени окатанности классического материала, слагающего базальные и русловые осадки, а также текстурных особенностей последних способствует восстановлению древних речных долин.

Так как не во всех случаях удается определить отдельные фации и установить их соотношения, целесообразно выделять парагенетические комплексы аллювиальных пород, связанных с развитием эрозионных долин. Для этого наряду со сравнительным изучением разрезов аллювия необходимо выяснить и морфологию таких долин, образующихся в результате перемещения русловых потоков.

### Выявление речных долин

Речные долины могут занимать обширные площади. Так, например, площадь распространения аллювия только низовьев рек Амударья и Сырдарья достигает 250 тыс. км<sup>2</sup>. Долина р. Миссисипи в приустьевой своей части на протяжении около 500 км имеет среднюю ширину около 100 км. Низовья рек Хуанхе и Янцзы вместе с дельтами занимают площадь более 500 тыс. км<sup>2</sup>. Дельтой Волги охвачена территория более 20 тыс. км<sup>2</sup>. Наибольшее сохранение древнего аллювия наблюдается именно в низовьях палеоречных долин.

Для выявления погребенных речных долин исследователь должен обратиться прежде всего к картам тектонического, а еще лучше палеотектонического районирования изучаемой территории. Древ-

ний структурный план, от которого зависело распределение гидрографической сети, имеет первостепенное значение. Эта зависимость отражается в распределении мощностей континентальных осадков, наибольшее накопление которых происходило в пониженных элементах геоструктурного плана.

Карты изопакит отдельных терригенных комплексов в этом отношении могут служить показателями древнего рельефа и общей направленности речных долин. Фактическим материалом для таких карт являются данные обнажений и буровых скважин. Выявление и прослеживание речных долин более успешно может осуществляться в региональных масштабах. Выбор литолого-стратиграфического интервала для построения карт изопакит определяется обычно одним крупным регрессивным циклом осадконакопления или одной продуктивной толщей. Карты составляются для свит и входящих в них отдельных горизонтов. Разумеется, что карты равных мощностей должны дополняться литолого-фациальными картами, а истолкование тех и других должно производиться совместно.

Там, где наблюдается древняя унаследованность невыровненного рельефа, необходимо учитывать тектонический фактор. Только в тех случаях, когда мощность осадков, выполняющих понижения в погребенном рельефе, будет значительно увеличенной против средней мощности данной площади, а в подошве изучаемой толщи наблюдается размыв, можно говорить о его эрозионном происхождении. Подтверждением может также служить уменьшение мощности подстилающих пород.

Для определения относительной амплитуды эрозионного врезания следует среднее значение глубины залегания подошвы аллювия вычесть из такого же значения высотных отметок палеорельефа. Для выяснения влияния эрозионного фактора необходимо сравнить рельеф поверхности фундамента с тектоническим рельефом какого-либо маркирующего горизонта осадочного чехла.

При недостаточном количестве данных бурения для прослеживания погребенных речных долин, заполненных мощными терригенными отложениями, целесообразно использовать геофизические методы разведки и, в частности, сейсмический метод отраженных волн. Так, согласно опыту картирования площади увеличенной мощности терригенной толщи нижнего карбона в Куйбышевском Поволжье, описанному А. К. Уруповым и др. [1961 г.], этот метод оказался вполне пригодным для решения такой задачи. О строении терригенной толщи можно судить по следующим показателям сейсморазведки:

изменению времени прихода отражений от границ, расположенных ниже самой толщи при резком изменении ее мощности;

возможности раздельной регистрации отражений, приуроченных к кровле, подошве и внутренним границам терригенной толщи в зонах увеличенной мощности;

изменению интервала следования отражений от границ, между

которыми заключена изменяющаяся по мощности терригенная толща;

изменению средней скорости распространения сейсмических колебаний в толщах, включающих терригенные породы с низкой скоростью и карбонатно-сульфатные породы с высокой скоростью при изменении отношения мощностей этих пород.

Следует отметить, что наиболее полные и однозначные данные о зонах развития терригенных образований, содержащихся среди карбонатных отложений, получаются по последним двум показателям.

В полосах мощных терригенных отложений, приуроченных к древним речным долинам, особенно в их приустьевой части, отмечается определенная закономерность в изменении мощности. Постепенное увеличение последней происходит главным образом за счет возрастания в разрезе количества песчаных отложений.

Полосы повышенной мощности терригенных отложений и вмещающие их эрозионные долины обычно ориентированы перпендикулярно береговой линии морского бассейна. Если, расширяясь, эти полосы резко увеличиваются в мощности, достигая в зоне побережья максимального значения, — это прямой признак наличия здесь дельты палеореки.

**Диагностические признаки захороненных русловых отложений.** Из аллювиальных отложений наибольшей аккумулятивной способностью для нефти и газа обладают русловые образования. По своим особенностям русловая фация гораздо легче выделяется, чем пойменная и старичная. Однако выявить погребенные даже русловые отложения по керновому материалу отдельных буровых скважин сложно, так как в одном разрезе редко можно встретить всю совокупность характерных черт. Поэтому необходимо использовать различные прямые и косвенные диагностические признаки. К основным таким признакам русловых отложений относятся слоистость и гранулометрический состав.

Слоистость. Главной характерной особенностью строения русловых осадков является косая слоистость, вызванная специфическим и неравномерным процессом накопления аллювиальных толщ. Форма ее тесно связана как с механическим составом осадка, так и с менявшейся силой речного потока. Поэтому русловая косая слоистость существенным образом отличается от других типов подобной слоистости. Основным генетическим признаком ее является слоистость, выраженная сериями параллельных косых слоев с преимущественно однонаправленным наклоном косых слоев под углом 25—30°. Формирование косых серий — это процесс накопления речным потоком на дне русла песчаных валов, наращиваемых вниз по течению и одновременно частично размываемых в головной части. Валы, непрерывно передвигаясь, перекрывают друг друга.

В разрезе русловых осадков распределение обломочного материала происходит обычно по гранулометрическому составу. Ниж-

няя часть разреза состоит из более грубозернистого материала, иногда с неотчетливой косой слоистостью. К верхней части материал становится тоньше и косая слоистость в сериях выражена более отчетливо. При выдержанности направления потока границы между сериями параллельны между собой. Мощность и протяженность серий обусловлены силой течения. Слабый поток откладывал и меньшие по протяженности и мощности серии. Иногда косая слоистость подчеркивается более грубозернистыми фракциями либо детритом растительных остатков.

В зоне приустьевой отмели слоистость часто становится косоволнистой и даже перекрестной. Здесь же могут быть встречены полого косослойчатые серии, образующиеся в результате наращивания осадков параллельно склону отмели.

Мощность косослойчатых серий колеблется в пределах от 10 до 70 см, редко достигая 1 м. Как правило, речные серии уменьшаются снизу вверх по разрезу, что отличает их от морских отложений, в которых такая закономерность отсутствует.

Так как одним из характерных признаков русловых косослойчатых серий является однонаправленность косых слойков, которые падают в одну сторону, то для определения направления течения речного потока служат азимутальные замеры их падения. Данные замеров наносятся на диаграммы — розы направлений косых слойков или на диаграммы азимутов и углов наклона косых слойков. Более подробно методические указания по изучению косой слоистости даются в специальных руководствах.

Гранулометрический состав. Поскольку захороненные русловые осадки легче всего определяются тогда, когда они выражены грубообломочным материалом и трудно проявляются в мелкозернистых фракциях, большое значение приобретает по-слойное изучение их гранулометрического состава. Последний отличается, во-первых, разнородностью и резкой изменчивостью; во-вторых, более грубым материалом по сравнению с пойменными и старичными фациями; в-третьих, ритмической сортировкой кластического материала, выраженной постепенным переходом от крупных к более мелким фракциям. Резкое изменение гранулометрического состава от крупнозернистого песка к алевролитам может происходить как в слойке, так и от слойка к слойку в каждой серии.

Речное русло по длине разбито на мелкие (перекаты) и более глубокие (плёсы) участки. На перекатах, где скорость течения всегда быстрее, отлагается наиболее крупный материал, а относительно мелкий последовательно сносится на более глубокие участки. Местоположение перекатов и плёсов все время перемещается, одновременно меняется и распределение гранулометрического состава осадков, причем более тонкие разности располагаются над более грубыми.

Выяснение русловых отложений по текстурным и гранулометрическим признакам следует дополнять изучением изменения

окатанности зерен, степени их отсортированности, а также минералогического состава. Указанные и другие диагностические признаки русловых образований дадут наиболее достоверные результаты тогда, когда они будут использоваться комплексно.

**Выявление областей распространения палеodelьт.** Максимальных размеров речной сток достигает в области дельты, где происходит наибольшее накопление терригенного материала. Рассмотрению процессов образования дельт, а также диагностике их морфологических признаков посвящено немало работ. Из них следует отметить труды Д. В. Наливкина, В. П. Батурина, Л. В. Пустовалова, М. С. Швецова, И. В. Самойлова и др. Ими описывается целый ряд примеров захороненных дельтовых отложений разного возраста. Палеodelьты встречаются в толще кембрия и нижнего силура центральных горных сооружений Азии, в палеозойских и мезозойско-кайнозойских отложениях Русской платформы, в угленосных толщах верхнего палеозоя Европы, во многих терригенных комплексах пород более молодого возраста.

На основе изучения распространения минералогических ассоциаций в терригенной нефтегазоносной толще Апшеронского полуострова В. П. Батурин доказал, что эта толща дельтового происхождения, а слагающий ее материал поступал со стороны Русской платформы. По данным В. Е. Хаина (1954 г.), верхняя часть нефтеносной толщи здесь местами отделена от нижней перерывом, в течение которого промыта долина шириной более 20 км и глубиной 70—80 км, пересекающая весь полуостров с севера на юг. Долина выполнена песками, гравелитами и отчасти галечником.

Одной из характерных особенностей площади, занятой наземной дельтой, является ее расчлененность многочисленными рукавами и протоками, возникающими в результате разделения русла реки на ряд более мелких водотоков. Следует учитывать, что распространение дельтовых областей в плане не всегда имеет конусообразную или веерообразную форму. Встречаются дельты и относительно прямоугольной конфигурации. В отличие от долин палеорек, от которых часто не остается следов, дельты сохраняются в ископаемом состоянии значительно лучше.

Предварительный прогноз местоположения палеodelьт иногда может базироваться на довольно широко распространенной унаследованности современных крупных рек от более древних. Такая унаследованность наблюдается на Русской платформе. На ее территории в общих чертах сходное направление получали крупные речные долины в длительные регрессивные циклы осадконакопления от рифея до наших дней.

К основным предпосылкам возможности прогноза поиска палеodelьт для последующего их изучения при помощи геофизических методов разведки и бурения следует отнести геоморфологические, структурные и литолого-фациальные признаки.

Геоморфологический признак. Самый простой способ найти погребенные дельтовые отложения — это углубиться

в зоне расположения современной дельты любой крупной реки. Но практическое значение для обнаружения промышленных залежей нефти и газа будут иметь осадки не столетней и даже не тысячелетней давности, а более далекого геологического прошлого.

Для этого необходимо восстановить историю геологического развития бассейна реки и дельтовой области последовательно в обратном порядке и определить, какие изменения претерпевала эта территория. Имеется много примеров, когда существование дельты, несмотря на изменение площади своего распространения, продолжается весьма длительное время.

Так, современные осадки впадающей в Мексиканский залив р. Миссисипи ложатся на дельтовые отложения плиоценового возраста, которые в свою очередь залегают на более древних аллювиальных образованиях вплоть до меловых. Многократное изменение положения устья этой реки привело к образованию обширной древнедельтовой аллювиальной равнины площадью около 80 тыс. км<sup>2</sup>. Американским геологам удалось установить распространение шести последних по времени дельт Миссисипи. Только в третичный период здесь накопилась толща мощностью около 9000 м преимущественно аллювиальных отложений.

**Структурный признак.** По общей тектонической карте или по карте поверхности фундамента намечаются наиболее глубокие отрицательные структурные элементы первого порядка, которые чаще всего могли заполняться морскими бассейнами. Часто сравнительно ограниченные неглубокие прогибы открываются в сторону погруженных впадин. В то время как во впадине располагалось море, прогиб мог относиться к суше. В этом случае естественно полагать, что последний служил удобным местом, по которому речная сеть или одна крупная река прокладывала свою долину. А в зоне перехода от прогиба во впадину наиболее вероятен и переход от наземной реки к морю, т. е. наличие дельтовой области. Такая зависимость гидрографической сети от структурного плана и определяемого им рельефа хорошо видна на примере расположения устьевых участков палеорек средневизейского века в восточной части Русской платформы.

Сравнивая карты поверхности кристаллического основания с изопакетами терригенной толщи яснополянского времени, можно отметить, что к депрессионным структурам относятся зоны или вытянутые полосы увеличенной мощности. Литолого-фациальный анализ указывает, что с ними почти всегда связано распространение аллювиальных отложений. Правда, на приведенных картах изопакеты построены по большому числу буровых скважин. Однако, зная структуру фундамента, построенную по геоморфологическим и геофизическим данным, можно приближенно наметить предварительную схему размещения крупных дельтовых зон.

Успешнее всего такое прогнозирование будет осуществлено при использовании всех геологических материалов и на регионах, которые не подвергались крупным перестройкам.

Литолого-фациальный признак. К нему относится прежде всего использование имеющихся данных бурения. В тех случаях, когда их очень мало, большую роль могут сыграть геофизические методы разведки. Так как погребенные аллювиальные отложения увеличенной мощности чаще всего залегают среди карбонатных пород, их выявление и прослеживание могут быть осуществлены сейсмическим методом.

О таком опыте картирования терригенной толщи нижнего карбона в Куйбышевском Заволжье сообщают А. К. Урупов, Ю. А. Бяков и С. А. Шихов. По данным этих авторов о строении терригенной толщи можно судить по результатам сейморазведки методом отраженных волн.

Необходимо отметить, что до сих пор геофизические методы разведки при поисках нефти и газа решают преимущественно структурные вопросы, между тем как при помощи геофизических исследований, очевидно, можно было бы изучать и общее литологическое строение значительных площадей; это, несомненно, ускорило бы оценку литолого-фациальных особенностей того или иного региона. Геологам-нефтяникам вместе с геофизиками следует смелее браться за более широкое внедрение геофизических методов разведки для выявления и изучения крупных аллювиальных долин и захороненных палеodelьт.

Среди дельтовых отложений широко распространены пески и алевроиты, образующие вытянутые рукавообразные полосы, которые часто бывают хорошими местами нефти и газа.

Рукавообразные или шнурковые залежи нефти были открыты в Майкопском нефтеносном районе и описаны И. М. Губкиным. Здесь нефть скопилась в песчаных линзах русла олигоценовой реки на протяжении 10 км. Залежь выражена горизонтом чередования глин и мелкозернистых песков, среди которых встречаются прослойки крупнозернистого песка и гравия. Мощность песчаных линз меняется от 0 до 50—60 м. Вся полоса расширяется вниз по течению.

Подобные шнурковые залежи нефти и газа позже были открыты в США (Канзас и Оклахома), где пески пенсильванской (нижнекаменноугольной) серии представляют собой линзовидные образования мощностью 15—45 м, вытянутые на 5—10 км, имеющие от 0,8 до 5,2 км в ширину. Линзы песка расположены полосами, протяженность которых местами превышает 80 км.

В пределах центральной части Большекиральского вала Волго-Уральской нефтегазоносной области среди пород бобриковского горизонта залегают песчаники в виде полос меридионального простирания. Ширина полос около 1 км и больше. Песчаники в них составляют до 70% терригенной толщи и часто состоят из крупнозернистых фракций. Они обладают пористостью 30% и проницаемостью до 3 дарси. К этим песчаным рукавообразным полосам приурочены структурно-литологические нефтяные залежи, дебит скважин которых часто превышает 100 т/сут.

В той же погребенной дельтовой зоне средневизейской реки, где распространены указанные песчаные полосы, на Покровском месторождении бурением выявлена шнурковая залежь нефти в мелкозернистом хорошо отсортированном кварцевом песчанике. Последний залегает среди глин и выявлен в узкой полосе на протяжении 10 км. Ширина полосы от 250 до 1300 м. Мощность песчаника составляет 5—10 м и к краям полосы он выклинивается; средняя пористость его более 20% и проницаемость 0,75—0,80 дарси. Описываемая залежь — типичное образование небольшого руслового потока.

Относительно небольшие размеры шнурковых залежей и отсутствие на дневной поверхности каких-либо признаков затрудняют их поиски. Но так как они чаще всего сохраняются и встречаются среди дельтовых отложений, то поиск их необходимо начинать с выявления палеodelьт. По своим текстурным особенностям песчаники шнурковых залежей почти не отличаются от типичных русловых образований.

Необходимо отметить, что дельтовые отложения начинают приобретать специфический характер при переходе к подводной зоне накопления. В частности, среди косой слоистости здесь будут встречаться прослойки с неотчетливой пологоволнистой слоистостью ряби. Особенности разных частей дельты, по мнению Л. Н. Ботвинкиной, будут больше относиться не к слоистости, а к напластованию и соотношению отдельных элементов всего дельтового комплекса в целом.

Передовые слои подводной дельты образуют напластование очень пологонаклоненное, они имеют внутреннюю слоистую текстуру, обусловленную движением воды как речной, так и морской.

Эта слоистость подводной части дельты чаще всего имеет перекрестный характер серий и расходящуюся направленность падения слоев, вызванную направлением растекающихся речных рукавов при впадении их в водоем.

Поскольку палеогеографические исследования позволяют производить целенаправленные поиски крупных месторождений, связанных с отложениями палеodelьт, необходимо прежде всего стремиться к выявлению площадей распространения последних. Разумеется, что при поисках погребенных дельтовых образований как хороших природных резервуаров, кроме тектонических, геоморфологических, литолого-фациальных и других признаков, должна быть использована любая информация, прямо или косвенно указывающая на возможность обнаружения устьевых зон древней речной системы.

### **Современные реки — ориентиры древней гидрографической сети**

Достаточно взглянуть на современную физико-географическую карту обоих полушарий Земли, как отчетливо видна сравнительно негустая сеть крупнейших рек мира. Изучение истории развития

их показывает, что довольно часто они несут унаследованный характер главных водных артерий далеких геологических времен. Даже после неоднократной смены трансгрессивных и регрессивных фаз осадконакопления отдельные реки прокладывают свои русла в близких или иногда повторяющихся направлениях и контурах, существовавших ранее.

Об этом убедительно свидетельствуют результаты работ советских исследователей, проводящих огромный объем предварительных изысканий для строительства гидроэлектростанций на Волге, Каме, Днепре, Енисее, Ангаре и других крупнейших реках. Геологами Гидропроекта установлена связь этих артерий с реками антропогенного и палеогенового времени. Более древняя их история из-за ограниченности глубин скважин осталась неизученной. Между тем по данным глубокого нефтеразведочного бурения выясняется, что «родословная» некоторых крупных рек начинается с палеозоя.

Так, например, большинство из установленных на Русской платформе раннекаменноугольного времени крупных рек, к устьям которых приурочены богатейшие нефтеносные площади, в общих чертах совпадают с долинами современных (Волга, Кама, Белая, Дон, Днепр, Припять). Намечающиеся ископаемые дельты и авандельты среди юрских и меловых отложений Западной Сибири, с которыми также связана наибольшая нефтегазоносность, как правило, расположены на пути современных (Обь, Иртыш, Таз, Пур, Чулым, Кеть и др.).

Каменноугольные палеodelьты, выявленные в США и содержащие большое количество месторождений нефти и газа, приурочены или находятся вблизи долин современных (Миссури, Арканзаса, Миссисипи). Известна исключительная продуктивность отложений кайнозойских дельт Миссисипи и Рио-Гранде, которые почти совпадают с современными дельтами этих рек. Подобная картина наблюдается в устьях Ориноко в Венесуэле, Иравади в Бирме, Нигера в Нигерии, Ганга и Брахмапутры в Бангладеш, Нила в Египте, ряда рек Индонезийских островов, испытывавших устойчивые погружения.

Все это безусловно не случайное, а вполне закономерное явление. Жизнь рек непосредственно связана с тектоническим развитием земной коры, и они всегда текут по направлению к крупным депрессионным зонам. К последним в первую очередь относятся переходные зоны между платформами и геосинклиналями, которые включают области периферических опускающих платформ (В. Е. Хайн, 1970). Основное значение при этом имеют длительно, на протяжении целых тектонических циклов или даже нескольких последовательных циклов, т. е. сотен миллионов лет, погружающиеся перикратонные прогибы (Волго-Уральская область, впадины на южной и западной периферии Северо-Американской платформы и др.). Второй тип депрессионных зон — это переход от континентальных платформ к молодым океанам (побережья западной Африки, Южной Америки, южной Австралии, Западного Индостана

и др.). К третьему типу относятся крупные погружения фундамента (Прикаспийская низменность, Мексиканский залив и др.). Четвертый тип депрессионных зон — это впадины внутренних и окраинных котловинных морей, наложенных на молодые альпийские орогенные пояса (Черноморская, Южно-Каспийская, Карибская и др.).

Перечисленные типы зон, которые В. Е. Хаин относит к главным поясам нефтегазообразования, представляют собой области интенсивного и продолжительного прогибания, не претерпевшие инверсий. Они надолго заполнялись морями или до сих пор заняты ими. Поэтому естественно, что многие в настоящее время впадающие в них реки обладают унаследованными чертами своих предшественниц. Таким образом, положение основной современной речной сети, с учетом передвижения древних берегов морских бассейнов, может служить ориентиром при поисках ископаемых устьев. Разумеется, для более полной оценки продуктивности той или иной палеodelты необходимо восстановить историю ее развития в пространстве и во времени.

## ПАЛЕОДЕЛТЫ КАК КРУПНЕЙШИЕ РЕЗЕРВУАРЫ НЕФТИ И ГАЗА

Первыми, кто обратил внимание на приуроченность богатейших нефтеносных земель к дельтовым образованиям, были советские геологи. В 1937 г. В. П. Батурина показал, что продуктивность известного Апшеронского района связана с отложениями дельты праволги миоцен-плиоценового времени. В 1955 г. автором было установлено устье палеореки в визейском ярусе нижнего карбона Куйбышевского Заволжья, а затем в Урало-Поволжье ряд палеозойских дельт, содержащих крупнейшие скопления нефти.

В последние годы выделяются устья древних рек юрского и мелового возраста в Западной Сибири и на Мангышлаке, в пределах которых также распространены крупные месторождения углеводородов. На некоторых из них мы остановимся позже, а пока следует отметить, что за 35 лет, прошедших после выхода в свет работы В. П. Батурина, должного внимания палеodelты у разведчиков нефти не получили. Ни в научных, ни в производственных организациях до сих пор не придаются значения тем возможностям, которые открываются для прогнозирования и повышения эффективности поисково-разведочных работ вместе с установлением устьевых зон в нефтегазоносных бассейнах.

Между тем в США эти возможности используются в возрастающих масштабах. Правда, у американских геологов скорее эмпирический, чем научный подход к выявлению продуктивности ископаемых дельт, но они добиваются успехов и опыт их поучителен.

Особую трудность представляет собой восстановление палеогеографической обстановки в дельтовых областях, в пределах которых в течение десятков, а то и сотен тысяч лет на обширнейшей площади происходило интенсивное осадконакопление при менявшемся

гидродинамическом режиме реки и положении береговой линии. Детальные реконструкции зависят от степени освещенности изучаемой площади бурением. Но даже при наличии большого числа

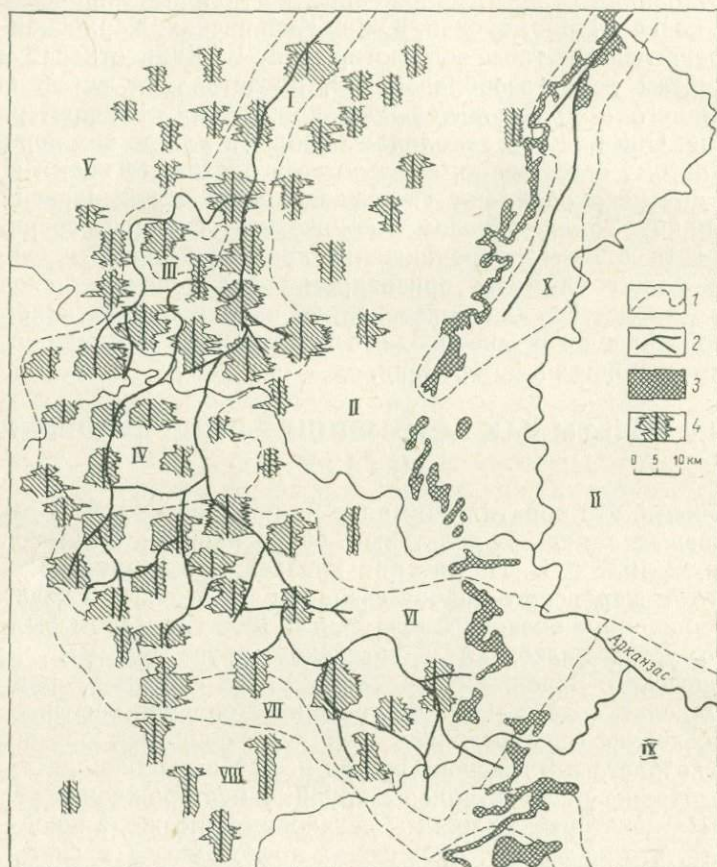


Рис. 34. Формы кривых электрокаротажа и реконструкция палеогеографических элементов дельты пенсильванского времени в Восточной Оклахоме (Г. Вишер и др., 1971).

1 — границы отдельных участков дельты; 2 — направления основных потоков; 3 — обнажение пород Блюджсайт; 4 — разрезы продуктивной части скважин. Элементы дельты: I — аллювиальная долина; II — красовой заливообразный морской бассейн; III — бухта; IV — верхняя дельтовая равнина; V — краевой шельф; VI — нижняя дельта; VII — лагуна; VIII — взморье; IX — отмель в устье главного рукава; X — один из рукавов дельты.

скважин палеогеографу часто приходится ограничиваться только информацией, получаемой в результате каротажа.

Г. Вишер, С. Сайтта и др. (1971 г.), изучая в Восточной Оклахоме нефтеносный песчаник Бартлсвилл, относящийся к образованиям дельты пенсильванского времени, оригинально использовали электрокаротажные диаграммы для палеогеографического районирования.

рования дельтовой области. По форме кривых электрокаротажа, которые отражают последовательность разрезов горизонта Бартлсвилл в разных частях дельты, они устанавливают ее древние географические элементы (рис. 34). Естественно, что данные промышленной геофизики коррелируются с текстурным, гранулометрическим, петрографическим и другими видами исследований кернового материала. Комплексное изучение мощностей, состава и текстурных особенностей отложений на отдельных участках дельты позволяет выделить: аллювиальную долину, верхнюю дельтовую рав-

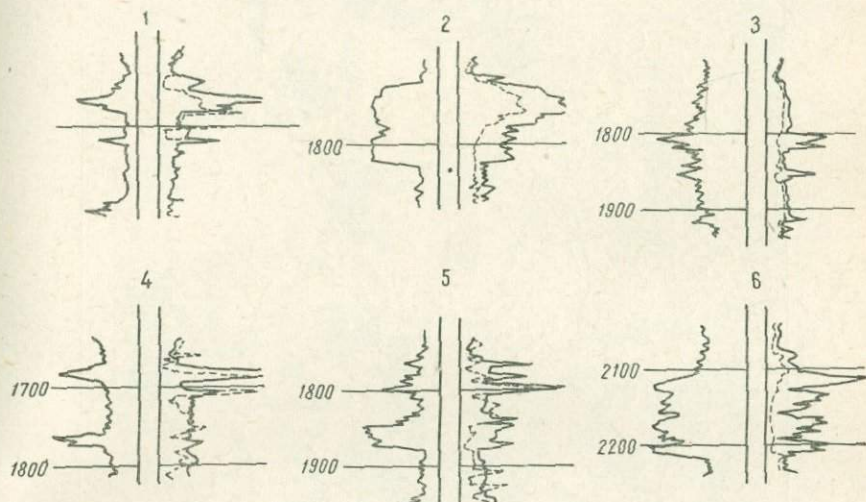


Рис. 35. Каротажные кривые, характеризующие отдельные образования устьевой области (Г. Вишер и др., 1971).

1 — трансгрессивный бар; 2 — главный рукав; 3 — узкий проток; 4 — регрессивно-трансгрессивный бар; 5 — придельтовый бар; 6 — береговой вал.

нину; нижнюю дельтовую равнину; шельфовую отмель или подводный песчаный покров; краевой морской бассейн и краевую осадочную равнину. Каждый из выделенных участков характеризуется определенной формой кривых электрокаротажа, связан с определенным палеогеографическим элементом и является продуктом определенных седиментационных процессов. На рис. 35 приводятся некоторые типы диаграмм ПС различных групп пластов. Интерпретация каротажных данных хорошо увязывается с изменениями в составе песчаников. Карта распространения песчаника Бартлсвилл (рис. 36), построенная упоминавшимися исследователями по замерам мощности более чем в 5000 скважинах, также демонстрирует характер разветвленной сети палеопотоков. Направление последних определялось линейной ориентацией песчаных тел, косо-слоистыми песками, древесными обломками, следами размыва и другими признаками. Произведенная палеогеографическая

реконструкция во многом находила подтверждение при изучении естественных обнажений аналогичных песчаников, расположенных восточнее рассматриваемой площади. Та же карта изопакит вместе с другими данными показывает, что здесь была область весьма

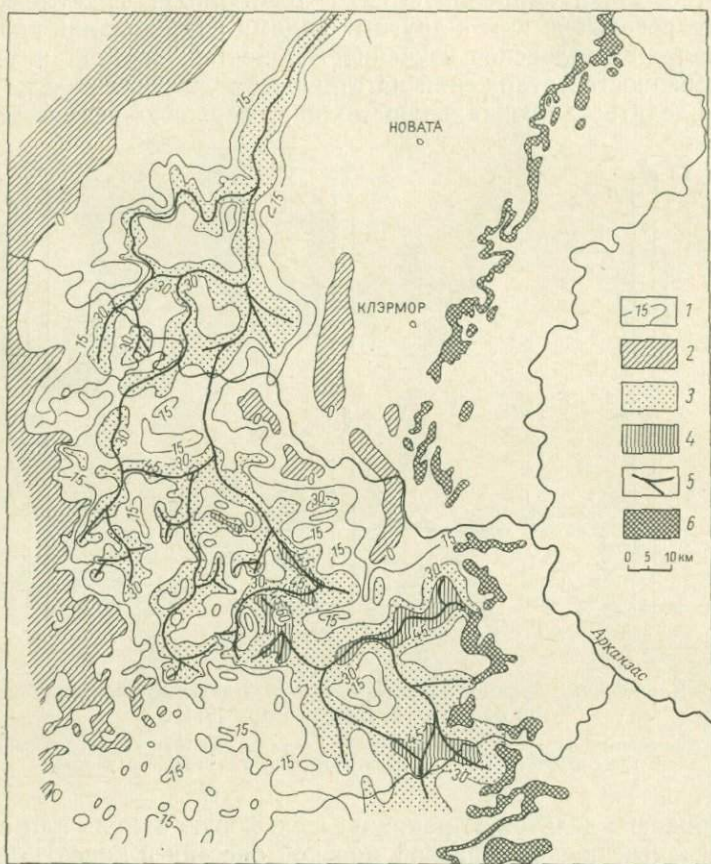


Рис. 36. Распределение песчаников Бартлсвилл и предполагаемое положение русел и протоков (Г. Вишер и др., 1971).

1 — изопакиты в м; 2 — площади нулевой мощности; 3 — то же мощности 45—60 м; 4 — то же мощности 30 м; 5 — направление палеопотока; 6 — обнажения Блюджсит.

мелководного шельфа с прибрежными болотами, лагунами и заливами. Большая равнинная река пересекала эту территорию.

В северной части Восточной Оклахомы развиты отложения двух главных русел, которые дальше к югу и востоку делились на ряд рукавов и расходящихся протоков. На всей площади Бартлсвилльской палеоделты русловый песчаник подстилается морскими глинистыми породами и в некоторых местах обнаруживаются эро-

зионные врезы. Выделяемая Г. Вишером «краевая морская осадочная равнина», очевидно, представляет собой взморье, на котором откладывались принесенные рекой и переработанные волновыми движениями пески. Они распространены на юге и западе данной

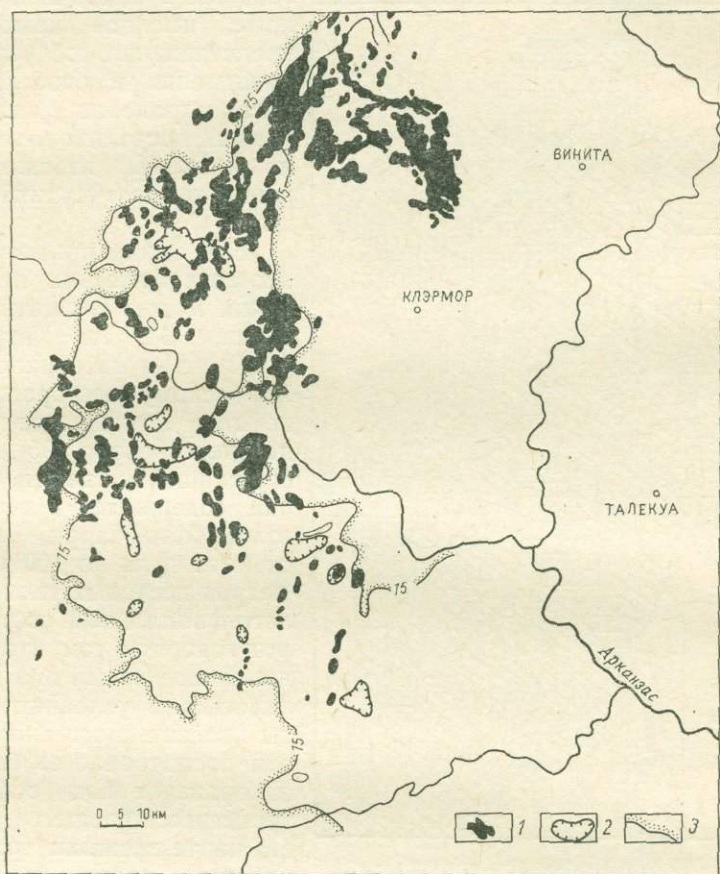


Рис. 37. Карта распространения нефти в песчаниках Бартлсвилл в Восточной Оклахоме (Г. Вишер и др., 1971). Скопления нефти приурочены к выклиниванию песчаников вверх по возманию.

1 — скопления нефти; 2 — контуры депрессий; 3 — область распространения песчаников мощностью 15 м.

территории преимущественно в виде покровных форм, но местами имеют линзовидный характер (рис. 37).

Заметим, что в пределах Западного Внутреннего бассейна США, к которому относится и штат Оклахома, выявлено свыше 2500 месторождений нефти. Среди них широко развиты залежи, связанные

с зонами литологического выклинивания, несогласия, экранирования и ограничения.

Обращает на себя внимание вывод американских геологов о том, что если бы своевременно, т. е. к началу открытия первых

залежей в Восточной Оклахоме, имелись какие-либо представления об условиях накопления и особенностях распространения продуктивных песчаников, то можно было бы избежать бурения тысяч «сухих» скважин.

Еще одним примером палеогеографических исследований может служить обобщение М. А. Карриджи (1971 г.) материалов по Атабаскому месторождению нефти в Канаде, где сосредоточено около 95 млрд. т стгушившейся нефти, которая содержится в песчаной толще Мак-Марри, мощностью от нуля до 100 м. Геометрия песчаных тел и литолого-фациальный состав пород говорят о том, что в раннемеловое время она накапливалась в условиях «дельты классического типа». Затем последовало ее быстрое захоронение под осадками трансгрессирующего моря. На карте изопакит (рис. 38) хорошо видно изменение мощности песков Мак-Марри, которое вызвано не столько эродированной поверхностью подстилающих девонских известняков,

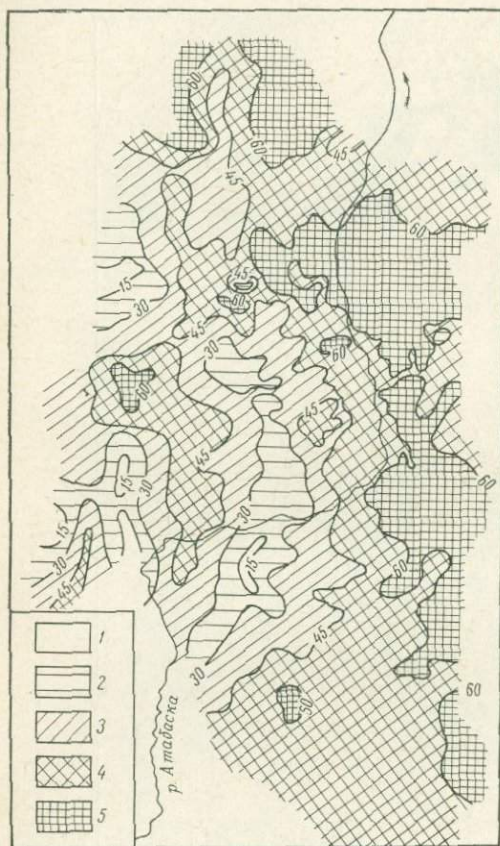


Рис. 38. Карта изопакит продуктивных песков Мак-Марри Атабаского месторождения нефти (М. А. Карриджи, 1971).

Площади с мощностью (в м) песков: 1 — менее 15; 2 — от 15 до 30; 3 — от 30 до 45; 4 — от 45 до 60; 5 — более 60.

сколькими гидродинамикой приносивших и откладывавших их водных потоков наземной и подводной частей одной или нескольких дельт. В северо-западном направлении мощность песков постепенно уменьшается, и они замещаются глинами.

Распределение нефти внутри песков строго контролируется первичной пористостью и проницаемостью. Максимальное количество нефти содержится в чистых песках, чаще всего речного проис-

хождения. Нефть отсутствует в глинистых плохо отсортированных прибрежно-морских и дельтовых отложениях. Уникальнейшее неф-

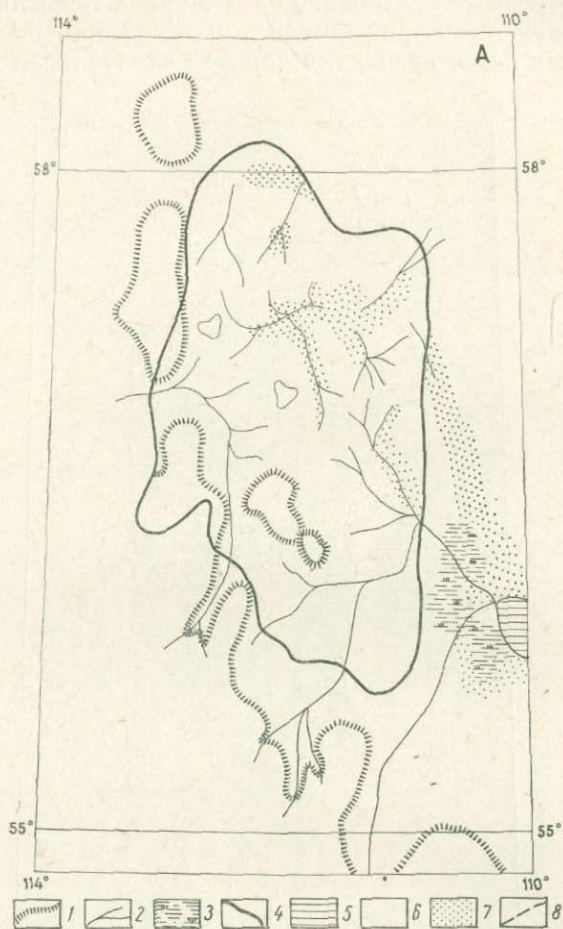


Рис. 39. Палеогеографическая реконструкция обстановки формирования нижнемеловых отложений в северо-восточной части штата Альберта (Канада). Этап А — ранний Мак-Марри (М. А. Карриджи, 1971).

1 — склоны возвышений в древнем рельефе; 2 — речные потоки и русла; 3 — болота; 4 — контуры распространения нефтеносных песков Атабаски; 5 — акватории; 6 — суша; 7 — переходные зоны между различными обстановками осадконакопления; 8 — границы выклинивания песчаников Мак-Марри.

тяное месторождение Атабаска — это убедительное подтверждение исключительной нефтеносности устьев палеорек, испытавших устойчивое прогибание.

Литолого-палеогеографические построения М. А. Карриджа позволили выяснить историю геологического развития этого бассейна. В результате прогибания на обширной территории, расположенной между докембрийским щитом на северо-востоке и Скалистыми горами на юго-западе, в раннее меловое время была сфор-

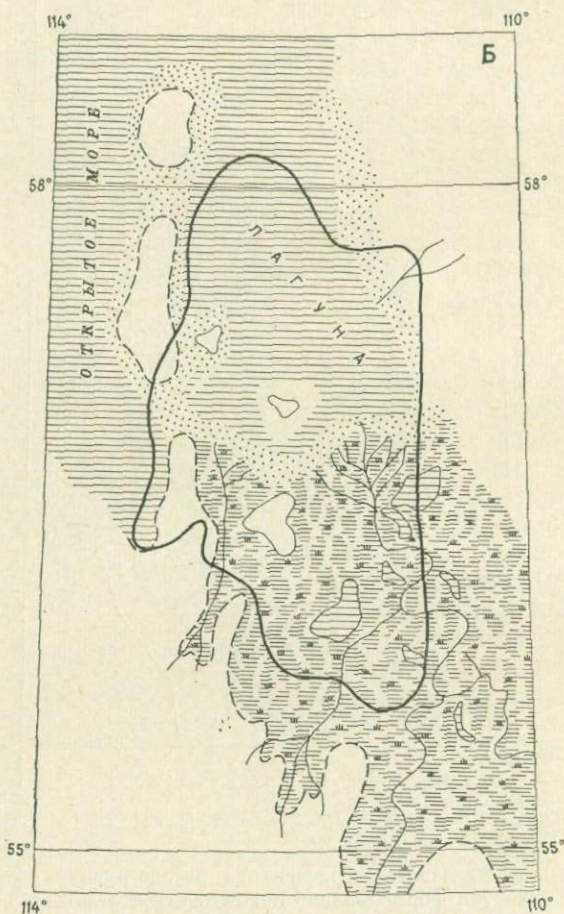


Рис. 40. Реконструкция этапа Б — средний Мак-Марри (М. А. Карриджи, 1971).

Условные обозначения см. на рис. 39.

мирована низинная равнина с разветвленной речной сетью, сносившей грубообломочный речной материал в многочисленные озера (рис. 39). Дальнейшее прогибание привело к расширению субаквального бассейна. В аллювиальных и озерно-болотных условиях происходило накопление средней и верхней пачек свиты Мак-Марри (рис. 40, 41). Усилившаяся трансгрессия моря с северо-за-

пада захватила район Атабаски, и дельтовые отложения были захоронены под мощной толщей морских глин свиты К्लीрвотер (рис. 42), служащих покрывкой. В табл. 5 приводятся главные особенности продуктивных песчаников описываемого месторождения, указывающие на их генетическую природу.

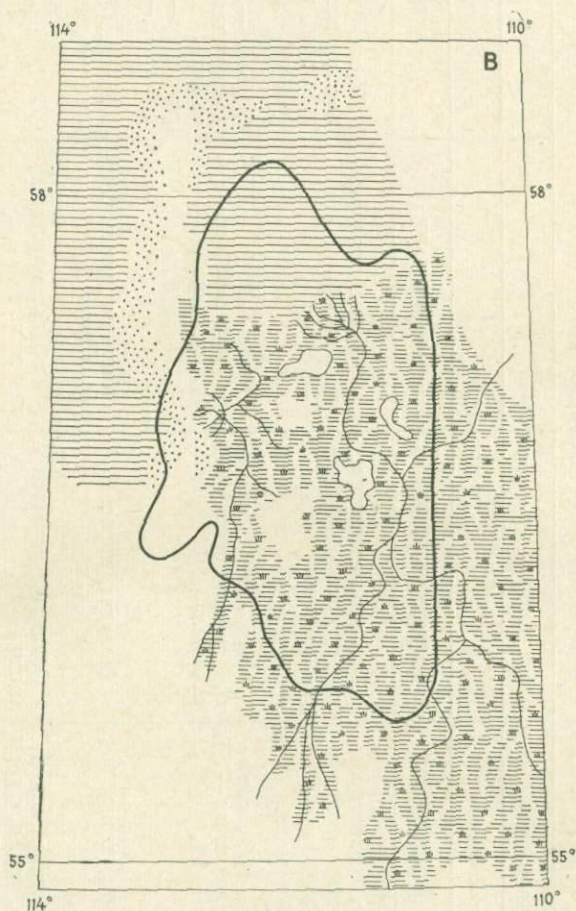


Рис. 41. Реконструкция этапа В — поздний Мак-Марри (М. А. Карриджи, 1971).

Условные обозначения см. на рис. 39.

В табл. 5 приведены некоторые критерии, способствующие распознаванию древних отложений переходных зон от аллювиально-дельтовых до авандельтовых. А пример крупнейшего в мире нефтяного скопления Атабаски лишний раз подтверждает теснейшую связь между формированием месторождений-гигантов и отложениями ископаемых дельт.

Основные параметры, характеризующие условия осадконакопления битуминозных песчаников Атабаски  
(по М. А. Карриджи, 1971)

Параметры	Отложения			
	продельтовые	дельтовые		постдельтовые
	аллювиальные	переходные		морские
	кос и рукавообразных песчаников	промежуточных слоев	покровных слоев	баров
Структура	Грубые среднерзистые хорошо отсортированные пески	Тонко- и мелкозернистые хорошо отсортированные пески	Алевриты и тонкозернистые пески	Пески, алевриты и глины плохо отсортированные, участками хорошо отсортированные
Состав песков	Кварц — 95%, калиевый полевой шпат — 5%, мусковит — 1%	Кварц — 90%, калиевый полевой шпат — 5%, мусковит — 5%	Кварц — 90%, калиевый полевой шпат — 5%, мусковит — 5%	Кварц — 50%, обломки кремнистых и вулканических пород — 25%, глауконит — 20%, полевой шпат — 5%
Состав глин	Каолинит, иллит	Каолинит, иллит	Каолинит, иллит, монтмориллонит	Монтмориллонит, иллит, каолинит, хлорит
Органическое вещество	Погребенные стволы деревьев, угольная крошка, тонкие прослой угля и лигнита	Обильная угольная крошка	Разбухшая растительная ткань	—
Цементирующее вещество	Сидерит (редко), стяжения пирита до 15 см в диаметре (редко)	Сидерит (редко)	Сидерит (обычно), кальцит	Обычно сидерит

Параметры	Отложения			
	продельтовые	дельтовые		постдельтовые
	аллювиальные	переходные		морские
	кос и рукавообразных песчаников	промежуточных слоев	покровных слоев	баров
Органические остатки	Споры и пыльца	Споры и пыльца	Линзовидные прослои солоноватоводных гастропод, фораминиферы, пыльца и споры	Карбонатные фораминиферы, пиритизированные остатки радиолярий, диатомовых водорослей, спикул губок
Текстура	Обычна косая слоистость, слойки под прямым углом, мощность 25 см	Крупномасштабные покровные слои до 30 м, пологий угол наклона косой слоистости (5—7°), следы роющих организмов	Линзовидные слои песка в алевролите. Редкие ходы крабов (?)	Горизонтальные и вертикальные кластические дайки, заполненные чистым белым песком
Слоистость	Линзовидная, косая	Прослои алевролита (1 см) чередуются с прослоями тонкозернистого песка (10 см)	Тонкослоистые слюдяные алевролиты с линзами песка	Слоистость уничтожена жизнедеятельностью организмов
Мощность	2—7 м	20—30 м	5—10 м	2—10 м
Положение в разрезе	Нижняя треть свиты Мак-Марри	Нижние две трети свиты Мак-Марри	Верхняя треть свиты Мак-Марри	Базальные слои свиты Клэрвотер
Нефтенасыщенность	Очень хорошая равномерная, до 35%	Средняя до хорошей, 20—30%	Плохая, 5—10%	Очень плохая неравномерная; линзы песка, обогащенного битумом

Авторы докладов, прочитанных на упоминавшемся симпозиуме «Осадконакопление в дельтах и нефтегазонакопление», рассматривают дельты как «замкнутые системы», в которых соблюдены три основные условия для образования промышленных скоплений нефти и газа: присутствуют нефтематеринские породы, развиты

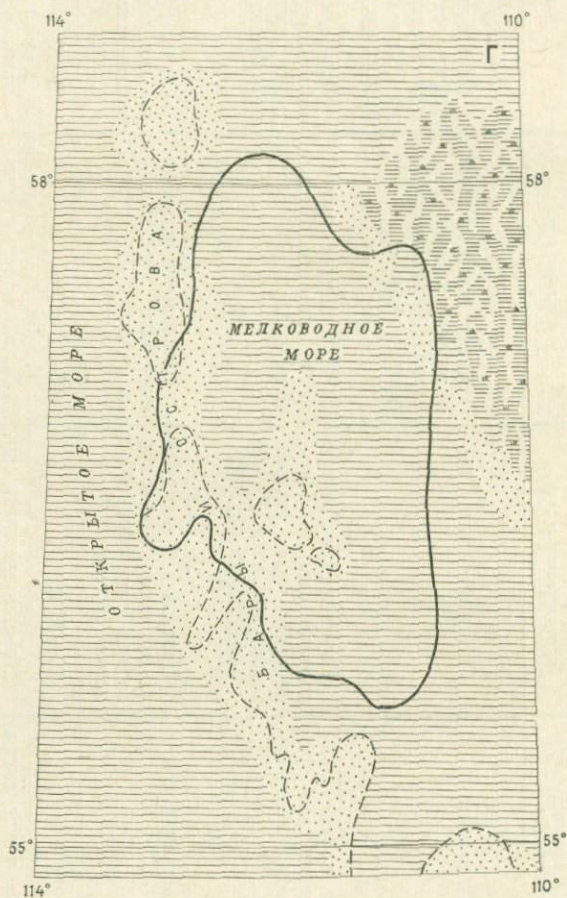


Рис. 42. Реконструкция этапа Г — ранний Клиервотер (М. А. Карриджи, 1971).

Условные обозначения см. на рис. 39.

коллектора, существуют ловушки для аккумуляции образовавшихся углеводородов.

По образному выражению Р. Веймера ископаемые дельты представляют собой «заповедные уголья», где геолог может с успехом применять свое умение и способности. Можно добавить, что эти «уголья» обладают редкими месторождениями-гигантами,

«охота» на которых требует подготовки детальных палеогеографических построений. М. А. Карриджи приводит пример анализа основных параметров, характеризующих речные отложения свиты Мак-Марри (рис. 43).

На большей площади Атабаского месторождения разрез продуктивных песчаников характеризуется подобным изменением ука-

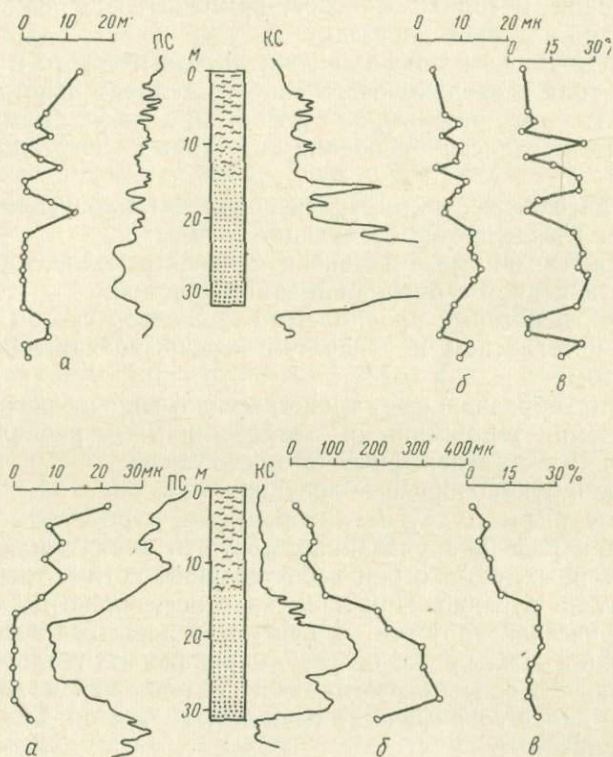


Рис. 43. Характер основных параметров двух озерно-дельтовых толщ Мак-Марри Атабаского месторождения нефти (М. А. Карриджи, 1971).

Кривые: а — содержания глинистых частиц (до 2 мк в % вес.); б — изменение гранулометрического состава, размер зерен в мк; в — нефтенасыщенность в %.

занных параметров, но в северо-восточной части месторождения кривая ПС является зеркальным отображением кривой дельтовых отложений. Здесь речные отложения замещаются морскими.

Следовательно, для распознавания речных и морских песчаников можно использовать каротажные данные, разумеется, в совокупности с другими признаками.

## ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И ПУТИ ПОИСКОВ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ

Выше отмечалось, что почти половина общей добычи нефти в США приходится на залежи литологического типа. В этом отношении в нашей стране, очевидно, не меньшие, если не большие, возможности. Но реализация их требует внедрения более совершенной новой методики поисков, применительно к конкретным условиям той или иной площади.

Пока в Советском Союзе залежи литологического и стратиграфического типа разведаны очень слабо. Следовательно, невыявленная их часть — это резервы, за счет которых могут быть увеличены разведанные запасы, особенно в старых нефтедобывающих районах.

Среди литологических и стратиграфических ловушек Р. Е. Кингом (1971 г.) выделяются следующие группы:

ловушки, связанные с изменением свойств коллектора и фациальным замещением его непроницаемой породой;

ловушки, в которых проницаемый коллектор срезан стратиграфическим несогласием и запечатан перекрывающим непроницаемым пластом;

ловушки, образованные трансгрессивными и регрессивными проницаемыми терригенными отложениями, расположенными выше или ниже стратиграфического несогласия;

баровые и рукавообразные ловушки;

пористые рифы и другие линзовидные карбонатные массивы.

Поиски и разведка указанных ловушек значительно сложнее, чем структурных, однако они небезуспешны, хотя и требуют больших затрат на бурение. При наличии относительно детальных палеогеографических карт эти задачи могут решаться меньшим числом скважин. Исходя из опыта американских геологов, можно утверждать, что основной метод поисков залежей неструктурного типа — это палеогеографический анализ. И чем он детальнее, тем успешнее поиски.

А. И. Леворсен (1970 г.) выделяет самостоятельный тип комбинированных ловушек, обусловленных как литологическим, так и структурным фактором. Совершенно очевидно, что любая форма ловушки должна обладать породами, способными аккумулировать углеводороды. Но этого недостаточно. В той или иной близости необходимо наличие и генерирующих отложений, накопление которых также контролируется главным образом образом физико- и биогеографической обстановкой седиментации.

О том, как подходить к поискам залежей нефти и газа, связанных с неструктурными ловушками, рекомендаций весьма немного. Так могут быть отмечены работы последних лет К. С. Маслова (1968 г.), К. К. Гостинцева и В. А. Гроссгейма (1969 г.) и др. Безусловно, трудно требовать от исследователей, занимающихся этой проблемой, прямого и однозначного ответа, тем более, что условия

формирования и размещения таких ловушек гораздо сложнее и многообразнее, чем структурных.

В работе К. С. Маслова (1968 г.) даны теоретические основы и методические принципы поисков литологических и стратиграфических залежей в терригенных толщах. В ней рассмотрены генезис и морфология ловушек указанного типа в зависимости от фациальных условий седиментации, последующих тектонических деформаций или же стратиграфического несогласия. Автор подчеркивает, что для обоснования поисков таких залежей геологическая информация должна быть более обширной, чем при прогнозировании структурных залежей. Значительная часть фактического материала, положенного в основу его книги, относится к обнаженным разрезам Северного Кавказа. К сожалению, палеогеографу-нефтянику обычно приходится иметь дело почти исключительно с каротажными диаграммами и ограниченным количеством керна.

В 1969 г. в трудах ВНИГРИ (вып. 278) опубликована небольшая статья «Применение палеогеографических методов исследования при поисках литологических залежей нефти и газа». В отдельных статьях ее идет речь по существу не столько о применении палеогеографических исследований, сколько о методах составления документации, способствующей выяснению палеогеографической обстановки осадконакопления. При этом большинство статей, помещенных в работе, посвящено методам изучения разрезов по естественным обнажениям, а не по данным бурения, которые чаще всего являются единственным источником информации о нефтегазоносных толщах.

В упомянутом сборнике (авторы В. А. Гроссгейм и др.) подчеркивается, что для прогнозирования зон выклинивания коллекторов громадное значение имеют палеогеографические методы исследований. При планировании поисков литологических и стратиграфических залежей рекомендуется производить те же построения, которые приняты для поисков антиклинальных структур. Однако к ним должны быть добавлены карты песчанности, течений, терригенно-минералогических провинций, гранулометрические, окатанности песчаных зерен, сортировки осадков и другие, позволяющие судить об источниках сноса и путях разноса терригенного материала по дну бассейна.

Вопросы методики поисков литологических и стратиграфических ловушек нефти и газа рассматривались на специальном симпозиуме 8-го Мирового нефтяного конгресса. По мнению Р. Е. Кинга (США), до тех пор, пока не будут разработаны прямые методы поисков нефти или усовершенствованы геофизические методы, разведка стратиграфических ловушек, не связанных с рифами, будет дорогостоящей из-за бурения большого количества «сухих» скважин. Рифы же могут быть выявлены сейсморазведкой или с меньшим успехом гравиразведкой.

Большой коллектив советских ученых (А. Г. Алексин, И. Х. Абрикосов, В. А. Гроссгейм, И. П. Жабрив, К. С. Маслов и др.),

выступивший на конгрессе с докладом, считает, что различные виды литологических ловушек формируются непосредственно в процессе осадконакопления при определяющем воздействии физико-географической обстановки. При этом литологические ловушки, возникающие в морских условиях, тяготеют к зонам активного гидродинамического режима, характерного для мелководных и прибрежных частей бассейнов: пляжевые полосы, косы, бары, рифы и др. Стратиграфические ловушки образуются после формирования отложений вследствие тектонических движений, приводящих к перерывам в осадконакоплении, размывам и последующим несогласным перекрытиям коллекторов непроницаемыми породами.

Переходя к методике поисков и разведки литологических и стратиграфических ловушек, авторы доклада подчеркивают, что на стадии региональных исследований наибольший интерес представляют карты, характеризующие палеогеографическую и палеотектоническую обстановки. На поисковой стадии составляются крупномасштабные карты, характеризующие строение локальных ловушек, связанных с литологическим выклиниванием и стратиграфическим несогласием продуктивных горизонтов, литологические карты с характеристикой коллекторов и их мощностей и др.

Казалось бы, после такой оценки роли и значения физико-географических условий формирования продуктивных отложений должны последовать конкретные рекомендации, подкрепленные примерами из практики. Однако авторы доклада в заключение отмечают, что вопросы теоретического обоснования условий формирования и пространственного размещения ловушек и залежей нефти и газа указанных типов, особенно вопросы методики их поисков, до настоящего времени остаются недостаточно разработанными.

Это заключение лишь еще раз подтверждает необходимость неотложного внедрения палеогеографических исследований в методику поисково-разведочных работ. Наступила пора решительно перейти от разьяснений и убеждений о пользе палеогеографических построений в нефтегазовой геологии к их целенаправленному использованию. Именно они прежде всего могут указывать на местоположение зон наибольшего нефтегазонакопления, на особенности распространения пород-коллекторов, на пути миграции углеводородов, на площади первоочередного разбуривания и т. п. Располагая достоверной палеогеографической информацией, легче определить и методику поисков литологических ловушек. Разумеется, эта информация должна использоваться в комплексе с результатами других исследований.

На упомянутом симпозиуме 8-го Мирового нефтяного конгресса Х. Х. Кристи (Канада) привел пример богатейшей литолого-стратиграфической ловушки нефти — Митсю, расположенной в северной части Центральной Альберты. Добыча нефти здесь производится из песчаника Гилвуд среднедевонского возраста. Длина месторождения около 55 км и максимальная ширина 13 км. Про-

дуктивный песчаник выражен линзами и чередующимися пластами, тонко- и среднезернистыми разностями, которые отлагались в разветвленной части дельты «птичья лапа». Средняя мощность нефтенасыщенных песчаников 4 м, но местами доходит до 11 м.

Горизонт Гилвуд сложен не только дельтовыми песчаниками, но и баровыми, представляя собой сложное сочетание тех и других. Отсутствие положительных структур в этом районе было почти достаточным доказательством бесперспективности его. Однако здесь оказалась типичная литолого-стратиграфическая залежь. Следует отметить, что каротажные кривые ПС для песчаников Гилвуд совпадают с кривыми для заведомо известных речных, дельтовых и прodelьтовых отложений.

Другой пример подобной ловушки огромных размеров привел в своем докладе Г. А. Янг (Венесуэла). В пределах Восточно-Венесуэльского бассейна в 150 км к югу от Карибского моря находится площадь Офисина и несколько дальше от устья Ориноко площадь, на которой выявлено 97 месторождений нефти и из них 20 с запасами более 8 млн. м<sup>3</sup> каждое. На площади около 19 тыс. км<sup>2</sup> пробурено 5560 скважин, и текущая добыча составляет более 70 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Нефтеносность связана с песчаниками, залегающими среди алевролитов, лигнитов и аргиллитов дельтового и паралического характера. Продуктивные песчаники отличаются резко выраженным линзообразным строением. Мощность их меняется от 0,6 до 12 м, но местами достигает 60 м. Как сообщил Г. А. Янг, пока трудно установить, являются ли они отложениями одиночных или серповидных баров, намывных валов или образованиями барьерного пляжа. Разрез содержит более 100 песчаных пластов или линз, формирование которых происходило явно в прибрежной зоне. Площадь их развития осложнена разрывными нарушениями с амплитудой до 214 м и более.

На рис. 44 в обобщенном виде приводится план расположения типичных песчаников площади Офисина, а на рис. 45 характер их разреза. В Венесуэле геологи применяют следующие методы на ранней стадии разведки: геофизическую разведку, структурное бурение, стратиграфические исследования и детальное подземное картирование. Поиски ловушек являются непрерывным процессом изучения и переоценки данных. Результаты прежних съемок, пересмотренные в свете новых исследований и идей, продолжают оставаться основой для выявления новых ловушек. Наиболее эффективным методом поисково-разведочных работ определился комплекс, состоящий из сейсморазведки методом отраженных волн и структурного бурения. Этим методом выявлено большинство крупных тектонических нарушений и наибольшее число месторождений.

Для обнаружения комбинированных структурно-стратиграфических ловушек были применены два метода: бурение специальных скважин для поисков стратиграфических залежей и составление

полурегиональных карт мощностей. По первому методу скважины бурились вдоль крупных сбросов, установленных сейсморазведкой, с целью выявления и оценки новых песчаных линз. Во втором случае для определения границы простираия каждой рукавообразной

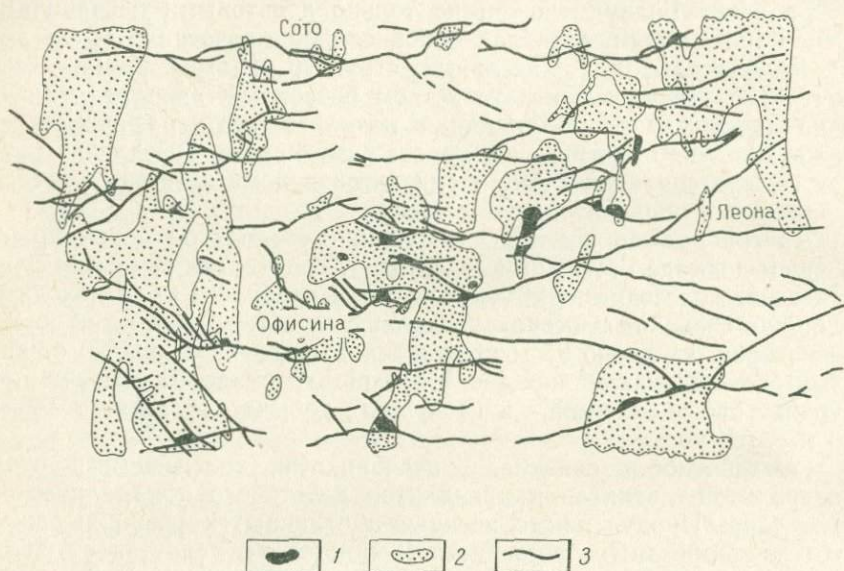


Рис. 44. План расположения рукавообразных песков на площади Офисина, Венесуэла (Г. А. Янг, 1971).

1 — залежи нефти; 2 — песок мощностью более 1,5 м; 3 — установленные сбросы.

ловушки (линзы) составлялись полурегиональные карты мощностей каждой линзы песка. Полагали, что в тех местах, где рукавообразные пески пересекаются сбросами, расположены ловушки,

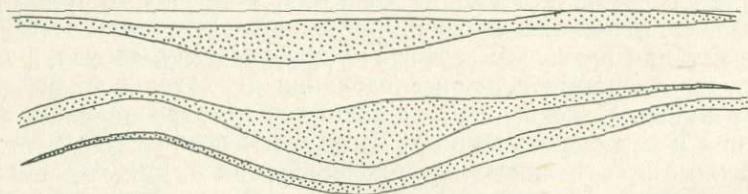


Рис. 45. Характер разреза песков свиты Офисина на месторождении Остра (Г. А. Янг, 1971).

обладающие хорошими возможностями для скопления нефти. После проведения детального картирования на картах было намечено много новых ловушек и предполагаемых продолжений рукавообразных песков, на которых были пробурены скважины. Из 100 ловушек 45 оказались продуктивными.

В связи с накоплением на площади Офисина большого количества данных важную роль в их обработке стали играть вычислительные машины. На основании информации по скважинам вычислительная машина может выдать карту любого из ста пластов (линз) песчаника продуктивной свиты. Несмотря на многие трудности выявления и прослеживания рукавообразных меандрирующих песков, затраты на поиски в них нефти оправдываются, так как коэффициент удачи при применении упомянутого метода в среднем равнялся 51%. В 1970 г. на рукавообразные пески, удаленные от ранее открытых месторождений, было пробурено двенадцать поисковых скважин, четыре из которых дали нефть.

Другим критерием удачи является число картировочных скважин. В течение 15 лет, когда развертывалось бурение на стратиграфические залежи, на площади Офисина пробурено более 700 скважин. Было открыто 12 крупных и большое количество мелких месторождений. Значение коэффициента удачи по годам колебалось от 33 до 63%.

По существу ловушки литологического, стратиграфического и некоторых других типов могут быть объединены в группу неструктурных ловушек. Американский геолог М. Т. Халбути (1972 г.) считает, что фациальные замещения и несогласия приводят к формированию погребенных эрозионных или аккумуляционных образований типа рифов, выступов песчаных баров, рукавообразных песчаных тел и подобных им форм рельефа, способных стать неструктурными ловушками. К последним указанный исследователь относит стратиграфические, палеогеоморфологические и ловушки поверхностей несогласия.

Палеогеоморфологические ловушки возникают там, где древние подводные или наземные резкие черты рельефа захоронены под более молодыми отложениями иного литологического состава. К ним относятся погребенные рифы, речные русла и рукава, промоины подводных течений, песчаные бары и возвышенности на эрозионной поверхности. Такого типа ловушки могут располагаться на эрозионной поверхности и под нею. Они прямо или косвенно связаны с формами погребенного рельефа.

Ловушки поверхностей несогласия образуются на участках, где непроницаемый слой на эрозионной поверхности приведен в соприкосновение с подстилающим коллектором, который должен быть запечатан непроницаемыми отложениями. Такие ловушки обычно встречаются в сочетании с угловыми несогласиями и образуются в результате взаимодействия процессов осадконакопления, тектонических движений и эрозии. Размер их колеблется от мелких до гигантских, подобно известному месторождению нефти Ист-Тексас.

Говоря о возможном количестве неструктурных ловушек в нефтегазоносных бассейнах, М. Т. Халбути считает, что их больше, чем структурных, поскольку они образуются при повторяющихся условиях осадконакопления, обычно предшествующих тектоническим движениям. Основная задача заключается в обнаружении их.

Он подчеркивает, что геологи-нефтяники должны добиваться, чтобы направленный поиск неструктурных ловушек стал жизненной и неотъемлемой частью поисково-разведочных работ. От них требуется использовать все методы изучения земной коры, которые могут пролить свет на древние условия осадконакопления, благоприятные для образования залежей неструктурного типа. Нетрудно увидеть, сколь существенное место при этом должно быть отведено палеогеографическим исследованиям.

## ПОИСКИ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ЛОВУШЕК

Важнейшей предпосылкой для определения путей и методов выявления литологических залежей является установление зональности нефтегазонакопления на основе детального восстановления палеогеографической обстановки накопления продуктивных толщ.

Из ранее изложенного материала нетрудно сделать вывод о том, что весьма благоприятные условия для возникновения литологических залежей создаются в устьях рек. В период осадконакопления реки активно участвуют в седиментогенезе, а в ископаемом состоянии их рукава (особенно авандельт) являются хорошими путями для движения флюидов из погруженных частей седиментационных бассейнов к периферии. Потоки флюида, встречая на своем пути линзы и другие формы песчаных образований, заполняют их нефтью и газом. И такими продуктивными ловушками прежде всего оказываются прибрежные, авандельтовы, дельтовые, баровые и аллювиально-дельтовые песчаные породы.

В недостаточно изученных районах выявление устьев палеорек целесообразно начинать с анализа общего геоструктурного плана рассматриваемой площади. Древний структурный план, от которого зависело распределение гидрографической сети, поможет наметить ее главные артерии и их направление. Влияние структуры выражается прежде всего в распределении мощностей осадков, поэтому направление палеодолин может отображаться картами равных мощностей отдельных терригенных комплексов пород.

Учет геоструктурных признаков при выявлении погребенных приустьевых зон заключается в следующем: по общей тектонической карте или карте поверхности фундамента намечаются наиболее прогнутые структурные элементы первого порядка, которые чаще всего были заняты морскими бассейнами. В такие глубокие прогибы или впадины обычно открываются более мелкие отрицательные структуры, имевшие повышенные гипсометрические отметки. В таком случае естественно полагать, что они в определенное время могли служить удобным местом для заложения речных долин, устья которых располагались на побережье морей, заполнивших обширные депрессионные области. Зависимость гидрографической сети от структурного плана наблюдается почти

на всех платформах мира. Таким образом, можно с тем или иным приближением наметить предварительную схему размещения ископаемых крупных дельт. Наиболее успешно такое прогнозирование может быть осуществлено для регионов, не подвергавшихся большим перестройкам.

Обнаружение и прослеживание речных палеодолин наиболее успешно может осуществляться в региональных масштабах. Разумеется, карты изопахит должны дополняться литолого-фациальными картами. Обычно в приустьевой части долин отмечается постепенное увеличение мощности аллювиальных отложений, главным образом, за счет возрастания в разрезе песчаных образований. Подосы повышенной мощности терригенных отложений и вмещающие их эрозионные долины обычно ориентированы перпендикулярно к береговой линии древнего моря.

Изучение древних аллювиально-дельтовых толщ может проводиться по следующей программе: выявление по фациальной принадлежности и другим признакам; выделение отдельных фаций (русловых, пойменных, старичных) и определение их взаимосвязей; анализ мощностей отложений речных долин и устьев палеорек; выявление базальных горизонтов отдельных аллювиальных комплексов; прослеживание погребенных русловых образований в разрезе и на площади.

При этом надо иметь в виду, что в погребенном состоянии осадки многих фаций аллювия нередко уничтожены размывами. Чаще всего смыты отложения верхней части аллювиальных толщ и лучше сохраняются образования базального горизонта и русел. Осадки размыва или базального горизонта легко распознаются по примеси гравийно-галечного материала или по присутствию крупнозернистых песчаных фракций. Из аллювиальных отложений наибольшей аккумулятивной способностью для нефти и газа обладают русловые. Для их установления необходимо использовать все прямые и косвенные диагностические признаки.

Весьма характерной особенностью русловых образований является косая слоичатость. Формы ее тесно связаны как с механическим составом осадка, так и с менявшейся силой речного потока. В силу этого русловая косая слоистость существенным образом отличается от других типов подобной слоистости. Основным генетическим признаком ее являются серии параллельных косых слойков с преимущественно однонаправленным наклоном под углом 25—30°. Мощность и протяженность серий обусловлены силой течения. Иногда косая слоичатость подчеркивается грубозернистыми фракциями либо детритом растительных или животных остатков.

В зоне прирусловой отмели слоистость часто становится косо-волнистой и даже перекрывающейся. Здесь же могут встречаться полого косослоистые серии, образующиеся в результате наращивания осадков параллельно склону отмели. Мощность косослоистых серий обычно колеблется от 10 до 70 см, редко достигая

1 м. Как правило, речные серии уменьшаются снизу вверх по разрезу, что отличает их от морских отложений, в которых такая закономерность отсутствует.

Изменение гранулометрического состава от крупнозернистого песка до алевролитов может происходить как в отдельном прослое, так и в серии их. На перекатах, где скорость течения всегда быстрее, отлагается крупный материал, а относительно мелкий сносится на более глубокие участки русла. Поскольку местоположение перекатов и плёсов все время меняется, одновременно изменяется и распределение гранулометрического состава осадка. Изучение русловых отложений по текстурным и механическим признакам следует дополнить изучением изменения окатанности зерен, степени их отсортированности, а также минералогического состава. В частности, по убыванию легкоразрушающихся минералов определяется общее направление гидрографической сети.

При переходе от наземной к подводной дельте песчаные отложения приобретают несколько иной характер. В частности, среди косой слоистости будут встречаться прослои с неотчетливой пологоволнистой слоистостью ряби. Отложения отличаются внутренней текстурой, обусловленной движением как речной, так и морской воды. Передовые слои подводной дельты образуют обычно пологонаклонное напластование, имеющее преимущественно перекрестный характер косослойчатых серий и расходящуюся направленность падения слоев.

Предварительный прогноз местоположения палеodelты иногда может опираться на широко распространенную унаследованность современных крупных рек от более и даже весьма древних. Такая унаследованность хорошо наблюдается на Русской платформе, в Западной Сибири, в Северной Америке и других районах мира.

В условиях выявившегося положения рукавообразных песчаных полос по отношению к береговой линии морского палеобассейна нетрудно представить направление миграции углеводородов, которое обычно является обратным моноклиналному погружению прибрежной зоны к центру бассейна. Такие полосы целесообразно разбуривать по системе треугольников, двигаясь по пути миграции углеводородов. Если первые скважины не вскрыли нефтяную или газовую залежь, то по количеству углеводородных газов в водах, а также по другим компонентам в системе треугольника скважин определяется результирующая линия максимума растворенных газов и других положительных показателей нефтегазосности. Например, по первому испытанному пласту получены следующие количества углеводородов в пластовой воде (в %): скв. 1—0,3, скв. 2—0,1, скв. 3—0,6. Как видно из графика (рис. 46), газовая или газонефтяная залежь в данном пласте должна находиться к северо-востоку от скв. 3. Затем приступают к перфорации следующего пласта, повторяя исследования, предварительно тщательно зацементировав первый пласт. По такому же принципу определяются результирующие линии и других геохими-

ческих и геофизических исследований. Аналогичные операции проводятся по всем возможным продуктивным пластам.

Несомненно, что по различным пластам, особенно если они относятся к другим горизонтам, результирующие линии будут иметь различные направления. В таком случае выбирается направление по данным одного пласта или среднее по нескольким пластам с результирующими линиями примерно одного направления.

В направлении результирующих линий или их средних азимутов закладываются следующие две скважины в системе нового треугольника, основанием которого служит полученная результи-

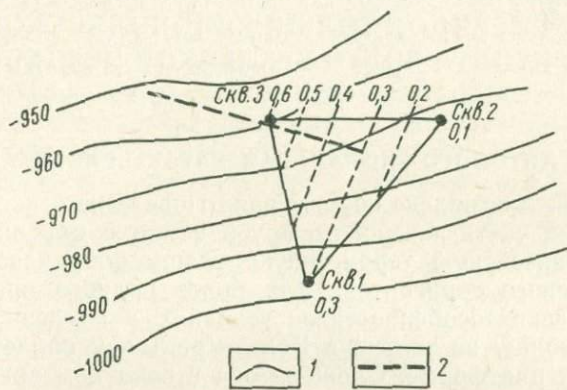


Рис. 46. Принципиальная схема расположения скважин по системе треугольников при поисках литологических залежей.

1 — изогипсы в м; 2 — результирующие линии. Цифры 0,2–0,6 обозначают процентное содержание углекислоты в пластовой воде.

рующая линия, а одной из вершин — скважина прежнего треугольника с максимальными показателями или ближайшая точка на результирующей, тяготеющей к этой скважине.

Таким образом, закладывается система скважин по треугольникам до вскрытия залежи или до границ площади, намеченной к поискам. Площади желательно покрыть сейсморазведкой, а также наземной или воздушной радиоразведкой. В процессе изучения гаммакаротажных данных и результатов исследования радиоактивности пород и флюидов следует вносить соответствующие поправки в направление поисков с учетом данных о растворенных газах, о показателях колебаний статических уровней, химизме вод, которые будут получены при проведении этих работ.

Это только один из возможных вариантов методики обнаружения залежей в литологических ловушках. Существует ряд рекомендаций различных методов, некоторые из которых изложены в работе К. С. Маслова (1968 г.). Основной принцип выбора методики поисков литологических залежей, очевидно, должен исходить

из истории геологического развития региона и данной площади, из представления о палеогеографической обстановке формирования известных или предполагаемых продуктивных отложений, из закономерностей зонального нефтегазонакопления, из фациальной изменчивости и размещения различных литологических разностей, а также из других предпосылок аккумуляции углеводородов.

## ОПЫТ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОДУКТИВНОЙ ТЕРРИГЕННОЙ ТОЛЩИ ЯСНОПОЛЯНСКОГО НАДГОРИЗОНТА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕНОСНОЙ ОБЛАСТИ

### КРАТКАЯ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТОЛЩИ

Терригенный комплекс пород Урало-Поволжья относится к нижней и средней части визейского яруса нижнего карбона. Мы изучили средневизейскую терригенную толщу бобриковского и частично тульского горизонтов. Для более полного представления о ее генетических особенностях и условиях накопления мы исследовали эту толщу не только в Волго-Уральской области, но и на всей Русской платформе. Сложена она в основном аргиллито-глинистыми и песчано-алевролитовыми разностями, содержащими нередко прослой и линзы угля. И хотя литологический состав пород довольно однообразный, однако для нее весьма характерна частая фациальная изменчивость.

На северо-западе Русской платформы, в пределах восточного склона Балтийского щита, выделяются отложения визейского яруса, которые выражены внизу каолинито-бокситной пачкой мощностью от 5 до 25 м и вверху пачкой железистых глин мощностью от 0,5 до 23 м. В целом эта толща, по времени образования отвечающая яснополянскому надгоризонту, не имеет сплошного распространения и ограничена на севере выходами кристаллических пород Ветренного пояса, а на юге — Каневским выступом докембрия. К юго-востоку и востоку она погружается под более молодые породы и выходит на дневную поверхность уже лишь в пределах западного склона Урала.

В Тимано-Печорской области в состав яснополянского надгоризонта входит терригенная толща пород, залегающая между фаунистически охарактеризованными известняками кизеловского горизонта внизу и пестроокрашенными глинами алексинского горизонта вверху. Выделить отдельно бобриковский и тульский горизонты не удается. Сложена терригенная толща переслаивающимися песчаниками, алевролитами и углистыми аргиллитами. В верхней части разреза встречаются прослой известняков. На юге Печорской гряды распространена мощная свита так называемого

«точильного камня», состоящая из кварцевого, хорошо отсортированного песчаника, сцементированного окисленной нефтью, и представляющая собой выведенную на поверхность огромную древнюю нефтяную залежь. Мощность надгоризонта непостоянна, но в общем возрастает с северо-запада на юго-восток, где она достигает 350—370 м.

В Колво-Вишерском крае яснополянский надгоризонт представлен довольно однообразной, в основном терригенной толщей или угленосной свитой, не расчлененной на отдельные горизонты. Эта свита в целом сопоставляется с разновозрастными отложениями Кизеловского района, и в ней Н. Г. Чочиа (1955 г.) выделяет три типа пород: западный, выраженный глинами, иногда углистыми сланцами, чередующимися с песчаниками и пропластками известняков; центральный и восточный, представленные преимущественно дельтовыми осадками с линзовидными образованиями угля; крайний восточный, характеризуемый разнозернистыми кварцевыми песчаниками, обогащенными обугленным растительным детритом. Мощность надгоризонта увеличивается с запада на восток от 10—30 до 130—150 м.

В Кизеловском районе, где находится хорошо изученный, одноименный угленосный бассейн, развита терригенная угленосная толща, относящаяся к ранне- и средневизейскому возрасту. Расчленение угленосных отложений в бассейне производится главным образом по литологическому принципу. Обычно выделяются нижняя и верхняя глинистые переходные свиты от известняков к песчано-глинистым породам и наоборот. Между переходными расположены углесодержащие свиты преимущественно глинисто-песчаникового состава и промежуточные, сложенные почти исключительно песчаниками. Количество углесодержащих и промежуточных свит для всего бассейна разными исследователями определяется по-разному. Это и не удивительно, так как обстановка осадконакопления в условиях большой наземной дельты, в которой формировался Кизеловский угольный бассейн, не могла быть одинаковой на всей его площади. Общая мощность угленосных отложений в центральной части бассейна колеблется от 160 до 250 м, снижаясь в западном и северном направлениях до 40—50 м.

На территории Пермского Прикамья и Удмуртии породы описываемой толщи также состоят почти целиком из терригенных образований. Нижняя их граница проводится обычно по подошве песчаного пласта, залегающего в основании бобриковского горизонта или на кровле аргиллитовой пачки, перекрывающей турнейские известняки. Верхняя граница в значительной степени является условной и чаще всего определяется подошвой первых прослоев известняков с тульской фауной. Разрез терригенной толщи характеризуется чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов, среди которых встречаются углистые разности и угли. Алевролитоглинистые породы обогащены растительным детритом, нередко отмечаются почвенные слои с остатками корневых

систем. Сравнительно резкое увеличение мощности толщи обычно происходит за счет косослоистых кварцевых песчаников и наблюдается оно либо на участках эрозионных понижений, либо в региональных прогибах.

В пределах Татарии и Куйбышевской области, особенно в Камско-Кинельском прогибе, широкой полосой распространен мощный комплекс терригенных осадков, залегающий местами с размывом и резким угловым несогласием, а местами без явного размыва на турнейских или фаменских карбонатных породах. Нижняя часть комплекса представлена преимущественно морскими терригенными отложениями, а верхняя — континентальными. Из нее выделена В. М. Познером (1955 г.) самостоятельная малиновская толща, которая позднее включена в состав малиновского надгоризонта. Последний сложен хорошо отсортированными монтмориллонитовыми аргиллитами, сменяющимися кверху аргиллито-алевролитово-песчаниковой толщей, для которой характерна неправильно горизонтальная слоистость, нарушенная ходами илоедов или корневыми системами растений. Все это, а также гидрослюдистый состав глин и наличие внутриформационных размывов, указывает на то, что верхнемалиновская толща, подстилающая бобриковский горизонт, накапливалась как в прибрежно-морской зоне мелководного бассейна, так и на его побережье.

Залегающая выше толща пород бобриковского горизонта в Куйбышевском Заволжье более чем на 50% сложена песчаниками, среди которых встречаются пачки аргиллитов и алевролитов с прослоями и линзами угля. Песчаники и алевролиты почти исключительно кварцевые с незначительным содержанием минералов тяжелой фракции. Аргиллиты, обычно каолинитово-бейделлитовые с подчиненным значением гидрослюд, обогащены углистым детритом. Прослои углистых глин отличаются каолинитовым составом. В песчаниках весьма развита неправильно горизонтальная и косая слоистость, хорошо выраженная глинистыми или углистоглинистыми присыпками. Нередки включения остатков корней растений, вертикально секущих слоистость, а также следы роющих организмов, создающих пятнистую структуру породы. К юго-востоку от площади максимальной мощности терригенной толщи нижнего карбона разрез ее постепенно сменяется карбонатными породами. Мощность толщи вместе с терригенной частью тульского горизонта колеблется от нескольких метров на Татарском своде до сотен метров в полосе Камско-Кинельского прогиба.

В пределах Башкирии изучаемая терригенная толща по литологическому составу мало чем отличается от аналогичных отложений других районов Урало-Поволжья. Породы бобриковского горизонта местами без видимого перерыва залегают на турнейских известняках. Последние иногда полностью размыты, и тогда мощность терригенных образований яснополянского надгоризонта возрастает за счет песчаников до 100 м и более. Довольно часто среди песчано-глинистого комплекса отложений встречаются угли,

изредка — маломощные прослой известняков. Мощность терригенной толщи изменяется от 1—2 м на юге Башкирии до 40—60 м в Бирской депрессии и более 100 м в северо-западной ее части.

В Нижнем Поволжье, охватывающем Саратовскую и Волгоградскую области, терригенная толща выделяется как по электрокаротажным данным, так и по редким определениям спорово-пыльцевых остатков. Песчано-алевритистая серия пород сложена мелкозернистыми, реже — среднезернистыми кварцевыми песчаниками, которые больше всего развиты на площадях правобережья Волги. В Заволжье разрез представлен главным образом глинистыми и алевритистыми породами местами с пропластками и тонкими пластами доломитов, известняков или сидеритов. Общая мощность терригенной толщи яснополянского надгоризонта в районах правобережья возрастает к наиболее погруженной части Рязано-Саратовского прогиба, где она достигает 200 м.

В Днепровско-Донецкой впадине средневизейские отложения носят смешанный терригенно-карбонатный характер, причем, двигаясь от Донбасса в северо-западном направлении, известняки постепенно уступают место песчано-глинистым образованиям. Мощность отложений нижнего и среднего визе колеблется от нуля на склонах Воронежской антеклизы и Украинского кристаллического массива до 250 м и более в самой впадине.

Фациально-литологические особенности изучаемой терригенной толщи Русской платформы позволяют выделить три основных типа отложений: болотно-озерный, аллювиально-руслово-дельтовый и прибрежно-морской. Из них наибольшим распространением пользуется первый тип. Хотя осадки второго типа развиты и не так широко, однако они играют важную роль в строении описываемой толщи.

#### **ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА ВРЕМЕНИ НАКОПЛЕНИЯ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ НА РУССКОЙ ПЛАТФОРМЕ**

Отправным началом восстановления палеогеографических условий осадконакопления определенного стратиграфического интервала является литолого-фациальная характеристика его отложений. Для этого составляются литолого-фациальные схемы или карты, которые вместе с картами изопахит отражают общие черты древней физико-географической обстановки изучаемой площади. Разумеется, что степень достоверности и детальности восстанавливаемой обстановки будет зависеть от наличия геологической информации и распределения ее по площади.

На рис. 47 приводится составленная автором литолого-фациальная схема толщи бобриковских и раннетульских отложений Русской платформы. Анализ и уточнение этой схемы в соответствии со степенью освещенности территории платформы (главным образом буровыми работами) позволили выявить следующие основные элементы ее древнего облика.

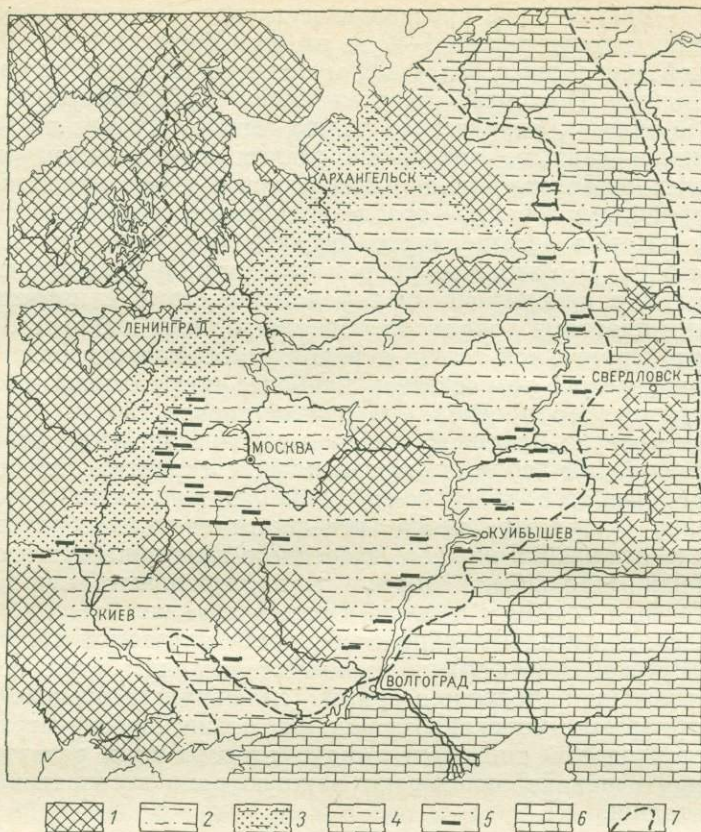


Рис. 47. Литолого-фациальная схема Русской платформы ясно-полянского времени.

1 — площади размыва древней суши; 2 — переслаивание песчано-глинистых пород болотно-озерного и аллювиального типа; 3 — песчано-глинистые делювиально-элювиальные и озерные отложения; 4 — песчано-глинистые прибрежно-морские; 5 — угленосные; 6 — карбонатные морские; 7 — предполагаемая береговая линия.

### Области повышенных форм рельефа

К наиболее приподнятым элементам рельефа Русской платформы рассматриваемого времени, откуда происходил снос материала в пониженные области, прежде всего относятся: восточный и юго-восточный склоны Балтийского щита, Воронежский и Украинский массивы, Тиман, отчасти Токмовское и Верхнекамское поднятия.

На восточном склоне Балтийского щита, в районе р. Онеги нижний карбон представлен красноцветной толщей, основание ко-

торой сложено исключительно грубообломочными конгломератами с галькой преимущественно основных и ультраосновных пород. В Андомо-Вытегорском районе отложения нижнего карбона залегают со следами размыва на различных горизонтах верхнего девона. Нижнекаменноугольные осадки, состоящие из конгломератов, песков, алевролитов, глин и известняков, вытянуты здесь полосой шириной до 25—30 км и подразделяются на три свиты.

К яснополянскому возрасту, очевидно, относится самая нижняя, так называемая патровская песчано-глинистая свита, в которой, в свою очередь; выделяются три толщи: *a*, *b* и *c*. Толща *a* лежит на размытом верхнем девоне и выражена лагунно-континентальными образованиями. На севере она представлена пестрыми глинами с прослоем до 0,6 м темных огнеупорных глин. К юго-западу мощность огнеупорных глин постепенно возрастает и в Вытегорском районе разрез всей толщи *a* составляет 10 м. Далее на юго-восток в Тихвинском районе появляются бокситы, и мощность возрастает до 25 м. Южнее, в Боровичах, бокситы исчезают, но начинают встречаться линзы угля, сухарные и пластичные огнеупорные глины.

Выше залегает толща *b*, состоящая в основном из песков, среди которых выделяются две пачки. Первая, нижняя, пачка представлена мощной серией песков непостоянного строения и состава. Отличительными особенностями их являются: линзообразное скопление, частые размывы, плохая отсортированность и разнорзернистость. В основании пачки распространены конгломераты и галька. Слоистость песков непостоянна и выражена сериями косых слойков, ориентированных в юго-восточном направлении. Углы наклона косых слойков колеблются от 5 до 35°. Мощность серий в среднем 0,5 м.

Ко второй, или верхней, пачке относятся мелкозернистые пески и алевролиты с прослойками глин. Пески этой пачки характеризуются сравнительно хорошей отсортированностью и отсутствием заметной слоистости. Общая мощность песков нижнего карбона в Тихвинском районе колеблется от 4 до 40 м. Выше расположена толща *c*, сложенная глинами с прослоями песков.

Турнейские отложения в северо-западных районах Русской платформы, как правило, отсутствуют, а в песчано-глинистой толще, по данным Н. С. Иголкиной, встречена фауна визейского возраста, в связи с чем описанный разрез, особенно в пределах толщ *a* и *b*, следует относить к осадкам яснополянского надгоризонта.

Характер песков, залегающих на различных горизонтах девона, указывает на связь их образования с переотложением терригенного материала, который сносился с суши, сложенной девонскими и более древними породами и располагавшейся к западу и северо-западу от Двинской губы, Онежского и Ладожского озер. Это подтверждается также минералогическим составом песков, состоящих в основном из устойчивых минералов — кварца, циркона,

турмалина, ставролита и др. В то же время неустойчивые минералы — полевые шпаты, слюды, роговая обманка, апатиты — распространены в значительно меньших количествах, чем в девонских отложениях.

Более поздние исследования, проведенные В. Ю. Горянским и др. (1958 г.), уточняют возраст песчано-глинистых отложений нижнего карбона, протягивающихся полосой от Северо-Онежского района до Тихвинского. В этих пределах толща терригенных пород мощностью от 4 до 40 м, залегающая непосредственно на девонских осадках, по спорам и другим растительным остаткам относится к тульскому горизонту. При этом в нижней части толщи наблюдается фациальное замещение пачек пестроцветных глин углистыми. Первые из них являются элювиально-делювиальными, а вторые — озерными образованиями. Об этом свидетельствует также их различное положение по отношению к предкарбовому девонскому рельефу: пестроцветные глины приурочены к повышенным частям рельефа, углистые — к пониженным.

Отсутствие отложений турнейского яруса и бобриковского горизонта лишь подтверждает принадлежность северо-западной части Русской платформы к таким формам рельефа, где между франским веком и тульским временем происходил эрозионный процесс.

Таким образом, в средневизейский век здесь существовала сложенная песчано-глинистыми девонскими породами суша, подвергавшаяся интенсивному размыву и являвшаяся, по-видимому, главным источником терригенного материала для остальной территории Русской платформы.

На значительной части Тимана, а также в Котласской, Яренской и Большепорожской скважинах отложения яснополянского надгоризонта либо не встречаются совсем, либо представлены верхнетульскими слоями небольшой мощности, что позволяет отнести эти районы также к приподнятым формам древнего рельефа. В конце турне — начале визе море ушло из северных районов Русской платформы на восток и северо-восток. Область Тимана в это время представляла собой сушу, понижавшуюся в основном с запада на восток.

Кроме восточного склона Балтийского щита и западной части Тимана, эрозионным процессам в начале визейского века подвергались и другие приподнятые участки Русской платформы. Одним из таких участков являлся Воронежский массив, в сводовой части которого отсутствуют нижнекаменноугольные породы. На юго-восточном склоне массива, в пределах Саратовской и Волгоградской областей из разреза нижнего карбона частично или полностью выпадают упинский, черепетский и кизеловский горизонты, отложения которых, скорее всего, смыты предвизейским размывом. Там же, где породы кизеловского горизонта сохранились, они представлены в одних случаях карбонатными, в дру-

гих — глинистыми разностями. Среди первых преобладают брекчиевидные и конгломератовидные окремнелые известняки и доломиты, а в глинистых осадках присутствует большое количество растительного детрита.

По данным глубокого бурения на юго-западном склоне Воронежского массива в районе Новоайдара и Верхней Тарасовки нижекаменноугольные отложения залегают непосредственно на кристаллическом фундаменте.

Таким образом, на значительной территории древней Воронежской антеклизы в рассматриваемое время не отлагались осадки, а происходил снос материала.

Областью приподнятой и размываемой суши являлся и Украинский кристаллический массив. Визейские и намюрские отложения залегают здесь часто непосредственно на докембрийских кристаллических породах. Ранневизейские отложения встречаются лишь там, где высокие склоны массивов переходят в более низкие борта Днепровско-Донецкой впадины.

О размыве кристаллических пород Украинского щита и сносе его продуктов в Припятскую котловину свидетельствует разрез яснополянского надгоризонта Белорусского Полесья, пески которого состоят из продуктов непосредственного разрушения кварцитов, распространенных в районе г. Овруча. Это указывает также и на то, что докембрийские породы северной части Украинского щита в начале визе, по-видимому, не были покрыты осадочным чехлом более молодых образований. Повышенные формы древнего рельефа были характерны если не для всей, то для большей части территории Украинского щита.

Территория Белорусско-Литовского массива, где отсутствуют отложения карбона, также в начале визе была возвышенной суши, осадочный покров которой размывался, а продукты размыва сносились в Припятскую, Подмосковную и Львовскую депрессии.

Терригенный материал поступал, в частности, в Припятский прогиб за счет разрушения как магматического, так и осадочного комплекса пород, на что указывает петрографическая характеристика песчано-глинистых отложений.

Несколько приподнятой над общим равнинным ландшафтом Русской платформы была область Токмовско-Горьковского свода. В нее мы включаем прилегающие к Токмовскому своду площади в пределах контура изопахиты 10-м терригенной толщи яснополянского надгоризонта. В северной части выделяемой зоны в районе г. Горького отложения рассматриваемого интервала вообще отсутствуют.

Территории с отсутствием или с незначительной мощностью терригенных пород являлись в основном повышенными платообразными формами древнего рельефа. Это были, по-видимому, слегка всхолмленные или расчлененные эрозией участки суши, которые служили областями водоразделов.

## Зоны, переходные от повышенных к пониженным формам древнего рельефа

Почти все пологие возвышения Русской платформы ранневизейского времени постепенно переходили к относительно пониженным элементам древнего рельефа через довольно обширные переходные зоны, где осадки терригенной толщи накапливались в минимальных размерах.

Так, в Порецкой опорной скважине, расположенной в пределах такой зоны между Токмовским сводом и Мелекесским прогибом, на размытой поверхности лихвинских известняков залегает 9-метровая толща терригенных пород яснополянского надгоризонта. В основании толщи распространена пачка глин темного, почти черного, цвета, пластичных, местами алевритистых мощностью 1,8 м. В результате минералогического анализа глины установлено, что легкая фракция на 92,5% состоит из кварца и на 5,7% из полевого шпата. Выше следует пачка светло-серых алевролитов, к кровле заканчивающихся прослоями глин. В породе наблюдается рассеянный пирит, а в верхнем прослое глин пиритизированные ходы илоседов. Терригенная толща перекрыта известняками тульского горизонта.

К северо-востоку от Порецкой скважины на водоразделе рек Аниш и Аря мощность терригенной толщи составляет 7—11 м. Последняя представлена переслаиванием глин и аргиллитов с песчаниками и алевролитами. Местами среди аргиллитов наблюдаются включения обуглившихся растительных остатков и прослой углистых разностей.

На юго-восточном склоне Воронежского массива к переходной зоне относится Усть-Бузулукская площадь, на которой терригенная толща яснополянского возраста в направлении к своду выклинивается, а в сторону его погружения постепенно увеличивается в мощности. Отложения яснополянского надгоризонта в Усть-Бузулукском районе залегают на размытой поверхности турнейских карбонатов. Начинается надгоризонт пачкой черных углистых глин мощностью 3—4 м. Выше они сменяются голубовато-серыми глинами мощностью 4—5 м с углистыми остатками и тонкими прослоями светло-серого известняка. Еще выше залегают глины серой и темно-серой окраски, часто содержащие пиритизированные растительные остатки и скопления перемятой макрофауны. Среди этих глин встречаются алевритовый материал, обусловивший их слоистость, а также включения пирита, марказита и обломки сидерита.

На электрокаротажных диаграммах породы надгоризонта характеризуются низкими сопротивлениями КС (5—10 ом·м) и положительными значениями на кривой ПС. На фоне низких сопротивлений выделяется несколько резко положительных пик (30—50 ом·м) с отрицательными максимумами ПС, соответствующими прослоям известняков и песчаников.

Усть-Бузулукский район относится к приподнятой части юго-восточного склона Воронежского массива. Отложения карбона здесь полого падают на юго-восток. Мощность яснополянского надгоризонта 0—37 м.

Характер пород яснополянского возраста, вскрытых бурением в Усть-Бузулукском районе, свидетельствует о том, что, несмотря на наличие озерно-болотных фаций (тонкие пропластки угля), данная территория представляла собой еще сравнительно повышенный участок рельефа, где болота и озера часто пересыхали и угленакопление было незначительным. Об этом также свидетельствуют встречаемые в углях переходных зон фюзен и фюзеноксилей, образование которых связывается с доступом кислорода во время преобразования растительных тканей в результате недостаточной или малой обводненности торфяников.

Обширная переходная зона от повышенных к пониженным формам рельефа протягивалась вдоль восточного и юго-восточного склонов Балтийского щита, окаймляя области развития более древних пород, которые, будучи еще более приподнятыми элементами древней суши, интенсивно размывались. Отложения таких зон характеризуются небольшими мощностями, непостоянством литологического состава и строения как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях. Образование их связано главным образом с временными потоками, возникавшими после ливневых дождей. Огромная ширина переходных зон, достигающая сотен километров, свидетельствует о том, что даже повышенные части рельефа Русской платформы рассматриваемого времени были исключительно пологими.

### Гумидная равнина

Большая часть суши Русской платформы начала визейского века была занята гумидной равниной низинного типа, дренировавшейся разветвленной речной сетью. Всюду ли эта равнина была одинаковой? Безусловно, нет. Отдельные ее участки имели свои отличительные особенности, вызванные тектоническим строением и предвизейским размывом. Так, в наиболее погруженной части Среднерусской впадины располагалась Подмосковная внутриконтинентальная котловина, а в Припятском прогибе или грабене котловина была еще более глубокой. На территории таких котловин разгружались реки, стекавшие с Балтийского и Украинского щитов, с Белорусско-Литовского и Воронежского массивов. Из болот и озер этих котловин, очевидно, брали начало новые более крупные равнинные реки, которые несли свои воды в омывавшие платформу моря.

Континентальные отложения гумидной равнины можно подразделить на два основных типа — аллювиальный и болотно-озерный. Последний развит наиболее широко. Озера, заполнявшие углубления на обнаженной поверхности турнейских известняков и

питавшиеся атмосферными, речными и подземными водами, с течением времени мелели и исчезали или зарастали, превращаясь в болота, а затем в торфяники. Под влиянием поверхностного притока реками обломочного материала процесс этот происходил довольно быстро. Так, по данным Н. Н. Славянова (1948 г.), в современную эпоху полное обмеление и зарастание Баденского озера закончится через 12,5, а Женевского через 45 тыс. лет. Этот же автор приводит пример, когда в Тироле за 100 лет исчезли или превратились в болота 118 озер.

В период обмеления и заболачивания озер в наиболее пониженных частях Русской платформы рассматриваемого времени происходило довольно интенсивное угленакопление и выравнивание рельефа. Болота образовывались, конечно, не только на месте бывших озер. Основными предпосылками заболачивания служили геоморфологические особенности местности, тектонический режим, почвенно-геологические условия, растительный покров и другие факторы. Непременным условием развития растительности, из которой впоследствии образуется уголь, является избыточная влажность. Иначе говоря, необходимо, чтобы количество выпадающих атмосферных осадков преобладало над количеством испаряющихся.

Встречаемые в яснополянском надгоризонте многочисленные остатки древесной и иной наземной растительности, а также споры и пыльца указывают на принадлежность растительного мира к формам влажного тропического климата. Наибольшим распространением пользовались плауновидные растения — лепидодендроны, сигилирии и др.

Процесс преобразования торфяников в гумусовые угли происходил в разнообразных геоморфологических условиях — в долинах рек и на равнине, внутри платформы и на морском побережье, на водоразделах и в дельтовых областях, но везде исходным материалом были остатки наземных болотных и водных растений. Генетический характер и петрографический состав углей являются показателями условий их образования, а следовательно, и той физико-географической обстановки, в которой они накапливались. Так, по С. Н. Наумовой (1940 г.), характерными признаками углей, образованных в лимнических (озерных) условиях, являются присутствие водорослей, равномерное распределение форменных элементов, отсутствие фюзенизированных стеблевых элементов. Угли же палюдозного (болотного) типа накопления отличаются отсутствием водорослей, обычным неравномерным распределением форменных элементов, составом представленным исключительно остатками высших растений.

Типичные для озер сапропелевые угли с остатками водорослей в отложениях яснополянского надгоризонта встречаются очень редко. Гумусовый характер большинства углей указывает на их преимущественно болотное происхождение.

Болотно-озерный тип осадков представлен главным образом глинистыми, алеволито-песчанистыми и углисто-глинистыми породами с пластами и пропластками углей различной зольности и мощности. Глинистые породы чаще всего представлены аргиллитами, обогащенными растительным детритом. Их состав обычно характеризуется преобладанием каолинита и незначительной примесью гидрослюда, что лишь подтверждает континентальные условия осадконакопления.

Песчаные отложения почти нацело сложены кварцем при ничтожном содержании полевых шпатов, слюд и минералов тяжелой фракции, что указывает на сильное химическое выветривание на водосборных площадях, питавших области низинной равнины. Эта гумидная равнина понижалась в сторону моря и местами переходила в заболоченную низменность.

Аллювиальные отложения речных долин также занимают значительные площади и играют важную роль в строении терригенной толщи. Представлены они песчано-глинистыми породами, среди которых преобладают песчаники и алеволиты. Наиболее характерны для них нарушенная или косая слоистость, неустойчивое по мощности и большей частью линзовидное залегание.

Минералогический состав песчаных пород весьма однороден и представлен в основном хорошо отсортированными и окатанными зернами кварца. Изменения наблюдаются в гранулометрическом составе, среди которого все же преобладают фракции от 0,25 до 0,1 мм. Из минералов тяжелой фракции наиболее типичны циркон, рутил, турмалин, эпидот, дистен, ставролит. Первый из них почти всегда преобладает. Достаточно указать, что в терригенных отложениях яснополянского надгоризонта Припятского прогиба содержание циркона в тяжелой фракции достигает 25% и более. Это свидетельствует о том, что в Припятский прогиб поступал материал со сравнительно недалеких областей питания.

Из сопоставления многочисленных разрезов терригенной толщи нижнего карбона Русской платформы следует, что в северо-западном направлении несколько возрастает средний размер зерен песчаных разностей и чаще встречаются неустойчивые минералы — полевые шпаты, апатит, роговая обманка, пироксены.

Количественное соотношение песчаных и глинистых разностей в отложениях речных долин весьма изменчиво. В одних случаях количество песчаников составляет 25—30%, в других оно достигает 70—75%. Среди этого типа осадков нередко пропластки, пласты и линзы угля. Четкому различию и выделению озерно-болотных и аллювиально-руслых отложений мешает их перемежаемость, невыдержанность и фациальная изменчивость на небольших расстояниях. Почти мономинеральный состав терригенных осадков указывает на длительный перенос и, по-видимому, неоднократное переотложение кластического материала, который химически выветривался на повышенных элементах древнего рельефа, а транспортировался и отлагался речными потоками

на низинной равнине. Значительная часть этого материала поступала в морские бассейны.

В целом отложения гумидной равнины обладают типичными признаками как озерно-болотных, так и аллювиальных условий осадконакопления. Примером может служить хорошо изученная Подмосковная котловина, которая к началу визейского века представляла собой низину, покрытую болотами и реликтовыми или вновь образованными озерами с солоноватой и пресной водой. В водоемы впадало множество мелких и крупных рек, стекавших с окружавших котловину возвышенностей. В то же время из отдельных озер, очевидно, вытекали реки типа современных: Свири, Невы, Волхова и др. Реки растекались по болотно-озерной низменности, меняя свои русла, размывая торфяники и переоткладывая огромное количество терригенного материала, и создавали аллювиальную равнину внутри платформы. На равнине были широко развиты торфяники, которые после захоронения под более молодыми осадками превращались в уголь. Генетические особенности весьма изменчивых угольных залежей Подмосковского бассейна — лучшая палеогеографическая характеристика времени их накопления.

По различным генетическим признакам угля С. Н. Наумова (1940 г.) выделяет здесь следующие фации: профундальной зоны, которой соответствуют богхеды; сублиторальной зоны, с которой связано образование кеннелей; литоральной зоны, обусловившей накопление кларено-дюреновых углей с включением водорослей. Эти три группы фаций отвечают разным зонам озерных водоемов.

Кроме озер, на более возвышенных участках рельефа существовали многочисленные болота с растительными ассоциациями, обусловившими образование чисто гумусовых углей. При этом среди болот выделяются такие фациальные обстановки, как топяная, в которой образовались полублестящие и полуматовые угли, состоящие из кларена и кларено-дюрена, полуобводненных болот, где возникли шелковисто-полуматовые угли атритового характера, проточных болот с матовыми дюреновыми углями, сухих торфяников, в которых накапливались фюзеновые разности углей.

Судя по петрографическому составу углей из ряда районов Урало-Поволжья, близкие фациальные условия существовали и на других участках ранневизейской равнины. Однако эти участки гораздо слабее освещены бурением, чем Подмосковский бассейн, в связи с чем значительно труднее установить фациальную обстановку формирования их угольных залежей.

Отложения бобриковского горизонта почти повсеместно обогащены пиритом. По мнению Н. С. Страхова (1959 г.), вследствие повышенного количества захороненной в терригенных осадках органики происходила перестройка аутигенно-минералогических форм железа в направлении усиленного развития пирита. Поэтому нижневизейские угленосные породы отличаются повышенной пиритизацией. А то, что высокая пиритизация наблюдается не только

среди морских, но и среди континентальных отложений, указывает на соленость водоемов, располагавшихся на низинной равнине, и на значительное содержание в них сульфатов.

Некоторыми отличительными особенностями обладали те районы равнины, которые располагались вдоль окраин платформы и непосредственно граничили с морем. Такие районы представляли собой прибрежно-морскую низменность, берег которой иногда превращался в морское мелководье, благоприятное для развития топяных болот и мангровых зарослей. Отличительной чертой отложений прибрежно-морских районов является наличие прослоев известняков и доломитов. Развитые здесь песчаники обычно разнотерристые, в различной степени отсортированные. По мнению Н. М. Страхова и др. (1959 г.), причины плохой сортировки заключаются в своеобразии морского побережья, которое представляло собой многочисленные острова, обрамлявшиеся мелководьем и заросшие древесными формами.

Такого рода побережья отличались застойной водой, и поступавший с берега обломочный материал сразу сгружался, почти не сортируясь.

Характер угленосности такого типа прибрежно-морских низменностей отличается от характера угленосности аллювиальных равнин и дельтовых зон. Хотя обогащенность пород растительным детритом очень большая и пропластки углистых аргиллитов и алевролитов встречаются довольно часто, однако угли распространены здесь сравнительно редко и мощность их незначительна.

Наиболее интересны со всех точек зрения те площади морского побережья, на которых откладывались аллювиально-дельтовые осадки. Эти площади занимали значительные территории широких приустьевых долин рек, впадавших в море, и представляли собой сушу, расчлененную рукавами и протоками на множество островов. Именно здесь, в зоне перехода от суши к морю, в зоне взаимодействия речных и морских вод, разрушительных и созидательных процессов, ярче всего проявлялась извечная борьба воды и «тверди», более интенсивно проходили сложные превращения материи в ее новые качества.

### Палеореки

Если в целом для гумидной равнины характерно медленное накопление отложений, на отдельных ее участках, обычно вытянутых длинными полосами, происходит быстрое накопление континентальных толщ, мощность которых закономерно увеличивается в сторону постепенного расширения этих полос. Это четко отражено на карте изопахит терригенной толщи яснополянского надгоризонта Русской платформы (рис. 48).

Полосы увеличенной мощности, как правило сложенные аллювиальными песчано-глинистыми породами и приуроченные к пониженным элементам структурного плана кристаллического фундамента, представляют собой образования древних речных долин

эрозионно-тектонического происхождения. Почти все они отличаются повышенным содержанием в разрезе песчаников и алевролитов и обычно повышенной угленосностью глинистых пород. В приустьевых частях долин широко развиты дельтовые осадки,

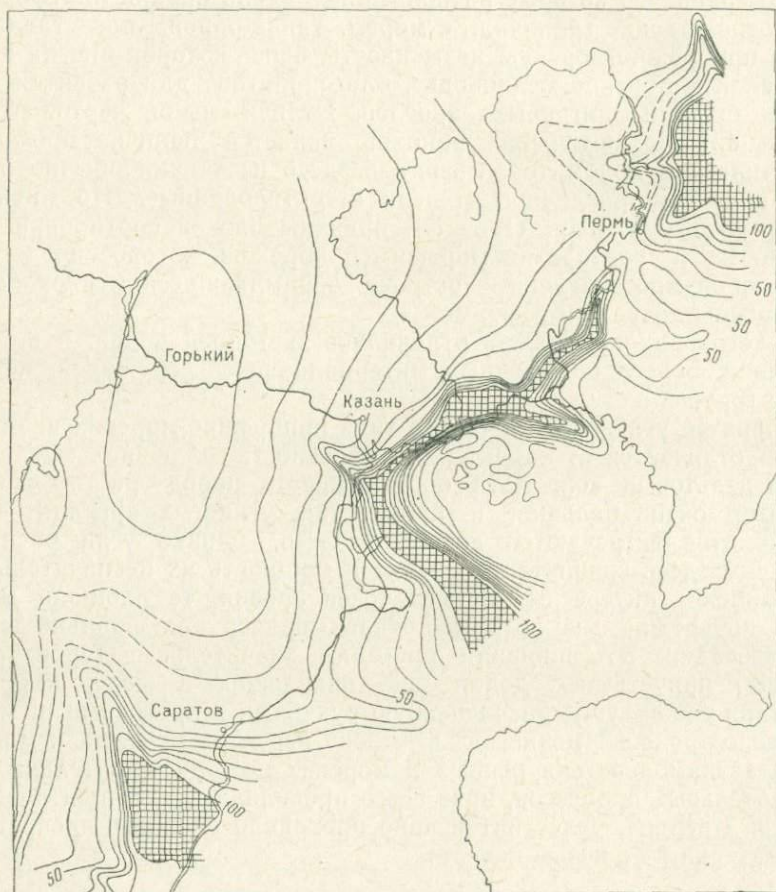


Рис. 48. Карта изопакит терригенной толщи янополянского надгоризонта юго-восточной части Русской платформы. Заштрихованы участки с мощностью толщи, превышающей 100 м.

с которыми связаны многочисленные месторождения угля и наиболее значительные залежи каменноугольной нефти. Реки приносили в континентальные водоемы и моря не только терригенный материал, но и органические вещества, а также растворы минеральных солей, необходимые для нормального развития растительного и животного мира. Реки создали обширные аллювиальные равнины на суше и накопили мощные образования дельт в области побережья и шельфа. От их деятельности во многом зави-

село формирование и распространение хорошо проницаемых пород для миграции и аккумуляции нефти и газа.

Основное направление широко развитой гидрографической сети больших и малых рек средневизейского времени контролировалось тектоническим строением платформы, а их гидрогеологический режим зависел главным образом от климатического фактора. Обильно выпадавшие дожди и ливни субтропического и даже тропического пояса, к которому относилась в то время Русская платформа, питали реки, меняли их уровни и скорости течения.

Количеством метеорных осадков обуславливались гидродинамическая сила рек и интенсивность денудационных процессов. Поэтому так велико было значение гидрографической сети в смыве, переносе и отложении осадков терригенной толщи. К настоящему времени с различной степенью достоверности, зависевшей от наличия фактических данных, в результате проведенных нами исследований выявлено несколько крупных долин и дельт палеорек, которым мы присваиваем условные названия по их современному географическому положению.

### Тимано-Печорская палеорека

Тимано-Печорская палеорека расположена в северо-восточной части Русской платформы и четко выделяется на карте изменения мощностей и на литолого-фациальной карте отложений яснополянского надгоризонта. В устьевой зоне долины этой палеореки (правобережье среднего течения современной Печоры) расположено Еджид-Кыртынское месторождение угля. Угленосная толща, относящаяся к визейскому ярусу, обладает почти теми же особенностями, которые присущи разрезу Кизеловского угольного бассейна, находящемуся в 550 км южнее. В разрезе угольсодержащей пачки, залегающей среди мощных линзовидных песчаников, распространены конкреции пирита, изредка встречаются сидеритовые образования. Наиболее характерной чертой песчано-глинистой толщи Еджид-Кыртынского района является не только частое переслаивание, но и быстрая смена литологических разностей пород по профилю.

Среди песчаных пород Тимано-Печорского района наибольшим развитием пользуется алевролитовая фракция (0,1—0,01 мм). В разрезах бассейна рек Малой Кожвы и Воя-Сопляса распространена преимущественно фракция более 0,1 мм; значительная доля приходится и на зерна размером более 0,25 мм. Песчано-алевролитовые породы состоят из окатанных и реже угловато-окатанных зерен кварца, причем наилучшая окатанность присуща более крупным фракциям. Среди алевролитов преобладают угловатые зерна. Легкая фракция песчаников содержит от 93 до 100% кварца, 1—2% полевого шпата, 1—2,5% мусковита, до 1% халцедона. Тяжелая фракция, обычно не превышающая 1—2%, состоит из пирита, сидерита, гидроокислов железа, лейкоксена, рутила, турмалина, циркона и других минералов.

Необходимо отметить, что разнозернистые и среднезернистые песчаники в западных районах левобережья Печоры встречаются обычно в форме линз. Мощность песчаных пород местами составляет около 50% всего разреза. Весьма распространены битуминозные и нефтеносные песчаники, переслаивающиеся с пачками глин и глинистых аргиллитов. В восточных районах правобережья Печоры развиты преимущественно аргиллиты, местами с остатками морской фауны. Эти данные подтверждают наличие в Печорской депрессии аллювиально-русловых отложений большой равнинной палеореки. А в карьере точильной фабрики в устье р. Вой и по р. Большой Сопляс обнажаются мощные образования в виде пропитанных окисленной нефтью песчаников. Минеральный состав их почти исключительно кварцевый (до 99% в легкой фракции). В тяжелой фракции, редко превышающей 2% от общего состава песчаника, преобладают аутигенные рудные минералы, в небольших количествах присутствуют циркон, рутил, гранат, турмалин и некоторые другие.

Гранулометрический состав песчаника не отличается постоянством ни по разрезу, ни по площади. Он меняется от крупнозернистых до алевритовых разностей в пределах одной пачки и даже линзы. Преобладающей является фракция 0,25—0,1 мм. Следует отметить, что в отличие от левобережья Печоры состав песчаников правобережья, т. е. площадей, расположенных восточнее, более мелкозернистый и с большей примесью алевритовой фракции 0,01 мм.

Местами встречаются прослойки линзы разнозернистых и среднезернистых песчаников. Все они, как правило, хорошо окатаны и отсортированы. Чем крупнее фракция, тем лучшую окатанность имеют зерна. Только среди алевритовых разностей наблюдается угловатая форма зерен. Коэффициент пористости песчаников колеблется от 3 до 13%.

В карьере «точильного камня» (рис. 49), где вскрытая часть разреза достигает 40—45 м, в песчаниках на различных уровнях часто наблюдается косая слоистость с углом наклона косых слоев 25—30°. Падение косых серий северо-восточное и восточное. Лишь у основания южной стенки карьера встречен песчаник (0,5 м) с правильной горизонтальной слоистостью, указывающей на спокойные условия седиментации. Очевидно, до того, как дельта продвинулась в сторону морского бассейна, здесь находилась бухта или лагуна, не подвергавшаяся влиянию течений и волн.

В разрезе той же стенки выше залегают иервнослоистые линзовидные разности песчаников с общим наклоном к востоку. Еще выше наблюдается крупноволнистый внутрiformационный размыв между алевритистыми и вышележащими более крупнозернистыми песчаниками. Западная часть северной стенки карьера сложена более однородным песчаником, который с продвижением к востоку становится несколько глинистым и тонкослоистым.

При осмотре карьера создается впечатление, что наиболее интенсивное течение относительно неширокого рукава происходило между северной и южной стенками. Хорошо заметно выклинивание отдельных линзовидных песчаных пачек. Естественно, что на расстоянии 150—200 м, которым ограничивается протяженность

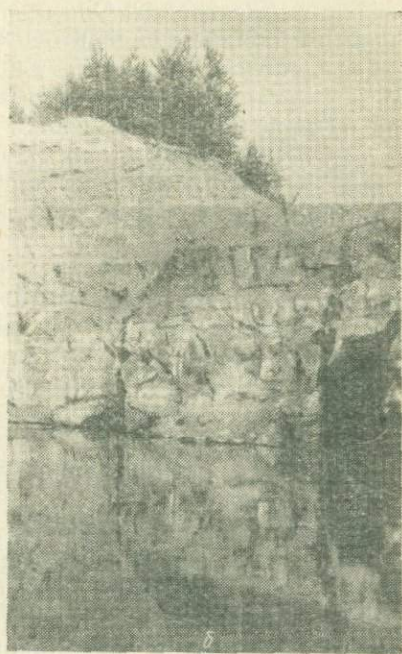
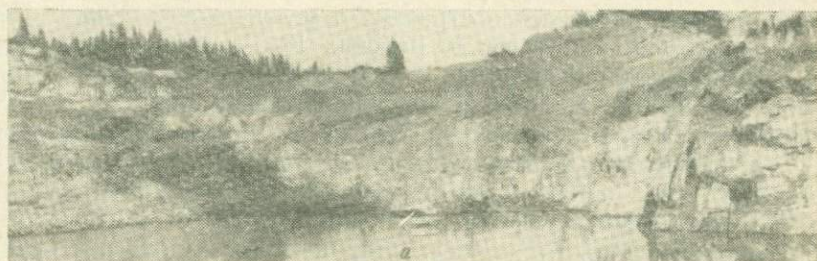


Рис. 49. Стенки карьера «точильного камня» — песчаников, пропитанных окисленной нефтью — в устье р. Вои (а) Тимано-Печорской области и фрагмент этого обнажения (б) (фото Н. И. Марковского).

карьера, трудно судить о всей дельтовой зоне, но и обнажающая часть разреза весьма наглядно характеризует существовавшие условия осадконакопления. Видимая мощность продуктивной толщи в карьере не превышает 50 м, а в обнажении по р. Сопляс — 125 м.

Главнейшим отличительным свойством распространенных в районе рек Вои и Большого Сопляса песчаников является

их пропитанность окисленной нефтью, содержание которой достигает 8—10% от общего веса породы.

На правобережье Печоры, в 50—60 км южнее р. Вои, расположен Еджид-Кыртынский угленосный бассейн, где продуктивная толща визе достигает 300 м мощности, а характер ее разреза во многом напоминает разрез, находящийся южнее Кизеловской палеodelьты. Геологическое строение и угленосность Еджид-Кыртынского бассейна описаны в работах К. Г. Войковского—Кригера, Г. Г. Богдановича и др. Залежи угля встречаются также в Кырта-Иольском, Троицко-Печорском и других районах.

Продуктивная толща в обнажениях и скважинах прослеживается в бассейнах рек Подчерем, Илыч и других, а также в 45 км севернее устья р. Щугор, где ее максимальная мощность составляет 370 м. К северо-востоку, в верховье р. Усы и в бассейне ее левых притоков Кожим и Косью терригенная толща преимущественно глинистого состава, без видимого перерыва, залегает на турнейских известняках. Она представлена в основном глинистыми сланцами с обилием сидеритовых включений. Местами сланцы углистые, слабо битуминозные или охристые, преимущественно темного, почти черного цвета, тонкослоистые или листоватые. Сидерит среди них распространен в виде конкреций или линз. Нередко он образует псевдоморфозы по фауне или водорослям. Среди сидеритовых стяжений встречены гониатиты визейского возраста. Мощность глинисто-сидеритовой толщи здесь колеблется в пределах 250—300 м.

Как известно, сидерит образуется в восстановительной среде, в обстановке недостатка кислорода и разложения органических веществ. Наличие его в описываемом разрезе свидетельствует о том, что в сравнительно глубоководной прибрежной зоне моря, неподалеку от мощных дельтовых выносов песчаных осадков, существовали благоприятные условия для накопления нефтепроизводящих пород. Сидеритовые отложения отмечаются и на правобережье Печоры, в обнажениях по рекам Большому Патону, Подчерему и Вуктылу.

Распространенная к западу от указанных районов терригенная толща носит явно континентальный характер. Она фациально изменчива, часто угленосна. В ее разрезе значительное место занимают песчаники аллювиального происхождения. Следует отметить, что разнозернистые и среднезернистые песчаники хорошо прослеживаются относительно узкой полосой, протягивающейся с юго-запада на северо-восток через районы Вуктыла, Вои, Югида, Кырта-Иоля, Малой Кожвы. Здесь же в западных районах бассейна Печоры развиты нефтеносные песчаники, местами переслаивающиеся с угленосными глинистыми пачками и углистыми аргиллитами. К востоку и северо-востоку этот продуктивный комплекс пород сменяется глинисто-сидеритовыми, а затем и карбонатными отложениями.

Большинство исследователей этого края считало, что снос кластического материала происходил с востока. Однако автор считает, что такое предположение ошибочно. Кроме увеличения мощности с запада на восток и последовательного изменения фаций, показателем направления сноса является также минералогический состав песчаников. Все они в основном мономинеральные, состоящие почти полностью из кварца. В тяжелой фракции преобладают аутигенные и весьма устойчивые минералы, остающиеся после неоднократного переотложения осадков. Такой материал мог сноситься только с суши, покрытой осадочными породами, каковой и была в то время большая часть Русской платформы и Тимана. Поверхность суши противоположного берега моря была сложена метаморфическим комплексом пород, поставившим кластический материал полимиктового состава, что и наблюдается в отложениях нижнего карбона восточного склона Урала.

Л. В. Добротворская в 1947 г., основываясь на увеличении среднего размера зерен песчаников в западном направлении, указывала на снос с запада, но одновременно она допускала привнос глинистого материала и с востока. Уже тогда Л. В. Добротворской было верно подмечено, что толща образовалась в прибрежно-морских и прибрежно-континентальных дельтовых условиях.

Частое переслаивание алевролитов и песчаников, их линзовидное залегание, неровная или косая слоистость, неустойчивая мощность, а также весьма изменчивое соотношение песчаных и глинистых пород в разрезе левобережных районов средней Печоры свидетельствуют о их накоплении в дельтовой зоне, которая к востоку и северо-востоку переходила в пологий шельф морского бассейна.

Максимальная мощность (до 300 м), терригенной, в основном песчано-глинистой, толщи приходится на район, вытянутый вдоль средней Печоры (от г. Печоры на севере до пос. Кырта на юге). Именно здесь аллювиально-дельтовые отложения Тимано-Печорской палеореки переходят в авандельтовые. Не исключена возможность наличия в этой зоне и песчаных образований барового типа.

В северо-восточной части Печорской синеклизы яснополянский надгоризонт выражен карбонатными морскими отложениями.

### Кизеловская палеорека

Речь будет идти не столько о самой реке, сколько о ее дельте, установленной по многочисленным обнажениям и горным выработкам в Кизеловском угольном бассейне благодаря трудам Д. В. Наливкина, И. И. Горского, Н. С. Гордецкой, П. В. Васильева, Г. Я. Житомирова, Г. А. Смирнова, Н. Г. Сажина, И. В. Пахомова и др.

Довольно хорошо изученная здесь продуктивная толща нижнего карбона в палеонтологическом отношении почти nemá,

а редкая фауна, встречающаяся в ней, определяет ее возраст не древнее чернышинского и не моложе яснополянского. Принадлежность к средневизейскому времени большей части терригенной толщи как по фауне, так и по спорово-пыльцевому комплексу достаточно обоснована. Остается нерешенным лишь вопрос о возрасте нижней части разреза, которая во многих местах находится на эрозионном срезе более древних пород.

Накопление угленосных отложений происходит не только при участии колебательных движений. Значительные различия в осадконакоплении даже на сравнительно небольшой площади в одно и то же время могут быть обусловлены сложностью рельефа, частой изменчивостью гидродинамического режима рек, зависевшего от чередования интенсивного выпадения дождей с засушливыми периодами, и другими причинами. Сложный комплекс терригенных образований Кизеловского бассейна распадается на пачки с преобладанием отдельных литофаций или типов пород, соответствующих определенным палеогеографическим обстановкам, и в этом основной ключ к познанию закономерностей их распространения. Так, распределение кластического материала в зоне современных дельт зависит от большей или меньшей проточности рукавов и протоков. Значение динамики среды образования осадков, не связанной с колебательными движениями, убедительно показано в трудах В. П. Батурина.

Строение угленосной толщи Кизела и подобных ему районов определяется главным образом древними формами рельефа. На пониженных участках располагались долины рек, где, особенно в дельтовой области, происходила наибольшая аккумуляция песчаного материала. На террасах и повышенных межрусловых участках образовывались болота, в которых происходило торфонакопление. В промежуточных зонах между речными и болотными фациями размещались переходные или смешанные фации стариц, озер, суходолов и др. Все это и обусловило ту фациальную пестроту разреза, которая наблюдается на многих угленосных площадях.

Общая фациальная обстановка аллювиально-дельтовых областей отличается многообразием местных фациальных изменений, усложняющих не только строение, но и изучение продуктивной толщи. Вот почему так трудно увязывать ее отдельные разрезы даже при сопоставлении на небольшом расстоянии.

Терригенная толща в Кизеловском бассейне сложена сравнительно небольшим количеством петрографических разновидностей пород, неоднократно повторяющихся в разрезе. Это в основном песчаники, алевролиты, аргиллиты и угли.

Песчаники, составляющие большую часть бобриковского горизонта, характеризуются типичным олигомиктовым составом. Они отличаются линзообразным залеганием, косой слоистостью, частыми переходами одних разновидностей в другие. Среди песчаников, развитых в бассейне, выделяются следующие разновидности.

**Грубозернистые песчаники** в легкой фракции состоят в основном из зерен кварца размером 0,25—1 мм, однако среди них встречаются и гравелитовые разности размером от 2 до 5 мм, а также кусочки обугленной древесины. Большинство зерен имеет округлую или овальную форму, зерна крупнее 1 мм часто расколоты или имеют трещинки и царапины. Тяжелая фракция весьма незначительна или отсутствует. Цемент базальный, ступковый или обрастания, по составу нередко сидеритовый с неравномерно распределенной в породе сидеритовой массой.

**Среднезернистые песчаники** выражены хорошо окатанными и отсортированными кварцевыми зернами размером 0,25—0,50 мм. С переходом к более мелкозернистым песчаникам степень окатанности уменьшается. Из минералов тяжелой фракции в небольших количествах присутствуют циркон и турмалин, процентное содержание которых несколько возрастает в мелкозернистых разностях. В единичных случаях наблюдаются чешуйки слюды, зерна апатита и анатаза. Цементирующим веществом являются вторичный кварц, реже сидерит или халцедон.

**Мелкозернистые песчаники** пользуются наибольшим распространением и состоят в основном из хорошо окатанных и отсортированных зерен кварца размером 0,25—0,1 мм. Форма зерен обычно удлиненная или неправильная, реже овальная.

**Тонкозернистые песчаники** с величиной зерен 0,05—0,1 мм чаще всего наблюдаются в углесодержащих пачках и слоях, подстилающих и покрывающих бобриковский горизонт. Наиболее характерны их кварцитовидные разности, реже встречаются песчаники с глинисто-железистым и сидеритовым цементом. Местами в углесодержащих свитах отмечаются пиритизированные песчаники, еще реже разности с известковистым цементом.

**Алевролиты**, к которым относятся фракции 0,01—0,05 мм, кроме кварца содержат примесь слюды и аксессуарных минералов — циркона, турмалина, а также единичные зерна апатита и граната. Зерна кварца отличаются угловатой неправильной формой, что свидетельствует о переносе их во взвешенном состоянии. Цемент преимущественно кварцево-глинистый, реже кварцево-железистый или глинистый. Алевролиты широко развиты в угленосных отложениях в виде отдельных слоев или тонких прослоев, чередующихся с тонкозернистыми песчаниками, причем переход от одних разностей к другим едва уловим.

**Аргиллиты** имеют явно подчиненное значение среди остальных терригенных пород угленосной толщи Кизеловского бассейна. В них обычно присутствуют алевритовый материал (15—25%), обугленный растительный детрит, иногда чешуйки мусковита. Из аксессуарных минералов можно отметить циркон и турмалин.

**Угли**, разрабатываемые в бассейне, по вещественному составу классифицируются как гумусовые и местами сапропелево-гумусовые каменные угли. Всего выявлено до двадцати пластов и пропластков угля, из которых рабочую мощность имеют только

три-четыре пласта. По внешним признакам угли различаются от матовых до блестящих. В целом они бедны витренизированным веществом и отличаются повышенным содержанием спор, которое в матовых углях достигает 60% при среднем содержании 25%. Угли среднеметаморфизованные, от длиннопламенных до жирных. В них содержится влаги 2,3—5,8%, золы 19—31%, серы 3—6,4%, летучих веществ 37—48%.

Изучение разреза угленосных отложений приводит к выводу о частой смене всех типов пород в вертикальном и горизонтальном направлениях, что затрудняет установление закономерности в распределении тех или иных образований дельты. Тем не менее удалось проследить, что количество пластов угля, вернее линзообразных угольных тел, в разрезе хотя и не определяется мощностью угленосного горизонта, но зависит от фациальной обстановки осадконакопления. Как правило, повышенная уленасыщенность приурочена к глинистым породам, а пониженная или полное отсутствие углей — к песчаникам. Подсчитано, что бобриковский горизонт состоит в среднем на 65% из песчаников, на 26% из алевролитов, на 7,6% из аргиллитов и на 1,4% из углей. Крайние значения процентного содержания этих пород в разрезе следующие: песчаники от 39 до 90%, алевролиты — от 4 до 54%, аргиллиты — от 0,3 до 49%.

Итак, основной породой, слагающей продуктивную толщу бассейна, является песчаник, гранулометрический состав которого следующий: фракция 1,0—0,5 мм — 0,02%; 0,5—0,25 мм — 6,25%; 0,25—0,1 мм — 80,75%; 0,1—0,01 мм — 12,35%; менее 0,01 мм — 0,63%. Сравнивая эти показатели с механическим составом древних и современных дельтовых и речных песков, нетрудно заметить, что кизеловские песчаники ничем не отличаются от типичных песчаников руслово-дельтового происхождения. Максимальное распространение песчаников (до 80—90%) наблюдается в южной и юго-восточной частях Кизеловского бассейна. Некоторое увеличение их роли отмечается также в центральных районах. Площади с содержанием песчаников до 45—49% встречаются реже и главным образом в северо-западной части бассейна. Установить определенную закономерность в распределении песчаников довольно трудно из-за их невыдержанности. Среди песчаных отложений угленосной толщи особое положение занимают так называемые кровельные песчаники, залегающие над основной углесодержащей свитой и развитые почти повсеместно. Средняя мощность их в бассейне составляет 30 м, при крайних значениях от 4 до 80 м, причем на участках увеличенной или максимальной мощности кровельных песчаников уменьшается степень уленасыщенности разреза или полностью отсутствуют залежи угля. В местах же уменьшенной мощности песчаников, наоборот, наблюдается повышенное содержание пластов и пропластков угля. Например, такие участки, как северная часть Коспашско-Полуденной синклинали, северная часть Шумихинской синеклизы, Усьвинское месторожде-

ние, где «кровельные песчаники» достигают мощности от 70 до 145 м, являются либо слабо угленасыщенными, либо безугольными. Разумеется, что площади с преобладанием песчаных отложений и с резким снижением угленосности принадлежали к главному руслу или к рукавам древней дельты, а площади с уменьшенной мощностью песчаников и повышенной угленосностью — к заболоченным островам дельтовой зоны. На одних накапливался песчаный материал в динамической среде водных потоков, на других в относительно спокойных условиях формировались торфяники.

Генетическая принадлежность песчаных интервалов угленосной толщи Кизеловского бассейна к дельтовым образованиям подтверждается сопоставлением их с современными дельтовыми отложениями Волги (рис. 50).

Необходимо отметить, что восточное продолжение угленосных отложений Кизела ограничивается эрозионным срезом, а в западном направлении они погружаются на значительную глубину и почти не разведаны. Хорошо разведан лишь сравнительно узкий (10—15 км) участок, вытянутый в меридиональном направлении примерно на 200 км. Это, конечно, далеко не вся первоначальная площадь ранневизейского угленакопления в зоне древней дельты и на прилегающей к ней низине.

Генетические особенности основных рабочих пластов угля Кизеловского бассейна подтверждают сложную фациальную обстановку дельтовой зоны, в которой происходило угленакопление. Основываясь на распределении отдельных типов пород, в том числе и угля, как на площади, так и в разрезе, можно выделить три основные одновременно существовавшие, но различные по условиям осадконакопления зоны.

1. Зона относительно устойчивых островов, на которых развивались болота, превращавшиеся затем в торфяники. Эта зона довольно больших дельтовых островов, вытянутых в широтном направлении, располагалась главным образом в северной части Кизеловской аллювиально-дельтовой низины, где наблюдается максимальная угленасыщенность продуктивной толщи.

2. Неустойчивая зона, или зона проточных вод (главное русло реки, ее наиболее крупные рукава и протоки), чаще всего возникала и длительное время сохранялась в южных районах дельты.

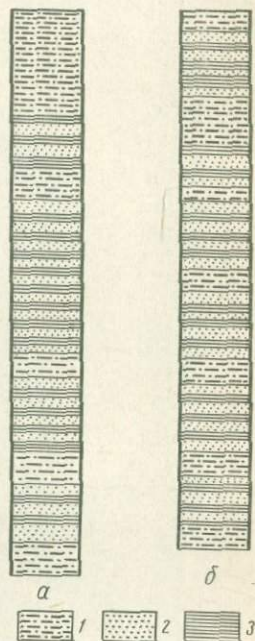


Рис. 50. Сравнение разрезов дельты Волги (а — изображение протока р. Болды) и нижней части 2-го горизонта шахты им. Калинина, Кизеловский угленосный бассейн (б).

1 — песчано-глинистые породы; 2 — пески и песчаники; 3 — глины и аргиллиты.

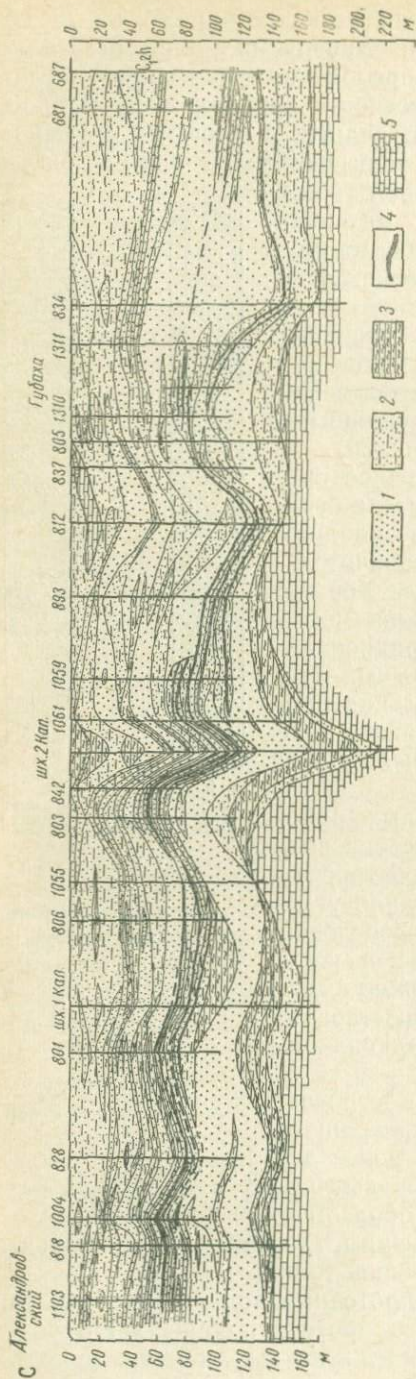


Рис. 51. Продольный разрез угленосной толщи Кизеловского бассейна.

1 — песчанки; 2 — алевролиты; 3 — аргиллиты; 4 — уголь; 5 — известняки.

Именно здесь, где подвижная среда совершенно исключала возможность угленакпления, происходила аккумуляция почти исключительно песчаного материала.

3. Смешанная зона, характеризовавшаяся частой сменой различных фациальных обстановок, наблюдается почти повсеместно и весьма изменчива как по времени, так и на площади. В таких зонах аллювиальные острова и берега реки часто заливались или прорезались временными протоками и блуждающими руслами, заболачивались или, наоборот, осушались, затем снова подвергались тому или иному изменению. Несмотря на то, что количество угольных прослоев в отложениях этой зоны может быть значительным, однако они обычно маломощны, многозольны, весьма часто выклиниваются или генетически замещаются углисто-глинистыми породами.

Выделяемые основные физико-географические зоны в пределах общей дельтовой области не отличались постоянством, хотя иногда среди них наблюдается некоторая унаследованность в последовательном сохранении или повторении одинаковых условий осадконакопления в течение длительного срока. В целом же их расположение, выдержанность и повторяемость зависели от меняв-

шейся разрушающей и созидательной деятельности речных и морских вод. В одном месте острова и прибрежные отмели образывались, в другом размывались, а затем намывались вновь и т. д. Все это создало своеобразную картину перемежаемости различных литологических разностей в разрезе терригенной толщи. На продольном разрезе, пересекающем с севера на юг Кизеловский район (рис. 51), хорошо видна эта перемежаемость. При построении разрезов кровлю толщи, отвечающую подошве тульских известняков, мы приняли за условный нулевой горизонт, что позволило исключить влияние современного структурного плана и в известной мере отобразить рельеф, существовавший перед отложением угленосных осадков.

Серии косослойчатых песчаников (рис. 52), достигающие иногда мощности в несколько метров, наблюдаются в разных пунктах Кизеловского бассейна, причем они распространены главным образом в пачках песчаников, занимающих среднее положение в разрезе. Косая, преимущественно диагональная, слоистость выражается в чередовании разнозернистых песчаников в пределах параллельных слоев, первичные углы наклона которых составляют 20—30°, достигая иногда 40°. Косослойные серии обычно подстилаются и перекрываются с резким угловым несогласием песчаниками более правильного наложения. Такой тип косой слоистости, характерный для дельтовых отложений, в Кизеловском бассейне является наиболее распространенным. Реже встречается другой тип слоистости, когда правильное напластование у подошвы пачки в направлении к кровле постепенно переходит в косое, причем мощность отложений увеличивается. Контакт с вышележащими слоями у таких пачек обычно выражается угловым несогласием.

Весьма важным показателем являются замеры пространственной ориентировки наклона косых слоев у песчаников угленосной толщи. Эти замеры, произведенные в разных пунктах по горным выработкам и естественным обнажениям, показывают исключительное постоянство направления первичного падения слоев. По данным всех исследователей, замерявших падение косых слоев, видно, что первичные наклоны последних в подавляющем большинстве направлены к востоку—северо-востоку и востоку—юго-востоку. Лишь менее чем в 30% случаев наклоны ориентированы к северу—северо-востоку и в единичных пунктах к северо-западу. Многочисленные замеры косой слойчатости в шахтах Кизеловского района также свидетельствуют о первичном наклоне слоев либо на северо-восток, либо в направлении, близком к восточному. Нигде не встречено косых слоев с первичным наклоном на запад.

Г. А. Смирнов и И. С. Свирщевский (1955 г.) отмечают следующую закономерность в расположении и характере косой слойчатости. В центре Кизеловского бассейна в окрестностях Губахи косые серии отличаются наибольшей мощностью и довольно

крутыми первичными углами наклона, ориентированными на восток и северо-восток. В 20 км южнее, в долине р. Усьвы, где косослойчатые песчаники не так мощны и углы наклонов их слоев значительно положе, не обнаруживается той постоянной ориентировки

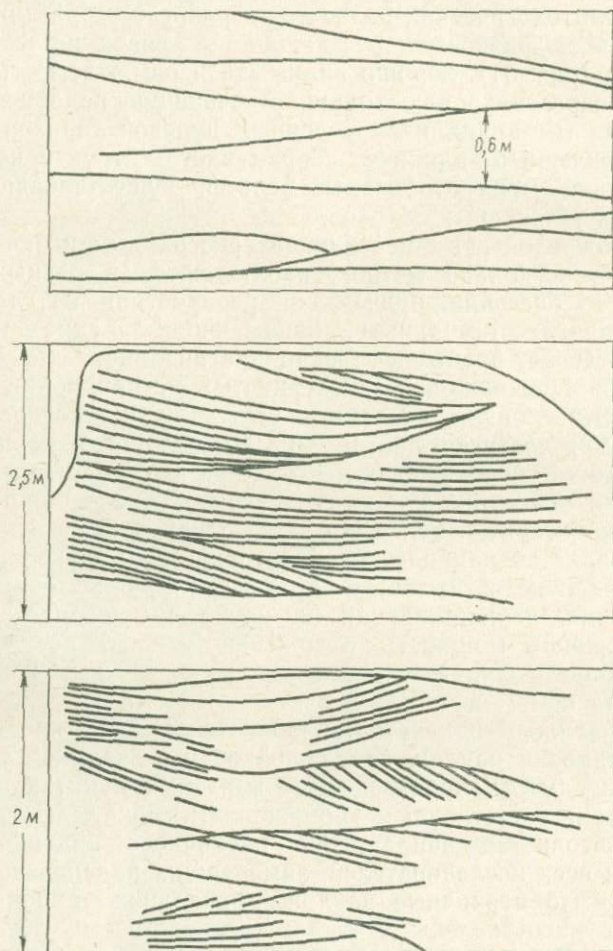


Рис. 52. Характер косослойчатости песчаников угленосной толщи Кизеловского бассейна.

и выдержанности по простиранию, которые наблюдались в центральной части бассейна. Еще дальше, в 45—50 км к югу, в бассейне р. Чусовой, косая слойчатость в песчаниках уже не отмечается.

Таким образом, косая слойчатость, наиболее четко проявляющаяся в центральной части бассейна и имеющая определенную азимутальную ориентировку, указывает на направление течения

реки, образовавшей Кизеловскую дельту, с запада на восток, т. е. с Русской платформы. Устье этой палеореки находилось примерно на линии Коспаш—Гремячинск, а русло располагалось к западу от этой линии в широтном прогибе между Верхнекамским сводом на севере и Башкирским на юге.

Не исключена возможность существования древнего русла и в северной части бассейна, на что указывает конфигурация изопакит в Вишерском районе. Эти предположения требуют проверки, однако существование нескольких устьев рек на небольшом расстоянии друг от друга не противоречит общей закономерности их распределения на морском побережье, где они то отсутствуют, то встречаются почти непрерывно.

Основываясь на закономерном уменьшении мощности терригенной толщи в западном направлении при постепенном уменьшении роли песчаников, а также на исчезновении прослоев углей и глин в крайних восточных районах Колво-Вишерского края, Н. Г. Чочиа считает, что на территории последних существовали континентальные условия, а западнее были развиты мелководноморские фации. Ошибочность подобной точки зрения очевидна.

Таковыми же доводами руководствовались сторонники мнения о том, что Кизеловская палеорека текла с востока, а не с запада. Увеличение мощности и песчанности терригенных отложений нижнего карбона с запада на восток вызвано не приближением к источнику сноса, как считают Н. Г. Чочиа и другие, а тем, что в этом направлении текли реки и происходил снос терригенного материала, максимальное накопление которого осуществлялось в их устьях.

### Палео-Кама

Это одна из крупнейших рек средневизейского века, отложения которой хорошо сохранились в системе Камско-Кинельских прогибов, в Бирской депрессии и отчасти на южном куполе Татарского свода. Устьевая часть палеореки располагается несколько юго-восточнее Самарской Луки, где ширина ее долины достигает почти 150 км. Характер распространения мощных аллювиальных образований этой реки отражен на карте мощностей.

В геологической литературе высказано довольно много соображений о возрасте и условиях формирования мощной терригенной толщи нижнего карбона, встречающейся в виде вытянутой полосы в Куйбышевском Заволжье, Татарии и в прилегающих к ним районах Башкирии и Южной Удмуртии. Стратиграфическое подразделение ее рассмотрено выше. Большинство исследователей выделяют нижнюю глинисто-аргиллитовую часть толщи в самостоятельный малиновский надгоризонт, представляющий собой регрессивный комплекс морских отложений, переходящий вверх по разрезу в континентальные осадки.

Верхняя часть толщи, относящаяся к бобриковскому и частично к тульскому горизонтам, сложена песчаниками, песками и алевро-

литами с подчиненными прослоями углистых глин и аргиллитов, а также углей. Песчано-алевритовые разности отличаются мономинеральным (кварцевым) составом, непостоянством мощности, наличием косой и неправильной слоистости, обогащенностью растительным детритом, корневыми системами и следами роющих организмов.

Мы еще в 1955 г. высказали мнение о эрозионно-тектоническом характере формирования угленосной толщи, прорезающей седловину между северным и южным куполами Татарского свода и заполняющей Мелекесский прогиб.

Существуют и другие точки зрения. Так, Р. О. Хачатрян (1957 г.), В. Н. Троепольский и др. (1957 г.), В. А. Лобов (1960 г.) объясняют происхождение указанного прогиба инверсионно-тектоническими процессами. А. И. Клещев и др. (1957 г.), В. И. Аверьянов (1960 г.) выдвинули предположение о фациальном замещении терригенной толщей одновозрастной карбонатной формации девоно-турнейского стратиграфического интервала. М. Ф. Филиппова (1957 г.) и М. М. Грачевский (1959 г.) считают впадину погребенной внутриформационной аккумуляционно-топографической структурой, унаследованной от верхнедевонского некомпенсированного прогиба.

Малиновскую толщу, имеющую сравнительно ограниченное распространение и скорее местное значение, мы относим к отложениям реликтового водоема, оставшегося еще от турнейского века и существовавшего в пределах прогиба в виде залива до тех пор, пока развившаяся дельта палео-Камы не оттеснила его к юго-востоку. На это, в частности, указывает наличие в малиновской толще смешанной турне-визейской фауны, а также следов временных ингрессий моря в сторону речной палеодолины.

Какие же признаки яснополянской терригенной толщи свидетельствуют о ее речном происхождении?

Во-первых, форма самого тела толщи, вытянутого довольно узкой полосой на значительное расстояние, причем, как правило, вместе с возрастанием мощности за счет песчаных отложений наблюдается увеличение ширины долины. Известно, что деятельность рек направлена и на выравнивание рельефа. Относительное выравнивание палеорельефа в пределах рассматриваемой полосы намечается уже в первой половине тульского времени. А начавшаяся верхнетульская трансгрессия если не окончательно, то во всяком случае еще больше сnivelировала изучаемую площадь. Принимая залегающие в кровле терригенной толщи морские известняки тульского горизонта за нулевой условный уровень и откладывая от него мощность терригенных образований, определяют формы древнего рельефа, которые заполнялись преимущественно речными отложениями. Линозвидный характер залегания песчаников и выклинивание их к бортам палеодолины свидетельствуют об их речном происхождении.

Во-вторых, состав пород угленосной части разреза, представленных песчаниками, песками и алевролитами, переслаивающимися с редкими и маломощными слоями глин, аргиллитов и углистых сланцев или углей, также указывает на их явно аллювиальный характер. Все породы обычно обогащены растительным детритом, нередко остатки корневых систем растений, следы роющих организмов. В керне иногда отмечается косослойчатость песчаников с наклоном слоев до 22—25°. Углистые аргиллиты часто пиритизированы.

Весьма характерной чертой терригенных пород является мономинеральный состав кластического материала, представленного в основном кварцем. Из минералов тяжелой фракции встречаются циркон (10—15%), рутил (4—6%), турмалин (1,5—3%), эпидот (1—2%). Такой состав, а также хорошая окатанность и отсортированность кластического материала свидетельствуют об удаленных источниках сноса, длительной транспортировке речной сетью и, очевидно, неоднократном переотложении.

Вверх по долине палео-Камы в районе Малиновской площади мощная терригенная толща в большей, верхней части носит явно аллювиальный характер. Песчано-глинистый комплекс пород здесь содержит угли, углистый аргиллит и тонкие прослои сидерита. Химический состав последнего следующий (в %): FeO — 39,72; Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> — 3,88; CaO — 7,35; MgO — 3,75; н. о. — 9,88, п. п. п. — 27,76.

Местами в алевролитах наблюдается срезанная косая слоистость. В нижней части разреза песчаники отсутствуют, и терригенная толща состоит из глин. Последние обычно темно-серые, микрослоистые, плотные, местами алевритистые, с прослоями тонкозернистых темно-серых доломитов и с конкрециеобразными стяжениями сидерита.

Химический состав сидеритовых и сидерито-доломитовых образований указывает на связь их с полуопресненными, застойными водоемами, которыми могли быть лиманы, старицы и припойменные озера. Об этом свидетельствует также и широко распространенная пиритизация глинистых пород.

Аналогичный характер присущ и разрезам других скважин (Малиновской и соседних с ней Горькоовражной, Радаевской и Раковской площадей). Последние две площади расположены на противоположных бортах древней долины, ширина которой составляет здесь около 30 км. Преобладание песчаников в угленосной части разреза и их особенности свидетельствуют о пойменных и русловых условиях накопления. Так, мощность линзообразных залежей песчаников колеблется от 1,5 до 35 м. Независимо от мощности линз и их положения среди других пород, а также от крупности зерен минералогический состав песчаников остается постоянным: почти исключительно кварцевым с немногочисленными устойчивыми минералами тяжелой фракции. Количество и размеры линз песчаника по всем площадям, расположенным в пределах

палеодолины, весьма изменчивы. Также не отличается постоянством и гранулометрический состав их. Такое изменение обусловлено, по-видимому, как различной скоростью течения, так и переменной места русла реки.

Еще выше по палеодолине отложения яснополянского надгоризонта вскрываются опорной Мелекесской скважиной на глубине 1478—1595 м. Здесь выделяются бобриковский и тульский горизонты мощностью соответственно 91,5 и 25,5 м. Сложен надгоризонт преимущественно песчано-алевритовыми породами с подчиненными прослоями углистых глин и аргиллитов, углесто-глинистых сланцев и углей.

Мелекесской скважиной пересечено пять пластов (скорее всего линзообразных залежей) угля мощностью от 0,40 до 1,25 м и несколько тонких углистых прослоев. Следует отметить, что угли довольно широко распространены по всей полосе повышенной мощности яснополянского надгоризонта. Они встречаются в районах бурения на площадях Покровской, Малиновской, Радаевской, Раковской, Горькоовражской, Елабужской, Сарайлинской, в целом ряде пунктов Башкирии. Характерно, что в отличие от низинной равнины, где уголь обычно встречается в виде одной мощной пластовой залежи, в разрезе рассматриваемой полосы всегда насчитывается несколько угольных пластов, но значительно меньшей мощности. Это еще раз доказывает принадлежность полосы к речной долине.

Не только уголь, но и минералогический состав глин подтверждают континентальную обстановку накопления осадков бобриковского горизонта в выделяемой нами речной палеодолине. Так, несколько образцов глин этого горизонта из Малиновской скв. 20 и Радаевской скв. 1, исследованных во ВНИГНИ рентгено-структурным, оптическим и другими методами, оказались представленными каолинитами с примесью каолинизированных гидрослюд. Именно такие глины, как известно, характерны для континентальных (речных, озерных и подобных им) фаций.

Откуда же текла палео-Кама и где предположительно располагалась ее верховье?

Конфигурация изопахит и полосовое распространение мощных аллювиальных отложений указывают на то, что верховье реки как бы делится на два истока или образуется за счет слияния двух рек. Один, по-видимому, основной исток начинался где-то на территории локальной депрессии, расположенной в районе г. Осы, и течение его было направлено на юго-запад вдоль современной Камы. У впадения в Каму р. Белой первый исток соединялся со вторым, который вытекал из Бирской седловины. Далее палео-Кама текла почти на запад и чуть южнее современного камского устья поворачивала к юго-востоку, принимая по пути новые притоки. Один из таких притоков, стекавших с Токмовского поднятия, отчетливо выявляется на правом берегу палеореки между Казанью и Ульяновском.

В том, что палео-Кама начиналась в пониженных заболоченных местах, расположенных вблизи от морского побережья, и вначале текла не к морю, а удалялась от него, нет ничего удивительного. Из современных рек подобный характер имеет р. Нигер, которая также начинается вблизи морского побережья, затем описывает дугу, вогнутую в сторону суши, и впадает в Гвинейский залив, образуя обширную дельту. Такое направление течения рек, очевидно, связано с тектоническим строением их бассейнов. Не случайно палео-Кама огибает южный купол Татарского свода, а в Бирской седловине она как бы зажата между Татарским и Башкирским сводами.

Особенности разреза терригенной толщи нижнего карбона Башкирии и, в частности, Бирской седловины описаны в работах А. Я. Виссарионовой (1959 г.) и других авторов. Они заключаются в том, что в Башкирии не выделяются отложения малиновского надгоризонта, а для разрезов бобриковского горизонта устанавливается несколько типов. Нас в данном случае интересует тип, связанный с верховьем речной долины, или так называемый калтасинский тип (по А. Я. Виссарионовой). К этому типу относится средняя часть разреза терригенных пород, развитых на площадях Северной Башкирии. За нижнюю границу бобриковского горизонта принимается прослой известняка, прослеживаемый в кровле терригенной пачки, относимой к турнейскому ярусу. Кровля горизонта проводится по подошве самого нижнего прослоя известняка с тульской фауной.

Характерными чертами угленосных отложений районов Арлана, Калтасов, Югомашева, Чегмагуша являются: чередование аргиллитов, алевролитов, песчаников, углисто-глинистых сланцев и углей; полное отсутствие прослоев карбонатных пород; приуроченность песчаников к нижней и верхней частям горизонта; преобладание углисто-глинистых пород в нижней половине разреза. Средняя мощность бобриковского горизонта в Бирской депрессии 25—30 м, но в северном направлении она увеличивается и на Арланской площади (скв. 39) достигает 57 м. К югу, западу и востоку одновременно с сокращением мощности и количества песчаников состав пород становится преимущественно глинистым.

Угли в виде линз и линзовидных прослоев мощностью от нескольких сантиметров до 20—24 м чаще всего встречаются в западной и северной частях Бирской седловины. Преобладают матовые (дюреновые) и полуматовые (спорово-дюреновые) разновидности углей, наблюдаются также полублестящие (кларено-дюреновые) и блестящие (клареновые) угли. Почти все они обогащены споринитом, что указывает на проточность торфяников. Гумусовые угли Башкирии очень близки по своим свойствам к разновозрастным углям других районов Урало-Поволжья.

Распространение залежей угля в северо-западной части Башкирии носит зональный характер, причем зоны угленакопления вытянуты сравнительно узкими полосами с юга на север. К этим же

зонам приурочено большинство линзообразных, содержащих промышленную нефть, залежей песчаников. Последние сложены мелкозернистыми, редко среднезернистыми, хорошо отсортированными зернами кварца, сцементированными глинистым, углесто-глинистым или глинисто-карбонатным цементом. Поперечный профиль Арланской зоны (рис. 53) наглядно демонстрирует характер угленосного разреза. Это типичный разрез аллювиальной речной долины, отличающейся от приустьевой части одним русловым врезом и значительно меньшими мощностями отложений.

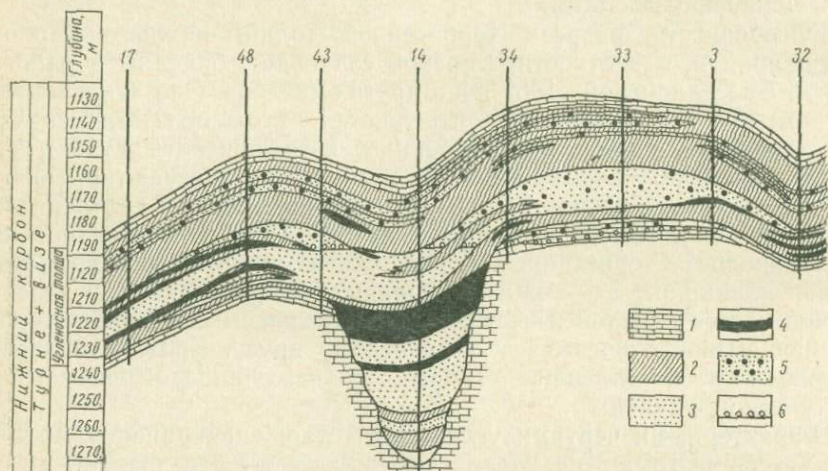


Рис. 53. Характер продуктивной части разреза Арланского месторождения нефти.

1 — известняки; 2 — аргиллиты; 3 — песчаники; 4 — уголь; 5 — нефтеносные песчаники; 6 — водонефтяной контакт.

Заметим, что в Башкирской части Предуральяского прогиба терригенная толща имеет мощность не более 3—4 м и обладает повышенной известковистостью, а на западном склоне Урала представлена известняками.

В южной, замыкающей части Бирской седловины угленосные отложения постепенно сокращаются в мощности и почти выклиниваются.

Верхние палеореки, протягивающиеся из южных районов Пермской области, меньше освещены бурением, но и по имеющимся данным угленосная толща здесь характеризуется чередованием светлых песчаников и песков, алевролитов, аргиллитов и глин, в изобилии обогащенных обугленным растительным детритом с включениями корневых систем, а также линз угля. Максимальная мощность угленосных отложений здесь составляет 55 м.

Таким образом, почти от истоков до дельты в ряде пунктов прослеживается и подтверждается аллювиально-русловый характер

образований палео-Камы. В направлении ее течения происходило углубление и расширение речной долины. В этом же направлении осуществлялся и снос терригенного материала, главным образом за счет размыва ранее отложившихся осадочных образований.

### Шкаповская палеорека

В юго-западной части Башкирии, к югу от Бирской депрессии, за сравнительно нешироким водоразделом намечается еще одна

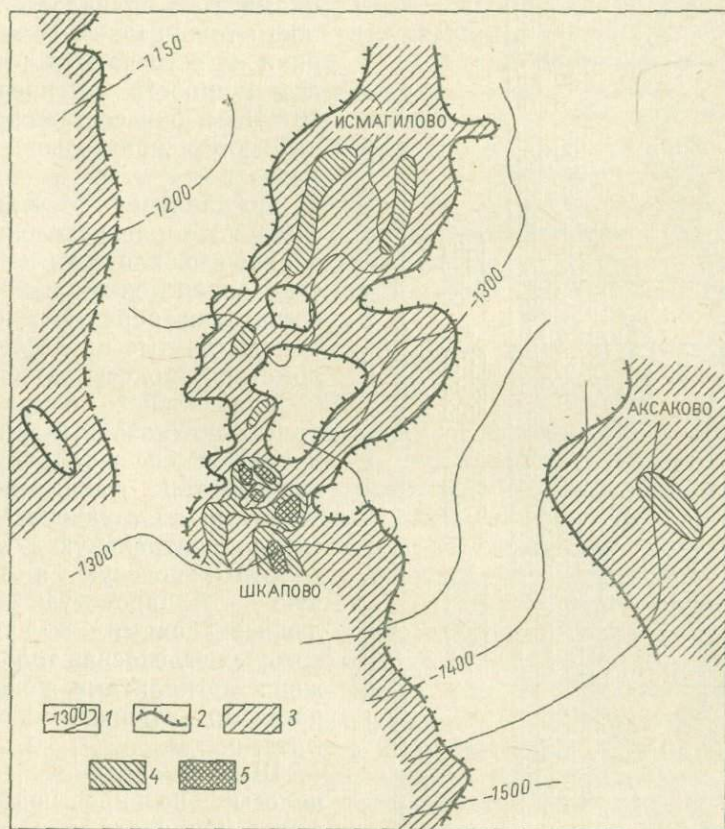


Рис. 54. Схема распространения песчаников угленосной толщи юго-западной Башкирии (Э. М. Халимов, 1960).

1 — изогонисы по кровле угленосной толщи; 2 — линия выклинивания песчаников; мощность песчаников: 3 — от нуля до 10 м, 4 — от 10 до 20 м, 5 — более 20 м.

относительно небольшая река яснополянского времени. Основанием для этого послужил характер распространения песчаников в терригенной угленосной толще, мощность которой колеблется от 8 до 30 м. Песчаники обычно располагаются в средней части разреза

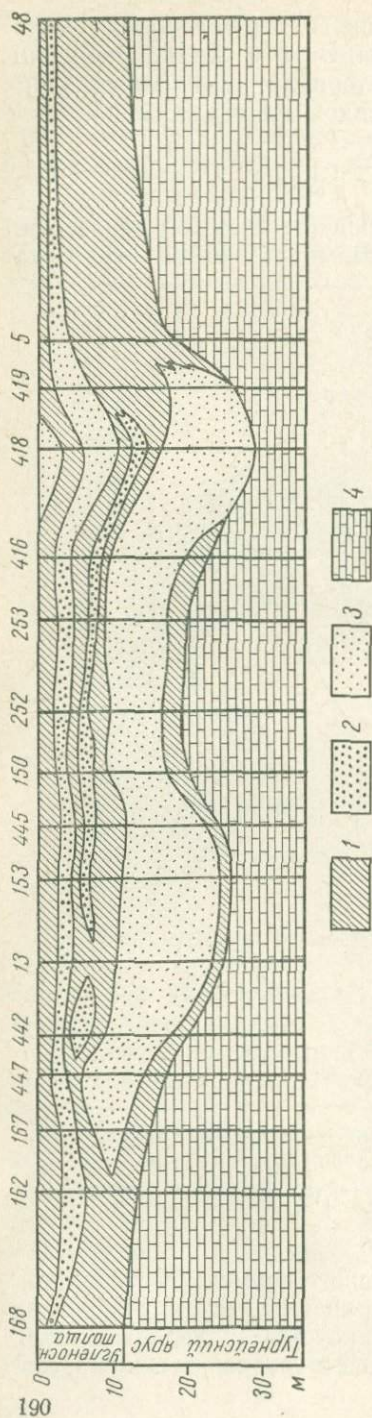


Рис. 55. Палеоструктурный профиль угленосной толщи Шкаповского месторождения нефти (Э. М. Халимов, 1960).  
1 — аргиллиты; 2 — алевролиты; 3 — песчаники; 4 — известняки.

и представлены кварцевыми, довольно хорошо отсортированными мелко- и среднезернистыми разностями. Они залегают среди глинистых пород в виде одного мощного слоя и двух-трех прослоев, разделенных алевролитами или глинисто-алевролитовыми отложениями. Как правило, при мощности толщи менее 10 м песчаники не встречаются, но там, где мощность ее превышает 10—15 м, они составляют значительную или большую часть разреза.

По данным Э. М. Халимова (1960 г.), в распределении песчаников по площади наблюдается определенная закономерность. Они образуют неширокие, вытянутые на десятки километров полосы в основном меридионального направления (рис. 54). Указанный автор выделяет в юго-западной Башкирии три такие полосы: западную — Стаханово-Знаменскую; центральную — Белебеевско-Шкаповскую и восточную — Алдаровскую, разделенные зонами, в пределах которых угленосная толща сложена аргиллитами и непроницаемыми глинистыми алевролитами.

Ширина западной песчаной полосы не превышает 3—4 км, мощность ее в среднем составляет 4 м. Восточная полоса вскрыта небольшим числом скважин, мощность песчаника в ней не более 5 м. Центральная полоса, пересекающая с севера на юг пять нефтеразведочных площадей, изучена по данным более 500 скважин и прослеживается на про-

тяжении 70 км. Мощность этой полосы песчаников, заключенных в толще аргиллитов и алевролитов, увеличивается с севера на юг от 3—4 до 15—20 м (на Шкаповской площади), причем это возрастание происходит неравномерно. В этом же направлении наблюдается постепенное расширение полосы — от 6—7 км на Усень-Ивановской площади до 12—15 км на Шпаковской. На рис. 55 приведен поперечный профиль описываемой полосы.

Полосообразное распространение песчаников, извилистое залегание их в плане, линзовидная форма песчаного тела, резкая изменчивость размерности зерен, по мнению Э. М. Халимова, свидетельствуют о связи песчаных накоплений с подводными течениями. Такого же мнения придерживается и А. Я. Виссарионова (1959 г.), которая связывает с донными морскими течениями накопление песчаников и в Бирской депрессии.

Однако большой фактический материал позволяет считать песчаные полосы, протягивающиеся через Шкаповский и другие районы юго-западной Башкирии, как отложения одной из многочисленных палеорек, стекавших по юго-восточному склону платформы в средневизейское море, располагавшееся в Прикаспийской впадине. Авандельта этой, по-видимому, не очень большой реки распространялась значительно южнее Шкапова, примерно до широты г. Стерлибашева.

### Рязано-Саратовская палеорека

В Рязано-Саратовском прогибе, особенно в его наиболее разбуренной юго-восточной части, терригенный комплекс пород яснополянского надгоризонта отличается непостоянством в литолого-фациальном и мощностном отношении. В целом мощность толщи увеличивается с северо-запада на юго-восток и восток главным образом за счет более частого появления в разрезе песчаников и алевролитов.

В Волгоградском Поволжье выделяется пять основных песчаных пластов-коллекторов, из которых один относится к бобриковскому горизонту и четыре — к тульскому. Необходимо отметить, что эти песчаные пласты весьма не выдержаны, нередко расслаиваются глинами на несколько слоев или выклиниваются. Они чаще всего представляют собой линзовидные тела. Как бобриковский, так и нижняя половина тульского горизонта сложены глинами, аргиллитами, алевролитами, песками и песчаниками. Нередко в них наблюдаются прослои углистых пород и угля. Верхняя половина тульского горизонта состоит преимущественно из карбонатных пород.

Полоса увеличенной мощности рассматриваемой терригенной толщи, приуроченная к осевой части Рязано-Саратовского прогиба, с приближением к Волге сильно расширяется, превышая 200 км в поперечнике. В довольно широкой приволжской зоне распространения терригенной толщи находится основная часть нефтегазонос-

ных площадей Волгоградского и Саратовского Поволжья. Максимальная мощность яснополянского надгоризонта около 200 м зафиксирована на Иловлинской площади.

В основании песчаного пласта бобриковского горизонта часто встречается среднезернистый с примесью крупнозернистой фракции песчаник, который залегает на размытой поверхности пород малиновского надгоризонта. Выше по разрезу песчаники становятся более мелкозернистыми, а местами переходят в песчанистый алевролит или даже в глину. Песчаники почти нацело мономинеральные, кварцевые, с редкими зернами полевого шпата, турмалина и циркона. Верхняя половина песчаного пласта содержит слой разнозернистых песчаников, который кверху снова сменяется мелкозернистой и алевритовой фракцией.

В нижней терригенной части тульского горизонта насчитывается четыре основных песчаных пласта. Первый из них ( $T_4$ ) прослеживается в виде рукавообразной залежи, вытянутой в субширотном направлении. Этот пласт является основным нефтепродуктивным пластом тульского горизонта на Бахметьевском и Жирновском месторождениях. Севернее пласт уходит в пределы Саратовской области. В остальных направлениях он фациально замещается сильно уплотненными глинистыми алевролитами и глинами. Если на Жирновской и Кленовской площади пласт представлен массивной залежью, эффективная мощность которой достигает 15—20 м, то на Бахметьевской площади он расчленен глинами на три слоя — коллектора.

Второй пласт тульского горизонта ( $T_3$ ) прослежен от с. Кленовки и с. Песковатки на севере до широты ст. Арчеда и с. Липовка на юге. Узким рукавом он продолжается в направлении к ст. Качалино и ст. Сиротинской. Эффективная мощность его достигает 14 м, а местами 20 и 36 м. Максимальная мощность наблюдается в Жирновско-Терсинском районе, где пласт раскрывается в область Саратовских дислокаций.

Третий песчаный пласт ( $T_2$ ) имеет ограниченное распространение и в ряде районов характеризуется линзовидной или неправильной формой залегания. Иногда песчаник в кровле сменяется известняком, местами он расслаивается прослоями глин или алевролитов. На Линевской площади пласт выражен среднезернистыми хорошо отсортированными песчаниками. На Коробковской площади он представлен мелкозернистым песчаником. В юго-восточном направлении песчаники замещаются глинами и известняками. Эффективная мощность пласта 0—9 м.

Четвертый пласт ( $T_1$ ) залегает в верхней части тульского горизонта среди глинистой пачки пород, ограниченной двумя пластами известняка. Эффективная мощность его 0—5 м.

Следует отметить, что песчаные тела, выполняющие северо-восточную систему русел Рязано-Саратовской палеореки, прослежены К. К. Гостинцевым (1967 г.) в пределах Саратовского правобережья и Заволжья. При этом высокопродуктивные и наи-

большие по запасам залежи нефти и газа располагаются на структурах, приуроченных к продольной оси распределительных русел, южнее Елшано-Сергиевского и Советско-Степновского валов. Характерно, что ухудшение коллекторских свойств песчаников к бортам палеорусел существенно влияет на продуктивность скважин. Промышленные скопления нефти и газа контролируются прихотливым развитием песчаников в виде извилистых полос шириною 1—2,5 км на ряде площадей Волгоградского и Саратовского Поволжья.

Литолого-фациальный характер терригенной толщи яснополянского надгоризонта, состав и форма песчаных тел, а также углепроявления, встречаемые в керне буровых скважин в зоне Рязано-Саратовского прогиба, указывают на то, что осадки ее принадлежат к пойменным и русловым образованиям широкой речной долины. Верховье палеореки, по-видимому, находилось в районе заболоченной Подмосковной котловины, откуда она устремлялась к юго-востоку, принимая по пути более мелкие притоки.

Дельта реки располагалась на правом берегу современной Волги, и ее главное русло впадало в морской бассейн примерно в районе г. Камышина. Система более мелких рукавов и протоки занимали пространство почти от Саратова до Волгограда. В процессе бурения выявляются все новые и новые рукавообразные песчаные отложения, характеризующиеся чередованием различных гранулометрических фракций, негоризонтальной, преимущественно косою слоистостью и другими признаками, указывающими на их явно русловое происхождение.

В разрезах скважин Бахметьевской, Жирновской, Линевской и других площадей, расположенных в наземной части палеодельты, наблюдается переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов. Последние местами слюдястые или содержат включения пирита и почти повсеместно обогащены обугленным растительным детритом. Нередко встречаются углистые аргиллиты и угли, которые на коротких расстояниях обычно выклиниваются.

Анализ углей показал, что они относятся к гумусовым, реже гумусово-сапропелевым, переходным от бурых к каменным и по микрокомпонентам принадлежат к дюрено-клареновым разновидностям. Влажность углей колеблется от 1,07 до 14,58%, зольность от 4,17 (Линево) до 35,87% (Бахметьевка); содержание серы от 2 до 6%; летучие вещества, относимые к горючей массе, в среднем составляют около 50%. Относительно высокое содержание летучих объясняется большим количеством спор, кутикулы и смолистых остатков в составе углей. Даже при весьма ограниченном отборе керны в нефтеразведочных скважинах зафиксировано более 50 углепроявлений. Это подтверждает, что на большей части правобережья Волги располагалась наземная дельта большой равнинной реки.

Гранулометрический состав песчаников и алевролитов хотя и весьма не выдержан, что связано с изменением скорости течения в руслах, однако среди них преобладает фракция 0,1—0,25 мм,

процентное содержание которой меняется в пределах отдельных пластов от 40 до 97%. Для сравнения песчаников описываемой терригенной толщи, развитых в некоторых речных палеодолинах, с песком современных равнинных рек приведем их механический состав (табл. 6).

Таблица 6

Механический состав песчаников речных палеодолин и песков современных рек

№ скважины или образца	Глубина, м	Площадь или место взятия пробы	Содержание (в %) фракций, мм			
			1-0,5	0,5-0,25	0,25-0,1	менее 0,1
25	1072—1079	Бахметьевка . . . . .	—	0,7	84,0	14,2
23	1155—1161	Жирное . . . . .	0,1	4,5	85,2	5,4
4	1275—1280	Линеево . . . . .	1,0	6,7	84,8	5,1
12	1770—1776	Коробки . . . . .	—	6,9	91,1	2,0
17	1817—1820	Иловля . . . . .	9,0	9,0	87,1	3,9
3	2487—2492	Умет . . . . .	—	—	93,3	4,6
1	1516—1527	Мелекесс . . . . .	—	77,9	11,4	9,0
20	1421—1425	Малиновка . . . . .	—	85,8	9,3	4,9
По многим образцам		Кизеловская палеорека	0,02	6,25	80,7	13,0
276	Урез берега	Волга у Саратова . . . . .	0,1	0,5	91,0	7,4
277	То же	Волга у Волгограда . . . . .	—	11,0	82,8	6,2
278	"	Дон у Калача . . . . .	0,7	1,0	95,8	2,5
279	"	Северный Донец у Большо- й Калитвы . . . . .	1,7	1,6	85,1	11,4
По многим образцам		Днепр у Херсона . . . . .	0,5	31,5	68,0	—

Из табл. 6 видно, что песчаники Рязано-Саратовской палеореки почти ничем не отличаются от Кизеловской палеодельты и от песков современных равнинных рек — Волги, Дона и Северного Донца. Как те, так и другие в основном состоят из фракций 0,25—0,1 мм. Это указывает на примерно одинаковую силу переносивших их водных потоков (рек). Песчаники же палеодолины Мелекессского прогиба несколько отличаются за счет увеличения количества более крупной фракции. Очевидно, течение протекавшей здесь реки было несколько более сильным, на что указывает также и более глубокий эрозионный врез ее русла.

В отличие от речной долины палео-Камы, среди песчаников Рязано-Саратовской палеореки присутствует полевой шпат, который свидетельствует о близком источнике сноса. Таким источником могли являться выходившие на дневную поверхность граниты или продукты их разрушения в сводовой части Воронежской антеклизы.

Контуры устья описываемой реки и особенно ее дельта уточняются в процессе нефтеразведочного и эксплуатационного бурения. В настоящее время уже достаточно четко оконтурены часть главного русла и несколько рукавов, заполненных песчаниками линзовидного строения. Из прилагаемой схемы (рис. 56) видно, что главное русло реки, существовавшей, очевидно, с конца турне

до второй половины тульского времени, проходило в направлении с северо-запада на юго-восток.

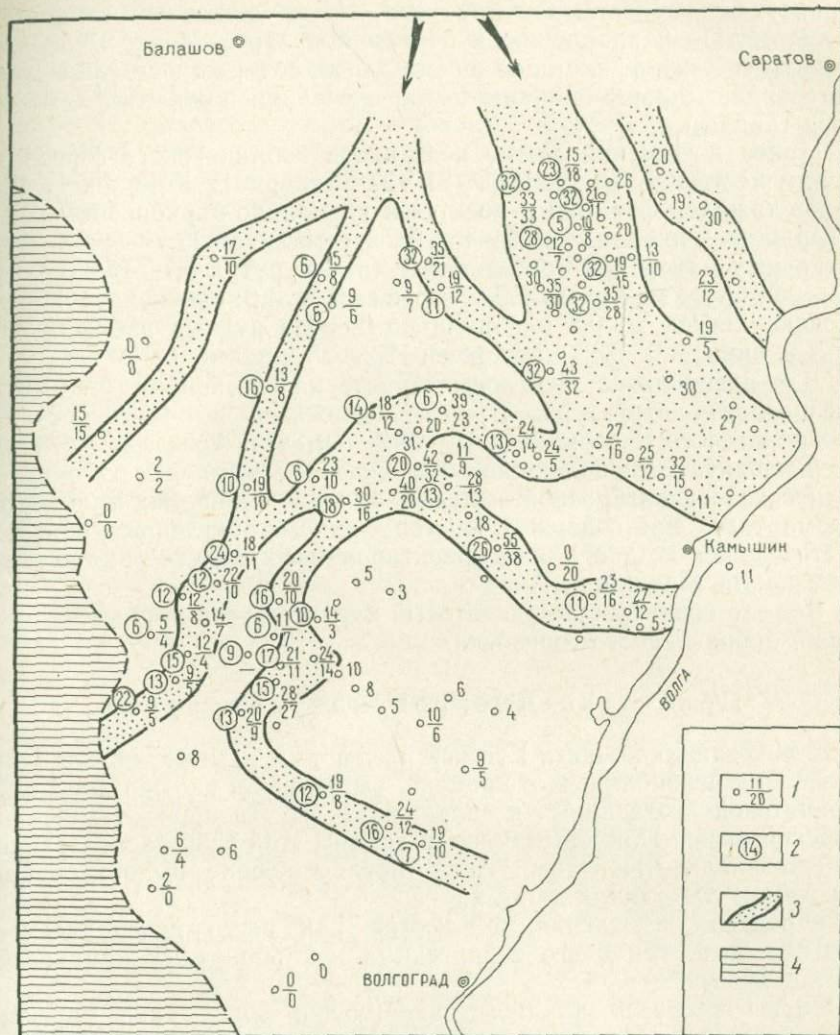


Рис. 56. Схема распространения песчаных рукавов палеodelьты яснополянского времени в Волгоградском Поволжье.

1 — скважины, в числителе общая мощность песчаника в м, в знаменателе эффективная; 2 — среднее значение пористости по геофизическим данным; 3 — песчаные рукава; 4 — зона отсутствия песчанников.

Это русло только в бобриковском горизонте оставило полосу песков мощностью 30—60 м и шириной более 30 км. По обе стороны главного русла располагаются рукавообразные залежи песчанников, ширина которых также измеряется несколькими километрами.

Песчаные полосы как бы внедрены в толщу с преобладанием глинистых пород. В центральной части эти полосы сложены среднезернистыми разностями песчаников, почти лишенных глинистых примесей. По направлению к бортам появляется более мелкозернистая песчаная фракция со значительным содержанием глинистого материала. Дальше к краям полос песчаники полностью замещаются глинами.

Минералогический состав песчаников бобриковского горизонта преимущественно кварцевый (87—97% кварца). Комплекс минералов тяжелой фракции относится к турмалино-цирконовому ряду, содержание циркона 19,8—43,2%, турмалина 17,7—32,6%. Из остальных минералов присутствуют (в %): рутил 5,7—16,8, гранат 0,2—0,9; брукит и анатаз 0,9—2,6; эпидот до 1,3; глаукоцит 0,1—6,1; изредка дистен до 0,5 и корунд до 0,6. Из рудных наблюдаются (в %): пирит 4,6—18,3; лейкоксен 17,2—35 и ильменит 1,4—6,8.

Для алевролитов этой зоны характерна в основном псаммито-алевритистая структура. В них содержится 65—95% песчано-алевролитового материала и 10—35% цемента. Аргиллиты отличаются чешуйчатым и волокнисто-чешуйчатым строением с одинаковой оптической ориентировкой чешуек и волокон глинистых минералов. Кроме того, они содержат многочисленные обугленные обрывки растительных тканей, также ориентированных параллельно плоскостям напластования.

Все это подтверждает дельтовый характер терригенных образований бобриковского горизонта.

### Припятско-Днепровская палеорека

В юго-западной части Русской платформы намечается еще одна палеорека яснополянского времени, вытекавшая из озер или болот Припятской котловины и впадавшая в Днепровско-Донецкий морской залив. Приустьевая часть долины этой реки располагалась северо-западнее Полтавы. Такое предположение выдвигается на основании следующих данных:

характера изменения мощностей как всего яснополянского надгоризонта, так и его терригенных и карбонатных комплексов в отдельности;

смены в северо-западном направлении пород явно морского происхождения, распространенных в юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины, все более континентальными отложениями, включающими мощные линзы песчаников, углистые аргиллиты и даже пропластки угля;

резкого изменения мощности на небольшом расстоянии вкост общего простираения терригенных осадков, которое наблюдается на Колайдинецкой и других площадях, за счет увеличения количества песчаников скорее всего речного происхождения.

Петрографо-минералогическая ассоциация породообразующих минералов Днепровско-Донецкой впадины носит тот же характер,

что и в Припятском прогибе, и отличается лишь уменьшением количества неустойчивых, легко разрушающихся минералов в юго-восточной части впадины. На основании этих предпосылок и намечается палеорека, дельту которой еще необходимо уточнить и изучить при дальнейшем разбурировании площади ее распространения.

Рассматривая особенности литолого-фациального состава и мощностей, а также характер угленосности средневизейских отложений этой части платформы, можно представить следующую палеогеографическую обстановку их образования.

В довольно глубокой Припятской котловине разгружались реки, сносившие огромное количество терригенного материала с Белорусско-Литовского, Украинского и отчасти Воронежского региональных поднятий. Активная деятельность рек здесь мешала широкому угленакопленению.

В пределах весьма обводненной котловины, по-видимому, имелось не столько болот, сколько довольно глубоких пресноводных и соленоводных озер, на что указывают мощные отложения песков. В свою очередь, из одного, по-видимому, довольно большого озера вытекала река, впадавшая в Днепровско-Донецкий морской залив. Можно предполагать, что эта палеорека была не особенно протяженной, но многоводной, похожей по типу на такие современные реки, как Волхов, Свирь, Нарва или Нева.

Несомненно, что наряду с Припятско-Днепровской палеорекой с Воронежского и Украинского кристаллических массивов стекали отдельные мелкие речки, впадавшие непосредственно в море.

### Морские бассейны

Мы уже неоднократно отмечали переход от явно континентальных отложений средневизейского века к прибрежно-морским и морским фациям. Хотя этот переход и не везде одинаково четкий, однако совершенно очевидна его приуроченность к восточным и южным окраинам Русской платформы. Морские аналоги яснополянско-надгоризонта прослеживаются вдоль западного склона Урала, местами в Прикаспийской синеклизе и довольно отчетливо в Днепровско-Донецкой впадине. Они выражены осадками эстуариев, заливов и мелководных морей, по-видимому, соединявшихся между собой более глубоководными областями общего морского бассейна. На основе имеющегося фактического материала можно выделить отдельные районы, занятые либо морем, либо несколько опресненными морскими заливами.

### Тимано-Печорский залив

На территории Тимано-Печорской провинции, северо-восточнее бассейна р. Кожвы, отложения рассматриваемого времени представлены почти исключительно карбонатными осадками, которые распространяются к северу до современного побережья Печорского и Карского морей. Развитые здесь известняки и доломиты

свидетельствуют о существовании морского бассейна, границы которого изменялись во времени.

Так, по данным М. В. Касьянова (1949 г.), на правом берегу Печоры на Вангыре, в верховьях Большой Сыни и даже на р. Большой Патоке в песчано-глинистой угленосной толще встречаются прослой чистых известняков. Временами морские условия наступали и в левобережных районах Печоры, например по Вой-Вожу, Малой Кожве, Югиду, Вое и Соплясу, где также отмечаются прослой карбонатных пород.

В юго-восточных районах бассейна Средней Печоры яснополянский надгоризонт содержит ряд слоев известковистых аргиллитов с прослоями сидеритов. Наиболее распространены сидеритовые отложения в бассейне р. Косью и ее правых притоков, где они имеют промышленное значение. На остальной территории сидеритовые образования встречаются в виде относительно узкой полосы, проходящей вдоль границы распространения карбонатных осадков.

Обстановка, при которой в ходе диагенеза в осадке формируются значительные сидеритовые скопления, — это область пресноводных озер, опресненных внутриконтинентальных морей и заливов с илами, обогащенными органическим веществом и часто переслаивающимися с алевролитами (Н. М. Страхов, 1948). Но это могут быть и нормальные морские бассейны с малым количеством карбонатных осадков.

По сообщению Л. В. Добротворской, пласты с микрофауной морского типа встречаются в глинистых пачках продуктивной толщи нижнего карбона лишь в районах правобережья Печоры, в то время как на левобережье морская фауна не обнаружена. Довольно богатая фауна нижневизейского типа отмечается в аргиллитах и в сидеритовых конкрециях в районе Кыжима. Все это служит доказательством того, что территория, располагавшаяся западнее Средней Печоры, являлась сушей, а восточнее — морем.

К настоящему времени известны многочисленные углепроявления и отдельные месторождения угля в отложениях терригенной толщи нижнего карбона в юго-восточной части Коми АССР (в верховьях Вычегды, в бассейне верхнего течения Ижмы, в бассейнах Весляны, Вишеры и Илыча, а также верхнего течения Печоры). Таким образом, в южном направлении от Еджид-Кырты протягивается почти до Кизела широкая полоса континентальных угленосных осадков, восточнее которой располагались прибрежно-морские образования. Последние в значительной степени были вовлечены в складчатую зону Западного и Центрального Урала и размыты. Поэтому не везде можно наблюдать четкий переход древней гумидной равнины в морской палеобассейн.

### Уральское море

Уральское море скорее всего представляло собой морской пролив в средней части Уральской геосинклинали между более обширными морями на севере и юге.

В Колво-Вишерском крае яснополянский надгоризонт сложен довольно однообразной, преимущественно терригенной толщей. Прослеживая эту толщу с запада на восток, Н. Г. Чочиа (1955 г.) выделяет три типа отложений: западный, представленный глинами, иногда углистыми сланцами, чередующимися с темными известняками и тонкими пропластками кварцевых песчаников; центральный и восточный, где развиты преимущественно дельтовые отложения, выраженные песчаниками, глинами, реже тонкими прослоями известняков и углистых сланцев с линзовидными образованиями угля; крайний восточный, состоящий из разнозернистых кварцевых песчаников, обогащенных растительным детритом, с редкими и тонкими прослоями глинистых сланцев.

Заметим, что в западном типе разреза (Джежим—Парма) лишь в самой верхней части угленосной свиты встречаются стяжения известняка с остатками фораминифер и криноидей. На основании этого Н. Г. Чочиа относит весь разрез к мелководно-морской фации.

Разрез центральной и восточной частей края, в котором хорошо видно постепенное увеличение в восточном направлении количества песчаников, содержит прослой глины, глинистых и углистых сланцев, а также многочисленные линзы и линзовидные скопления угля. В редких известняковых прослоях фауна представлена исключительно фораминиферами. Площадь развития такого типа отложений яснополянского надгоризонта Н. Г. Чочиа причисляет к зоне дельтовых прибрежно-морских фаций.

Третий тип разреза мощностью от 80 до 120 м, распространенный на востоке Колво-Вишерского края, Н. Г. Чочиа относит к зоне континентальных фаций. Еще восточнее указанной зоны находилась область размыва или область питания терригенным материалом. Он пишет, что эти выводы «в общем полностью согласуются» с мнением Д. В. Наливкина (1943 г.) и П. В. Васильева (1950 г.), которые считают угленосную толщу, развитую от с. Кузино на юге до верховьев Печоры на севере, образованием дельты одной огромной реки, текшей с сибирского континента и впадавшей в море Русской платформы в районе Кизела. Изучив Кизеловскую дельту, мы доказали ошибочность этих взглядов, вызванную ограниченным количеством фактических данных при изучении труднодоступного и мало исследованного Колво-Вишерского края.

В этом отношении несколько лучше изучены более южные площади, относящиеся к восточному продолжению Кизеловского бассейна, хотя и здесь морские осадки обрезаются границей современного эрозионного размыва. Тем не менее, на юго-востоке бассейна, в районах сел Дружинино, Лысьва и Кузино, угленосные песчано-глинистые породы постепенно сменяются морскими карбонатными. Влияние морской обстановки фиксируется также в Скальнинском районе, где сидеритовые песчаники содержат остатки морских водорослей. А еще южнее, в районе пос. Кына

и пос. Обманки, в продуктивной толще широко распространены прослой известняков и доломитов.

Далее на юг вдоль предгорной части Башкирии сравнительно неширокой полосой развиты морские карбонатные осадки яснополянскогo возраста. Так, для разреза бобриковского горизонта Ишимбая и Кинзебулатова А. Я. Виссарионова (1959 г.) считает весьма характерным незначительную мощность терригенных отложений и повышенную известковистость пород. Почти повсеместно вдоль западного склона Среднего Урала песчано-глинистые отложения надгоризонта замещены сплошными известняками. К востоку от Стерлитамака в бассейнах рек Сиказы и Зиган средневизейская толща сложена темно-серыми и серыми слоистыми известняками с обильной фауной фораминифер и отдельными видами брахиопод. Эту толщу Д. В. Наливкин (1948 г.) сопоставляет с угленосными отложениями Кизеловского и Причусовского районов и Подмоскoвного бассейна.

Известно, что на западном склоне Южного Урала угленосная толща не наблюдается, а разрез визейского яруса здесь выражен в основном известняками. Лишь в самых южных районах Мугоджар яснополянский надгоризонт представлен песчано-глинистыми угленосными осадками.

Все это позволяет считать, что область развития морского бассейна в ранне- и средневизейское время протягивалась от Пайхоя до Мугоджар и на месте современного Урала располагалось неглубокое море с отдельными, скорее всего вулканогенными, островами. О существовании последних свидетельствует петрографический состав песчаников и конгломератов, встречающихся в разрезах нижнего визе восточного склона Урала, гранитоидные массивы которого, по данным В. М. Сергиевского и А. А. Петренко (1949 г.), Г. А. Смирнова и Т. А. Смирновой (1953 г.), имеют каледонский возраст. Один из таких островов на Западном Урале находился в районе хр. Каратау и подтвержден работами Д. В. Наливкина и В. Д. Наливкина. На основании несогласного залегания известняков визе на силурийских эффузивах у дер. Карелы, а также нахождения толщи полимиктовых песчаников и конгломератов в окрестностях первого Северного рудника на Среднем Урале Г. А. Смирнов (1957 г.) считает, что и здесь в зоне герцинских интрузий были небольшие по размерам острова.

Судя по тому, что континентальные отложения бобриковского горизонта распространены на восточном склоне Урала, морской бассейн был сравнительно нешироким и походил на своеобразный пролив, соединявший более глубокие моря, из которых одно располагалось, очевидно, в области современного Баренцева и Карского морей, а второе в Прикаспийской синеклизе. Повидимому, и сам пролив как по глубине, так и по ширине не везде был одинаковым.

Юго-восточнее г. Кунгура в окрестностях с. Кузино, по данным Г. А. Смирнова (1957 г.), на карбонатных породах турне залегают

доломитизированные известняки, известковистые сланцы и в верхней части разреза маломощные прослои кварцевых песчаников, чередующихся с глинистыми сланцами (аргиллитами). Выше находится толща сланцеватых глин с прослоями песчаников, содержащих морскую фауну визе. Несколько южнее, в районе р. Селихи, турне-визейская толща состоит из непрерывных отложений известняка.

Наличие морского бассейна восточнее Кизеловского района в рассматриваемое время подтверждается и тем, что к югу и северу от него уменьшается мощность терригенных угленосных образований главным образом за счет сокращения мощности песчаников. В то же время слоистость последних становится менее четкой. Это, по-видимому, объясняется взаимодействием речных и морских вод.

Для того чтобы иметь хотя бы самое общее представление о средневизейском Уральском море и его восточном побережье, остановимся кратко на восточных районах Урала, где развита полоса терригенных отложений, к которой приурочен ряд месторождений угля (Брединское, Полтавское, Каменское, Сухоложское, Егоршинское и др.). Породы угленосной толщи носят прибрежно-континентальный характер, но к западу переходят в карбонатные морские осадки. Ограниченное распространение последних в центральной зоне Урала, по мнению Г. А. Смирнова, объясняется тем, что первичное их развитие не было сплошным из-за наличия островов и значительного последующего размыва. Западная граница прибрежной суши ранневизейского времени ориентировочно намечается немного восточнее сел Бреды и Карталы, далее к северу проходит у городов Троицка, Копейска, Каменска и уходит к устью р. Пелым и далее к северу.

Разрезы нижнего карбона, в том числе и средневизейских отложений, на восточном склоне Урала, так же как и на западном, изучены неравномерно. Севернее широты г. Серова они находятся под мощным покровом мезозойско-кайнозойских пород и изредка обнажаются в западной части склона. Так, на правобережье р. Тыньи Н. И. Архангельский (1953 г.) отмечает полимиктовые песчаники и конгломераты, гальки которых состоят из кварцита, кремнистого сланца, порфирита, известняка, кварца, аркозового песчаника и туфа.

Южнее отложения визейского яруса встречаются в Махневском, Алашаевском, Егоршинском, Сухоложском, Каменск-Уральском, Богаракском районах, по р. Миас севернее Челябинска, а также к западу, юго-западу и югу от него. Разрезы этих и других площадей, обычно содержащих угленосные толщи визе, описаны в ряде работ И. И. Горского, А. А. Петренко, А. А. Пронина, Е. А. Перепечиной, Г. А. Смирнова и др.

Наиболее яркой отличительной особенностью угленосной толщи восточного побережья ранневизейского Уральского моря является полимиктовый петрографический состав ее осадков. Кроме того, обращает на себя внимание большая разница в мощностях

терригенных образований западного и восточного берегов палеоморя. Так, если вдоль западного побережья этого бассейна или морского пролива максимальная мощность терригенной толщи нижнего визе в области речных дельт и на отдельных площадях достигает 350—400 м, то на восточном берегу она больше в несколько раз. Например, мощность одновозрастных образований составляет в с. Бредах 1000 м, в с. Полтавке 900 м, в окрестностях с. Бородиновского 1200 м, по р. Кабанке 1100 м, по р. Миас 1000 м, у г. Каменска-Уральского около 800 м, в районе Сухого Лога около 500 м, в Егоршино 1500 м (?) и в Махневском районе предположительно около 1500 м.

Наблюдаемое различие в петрографическом составе и мощности терригенных отложений свидетельствует прежде всего о неодинаковых тектонических и физико-географических условиях формирования, о разных источниках питания западной и восточной частей морского бассейна, о значительной разнице в гипсометрических отметках берегов и в крутизне противоположащих материковых склонов, переходивших в шельф.

Согласно Н. М. Страхову (1962 г.), накопления отложений полимиктового типа, подобно тем, которые распространены вдоль восточного склона Урала, отвечают высокому рельефу и интенсивной механической денудации водосборных площадей. Быстрое механическое разрушение выходящих на поверхность пород и быстрый механический смыв их обломков предохраняют последние от химического выветривания, даже в условиях влажного климата.

В то же время олигомиктовые комплексы формировались в совершенно иной физико-географической обстановке. Они накапливались в седиментационных зонах гумидной равнины, рельеф водосборных площадей которой был сnivelирован, а климат отличался не только влажностью, но и теплотой. Низкий рельеф страны способствовал ослаблению механической денудации и создавал широкие возможности как для химического выветривания пород, так и для их переотложения, в результате чего обломки пород и неустойчивые минералы тяжелой фракции нацело разрушались, а в песчано-алевритовой фракции оставались кварц и другие устойчивые минералы ассоциации.

Анализируя мощности сопоставляемых терригенных толщ западного и восточного побережий морского палеобассейна, легче всего объяснить их различие неодинаковой интенсивностью прогибаний шельфов. Но будет ли это верно? Отдавая должное тектоническому фактору, мы согласны с Н. М. Страховым, что действительный механизм возникновения мощностей гумидных формаций гораздо сложнее, а факторы, участвующие в этом процессе, значительно разнообразнее. Н. М. Страхов считает, что интенсивность седиментации в современных бассейнах определяется четырьмя основными факторами: отношением площади водосборного бассейна к площади конечного водоема стока; степенью расчлененности рельефа водосборной части водоема; степенью гумидности водо-

сбора, иначе годичной массой и режимом выпадающих осадков; способностью пород водосбора к денудации, смыву.

Если расчлененность рельефа определяется почти исключительно тектоническими условиями, то формирование осадочных толщ зависит от целого ряда обстоятельств. Поэтому нельзя, как это делают некоторые исследователи, только одной тектоникой объяснять изменения в распределении мощностей изучаемого литолого-стратиграфического комплекса. Его формирование — результат действия многих факторов, среди которых весьма важное значение имели климатические условия и особую роль играли реки.

О характере морского бассейна, омывавшего восточную окраину Русской платформы, приходится судить по литологическому составу осадков и заключенной в них фауне. Обычно известняки, как слоистые, так и более массивные, то чистые, то переслаивающиеся с терригенными образованиями, содержат фауну колониальных кораллов, брахиопод и фораминифер, свидетельствующую о нормальной солености моря.

Судя по смешанному типу осадков и наличию обломочных разновидностей среди карбонатных пород, а также по толстостенности раковин брахиопод, море было неглубоким и имело все черты эпиконтинентального бассейна.

### Море Среднего Заволжья

Более изученными являются осадки, откладывавшиеся в морском бассейне, располагавшемся в Прикаспийской синеклизе и, в частности, в юго-западной части Куйбышевского, или Среднего, Заволжья. Так, переходная зона от континентальных к морским условиям седиментации хорошо прослеживается в Сызранском районе, где С. В. Максимова (1955 г.) провела эколого-фациальный анализ продуктивной толщи яснополянского возраста. В этом районе продуктивная толща выражена частым переслаиванием алевролитов, мелкозернистых песков, углистых глин, известняков и изредка тонких пропластков угля. Указанные породы неоднократно повторяются в разрезе, причем мощность отдельных слоев их колеблется от 10—20 см до 1,5—2,5 м.

Пески и алевролиты чаще всего залегают в виде ряда вытянутых линз различной мощности. Известняки, образующие в терригенной толще три-четыре слоя, не выдерживаются по простиранию, тонкозернистые, глинистые, слегка алевритистые, с примесью мелкого углистого шлама и растительных остатков. В известняках местами наблюдаются ходы роющих организмов. Редкая фауна представлена брахиоподами. В верхних слоях толщи отмечаются фораминиферы и водоросли.

В продуктивной толще широко распространены растительные остатки, относящиеся к древесным формам, произраставшим на месте захоронения этих остатков. Это подтверждается наличием коры лепидодендронов и стигмарий, а также кусков обугленной

древесины и отпечатков крупных стеблей, и сохранившимися у стигмари́й ризоидами (корневыми отростками). Согласно С. В. Максимовой, стигмари́и на территории Сызранского района встречены в скважинах, иногда по нескольку в слое и на разных стратиграфических уровнях.

Вместе с растительным материалом наблюдаются остатки фауны, представленные раковинами брахиопод и пеллеципод, фораминиферами и ходами илоедов. Хорошая сохранность брахиопод и их морфологические особенности указывают на то, что захоронены они на месте своего обитания. Пеллециподы представлены всего двумя формами и встречаются очень редко. Отсутствуют криноидеи, морские ежи, кораллы и другие группы морской фауны, характерной для карбона. Все это указывает на условия, резко отличающиеся от нормального открытого моря.

Совместное распространение остатков древесной растительности и морской фауны, по мнению С. В. Максимовой, связано с развитием в бассейне низких болотистых островов и мелей, на которых и вокруг которых образовывались заросли мангрового типа, а в межостровных зонах обитала скудная фауна. Экологические особенности последней свидетельствуют о том, что донные осадки были представлены мягкими рыхлыми илами.

Сопоставляя содержание хлора в породах продуктивной толщи по отдельным горизонтам, которое колеблется от 0,17 до 0,90%, С. В. Максимова приходит к выводу, что во время накопления толщи соленость бассейна значительно изменялась как во времени, так и по площади. Частое нахождение в породах, обогащенных органикой, значительного количества пирита указывает на то, что бассейн временами подвергался сероводородному заражению.

Почти все особенности рассматриваемого бассейна напоминают по характеру современную зону развития мангровых зарослей на побережье Флориды, которая также отличается сложным чередованием участков суши и моря, неоднородным рельефом морского дна. Подобная обстановка сходна с палеогеографическими условиями накопления продуктивной толщи среднего визе в Сызранском районе. Такое сходство определяется следующими основными моментами: осадками не только морского, но и континентального типа; значительным колебанием солености и быстрым изменением донных отложений на коротком расстоянии; сложным рельефом дна бассейна, особенно в начале формирования продуктивной толщи; обедненным комплексом морской фауны. К этому следует добавить перемещение береговой линии и изменение гидродинамики бассейна, которые еще больше усложнили и без того довольно пеструю фациальную обстановку.

Насколько была широкой и как далеко протягивалась такая «мангровая» зона, пока не установлено; ясно лишь, что к юго-востоку она переходила в более открытый, хотя и мелководный морской бассейн. Об этом, в частности, свидетельствуют геохимические показатели среды накопления отложений яснополянское

надгоризонта в Куйбышевском Заволжье. В связи с проблемой нефтеобразования геохимические исследования в этих районах за последние годы значительно возросли и проводятся в направлении литолого-минералогической характеристики пород, изучения баланса аутигенно-минералогических форм железа и серы, определения количественного и качественного состава органического вещества и интенсивности восстановительных процессов.

Методики, содержание и результаты исследований по выяснению геохимической обстановки седиментогенеза и вторичного изменения пород, а также геохимических взаимосвязей между органическим веществом и осадочной породой подробно изложены в работах О. А. Радченко и О. Я. Федоровой (1949 г.), Л. А. Гуляевой (1956 г.), К. Ф. Родионовой и М. Д. Конякиной (1957 г.), Н. М. Страхова, Э. С. Залманзон и М. А. Глаголевой (1959 г.), Г. А. Гладышевой, В. П. Козлова и Л. В. Токарева (1959 г.), С. Я. Вайнбаум, Г. Ф. Григорьевой (1962 г.). Мы остановимся лишь на некоторых результатах этих работ, поскольку они могут способствовать более объективному восстановлению палеогеографии рассматриваемого времени и, в частности, морского бассейна, занимавшего площадь Прикаспийской синеклизы.

В итоге геохимических исследований, включавших изучение общего содержания органического вещества, гидрохимического режима бассейна осадкообразования, окислительно-восстановительной обстановки, а также процессов вторичного восстановления или окисления пород, Л. А. Гуляева считает, что бассейн, в котором отлагались осадки бобриковского горизонта юго-западной части Куйбышевского Заволжья, был солоноватоводным, с несколько пониженной по сравнению с нормально-морской соленостью, с водами, достаточно богатыми сульфатами. Минерализация вод бассейна не отличалась постоянством, на что указывают широкие колебания содержания хлора в глинистых породах.

Более устойчив и близок к морским условиям был режим бассейна к юго-западу от дельтовой зоны палео-Камы, в районе с. Покровки. В других районах (Безенчук, Жигулевск, Якушкино и др.) бассейн был более опресненным. Породы бобриковского горизонта отличаются весьма высоким содержанием сульфидной серы (от 1,68 до 4,15%), что указывает на интенсивность восстановительного процесса, течение которого, по мнению Л. А. Гуляевой, поддерживалось сульфатами, постоянно диффундирующими из морской воды в толщу ила.

Для того чтобы установить, насколько воды бассейна были заражены сероводородом, отдельные образцы пород горизонта подвергали обработке слабой соляной кислотой, после чего в вытяжке определяли содержание закисного и окисного железа. Во многих образцах были обнаружены лишь следы растворимого железа, или даже отсутствие его. Например, по Безенчукской скважине количество не связанного сульфидной серой железа не превышает 2,5—5% от всего количества железа. Примерно

такое же незначительное содержание растворимого железа при высоких (до 4—7%) накоплениях сульфидной серы отмечается в глинах бобринского горизонта других площадей Куйбышевского Поволжья, что указывает на сероводородную окислительно-восстановительную обстановку морского бассейна. Во многих образцах пород растворимое железо содержится в более или менее повышенных количествах (от 0,1 до 0,3—0,4%).

По данным Л. А. Гуляевой, из 31 проанализированного образца глинистых сланцев, аргиллитов и алевролитов бобринского горизонта 13 образцов практически лишены растворимого железа, 7 образцов содержат  $\text{FeO} + \text{Fe}_2\text{O}_3$  до 0,15% и лишь в 10 образцах содержание его колеблется от 0,2 до 0,4%. Породы, лишенные растворимого железа, встречаются в каждом из исследованных разрезов, чередуясь с породами, содержащими его в количестве нескольких десятых долей процента. Обилие пирита и отсутствие донной фауны указывают на то, что в толще илов бассейна протекал интенсивный процесс восстановления сульфатов, причем временами большое количество сероводорода полностью связывало все реакционноспособное железо, а избыток сероводорода выделялся в придонную воду.

Таким образом, Л. А. Гуляева относит породы бобринского горизонта некоторых районов Куйбышевского Поволжья к отложениям резко восстановительного и сероводородного типов окислительно-восстановительных обстановок. Обилие тонких глинистых осадков и полное отсутствие грубого кластического материала в изученных разрезах свидетельствуют о спокойном характере бассейна, об отсутствии сильных течений и сравнительно медленном накоплении осадков, что способствовало относительному обогащению их органическим веществом.

Необходимо отметить, что такой вывод справедлив не для всего Куйбышевского Поволжья, а лишь для той его части, которая в ранне- и средневизейское время была занята морем. Правда, интенсивное пиритообразование наблюдается не только в морских, но и в континентальных породах яснополянского надгоризонта. Вместе с тем, как указывают Н. М. Страхов и др. (1959 г.), оно наиболее ярко выражено (в процентах от суммы реакционноспособного железа) в прибрежных песчано-алевритовых осадках, затухая обычно в более пелагических областях. Перестройка аутигенных форм железа в направлении образования пирита, а также осернение углей и широкое пиритообразование — все это прямые и косвенные результаты обогащения пород органикой.

Резкое увеличение пиритного железа в континентальных отложениях объясняется тем, что озерно-болотные водоемы, располагавшиеся на низинном морском побережье, временами заливались морскими водами, от чего повышалась их соленость и увеличивалась концентрация.

Сдвиг пиритообразования в прибрежную алеврито-песчаную зону морского бассейна обусловлен, очевидно, высоким содержа-

нием органического углерода в этой зоне. Однако, по мнению Н. М. Страхова, нельзя упускать из вида и то обстоятельство, что сульфиды в илах в условиях диагенеза отличаются большой подвижностью, в связи с чем могут перемещаться из одних осадков в другие, в частности из тонкозернистых пелитовых в более грубые.

Содержание же органического углерода в рассматриваемых отложениях весьма высокое. Даже после исключения углистых сланцев (пород, содержащих более 10% органического углерода) среднее содержание углерода составляет, по данным Л. А. Гуляевой, от 1,78 до 2,64%. Наибольшее количество органического вещества приурочено к глинистым и отчасти алевролитовым разностям. Характерно, что отложения бобриковского горизонта юго-западной части Куйбышевского Поволжья не содержат гуминовых кислот, откуда следует, что органическое вещество, содержащееся в этих отложениях, накопилось за счет зоо- и фитопланктона.

Изложенное позволяет считать рассматриваемое древнее море мелководным бассейном, который опреснялся поступавшими в него речными водами. Можно полагать, что в нем происходило интенсивное развитие как растительного, так и животного мира, а также массовое накопление его остатков. Наличие же восстановительной обстановки являлось необходимой предпосылкой для образования из прибрежно-морских отложений бобриковского горизонта нефтематеринской формации.

### Море Саратовско-Волгоградского Заволжья

Морской бассейн Среднего Поволжья не был обособленным; он соединялся с Уральским морем и продолжался далеко на юг, где мы условно выделяем ту его часть, которая располагалась главным образом в Саратовском и Волгоградском Заволжье. По-видимому, большой разницы в физико-географических условиях существования этих морей не было. Однако они могли иметь свои особенности, складывавшиеся под влиянием различных речных систем. Если в одно из них впадала довольно быстрая палео-Кама, выносившая огромное количество терригенного материала, то другое пополнялось водами более спокойной Рязано-Саратовской палеореки, дельта которой по размерам несколько уступает первой.

На территории правобережных районов Саратовского Поволжья отложения бобриковского горизонта представлены обычным для них песчано-глинистым, местами угленосным комплексом пород, распространение которого не отличается равномерностью. Так, на Елшанской, Тепловской, Казанлинской и других северных площадях эти отложения встречаются лишь отдельными участками, приуроченными к узким эрозионным врезам. Зона повышенных мощностей яснополянского надгоризонта хорошо прослеживается в южных районах (Песковатка, Горючка, Иловля и др.). В Заволжье на Советской, Степной и других площадях мощность

этой зоны постепенно снижается. И если на правом берегу Волги породы угленосного горизонта носят преимущественно прибрежно-континентальный характер, то в Заволжье среди терригенных образований распространены прослои или линзы известняков, доломитов и сидеритов, указывающих на прибрежно-морские условия осадконакопления.

Разрез тульского горизонта в заволжских районах представлен в основном переслаивающимися глинами и известняками, причем по количеству они находятся примерно в равном соотношении. В районе Богаевки, Суровки, Вязовки, Песчаного Умета нижняя половина тульской толщи значительно опесчанивается, а в верхней половине увеличивается количество карбонатных пород. Южнее на Горючинской, Песковатской и Иловлинской площадях карбонатность тульского горизонта еще более увеличивается. В Заволжье песчаники почти полностью выклиниваются и только в разрезах Генеральской и Советской площадей среди глин еще сохраняются маломощные прослои алевролитов.

Характер литологического состава средневизейской толщи левобережной части Саратовского Поволжья указывает на то, что здесь существовала прибрежная зона неглубокого моря. Это подтверждается неоднократным переслаиванием терригенных, преимущественно глинистых осадков с прослоями карбонатных образований, наличием в разрезе многочисленных включений тонкорассеянного пирита, образующего местами крупные или целые прослойки, а также переплетающимися ходами илоедов в песчано-алевритовых породах. Вдоль древнего морского побережья здесь довольно широко распространены своеобразные полосы аллювиальных и пляжевых песчаных отложений.

Согласно данным А. И. Котовой, Т. М. Лацковой и др. (1958 г.), терригенные осадки яснополянского надгоризонта Саратовского Поволжья в среднем содержат около 2% органического углерода, тогда как в карбонатных породах количество его составляет 0,5%.

Содержание сульфидной серы в терригенных отложениях надгоризонта достигает в среднем 1—2%, тогда как в остальной части разреза визейского яруса составляет лишь доли процента, что свидетельствует о восстановительной и даже резко восстановительной обстановке формирования продуктивной толщи. На это также указывает преобладание растворимого закисного железа над окисным.

Накопление верхней части тульского горизонта, представленной мощными известняками с остатками фораминифер, брахиопод и кораллов, происходило уже в условиях более открытого моря с нормальной соленостью вод. Для тульских известняков характерны колониальные и одиночные четырехлучевые кораллы, а также мшанки. Среди брахиопод преобладают продуктыды.

Таким образом, на значительной площади Саратовского Заволжья в средневизейское время распространялся мелководный, несколько определенный морской бассейн с условиями,

весьма благоприятными для накопления и захоронения органических остатков, способных служить исходным материалом для образования нефти. Аналогичные условия существовали как к северо-востоку (Куйбышевское Заволжье), так и к юго-западу (юго-восточные районы Волгоградского Поволжья). Иными словами, это был единый морской бассейн, располагавшийся в Прикаспийской синеклизе, в который на сравнительно небольшом расстоянии друг от друга впадали две больших палеореки.

Побережье морского бассейна, представляющее собой то заболоченные участки суши, то намытые прибойными волнами песчаные пляжи и бары, безусловно, за яснополянский век неоднократно менялось. Поэтому точно зафиксировать береговую линию древнего моря при сравнительно редкой сети буровых скважин практически почти невозможно. Тем не менее, проводимая на палеогеографической схеме условная граница между сушей и морем, очевидно, не так далека от среднего положения существовавшей береговой линии.

Нет необходимости повторять в нашей работе геохимическую характеристику органического вещества и битумов изучаемой толщи в районах Нижнего Поволжья, которые мало чем отличаются от уже рассмотренных площадей. Приведем лишь некоторые выводы из геохимических исследований битумов и нефтей Волгоградской области, проведенных Р. А. Твердовой, А. Н. Асташовой и др. (1962 г.).

1. Органическое вещество не находится в какой-либо зависимости от распределения битумов и нефтей.

2. По всему разрезу наблюдается фоновое содержание (0,02) битума.

3. Повышенное содержание битума отмечается в породах нефте- и газонасыщенных пластов в пределах контура нефтегазоносности.

4. Характер и тип битума зависят от литологического состава вмещающих пород. Так, битум А, выделенный из глинистых пород, ароматизирован и окислен, а тот же битум, выделенный из песчаников и известняков, содержит больше высокомолекулярных, парафиновых структур. Содержание масел в битумах из глинистых пород не превышает 30%, а отношение бензольных смол к спирто-бензольным колеблется от 0,21 до 1. Содержание масел в битумах из песчаных пород достигает 65%, а отношение бензольных смол к спирто-бензольным составляет около 2, что указывает на явно нефтяной характер битума. Содержание масел в карбонатных породах занимает промежуточное положение (50%).

5. Тип битума не зависит от геологического возраста вмещающих пород.

6. Все исследованные битумы независимо от литологической разности пород относятся к эпигенетичному вторичному битуму.

Авторы считают, что нефти Волгоградского Поволжья генетически едины, причем самым богатым по нефтесодержанию является бобриковский горизонт.

Эти данные со своей стороны подтверждают существование условий, обеспечивающих интенсивное битумообразование в продуктивной толще нижнего карбона. Такие условия прежде всего складывались в прибрежно-морской зоне средневизейского моря, которую мы склонны отнести к области нефтегазообразования.

В Волгоградском Поволжье море временами заходило по древней речной долине до района Умета, где среди песчаников и глин бобриковского горизонта встречаются пласты известняков. Далее к юго-западу побережье морского бассейна протягивалось несколько севернее Волгограда и, огибая южный склон Воронежской антеклизы, уходило к северо-западу. Об этом, в частности, свидетельствует разрез средневизейских отложений Мариновской площади, расположенной западнее Волгограда, у с. Калача на Дону. Здесь бобриковский горизонт по составу слагающих его пород довольно резко отличается от одновозрастных образований других правобережных районов Волгоградского Поволжья.

Выражен он в основном темными плотными слабо слюдистыми глинами, в различной степени алевритистыми, известковистыми, участками сильно пиритизированными, с прослоями темно-серых детритово-сугловых и тонкозернистых глинистых известняков, плотных, перекристаллизованных, с тонкими глинистыми призмами на плоскостях наслоения. Среди глин развиты конкреции и линзы сидерита, а также многочисленные скопления пирита. Отложения тульского горизонта представлены однообразной толщей известняков, в различной степени глинистых, среди которых выделяются неравнозернистые, тонкозернистые и реликтивно-органогенные разновидности. Последние состоят на 30—40% из детрита мелких фораминифер и брахиопод и на 60—70% из цементирующей массы. Местами известняк переходит в мергель. Для всего разреза тульского горизонта характерен резкий битуминозный запах пород при свежем изломе.

Совершенно очевидно, что в средневизейское время в южных районах Волгоградской области существовало мелководное море с лиманами, заливами и лагунами, где, по-видимому, господствовали более застойно-восстановительные условия, чем в открытых частях бассейна. В позднетульское время произошло некоторое углубление моря за счет расширения его границ.

По данным глубоких скважин, пробуренных на погружении южного склона Воронежского массива, между Миллеровым и Глубокой (у с. Тарасовка и у с. Новоайдара к северу от Луганска), средневизейские осадки залегают непосредственно на кристаллических породах докембрийского основания и также характеризуются прибрежно-морскими фациями, переслаиванием глин, песчаников и известняков.

В юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины к северо-западу от южных районов Волгоградского Поволжья расположен Донбасс, где яснополянскому надгоризонту соответствует еленовский осадочный комплекс (Д. Е. Айзенберг). Этот интервал в Донбассе представлен главным образом однородными тонкозернистыми органогенными известняками. В нижней части еленовского комплекса распространено несколько прослоев тонких глинистых известковистых сланцев, переслаивающихся с плитчатыми известняками. В верхней части наблюдается толща своеобразных тонкоплитчатых пород, так называемых кремнистых мергелей.

Минералогический состав известняков отличается преобладанием минералов легкой фракции, состоящей из кварца и вторичного кремнезема. В тяжелой фракции больше всего гидротетита, ильменита с магнетитом, пирита, циркона.

Среди осадков комплекса встречается значительное количество органических остатков, по преобладанию которых известняки бывают то фораминиферовыми, то кораллово-фораминиферовыми. Залегающая в верхней части комплекса толща кремнистых мергелей сложена тонкоплитчатыми темными глинистыми породами, состоящими из тонкоотмученной однородной массы, обладающей резким битуминозным запахом и хорошо вскипающей от HCl. Типичные кремнистые мергели обогащены однообразной фауной, представленной спикулами губок, радиоляриями и брахиоподами.

Литологический состав карбонатной толщи и характер захороненных в ней многочисленных остатков фауны говорят о том, что Донецкое море отличалось от морского бассейна, омывавшего берега древней суши восточной окраины Русской платформы. По-видимому, Днепровско-Донецкое море представляло собой своеобразный морской залив, вдававшийся довольно далеко в материк между Воронежским и Украинским щитами. Можно полагать, что и шельфовая его зона со стороны этих щитов была сравнительно крутой и узкой. Правда, судя по осадкам, которые обнажаются в районе р. Кальмиуса в юго-западной части Донбасса, образование их происходило в спокойной морской обстановке вдали от прибрежной зоны. Это обстоятельство, в свою очередь, может служить указанием на то, что близлежащее юго-восточное замыкание Украинского кристаллического массива, так называемый Приазовский блок, в средневизейское время покрывался морем, осадки которого были размывы позднее.

По мнению Д. Е. Айзенберга, палеонтологические остатки и, в частности, значительная доля в них эндемичных элементов фауны свидетельствуют об ограниченности связей с другими морскими бассейнами в течение некоторого периода раннего визе. Зато фауна верхней части карбонатной толщи еленовского комплекса (яснополянское время) уже заметно отличается своим составом, отражающим последующее расширение связей со

смежными бассейнами. Осадки позднетульского времени имеют несколько иной фациальный облик, свидетельствующий об относительном обмелении открытого моря, сохранившего, однако, нормальную соленость. Характер фауны подтверждает, что это море свободно сообщалось с другими районами морского бассейна, который углублялся к юго-востоку, а в северо-западной части постепенно заполнялся мощными терригенными осадками.

Морские отложения еленовского комплекса распространены вдоль северного склона Украинского массива. Так, в районе слияния рек Соленой и Волчьей они выражены довольно однородной толщей глинистых трещиноватых известняков, чередующихся с глинистыми сланцами. Западнее, в районе Павлограда, в разрезе толщи прибавляется количество глинистых прослоев, хотя общая мощность комплекса сокращается. Здесь породы местами содержат большое количество неопределенных обломков фауны, нередко пиритизированных.

Еще далее к северо-западу на Новомосковской площади в нижней части еленовской толщи наблюдается небольшая (3—6 м) песчано-глинистая пачка с немногими прослоями известняков. В верхах пачки отмечаются глинисто-углистые прослои. Верхнюю часть толщи слагают глинистые известняки, чередующиеся с серыми сланцеватыми глинами. Кое-где здесь установлено окремнение пород кровли еленовского комплекса, указывающее на возможный перерыв в осадконакоплении.

Следовательно, в северо-западном направлении вместе с уменьшением мощности падает степень карбонатности пород и возрастает удельный вес терригенных отложений в разрезе. Хотя прослои известняков содержат богатую фауну фораминифер, указывающую на нормально-морские условия седиментации, однако здесь же встречаются и плохо сохранившиеся остатки других групп животных, организмов, что свидетельствует о неустойчивом морском режиме, возможно связанном с приближением к береговой линии и влиянием стекавших в залив речных вод.

В северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины морской залив еще больше сужался и примерно между Полтавой и Черниговом находилось его побережье, на котором располагалась дельта предполагаемой палеореки.

Так, уже в нижнем течении р. Орели еленовский комплекс начинается терригенной пачкой пород, состоящей из песчаных или песчано-глинистых сланцев, кварцевых разномерных песчаников, часто обогащенных обугленным растительным детритом. В пачке наблюдаются редкие глинистые прослои с фауной остракод, а вверху пачки прослой известняка с остатками фораминифер. Выше залегают глинистые или песчано-глинистые сланцы с прослоями глинистых известняков и редкими пачками песчаников. Еще выше распространены глинистые, изредка песчаные известняки, содержащие фауну фораминифер и остракод и чередующиеся с глинистыми сланцами. Для известняков

самой верхней части комплекса характерны многочисленные спикулы губок и обедненная фауна фораминифер.

Северо-западнее Полтавы на Сагайдакской, Радченковской и других нефтеразведочных площадях карбонатные породы все чаще сменяются карбонатно-глинистыми, пиритизированными,

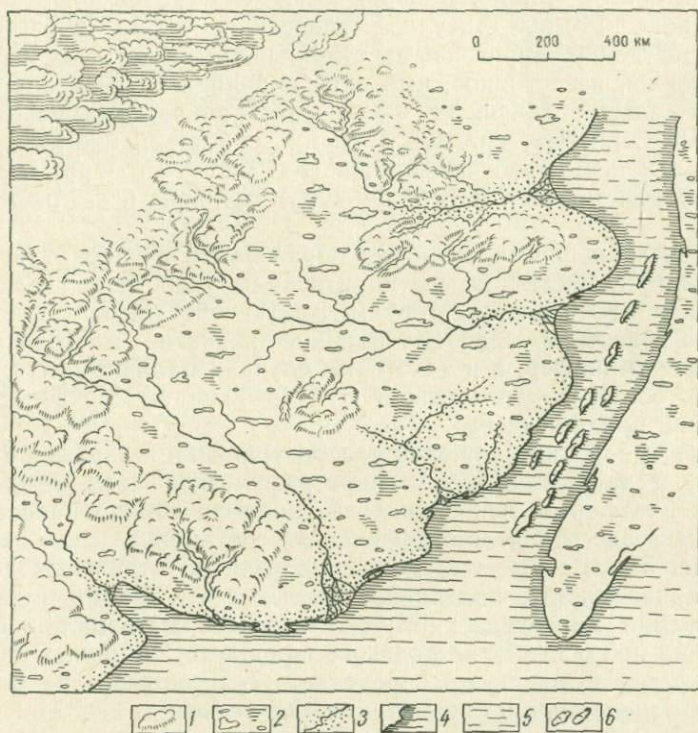


Рис. 57. Палеогеографическая схема Русской платформы ясно-полянского времени.

1 — непененизированные повышенные формы рельефа; 2 — озерно-болотная равнина; 3 — реки и их долины; 4 — прибрежно-морское мелководье; 5 — более глубоководная часть моря; 6 — острова.

местами с включениями сидерита, иногда с прослоями песчаников, плохо выдержанных по простиранию.

Петрографическое изучение средневизейских известняков Радченковской площади указывает на то, что легкая фракция их состоит из вторичного кремнезема, представленного вторичным кварцем в виде спикул губок или неопределимых обломков пластинчатой формы, реже зерен правильных кристаллографических очертаний. Тяжелая фракция почти нацело (95—99%) представлена пиритом и незначительным количеством циркона. С приближением к прибортовой зоне северо-западной части впадины, соответствовавшей в общем прибрежной зоне

средневизейского морского залива, карбонатные отложения теряют свое значение, и в разрезе преобладают терригенные породы, выраженные глинистыми и песчанистыми неравнозернистыми разностями. В частности, на Радченковской площади по трем скважинам соотношение пород в среднем следующее (в %): песчаники и алевролиты 24,4; глинистые породы 29,1; известняки 46,5.

В районе Ромны—Засулье еленовская толща представлена преимущественно терригенными отложениями, в которых наблюдаются прослой известняков, имеющие подчиненное значение. Более частыми здесь становятся пачки песчаников, кварцевых или кварцево-слюдистых, средне- и крупнозернистых, иногда с кварцевой галькой, местами известковистых. Все это говорит не только о мелководности моря на данной территории, но и о близости его берегов.

Распространение сидеритовых образований в рассматриваемых отложениях и частичная их пиритизация указывают на окислительно-восстановительную геохимическую обстановку этой части морского бассейна. Однако широкое развитие многочисленной фауны фораминифер, а в некоторых случаях наличие других органических остатков свидетельствуют о небольшом сероводородном заражении придонных вод.

После выявления площадей распространения и характера морей и суши, а также основной гидрографической сети в пределах Русской платформы яснополянского времени можно представить, какой была здесь палеогеографическая обстановка осадконакопления (рис. 57). Разумеется, можно спорить об отдельных деталях составленной схемы, но главное значение ее в принципиальном истолковании многочисленного фактического материала. Изображенная на ней обстановка далекого прошлого, как будет видно из дальнейшего изложения, определяет современное размещение горючих ископаемых в рассматриваемой толще.

## Палеоклимат

Работами многих исследователей в области климатологии установлено, что климат зависит от различных причин, которые условно объединяются в две основные группы — астрономическую и геологическую. К первой из них относятся изменение во времени количества солнечной энергии и неодинаковое поступление ее на Землю; вторая группа причин вызывается составом атмосферы, распределением суши и моря, смещением полюсов Земли, высотой континентов, оро- и гидрографией и другими геологическими факторами. Подчас трудно или даже невозможно разграничить эти две группы причин, обуславливавших климат прошлого. Ясно лишь, что климат неоднократно изменялся и, безусловно, существенно влиял на осадконакопление и развитие органической жизни.

Н. М. Страхов (1945 г.) считает, что климат сыграл основную и решающую роль в определении литологического типа и геохимического облика осадка. Он пишет, что «если колебательные движения земной коры определяют самую возможность осадкообразовательного процесса и его географическую локализацию, то литологический тип осадка и его геохимический облик, зависящий от хода хемогенной седиментации, определяются в первую очередь климатом тех районов, где тектонический фактор «разрешает» седиментацию вообще».

Следовательно, литолого-фациальные особенности продуктивной толщи среднего визе уже сами по себе можно рассматривать как своеобразный индикатор климатической обстановки. Разумеется, наиболее ярким отражением климатических условий являются как отложения угленосной формации, так и особенно залежи угля. Зарождение последних начинается с заболачивания, которое в основном зависит от климата. Известно, что торфообразование возможно лишь при избыточной влажности.

Многочисленные остатки нижнекаменноугольной флоры, встречаемые на территории Русской платформы, представлены тепло- и влаголюбивыми растениями. К ним относятся лепидофиты, каламиты, папоротники и другие виды древесной растительности, так называемой вестфальской зоны. Нижний карбон, в частности, отличался интенсивным развитием богатой флоры высших споровых птеридоспермов.

Мы неоднократно отмечали гумидный характер средневизейской суши, который прежде всего обуславливался влажным климатом. В результате обильного выпадения дождей усиливались эрозионные процессы, и реки выносили в морские бассейны огромную массу кластического материала. Это подтверждается особенностями седиментации, описанных выше эпиконтинентальных морей, которая носила преимущественно терригенный характер. О влажных климатических условиях свидетельствуют также широко развитые в нижнем карбоне древовидные папоротники, нуждающиеся не столько в высокой температуре, сколько в избыточной влаге.

Присутствие в отдельных районах Русской платформы довольно ясно выраженной коры выветривания с залежами каолина и бокситов, наличие обширных угленосных площадей, а также многочисленные следы активной речной деятельности позволяют весьма уверенно говорить о влажном палеоклимате средневизейского времени. Значительно труднее восстановить температурный режим прошлого климата, но, судя по накопившимся карбонатным породам в Днепровско-Донецком и других морях, по сравнительно широкому распространению фораминифер, по неоднократным находкам кораллов и другой теплолюбивой фауны, морские бассейны принадлежали к субтропической и даже тропической зоне.

Кроме того, по данным А. Н. Криштофовича, все морфологические признаки карбоновых растений указывают не только на влажный, но и на теплый климат, так как ряд признаков их совпадает с признаками нынешней тропической растительности. Отсутствие годовых колец у каменноугольной древесины свидетельствует о том, что рост ее происходил равномерно в течение всего года и не прерывался ни холодными, ни сухими сезонами. Из этого следует, что пояс пышной растительности, послужившей исходным материалом для угленакопления, был расположен в климатических условиях, сходных с современными тропическими или даже экваториальными.

Заметим, что нижнекаменноугольная древесная растительность о. Шпицбергена также относится к субтропическому типу. Согласно подсчетам А. Н. Орвина (1940 г.), среднегодовая температура в районе острова была в то время на 30° выше современной.

Известно, что известняки химического происхождения и особенно первичные доломиты образуются в зонах теплого и жаркого климата. А те и другие очень часто встречаются в прибрежно-морских отложениях яснополянского возраста Русской платформы. На тропический характер нижнекаменноугольной флоры указывается во многих работах М. Д. Залесского, А. Н. Криштофовича, Г. Потонье и других исследователей.

Очень трудно восстановить роль ветра как одного из элементов палеоклимата, хотя несомненно, что в результате прохождения циклонов и других атмосферных возмущений на земную поверхность выпадало огромное количество так называемых фронтальных осадков. С ураганными ветрами тропических и субтропических областей связаны бурные ливни, безусловно влиявшие на гидродинамический режим рек. Кроме того, велико влияние ветра и на перенос тонкозернистого кластического материала, вулканического пепла и пыли. Господствующее направление ветров обычно устанавливается по форме древних дюн, ветровой ряби и другим признакам, однако мы не располагаем такими данными для описываемой территории. Между тем, М. Шварцбах (1955 г.) сообщает, что у ископаемых деревьев, найденных в отложениях карбона близ Шелффилда, корни идут в западном направлении горизонтально, а на восточной стороне больше уходят вглубь. В наше время при западных ветрах корни деревьев укрепляются точно таким же образом. Это позволило упомянутому исследователю предположить, что в каменноугольный период господствующие ветры в Европе имели примерно то же направление.

По-видимому, средневизейский климат отличался не только обильными дождями, но и частыми грозами, вызывавшими лесные пожары. Не случайны находки древесного угля среди аллювиальных песчаников палео-Камы. Интересно отметить, что в современном климате в течение года наблюдается грозовых дней: на Яве 322, в Индии 100, а в Европе всего 17.

Для наших исследований большой интерес представляет вопрос о механическом смыве продуктов выветривания под воздействием речных вод в связи с климатом.

Географическое распределение разных интенсивностей механической денудации, как подметил Н. М. Страхов, чрезвычайно характерно. Он выделяет две параллельные широтные зоны с существенно разными показателями. Первая обнимает умеренно влажный пояс северного полушария. Ее южной границей является годовая изотерма  $+10^{\circ}\text{C}$ . Количество осадков на площади этой зоны примерно 150—600 мм/год. Общая интенсивность механической денудации здесь малая или умеренная; чаще всего она находится на уровне менее 10 т/км<sup>2</sup>.

Вторая зона включает площади, приходящиеся на субтропический и тропический влажные пояса. Она почти точно отвечает промежутку между изотермой  $+10^{\circ}\text{C}$  в северном полушарии и той же изотермой в южном полушарии. На большей части ее средняя температура года не опускается ниже  $+20^{\circ}\text{C}$ . Количество осадков 1200—1300 мм/год. Интенсивность механической денудации резко увеличена по сравнению с северным умеренным поясом и чаще всего держится на уровне 50—100 т/км<sup>2</sup>, поднимаясь в некоторых областях до 100—240 т/км<sup>2</sup> и даже выше. Так, на юго-востоке Азии механический смыв составляет в среднем 390 т/км<sup>2</sup>, а в бассейне рек Инда, Ганга, Брахмапутры поднимается до 1000 т/км<sup>2</sup> и более.

Н. М. Страхов приходит к выводу, что механической денудации на территории гумидных климатов присуща ясно выраженная зональность. Пояса умеренно влажного климата отличаются слабой и умеренной механической денудацией, тропический и субтропический пояса — сильным и очень сильным механическим смывом. Он утверждает, что «наряду с рельефом важнейшую роль играет климат, в частности температурный режим, масса и режим метеорных осадков. Естественно, что по мере возрастания тектонической активности региона энергия механического смыва увеличивается».

Установленное Н. М. Страховым закономерное влияние климатической зональности на современный ход денудации, безусловно, позволяет более правильно представить реальные условия механического сноса палеореками средневизейского времени и оценить значение палеоклимата в сложном процессе формирования рассматриваемых продуктивных отложений.

До сих пор еще весьма распространено мнение о том, что единственным фактором, определяющим мощность осадочных формаций, является тектонический режим. Однако Н. М. Страхов убедительно доказывает, что действительный механизм возникновения мощностей формаций гораздо сложнее, а факторы, участвующие в этом процессе, значительно разнообразнее. Согласно его

выводам, средняя интенсивность седиментации в современных бассейнах определяется следующей формулой:

$$m = \frac{B}{L} RHD,$$

где  $\frac{B}{L}$  — отношение площади водосбора бассейна  $B$  к площади конечного водоема стока  $L$ ;  $R$  — степень расчлененности рельефа водосборной части водоема;  $H$  — степень гумидности водосбора, иначе годовая масса и режим выпадающих осадков;  $D$  — способность пород водосбора к денудации, смыву. При этом средняя интенсивность годового осадконакопления пропорциональна каждой из перечисленных выше величин, т. е. факторов.

Автор приведенной формулы признает, что она мало удобна для анализа древних отложений из-за отсутствия в ней в явной форме такого показателя, как интенсивность тектонических движений внутри седиментационной области. Но так как расчлененность рельефа в общем непосредственно определяется и длительно поддерживается интенсивностью тектонического режима, то в формуле вместо величины  $R$  подставляют величину  $T$ , выражающую интенсивность тектонических движений, полагая, что  $R = aT$ , где  $a$  — некоторый переходный коэффициент. Тогда формула приобретает следующий вид:

$$m = \frac{B}{L} (aT) HD.$$

Вместе с тем, по замечанию Н. М. Страхова, при анализе древних осадочных толщ мы пока не улавливаем влияние гумидности климата ( $H$ ) и эрозионной податливости пород водосборного района ( $D$ ), хотя оно также должно было иметь место в прошлом. Это вытекает из того, что во все времена массы метеорных осадков внутри влажной зоны были намного больше под тропиками и меньше в зоне умеренных широт; всегда существовали муссонные климаты с их сменой засушливых и дождливых времен года; всегда поверхность земли слагали породы с неодинаковой способностью к разрыхлению и смыву. Следовательно, механизм формирования мощностей древних свит должен быть принципиально таким же, как при современном осадконакоплении, т. е. состоящим из многих факторов, среди которых «тектонический фактор был, вероятно, лишь главным среди других, но вовсе не единственным».

Установить действие климата или фактора гумидности на распределение мощностей осадочной формации в той или иной степени, по-видимому, можно путем сравнения скорости накопления осадков в различных частях древнего ландшафта.

Если мощность терригенной толщи яснополянского надгоризонта в долинах и дельтах рек во много раз больше,

чем на прилегающих площадях, то это прежде всего объясняется не тектоникой, а гидродинамическим режимом рек, который больше всего зависел от климатического фактора. Влияние рек отразилось и на скорости осадконакопления в мелководных морях и особенно в эстуариях.

Придерживаясь мнения Н. М. Страхова о том, что средняя скорость осадконакопления в бассейнах геологического прошлого и пределы ее колебаний в общем хорошо укладываются в «нормы» для современной седиментации, можно привести следующее сравнение. Скорость осадконакопления в северной части Каспийского моря в настоящее время составляет 100 см влажного или 30 см сухого осадка за 1000 лет. Принимая в грубом приближении примерно такую же скорость осадконакопления на приустьевых участках средневизейских морей, получим, что образование терригенной прибрежно-морской толщи мощностью 250—300 м происходило за 1 млн. лет. Но это могло быть там, где в морской бассейн рекой, подобной современной Волге, выносилось огромное количество продуктов механического смыва с водосборных площадей. Средние же скорости осадконакопления в нижнекарбонных водоемах Русской платформы, по А. Б. Ронову (1949 г.), составляли для Волго-Уральской области 2,2 см, для Московской синеклизы 0,9 см, для Днепровско-Донецкой впадины 0,5 см, для Уральской геосинклинали 7,0 см за 1000 лет.

Некоторое представление о палеоклимате дают красноцветные породы янополянского возраста, встречаемые местами на юго-восточном склоне Балтийского щита и частично в Тимано-Печорской провинции. Они свидетельствуют о том, что в этих районах, видимо, чередовались дождливые и полузасушливые сезоны, причем возможно даже в полузасушливое время оставались отдельные увлажненные и покрытые растительностью участки либо около озер, либо вдоль русел рек. Последние играли немалую роль и в формировании красноцветных отложений. В дождливые периоды реки разливались на огромные площади и отлагали глинистые осадки. В засушливые сезоны речная сеть мелела и частично могла даже пересыхать, а в результате выветривания и интенсивного окисления оказавшихся на дневной поверхности глинистых отложений образовывалась красно-бурая окраска почв и коры выветривания.

Как отмечает Л. Б. Рухин (1959 г.), среди фаций, встречающихся в красноцветных толщах, наиболее широко распространены именно аллювиальные пойменные фации. К последним, по-видимому, относятся отдельные слои продуктивной толщи в Тимано-Печорском районе. Некоторые алевроито-глинистые и глинисто-карбонатные осадки образовались здесь на дне озер, стариц и лиманов, очевидно, из переотложенных красноцветов, а примеси органического вещества изменили их окраску местами в синевато-зеленую, что и наблюдается в разрезах среднего бассейна р. Печоры, где хорошо выделяются вязкие глины пестрых

(коричнево-розово-фиолетовых, сине-зеленых, бордовых и красных) цветов.

Иногда красноцветные толщи накапливаются на аллювиальных равнинах, примыкающих к зоне лагун и побережью мелких морей. При этом положение отдельных русел на таких равнинах очень неустойчиво, что также прежде всего связано с особенностями климата. Так, например, современная Хуанхэ только за последние четыре тысячи лет катастрофически разливалась более полутора тысяч раз и более двадцати раз меняла свое русло в сильно расходившихся направлениях, блуждая в общем на площади, равной Франции.

Нечто подобное, возможно, происходило и с Тимано-Печорской средневизейской палеорекой, у которой только ширина дельтовой области превышает 400 км.

Для более полного представления о палеоклимате остается еще рассмотреть положение изучаемой территории по отношению к географическим палеоширотам. Известно, что климатическая зональность на протяжении истории Земли не была постоянной. Это вызвано изменением положения оси вращения Земли, а следовательно, и смещением полюсов, что подтверждается палеомагнитными наблюдениями. Последние основаны на том, что некоторые осадочные породы обладают способностью сохранять остаточный магнетизм. Существовавшие в осадках земли ферромагнитные минералы либо во время осаждения, либо в еще неуплотненной среде располагались так, что их магнитные оси совпадают с направлением локального земного магнитного поля времени образования осадка.

Такая естественная остаточная намагниченность часто сохраняется до наших дней, и по ней удастся восстанавливать древнее магнитное поле Земли.

Палеомагнитные и другие данные, приведенные в работах Н. М. Страхова, П. Н. Крапоткина (1958 г.), А. Н. Храмова (1958 г.), Л. Б. Рухина (1959 г.) и других, свидетельствуют о весьма значительном перемещении полюсов нашей планеты, начиная с протерозоя. По одним данным, северный магнитный полюс в нижнем карбоне находился в дальневосточной части Советского Союза, по другим — в пределах Тихого океана. Причем палеомагнитные наблюдения совпадают с палеоботаническими, палеофаунистическими и геохимическими данными, которые также указывают, что тропическая зона в рассматриваемое время проходила под резким углом к современным широтам и имела почти меридиональную ориентировку по отношению к современным географическим координатам.

Таким образом, на Русской платформе основная зональность тропического и субтропического гумидного ландшафта в рассматриваемое время располагалась в направлении общего северо-западного современного простиранья.

## Угленосность как показатель физико-географической обстановки осадконакопления

Нередко среди нефтегазоносных толщ встречаются залежи, пласты, линзы или пропластки угля, т. е. нефтегазоносные отложения одновременно являются и угленосными. Сосуществование угленосных и нефтегазоносных формаций отмечается в Аппалачском бассейне США, в Волго-Уральской области, в Западной Сибири и во многих других районах земного шара. Угленакопление является ярким отражением определенной физико-географической обстановки, которая в ряде случаев интересна в отношении изучения нефтегазоносности. А так как геологами-нефтяниками не всегда обращается должное внимание на угленосность как на источник информации о физико-географической обстановке, то целесообразно на этом вопросе остановиться более подробно.

Как известно, угленакопление начинается с торфообразования — биохимического процесса, который происходит в континентальных водоемах (неглубокие озера, марши, топяные и другого типа болота), насыщенных питательными веществами для развития растительного сообщества. Основным фактором торфонакопления является избыточная влажность, т. е. гидрологический режим, контролируемый климатом и геоморфологией местности. Заполнение торфом озер и болот особенно быстро происходит в теплые и влажные климатические периоды.

Для постепенного наращивания и погружения торфяного слоя в водоем достаточно влияния гравитационных сил. Однако, чем интенсивнее было общее прогибание седиментационного бассейна, тем чаще менялись и даже прерывались условия торфонакопления. Водоемы мелели за счет сноса с окружающих берегов кластического материала и накопления органического ила. Больше всего нарушалось торфонакопление в области речных долин и дельт. При всем значении тектогенеза влияние палеогеографической обстановки на угленакопление остается решающим.

Как же восстановить эту обстановку? Ответить на поставленный вопрос можно, сославшись на многолетний опыт изучения особенностей угленосности и вещественного состава углей Волго-Уральской области и других регионов. Отметим, что такое изучение автором приводилось главным образом на материале нефтеразведочного бурения. Остановимся на некоторых районах, где в одних и тех же отложениях наблюдаются и нефтегазоносность, и угленосность.

### Среднее Поволжье

В юго-восточной части Татарии на Сулеевско-Ташлярской площади скв. 41 на глубине 1053—1068 м вскрыта линза угля мощностью свыше 15 м. В скв. 611 той же площади, расположенной в 5 км к северо-востоку, мощность угля составляет 1 м.

В 18 км к востоку от скв. 41, в скв. 21 Азнакаевской площади, на глубине 1062—1073 м встречен уголь мощностью около 7 м.

Довольно мощная 8-метровая линза угля вскрыта скв. 33 на крайнем востоке Татарии в Муслюмовском районе. Кроме того, уголь вскрыт отдельными скважинами на севере Татарии в Набережно-Челнинском и Елабужском районах, на юге — в Черемшанском районе, на западе — на Улеминской площади. Различной мощности пласты и пропластки угля встречены также на Акташской, Сарайлинской, Булдырской, Мелекесской, Кирменской, Казакларской и других площадях. Вмещающие породы здесь представлены обычным терригенным комплексом отложений — темными до черных аргиллитами и углистыми сланцами, серыми и темно-серыми, часто глинистыми алевролитами и песчаниками, переслаивающимися и быстро меняющимися как по составу, так и по мощности.

Мощность угленосной толщи, пройденной Сулеевской скв. 41, составляет 40 м. Подстиляется она турнейскими известняками, на которых залегает светло-серый кварцевый песчаник. Выше по разрезу встречен уголь (1,5 м) — матовый, плотный. Над ним залегает пачка песчано-алевролитовых пород, внизу и вверху переходящих в аргиллиты. Мощность пачки 20 м. В ней отмечен прослой черного матового угля (0,3 м). Выше находится самый мощный пласт угля, разделенный тонкими аргиллитовыми прослоями на три части.

Самая нижняя часть пласта или, вернее, линзообразной залежи представлена черными полуматовыми, местами полублестящими и даже блестящими разновидностями твердого плотного, иногда сланцеватого угля (8,8 м). Эта часть угольной залежи отделяется от средней тонким (0,05 м) пропластком аргиллита, над которым залегает полублестящий и блестящий уголь (0,95). После нового пропластка (0,1 м) углистого аргиллита располагается верхняя часть угольной залежи, выраженная сравнительно однородной массой матового и полуматового плотного, местами сланцеватого угля (4,85 м). Суммарная мощность этого практически единого угольного тела составляет около 15 м по керну и около 17 м по каротажу. Такое строение угольной залежи указывает на то, что во время ее образования наступали периоды прекращения торфо-накопления.

В кровле угленосной толщи залегает слоистый темно-серый аргиллит (2,8 м) с тонкими прослойками алевролита. Выше скважиной вскрыт серый мелкозернистый нефтеносный песчаник, относимый к основанию тульского горизонта.

Довольно подробное петрографическое изучение угольного керна Сулеевской скв. 41 произвел А. П. Блудоров, по данным которого среди микрокомпонентов угля преобладает споровый дюрэн, местами переходящий в споровый кларен. Уголь состоит из основной массы и форменных элементов. Последние представлены стеблевыми элементами, оболочками спор, кутикулой.

Витрен наблюдается в виде полосок шириной 0,2—0,5, реже 1,0 мм. Местами эти полоски становятся еще более тонкими и выклиниваются.

Ксиловитрен распространен в угле в небольшом количестве и выражен в шлифе коричневыми фрагментами небольших размеров. Иногда наблюдается постепенный переход ксиловитрена в основную бесструктурную массу.

Фюзен встречается довольно часто в форме мелких линзочек или полосок, проходящих через весь шлиф.

Макро- и микроспоры наблюдаются во всех шлифах в весьма большом количестве.

Качество угля из скв. 41 характеризуется следующими средними показателями (в %): влаги 3,6; золы 14,6; летучих 44,0; серы общей 4,3; углерода 77,42; водорода 4,1; калорийность 7400 кал; плотность угля влажного 1,26 г/см<sup>3</sup>, сухого 1,18 г/см<sup>3</sup>. По совокупности всех физико-химических свойств уголь Сулеевской площади может быть отнесен к каменным длиннопламенным углям. В отдельных случаях по степени углефикации он приближается к газовым углям Гремячинского месторождения Кизеловского бассейна.

Характер петрографического состава рассматриваемых углей отражает условия их образования. Так, наличие в шлифах углей витрена говорит о том, что накопление растительного материала происходило при колебании уровня вод. Нередко в шлифах встречается фюзен, который образуется в результате разложения растительных веществ при участии кислорода воздуха. Исходным материалом для него могли служить попадавшие в болото или воду раздробленные полусгнившие древесные остатки. Таким образом, наличие фюзеновых и близких к нему фюзено-ксиленовых образований указывает на малую обводненность торфяника. Об этом также свидетельствует преобладание в Сулеевской скважине матовых углей, которые образуются обычно под значительным водным покровом в условиях субаэрального режима. Правда, среди матовых встречаются и полублестящие разности угля, для образования которых нужны более обводненные анаэробные условия.

Среди петрографических типов углей, выделяемых на основе соотношения основной массы и форменных элементов, наиболее распространен споровый дюрен, реже наблюдаются его промежуточные разновидности.

Споровый дюрен представляет собой прозрачную и непрозрачную основную массу, в которой преобладают форменные элементы. Среди последних подавляющее большинство принадлежит оболочкам макро- и микроспор, иногда нацело заполняющих основную массу. Кроме спор, в шлифах наблюдаются обрывки кутикулы, а также изредка глинистые промазки, примесь кварцевых зерен и выделений пирита.

Среди разновидностей дюрена различают древесинный и

спорово-древесинный дюрен, а также кларено-дюрен. Древесинный дюрен обладает красновато-коричневой и черной основной массой, подчиненной форменным элементам, среди которых встречаются экзины спор, обрывки ксиловитрена и фюзена, причем остатки последнего преобладают.

Спорово-древесинный дюрен отличается тем, что среди его форменных элементов оболочки макро- и микроспор обрывки ксиловитрена и фюзена находятся примерно в одинаковом количестве. Кларено-дюрен состоит, как и предыдущие типы, из основной массы и форменных элементов, но концентрация последних различна.

В шлифах под микроскопом довольно хорошо различаются остатки микро- и макроспор, кутикулы. Микроспоры, относящиеся по скульптурным оболочкам к виду шагреневых, иногда по своему количеству доминируют не только над другими форменными элементами, но и над основной массой. Такое строение угля характерно для липтобиолитов, образующихся в результате полного разложения менее стойких лигнито-целлюлозных тканей и накопления более стойкого растительного материала. Обычно в шлифах встречаются сплюснутые и вытянутые по наслоению внешние оболочки (экзины) микроспор.

Макроспоры также в большом количестве наблюдаются почти во всех шлифах. Они окрашены в желтый, реже в оранжевый цвета и типичны для форменных элементов рассматриваемых углей. Встречаются макроспоры в виде гладких и бугорчатых экзин различной сохранности.

Кутикула, наблюдающаяся в шлифах, имеет форму тонких и вытянутых вдоль наслоения желтых полосок, иногда с одной стороны усеянных мелкими зубчатыми бугорками.

Описанные типы углей как по петрографическим, так и по другим признакам в основном характерны почти для всей Татарии и некоторых других районов Среднего Поволжья. Все они образовались в континентальных условиях из остатков наземных растений, которые отлагались в водоемах, располагавшихся в пониженных формах палеорельефа низинной равнины. Это в основной массе почти исключительно гумусовые угли, которые свидетельствуют о том, что равнина была покрыта болотами и мелкими зараставшими озерами, где не имели широкого развития сапропелевые угли.

В Куйбышевской области угольные пласты и пропластки различной мощности встречены во многих пунктах. На Самарской Луке, где в угленосных отложениях широко развиты черные сажистые алевролиты, стигмариевые аргиллиты и углистые сланцы, пропластки и пласты угля отмечаются на Сызранской и Жигулевской площадях, в Стрельном и Зольном Оврагах и в других местах.

Встречаемые здесь угли обычно буровато-черного цвета, матовые, нередко полосчатые, от тонких линзовидных включений

витрена, с неровным остроугольным изломом, весьма часто глинистые, переходящие в углистые сланцы. Мощность углей и трудно отличимых от них углистых сланцев иногда достигают 3—4 м.

На Сызранской площади в составе бобриковского горизонта преобладают кварцевые, хорошо окатанные песчаники, переслаивающиеся с глинами. В песчаниках и особенно в глинах содержится огромное количество углистого материала, в случае преобладания которого они переходят в углистые сланцы.

В Яблонево Овраге, расположенном на 60 км восточнее, состав угленосных отложений мало отличается от Сызранского разреза. В основании залегает 10-метровая пачка углистых глин с прослоями алевролитов и угля.

На соседней площади в Моквашихах разрез существенно меняется. Здесь он представлен главным образом глинисто-алевролитовыми породами с редкими тонкими прослоями песчаников. Наряду с сокращением общей мощности разреза до 20 м значительно сокращается и содержание в нем углистого материала. Восточнее, в Стрельном Овраге, угленосные отложения также отличаются преимущественным развитием глинисто-алевролитовых слоев, содержащих тонкие прослойки углистого сланца и угля.

К югу от Самарской Луки на Покровской площади разрез угленосных отложений представлен чередованием пачек углистых или сажистых глин и алевролитов с пачками кварцевых песчаников. Литологический состав пачек неустойчив, и в горизонтальном направлении одни породы переходят в другие. Непостоянство разреза в вертикальном и в горизонтальном направлениях является одной из характерных особенностей угленосной толщи.

Восточнее и северо-восточнее Самарской Луки находится полоса развития мощных аллювиальных отложений. Так, в районе Большой Раковки в глинах, в изобилии обогащенных обугленными растительными остатками, встречен пласт угля мощностью около 1 м. В 50 км к северу на Радаевской площади в скв. 1 встречены два пласта угля: первый на глубине 1395 м мощностью 1,2 м и второй на глубине 1402 м мощностью 2,5 м.

Между Большой Раковкой и Радаевкой расположены Горьковская и Малиновская площади, относящиеся к наиболее глубокой части древней речной долины. Здесь в углисто-глинистой пачке терригенных пород наблюдается изобилие обуглившихся растительных остатков, иногда в виде обломков стеблей, листьев и древесной коры. Среди глин и алевролитов наряду со скоплениями углистого материала отмечается до восьми прослоев угля максимальной мощностью 0,3—0,5 м. В южных районах Куйбышевской области на Мухановской площади в скв. 7 на глубине 2070 м обнаружен всего один прослой угля.

К востоку и северо-востоку от древней долины мощность угленосных отложений резко уменьшается. Однако углепроявления наблюдаются и здесь, например, в Серноводском нефтеносном районе, где в ряде скважин на глубинах около 1300 м встречаются

пласты угля мощностью от 0,3 до 1,6 м, а также на Узюковской, Боровской, Якушкинской, Байтуганской, Туймазинской, Безенчукской, Покровской и других площадях.

Углепроявления довольно широко распространены в северо-западной части Башкирии. Они встречаются главным образом там, где мощность угленосного горизонта увеличена за счет аллювиально-руслowych образований. Пласты угля, пересекаемые нефтеразведочными скважинами, протягиваются не более чем на 3—4 км, часто выклиниваются и переслаиваются с песчано-глинистыми породами. Количество угольных пластов в разрезе местами достигает 6—9, а мощность их колеблется в пределах от нескольких дециметров до 24 м (скв. 361 Ошинской площади).

О характере строения угольных залежей можно судить по профилю, пересекающему Арланскую площадь (см. рис. 53). Это типичные линзообразные залежи аллювиальной долины, образование которых контролировалось почти исключительно палеогеографическим фактором. При этом необходимо напомнить, что рассматриваемая часть Башкирии являлась прибрежной зоной средневизейского моря. В связи с тем, очевидно, площади наибольшей угленосности здесь во многих случаях совпадают с контурами нефтеносности. Такое совпадение отмечается на площадях: Большой Арлан, Янгизнаратовской, Илишевской, Орьебашевской, Югомашевской, Максимовской, Четырмановской и др. Совместное нахождение угля и нефти позволило Г. П. Ованесову и К. С. Ярулину (1960 г.) предположить генетическую связь этих горючих ископаемых в северо-западной Башкирии, причем они считают, что некоторые разновидности битуминозных углей представляют собой «какие-то пиробитумы».

Ошибочность подобных взглядов в свете рассматриваемых фактических данных очевидна. Об этом, в частности, свидетельствует вещественный состав нижнекарбоновых углей Башкирии, изучавшихся в углетрографической лаборатории Ленинградского горного института В. В. Кирюковым. По его заключению, среди этих углей преобладают матовые плотные или рыхлые тонколистые однородные разности, относящиеся по микроструктуре к споровым дюренам и кларено-дюренам. Несколько реже встречаются матовые слоистые угли с линзовидными включениями сажистых макрокомпонентов. Последние по микроструктуре принадлежат к смешанным ксилено-фюзено-спорovým дюренам и кларено-дюренам. Распространены также полуматовые штриховатые и штриховато-полосчатые, смешанные дюрено-клареновые и клареновые угли. Особое место занимает уголь переходного типа между споровыми дюренами и канцелями.

Техническому анализу подвергали около 50 проб угля из скважин Арланской, Орьебашевской, Чертаульской, Уртаульской и других площадей. Почти все пробы оказались по своим показателям, за исключением зольности, довольно близкими друг к другу, в связи с чем результаты анализов приводим по крайним значе-

ниям (в %): влаги 2,7—5,8, золы 10,0—45,7, серы общей 1,8—7,7, летучих веществ на горючую массу 37,4—53,9; королек в большинстве случаев слабо спекшийся; калорийность 3619—6962 кал.

Элементарный состав, определенный у небольшого количества образцов, следующий (в %): углерода 73,5—78,8, водорода 5,7—6,1; сумма азота и кислорода 16,4—17,3%; плотность 1,14—1,77 г/см<sup>3</sup>.

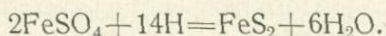
По всем показателям угли Башкирии мало отличаются от углей других районов Урало-Поволжья и также относятся к начальным маркам каменных углей, т. е. к длиннопламенным, иногда приближающимся к газовым. Необходимо подчеркнуть, что большинство изученных углей обладает некоторыми признаками бурых, поэтому их часто приходится относить к переходным — от бурых к каменным. Отличительной чертой углей, так же как и нижнекарбонových нефтей Башкирии, является их повышенная сернистость, связанная с геохимической обстановкой формирования продуктивной толщи.

Значительное содержание серы и ее соединений как в углях, так и во вмещающих породах указывает на застойный характер водоемов с господством восстановительной и резко восстановительной обстановок в придонной зоне. При зарастании таких водоемов торфяниками в верхних слоях последних происходило окисление некоторой части органических остатков, а придонная вода за счет интенсивного расхода растворенного кислорода обогащалась углекислым газом. Одновременно с ростом торфяника развивались и сульфатвосстанавливающие бактерии. Деятельность последних очевидно, и привела к образованию пирита из сульфатов болотных вод, насыщенных железистыми растворами.

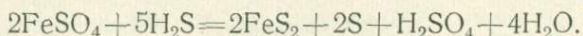
Остановимся коротко на вопросе о генезисе серы угля вообще и органической в частности. Известно, что сера в углях содержится в виде сульфидной или колчеданной, сульфатной и органической, причем в многосернистых углях резко преобладает первый вид серы. Сульфатная сера встречается главным образом в виде сульфатов кальция ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) и меньшей степени сульфатов железа ( $\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$ ) или сульфатов закисного железа ( $\text{FeSO}_4$ ). Ко второму виду относится органическая связанная сера в виде сложных органических веществ. Содержание ее вычисляется как разность между количеством общей серы и суммой сульфатной и сульфидной. Количество органической серы в углях, по данным И. В. Геблер (1959), варьирует в широких пределах: у многосернистых углей от 25 до 50%, у малосернистых до 80%.

Происхождение и природа органической серы, содержащейся в углях, по мнению указанного исследователя, могут быть охарактеризованы следующим образом. Прежде всего, выделяется та часть органической серы, происхождение которой связано с белками углеобразователей, причем количество ее очень незначительно. Если принять, что преобладающим материалом, из которого образовались угли, была древесина, то в современных ее видах содержится всего около 0,005% серы. Если же считать, что

вся эта сера перешла в уголь при увеличении углерода от 44,4 до 90%, то количество ее в угле составит около 0,009—0,01%. Однако содержание органической серы в угле во много раз больше. Кроме того, часть серы, видимо, удаляется при сероводородном брожении в атмосферу с водой. Следовательно, образование в пласте сернистых органических веществ связано с элементарной серой, выделяющейся при восстановлении сульфата железа сероводородом по уравнению:



Одновременно сульфат железа реагирует по известной реакции с сероводородом:



Таким образом, совокупность разнообразных реакций, обусловленных прежде всего конкретными геохимическими условиями, приводит к образованию пирита, элементарной серы и серной кислоты. Элементарная сера используется бактериями для образования сероводорода, а серная кислота, реагируя с карбонатом кальция вмещающих пород и в самом угольном пласте, может образовывать гипс.

Довольно высокую сернистость углей, а также широкое распространение пирита среди средневизейских угленосных отложений Русской платформы Н. М. Страхов и др. (1959) связывают с повышенным количеством захороненных в осадках органических веществ. Это повлекло за собой перестройку аутигенно-минералогических форм железа в сторону усиленного развития пирита и подавления карбонатно-лептохлоритового минералообразования.

Высокая пиритизация угленосных пород и сернистость углей позволяют судить о континентальных водоемах средневизейского времени. В них, так же как и в морских бассейнах, происходили процессы микробиологического восстановления сульфатов, при котором образовавшийся сероводород связывался железом, переходящим затем в пирит. По-видимому, континентальные водоемы рассматриваемого времени существенно отличались от современных тем, что они пополнялись речными водами, гораздо более насыщенными растворами благодаря интенсивному химическому выветриванию и особенно в связи с обилием в реках гумусовых веществ. Последние, по Н. М. Страхову, являются отчасти стабилизирующим фактором коллоидных растворов минеральных солей, отчасти непосредственным их переносчиком.

Возвращаясь к описанию характера угленосности как показателю палеогеографической обстановки, необходимо отметить общую закономерность для рассматриваемых отложений, выражающуюся в том, что на равнинных площадях древнего континента обычно отлагались однопластовые залежи угля значительной мощности, в то время как в зоне речной долины и в дельтовой

области количество угольных пластов хотя и большое, но они отличаются малой мощностью, многозольностью и невыдержанностью.

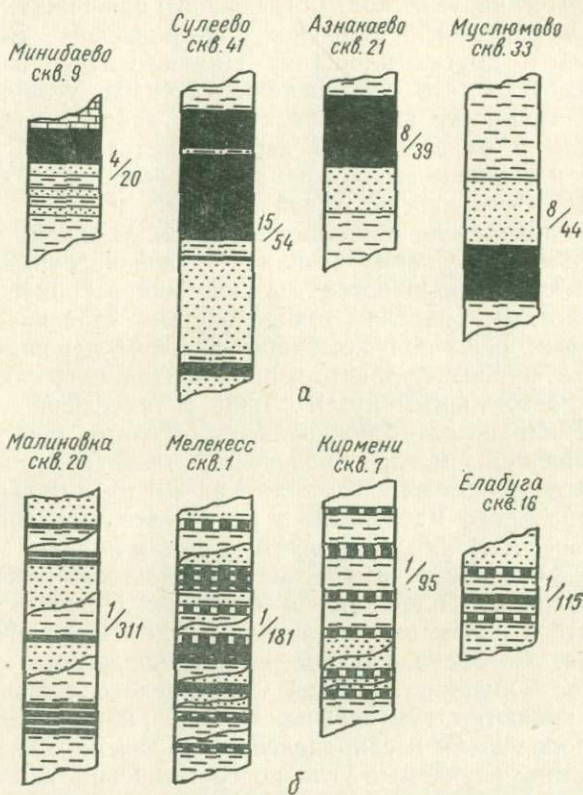


Рис. 58. Характер угольных пластов продуктивной толщи яснополянского надгоризонта Волго-Уральской области, образовавшихся на равнине (а) и в речной долине (б).

Дробь у колонок: в числителе мощность угольного пласта в м, в знаменателе мощность угленосной толщи в м.

Это подтверждается приводимым сопоставлением (рис. 58), а также петрографическим составом углей.

### Нижнее Поволжье

В этой части Поволжья угленосные отложения среднего визе вскрыты скважинами главным образом в пределах Саратовской и Волгоградской областей, где встречаются почти исключительно на правобережных площадях в месте расположения обширной аккумулятивной равнины.

Угли в керне нефтеразведочных скважин отмечаются на Тепловской, Елшанской, Ириновской, Баландинской, Соколовогорской, Суровской, Песчаноуметской, Богаевской, Горючнинской, Иловлинской, Бахметьевской, Линевской, Жириновской, Коробковской, Арчединской и других площадях Нижнего Поволжья. Следует, однако, заметить, что установление степени угленасыщенности и истинной мощности выявленных углей зависит как от густоты скважин, так и от специфики нефтеразведочного бурения. Если учесть, что в среднем выход керна не превышал 10%, то станут очевидными и трудности такой задачи, и явно заниженные приводимые показатели мощности угольных залежей.

Отобранные из керна скважин перечисленных площадей образцы углей в большинстве случаев макроскопически характеризуются плотным, иногда тонкослоистым строением, матовым и полуматовым, реже полублестящим блеском, неровным ступенчатым изломом, бурой и буровато-черной чертой. Они накапливались безусловно, автохтонным путем. Лишь в тех случаях, когда рост торфяников нарушался блуждающими руслами рек или внезапным обводнением, могло происходить некоторое перемывание и переотложение растительных остатков вместе с большим количеством минерального материала, в результате чего образовывался многозольный уголь или чаще всего углистая порода.

Петрографические и химические исследования углей, встреченных на различных площадях и глубинах Нижнего Поволжья, показали, что в целом они аналогичны углям Среднего Поволжья и Прикамья. Согласно данным микроскопического определения подавляющее большинство углей Саратовского и Волгоградского Поволжья являются гумусовыми и лишь незначительная часть гумусо-сапропелевыми и сапропелево-гумусовыми. По петрографическому составу изучаемые угли по соотношению основной массы и форменных элементов главным образом относятся к дюренам и кларенам. Накопление первых происходило в проточных озерах и болотах, где они обогащались оболочками спор, кутикулой и другими наиболее стойкими растительными фрагментами. Клареновые разности угля, состоящие из основной массы и примерно одинакового количества остатков наземных растений и микроспор, формировались в основном в топяных болотах, где процесс гелификации протекал более полно.

В отдельных образцах углей с Елшанской, Баландинской и Бахметьевской нефтегазоносных площадей отмечается присутствие фюзена. Это свидетельствует о том, что временами здесь происходило пересыхание или обмеление болот и окисление растительных остатков.

В отдельных скважинах некоторых площадей встречены прослойки угля, содержащие водоросли. По петрографическому составу в большинстве случаев это глинистые микроспоровые дюрены с водорослями *Pila*, *Cladiscothallus* и *Reinschia*. Наличие в этих углях глинистого материала указывает на приток вод

к месту их накопления. Им, скорее всего, являлись водоемы типа реликтовых озер или отделившихся от морских лагун лиманов, где наряду с высшими видами растительного мира могли развиваться и водоросли.

Породоуглистая группа представляет собой высокозольные, обогащенные минеральными примесями угли, теряющие свои основные качества и переходящие то в углистые аргиллиты, то в углистые алевролиты.

Таким образом, мы видим, что петрографический состав углей непосредственно зависит от тех условий, в которых протекало накопление первичного исходного материала. Дальнейшее качественное изменение исходного материнского вещества угля, направленное в сторону его обуглероживания, происходило под влиянием биохимических процессов главным образом в период диагенеза до образования кровли пласта и метаморфизма после образования кровли. Известно, что степень углефикации углей, а следовательно, их физические, химические и технологические свойства обусловлены не только общим характером накопления, но и последующими процессами метаморфизма.

В платформенных условиях описываемой территории могут проявляться лишь региональный метаморфизм, решающими факторами которого являются давление вышележащей толщи пород и температура, соответствующая глубине погружения угленосной толщи.

### Характеристика углей

О степени углефикации углей Среднего и Нижнего Поволжья можно судить по результатам технических и элементарных анализов, приведенных в табл. 7. Прежде всего обращают на себя внимание содержание углерода и выход летучих на горючую массу, а также сравнительно высокая калорийность. По большинству этих показателей угли ближе к каменным, чем к бурым, хотя четкого различия между ними нет. Кстати, марки «бурые» и «каменные» угли не вполне определены и между ними существует целая гамма различных переходов. Переход рассматриваемых ископаемых углей из стадии бурых в каменные, кроме их элементарного состава, калорийности и других особенностей, подтверждается тем, что в большинстве случаев в них отсутствуют растворимые гуминовые кислоты и они сравнительно мало гигроскопичны, т. е. обладают невысоким содержанием влаги (в среднем около 4%).

Обращает на себя внимание довольно значительный выход летучих компонентов, превышающий иногда 60%, причем не во всех случаях изменение количества летучих веществ и углерода происходит по правилу Хильта, согласно которому уголь с глубиной обедняется летучими и обогащается углеродом. Так, в мощном пласте угля Сулеевской скв. 41 уменьшение летучих с глубиной прослеживается довольно отчетливо, и на глубине 1071—1081 м

## Результаты элементарного анализа углей Среднего и Нижнего Поволжья

Площадь	№ скважины	Глубина взятия пробы, м	Влага аналитическая W <sup>a</sup> , %	На сухое ве- щество, %		На горючую массу, %			Калорийность, Q <sup>r</sup>
				зола A <sup>c</sup>	сера S <sup>c</sup>	летуче V <sup>r</sup>	углерод C	водород H	
Голодяевка . . . . .	9	1112—1121	2,68	32,35	4,70	51,53	76,71	4,42	7698
Горький Овраг . . . . .	23	1528—1533	1,38	18,67	2,00	60,68	76,03	6,60	8467
Радаевка . . . . .	1	1420—1426	3,21	13,59	3,45	55,64	76,85	5,48	8067
Красновка . . . . .	1	957—963	7,43	29,65	6,33	47,85	71,52	2,51	6809
Елабуга . . . . .	18	1021—1031	9,69	9,97	2,75	43,38	75,18	3,20	7406
Сулево . . . . .	41	1053—1059	2,90	14,51	4,94	43,73	75,66	4,65	7748
Азнакаево . . . . .	21	1063—1066	6,00	15,42	2,81	40,98	75,20	3,55	7542
Камское устье . . . . .	3	939—948	5,53	13,70	3,89	48,90	72,05	3,30	7000
Кирмены . . . . .	9	1000—1006	6,75	26,95	1,98	38,29	73,61	2,74	6878
Сарайлы . . . . .	3	1170—1180	3,92	16,46	2,10	43,60	75,59	4,75	7582
Баланда . . . . .	2	1011—1018	8,33	29,10	2,76	46,83	69,52	6,39	—
Елшанка . . . . .	223	841—848	4,01	18,48	2,87	46,58	73,92	5,50	7472
Песчаный Умет . . . . .	9	1074—1082	5,80	21,22	5,63	49,67	71,25	5,93	7454
Жирновка . . . . .	15	1036—1043	3,42	17,75	5,04	51,30	75,85	6,02	8000
Линево . . . . .	4	1275—1280	2,23	14,38	4,63	56,10	77,70	6,95	8412
Коробки . . . . .	34	1270—1274	1,07	19,03	3,74	47,69	68,71	6,14	7066
Усть-Бузулук . . . . .	39	254—258	9,65	18,15	2,07	46,69	73,20	5,15	7315

их выход составляет 33%. В то же время в угле таких скважин, как Горькоовражная скв. 23 с глубины 1528—1533 м, выход летучих превышает 60%, в угле Мелекесской опорной скважины с глубины 1597—1601 м выход их достигает 50% и т. д.

Количество углерода в изучаемых углях колеблется от 64 до 82% и в среднем составляет около 70%; степень углефикации их с глубиной в основном увеличивается, но и здесь также наблюдаются значительные отклонения как в ту, так и в другую сторону.

Все эти отклонения от правила Хильта, очевидно, обусловлены различием петрографического состава, количеством минеральных примесей (золы) в угле, неодинаковыми давлением и температурой, которым подвергались угли в период их углефикации. Некоторое представление о «зрелости» или степени углефикации угля дает его плотность, которая редко превышает 1,15—1,20 г/см<sup>3</sup>, что соответствует бурым углям или сравнительно невысоким маркам каменных углей.

Одним из важнейших качественных показателей углей является их зольность. Как явствует из приведенных таблиц, зольность углей варьирует в весьма широких пределах — от сравнительно редких наиболее чистых разностей с золой около 8% до весьма

распространенных углистых сланцев (углистых аргиллитов или алевролитов) с зольностью свыше 40—45%. Наименьшей зольностью обладают мощные линзообразные залежи. Такой диапазон зольности говорит о разнообразии условий угленакопления и о частой их смене, вызванной прежде всего особенностями палеоклимата.

По содержанию общей серы (в среднем около 3—4%) угли относятся преимущественно к сернистым и близки к углям Кизеловского бассейна. Результаты анализов на фосфор указывают на следы его или на присутствие в количестве, не превышающем 0,01—0,02%.

Таким образом, по совокупности физико-химических свойств рассматриваемые угли в основном принадлежат к переходным от бурых к каменным, довольно близким к длиннопламенным и в отдельных, наиболее глубоких разрезах — к газовым. Общее возрастание степени углефикации их наблюдается в восточном направлении.

Если судить по уровню углефикации углей о степени метаморфизма вмещающих их пород, можно отметить, что последние, будучи подвержены лишь общему региональному метаморфизму, остаются вполне благоприятными для аккумуляции и консервации значительных залежей нефти и газа.

#### Использование углей для оценки степени катагенеза

Ископаемый уголь является достаточно объективным показателем не только гумидно-континентальных условий седиментации, но и уровня или степени метаморфизма (катагенеза) как непосредственно угольной массы, так и вмещающих ее пород. А поскольку углесодержащая толща яснополянского надгоризонта во многих районах Урало-Поволжья одновременно и нефтегазонасна, то интересно определить влияние регионального метаморфизма на размещение залежей нефти и газа.

Это следует сделать еще и потому, что в нефтяной геологии степень литификации или изменения осадочных пород рассматривается как один из критериев перспектив нефтегазонасности. Общеизвестно, что нефтяные месторождения почти не встречаются среди сильно метаморфизованных пород и не образуют промышленных скоплений в современных первичных осадках даже в тех случаях, когда последние находятся на стадии диагенеза.

Одним из методов определения степени литификации пород является метод определения углеродного коэффициента ископаемых углей, который выражается процентным отношением нелетучего углерода ко всей органической массе угля. Вычисленные значения этого коэффициента обычно находятся в пределах от 20% для углей самой низкой степени углефикации до 95% для антрацитов. Иначе говоря, чем выше углеродный коэффициент, тем

сильнее проявлялся метаморфизм. По Э. Р. Лиллею, на Северо-Американской платформе большинство нефтяных месторождений сосредоточено в отложениях со средним значением углеродного коэффициента 55—65%.

К другому показателю степени метаморфизма относится отражательная способность витринита, которая определяется при помощи микроскопа в аншлифах. Как первый, так и второй методы определения уровня метаморфизма требуют специальных исследований угля. В то же время для предварительных выводов о возможности образования залежей нефти или газа в тех или иных угленосных комплексах в зависимости от степени их изменения под влиянием метаморфизма вполне достаточно иметь качественную характеристику углей. Последняя, как известно, является довольно хорошим показателем степени метаморфизма углей, у которых в направлении от бурых до антрацитовых разновидностей закономерно снижается выход летучих веществ и увеличивается содержание углерода (табл. 8).

Таблица 8

Зависимость выхода летучих веществ от степени метаморфизма угля

Марка угля	Элементарный состав, %			Выход летучих веществ, %
	С	Н	О	
Торф . . . . .	58,0	6,0	33,0	70
Бурый уголь (Б) . . . . .	70,0	5,0	25,0	53
Длиннопламенный (Д) . . . . .	71,0	5,5	12,5	43
Газовый (Г) . . . . .	81,0	5,4	8,3	39
Паровично-жирный (ПЖ) . . . . .	83,0	5,1	5,1	32
Коксовый (К) . . . . .	87,0	4,8	3,6	23
Паровично-спекающийся (ПС) . . . . .	89,0	4,5	2,7	16
Тощий (Т) . . . . .	90,0	4,2	2,3	12
Антрацит (А) . . . . .	95,0	1,8	1,8	3,5

Совершенно очевидно, что нельзя придавать универсального значения ни углеродному коэффициенту, ни отражательной способности витринита, особенно для площадей с выявленной нефтегазоносностью, так как наличие залежей этих горючих ископаемых уже само по себе свидетельствует о благоприятной степени метаморфизма продуктивных толщ.

О влиянии регионального метаморфизма на нефтегазоносность и о значении теории углеродного коэффициента подробно говорится в работе У. Л. Рассела (1958).

Наиболее существенное положение этой теории заключается в том, что нефть редко обнаруживается или совсем не обнаруживается там, где углеродный коэффициент превышает определенную величину. Однако, как признает сам У. Л. Рассел, до сих пор еще остается много неясностей в отношении значения и ценности теории углеродного коэффициента. То же самое, пожалуй, можно

сказать и о показателе изменения витрена (отражательной его способности) в зависимости от уровня метаморфизма для оценки перспектив нефтегазосности.

Р. С. Тарр отвергает значение углеродного коэффициента, а следовательно, и метаморфизма для поисков нефти. Он считает, что отсутствие нефти или смена нефтеносности газоносностью на площадях со значениями углеродного коэффициента выше 60% является следствием изменения не степени регионального метаморфизма, а начальных условий отложения осадков. Достаточно убедительные доводы, подтверждающие, что именно условия отложения, а не региональный метаморфизм, являются причиной отсутствия нефти в отложениях с углеродным коэффициентом свыше 60%, приводит У. Л. Рассел. Так, в юго-восточной части Оклахомы имеются районы развития мощных осадков, лишенных нефти, хотя значение углеродного коэффициента здесь намного ниже 60%.

Если обратиться к рассматриваемым отложениям яснополянского возраста, то нетрудно заметить аналогичную картину при сопоставлении разрезов, например, Нижнего Поволжья и Припятского грабена. В пределах последнего мощность терригенной толщи местами более чем в два раза превышает мощность таковой в Волгоградской области. Степень регионального метаморфизма, судя по анализам углей, в Припятском грабене была даже более благоприятной для формирования залежей нефти, чем в Нижнем Поволжье. Однако физико-географические условия накопления осадков в Припятской части Русской платформы были таковы, что нефть образоваться здесь не могла.

Следовательно, пользуясь качественным составом углей для выяснения степени регионального метаморфизма в целях определения влияния последнего на нефтегазосность, необходимо учитывать конкретную палеогеографическую обстановку, при которой происходило формирование нефтепроизводящих и нефтевмещающих толщ.

Мы не останавливаемся на органическом веществе углей, как показателе степени литификации осадочных пород в процессе катагенеза. Этот вопрос достаточно подробно освещен в ряде специальных работ и с палеогеографией почти не связан.

## **ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКТОР НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ И ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ**

Выше мы рассмотрели палеогеографическую обстановку накопления терригенной толщи нижнего карбона, влияние этой обстановки на состав и распределение осадков, содержащих горючие ископаемые, а также зависимость формирования залежей нефти от характера и взаимоотношения нефтематеринских пород с породами-коллекторами. Но процесс формирования месторождений нефти немислим без активного участия воды. Известно, что миграция и аккумуляция подвижных углеводородных соединений

наряду с другими факторами контролируются и подземными водами.

Наиболее продуктивная нефтегазоносная зона средневизейских осадков располагается не только вдоль древнего морского побережья, но и вдоль современных окраин Русской платформы. Последние переходят в краевые прогибы, где существует водонапорная система артезианских бассейнов. Это имеет исключительно важное значение для перемещения углеводородов из области их образования в зону, наиболее благоприятную для скопления.

О роли гидрогеологических факторов в формировании и перемещении, в сохранении и разрушении нефтяных месторождений говорится в трудах А. И. Силина-Бекчурина, Н. К. Игнатовича, М. А. Гатальского, В. А. Кротовой, И. О. Брода и многих других. В частности, А. И. Силин-Бекчурин (1948), анализируя палеогидрогеологические условия Урало-Поволжья, увязывает движение подземных вод и нефти с изменением структурно-тектонического плана. По его мнению, тектонические процессы нарушали установившуюся систему гидродинамического и геохимического равновесия в подземных водах, перемещали области питания и стока, создавали условия, при которых воды из одних структур переливались в другие или же оттекали во вновь возникающие зоны дренажа. Он отмечает, что подъемы территории, так же как и опускания, вызывают миграцию нефти, причем при опусканиях нефть мигрирует по пласту, а в противоположном случае по трещинам между пластами.

В палеозойских породах Урало-Поволжья, как полагает А. И. Силин-Бекчурин, миграция происходила по каждому нефтеносному этажу в отдельности, за исключением тех глубоких нарушений, по которым могли сообщаться подземные воды между нефтеносными этажами на отдельных локализованных участках. Как следует из ранее приведенных материалов по нефтеносности, это имело место и в изучаемой терригенной толще нижнего карбона.

Область краевых прогибов, заполнявшаяся в нижнекаменноугольное время осадками неглубоких морей, позже стала областью отдельных замкнутых или сообщающихся артезианских бассейнов, таких как Прикаспийский, Приуральский, Днепровско-Донецкий и др. Это были обширные депрессионные участки земной коры, либо заключенные между пологими бортами платформы и горными сооружениями, либо расположенные между крупными поднятиями платформы. Горные сооружения и положительные структуры первого порядка, будучи значительно приподнятыми по отношению к платформе, являлись зонами питания, создававшими необходимый водонапорный режим, благодаря которому нефть перемещалась с нефтесборных площадей прогибов в породы-коллекторы, обрамлявшие эти прогибы. Как можно было убедиться, особую роль при этом играют аллювиально-дельтовые и русловые образо-

вания речных палеодолин, которые, прорезая борта впадин, дренируют их и одновременно являются не только удобными каналами для миграции флюидов, но и хорошими резервуарами для аккумуляции жидких и газообразных углеводородов.

Наглядным примером этого может служить приустьевая часть долины Кизеловской палеореки, где нефтенасыщенность терригенного карбона возрастает с приближением к пойменной части древней долины, с одной стороны, и к дельтовой зоне, — с другой. Так, если на Краснокамской, Северокамской и Нытвенской площадях в яснополянском надгоризонте имеется всего один пласт нефтеносного песчаника ( $B_2$ ), то на Полазненской площади их два ( $B_1$  и  $B_2$ ), а еще ближе к палеодолине на Яринском месторождении уже три ( $B_1$ ,  $B_2$  и  $B_3$ ). На Каменноложской площади, являющейся продолжением Яринской, толща богатых нефтеносных песчаников (мощность свыше 64 м) находится еще ближе к краю платформы и центральной части русловых отложений, по которым шла разгрузка подземного стока.

Размещение месторождений нефти нижнего карбона вдоль древнего побережья средневизейского моря закономерно не только с точки зрения палеогеографических и тектонических предпосылок, но также и гидрогеологических, поскольку граница суша—море проходит в зоне перехода платформы в краевой прогиб, который впоследствии становится артезианским бассейном. Согласно выводам В. А. Кротовой (1962), в зонах сопряжения платформ с прогибами, за которыми расположены складчатые области, создаются такие гидродинамические напряженные системы, в которых нисходящее движение вод в приплатформенной части борта прогиба благодаря разности напоров воды в области питания и на краю платформы меняется на вертикальное. Именно на участках, прилегающих к прогибу, с восходящим движением вод, по мнению В. А. Кротовой, происходит перемещение и самой нефти из прогиба и формирование ее залежей. Нет необходимости подробно останавливаться на роли подземных вод в формировании залежей нефти и газа, так как этот вопрос рассматривается в многочисленных специальных работах. Заметим лишь, что большинство гидрогеологов, связывая движение подземных вод с тектоническим строением земной коры, порой недостаточно учитывает литологический состав и особенно само строение осадочных толщ, по которым происходит это движение.

Хотя основную роль в изменении и перемещении областей питания, стока и разгрузки подземных вод, а следовательно, и в характере движения флюидальных масс мы признаем за геотектоническим фактором, нельзя умалять и значения палеогеографического фактора. Ведь наиболее удобные пути или каналы для латеральной миграции флюида из впадин к краевым зонам платформы создавались за счет пористых и проницаемых осадков, образование которых контролировалось главным образом палеогеографической обстановкой седиментации.

Если движение флюида происходит в направлении движения подземных вод, т. е. от областей питания к областям стока и разгрузки, то с расположением последних должна в основном совпадать и зона распространения нефтяных и газовых залежей. Это и наблюдается вдоль окраин Русской платформы, где широкие эрозионные долины крупных палеорек, выполненных аллювиальными отложениями, являются благоприятными участками для стока и разгрузки, а также для дифференциации флюида на его составные части — воду, нефть и газ.

Необходимо отметить, что такое дифференцированное распределение нефти и газа ничего общего не имеет с предполагаемым некоторыми исследователями (А. Л. Козлов, В. Ф. Линецкий и др.) свободным струйным перемещением газообразных и жидких углеводородов на далекие расстояния. Критикуя взгляды сторонников струйной миграции, И. О. Брод (1960) правильно заметил, что «высказываемое ими предположение о перемещении углеводородов с Кавказа и Урала на Русскую платформу в виде непрерывной фазы (струи нефти или газа) возвращает нас к фантастическим представлениям XIX в. о подземных нефтяных реках, соединяющих друг с другом нефтегазоносные районы различных стран». И. О. Брод подчеркивал необходимость рассматривать углеводороды и их фазовое состояние всегда в связи с водой, учитывая, что количество их по сравнению с массой воды ничтожно. Кроме того, следует также учитывать, что углеводороды перемещаются в водном растворе и выделяются из него при изменении физико-химической обстановки.

Некоторые исследователи (О. А. Радченко, М. А. Капелюшников, Т. П. Жузе и др.) считают, что миграция углеводородов на значительные расстояния может осуществляться только в газовой фазе. Согласно В. А. Кротовой (1962), в нефтегазоносных областях основной газовой составляющей вод является метан, которому обычно сопутствуют тяжелые углеводороды. Наблюдающееся довольно значительное увеличение упругости водорастворимых газов в сторону краевых впадин служит дополнительным подтверждением наличия миграции углеводородов из впадин на платформу, т. е. из области с большими давлениями в области с меньшими давлениями. На пути миграции насыщенные углеводородными газами воды, охлаждаясь и попадая в зону пониженных гидростатических давлений, выделяют газы и заполняют ловушки.

Закономерность постепенного облегчения нефти в сторону краевых впадин и переход их в газоконденсат, по мнению В. А. Кротовой, могут быть истолкованы как постепенное изменение фазового состояния углеводородов; они свидетельствуют о его движении в сторону увеличения плотности флюида. Внедряясь в обстановку меньших температур и давлений и теряя по пути миграции легкие фракции, флюид постепенно приобретает свойства жидкой фазы и дает скопления залежей нефти. Высказан-

ные положения хорошо согласуются с так называемой теорией дифференциальной миграции или последовательного накопления газа и нефти. Мы вполне разделяем взгляды В. А. Кротовой, считающей, что на сравнительно небольших расстояниях реальна миграция углеводородов в жидкой фазе. Однако нельзя согласиться с ее точкой зрения о том, что миграция углеводородов из глубоких, оконтуривающих платформы впадин совсем не противоречит неорганическому происхождению нефти, так как глубокие разломы существуют не только на платформе, но и во впадинах. Именно на конкретном материале литолого-фациального, геохимического и палеогеографического анализов отложений продуктивной толщи нижнего карбона можно видеть всю несостоятельность гипотезы неорганического образования нефти; эти данные помогают также ответить на вопрос, почему обширными нефтесборными областями являются региональные прогибы или впадины.

Если основными каналами латеральной миграции флюидов служат песчаные породы, залегающие между глинистыми или карбонатными толщами, то мощные аллювиально-русловые образования древних рек, которые наблюдаются в изучаемом литолого-стратиграфическом комплексе, лишь расширяют пути и повышают размеры этой миграции. Все выявленные речные палеодолины почти под прямым углом направлены в сторону Предуральяского прогиба и Прикаспийской впадины, откуда углеводороды перемещались в залежи, расположенные вдоль окраин Русской платформы.

Пространственное размещение нефтяных залежей терригенной толщи нижнего карбона указывает на их связь с прибрежной полосой средневизейских морских бассейнов, которые, в свою очередь, были приурочены к региональным замкнутым или полузамкнутым участкам прогибания земной коры. Сами залежи нефти контролируются локальными структурными или литологическими ловушками, входящими в общую водонапорную систему того или иного артезианского бассейна, причем нефть и газ, заполняющие ловушки, находятся в равновесии с водой вмещающих пород. Это равновесие определяется соотношением залежей с напором и направлением подземного стока.

Таким образом, общая гидрогеологическая обстановка продуктивной толщи нижнего карбона нефтегазоносной территории Русской платформы, несомненно, связана не только со структурным планом, но и с наличием погребенных долин палеорек и их дельт. Гидродинамический режим, а вместе с ним и миграция углеводородов в значительной мере определялись характером распространения, мощностью, выдержанностью, проницаемостью и другими свойствами многочисленных песчаных образований, содержащихся в терригенной толще визе.

Следовательно, детальное восстановление палеогеографической обстановки формирования продуктивных комплексов способствует

и лучшему познанию путей и направлений перемещения флюидальной системы, без которой трудно представить образование нефтяных и газовых залежей.

## ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

В предыдущих разделах книги обращалось внимание на то, что к прибрежным зонам древних морей приурочены многие месторождения нефти и газа, а крупнейшие из них — к областям распространения дельтовых и авандельтовых отложений. Что же это — случайное совпадение или закономерное явление?

Выше мы уже попытались ответить на этот вопрос, рассматривая связь между сушей и морем, между физико-географической обстановкой и развитием биосферы, между формированием генерирующих и аккумулирующих нефть и газ отложений. Раскрытие указанных связей позволяет установить вполне определенную палеогеографическую зональность нефтегазонакопления, вытекающую из общей закономерности распространения горючих ископаемых.

Попробуем подтвердить это еще раз на примере размещения залежей нефти в терригенной толще яснополянского надгоризонта, физико-географическая обстановка накопления которой относительно детально выяснена. Нанесем на палеогеографическую карту основные месторождения нефти, открытые в этой толще (рис. 59). На ней хорошо видно, что почти все месторождения группируются вдоль прибрежной зоны морского бассейна времени накопления данной толщи. Остановимся на особенностях распространения в последней залежей нефти и прежде всего крупных по запасам.

Из выявленных к настоящему времени в отложениях нижнего карбона Урало-Поволжья нефтяных залежей самыми богатыми являются расположенные на юго-востоке Куйбышевской и в северной части Оренбургской областей. Здесь в Куйбышевском Заволжье в зоне обширной дельты средневизейской палео-Камы установлена богатейшая промышленная нефтеносность песчаников терригенной толщи.

В северном направлении по Камско-Кинельскому прогибу, т. е. вверх по речной палеодолине, в районе Горького Оврага, Малиновки, Радаевки, дебит нефтяных скважин падает. Еще дальше к северу, в Мелекесской опорной скважине, совсем нет нефти. Из этого следует, что область нефтепроизводящих осадков располагалась на материковой отмели морского бассейна, куда впадала палео-Кама, в связи с чем песчаники авандельты насыщены нефтью гораздо больше русловых, отстоящих значительно дальше от шельфа. Кроме того, напрашивается и другой вывод о том, что сама Камско-Кинельская впадина не являлась

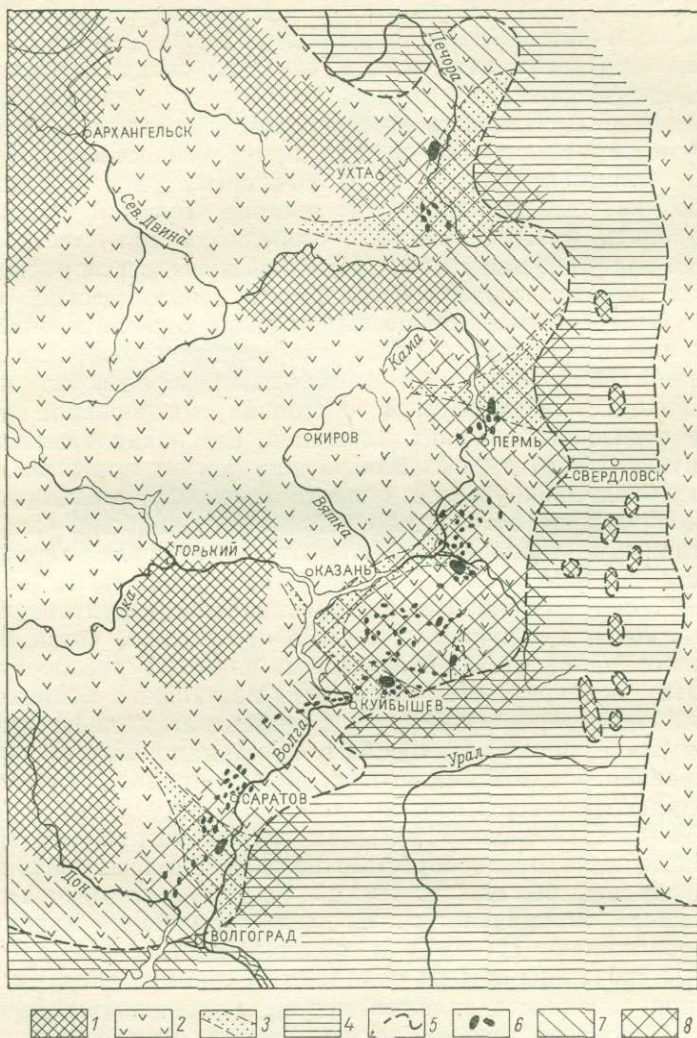


Рис. 59. Карта размещения основных месторождений нефти в яснополянской продуктивной толще Урало-Поволжья, а также пояса и узлов нефтегазонакопления.

1 — повышения в древнем рельефе; 2 — низинная равнина; 3 — речные долины и их устья; 4 — морской бассейн; 5 — береговая линия; 6 — месторождения нефти; 7 — пояс нефтегазонакопления; 8 — узлы нефтегазонакопления.

областью накопления нефтематеринских пород, по крайней мере в средневизейское время.

Карбоновая нефть Мухановских месторождений характеризуется высокой плотностью, большим содержанием смол, серы, парафина и относительно низким выходом светлых (бензиновых и керосиновых) фракций.

Высокая продуктивность Мухановского и соседних месторождений нефти обусловлена, во-первых, приуроченностью к дельтовым осадкам огромной палеореки и, во-вторых, расположением на довольно крутом юго-восточном склоне Русской платформы. Именно здесь в прибрежной и особенно в приустьевой части моря, где поступающие с континента огромные массы речной воды коренным образом изменяли обстановку, механические, химические и биологические процессы осадконакопления отличались особой интенсивностью. Здесь, скорее всего, образовывались первично-битуминозные нефтематеринские породы, из которых нефть, находясь в диффузном состоянии, мигрировала в более высокие горизонты соседних площадей, где накапливалась в соответствующих структурных или литологических ловушках.

В соседней, Оренбургской, области около 62% всей добываемой нефти получают за счет отложений нижнего карбона. Основными продуктивными горизонтами служат угленосный терригенный и отчасти верхнетурнейский карбонатный комплексы. Нефтяные месторождения Красноярское, Заглядинское, Султангуловское, Тархановское и др., расположенные в центральной части Большекинельского вала, также относятся к площади распространения дельтовых осадков. Не случайно песчаники бобриковского горизонта здесь прослеживаются в виде сравнительно узких, но длинных полос, протягивающихся в субмеридиональном направлении. Бурением установлено, что эти полосы продолжают сравнительно далеко к северу. Как сообщают А. И. Кулаков, М. Ф. Свищев и А. С. Пантелеев (1962), на крутом погружении Большекинельского вала рукавообразные песчаные полосы расширяются и образуют как бы конуса выноса терригенного материала или своеобразные «микродельты». Песчаные отложения характеризуются пористостью 17—25% и проницаемостью 0,3—2,0 дарси. Нефтяные скважины обычно обладают высокими дебитами.

На приуроченность залежей нефти к отложениям дельтового или руслового характера в Среднем Заволжье указывают и такие данные, как материалы по сейсморазведке и результаты бурения. Так, согласно схеме распределения максимальных мощностей терригенной толщи нижнего карбона, составленной Л. Н. Еланским и М. И. Толкачевым (1959), южнее района Муханово толща разветвляется как бы на два своеобразных русла, отражая, по мнению этих исследователей, картину древнего внутрiformационного размыва. Именно дельтовые рукава и притоки сначала размывали и углубляли свои русла, а затем, по мере изменения базиса эрозии, заполняли их преимущественно песчаным материалом.

На Покровском месторождении нефти, расположенном в Чапаевском районе Куйбышевской области, в тульском горизонте бурением выявлена шнурковая залежь нефти (рис. 60), представляю-

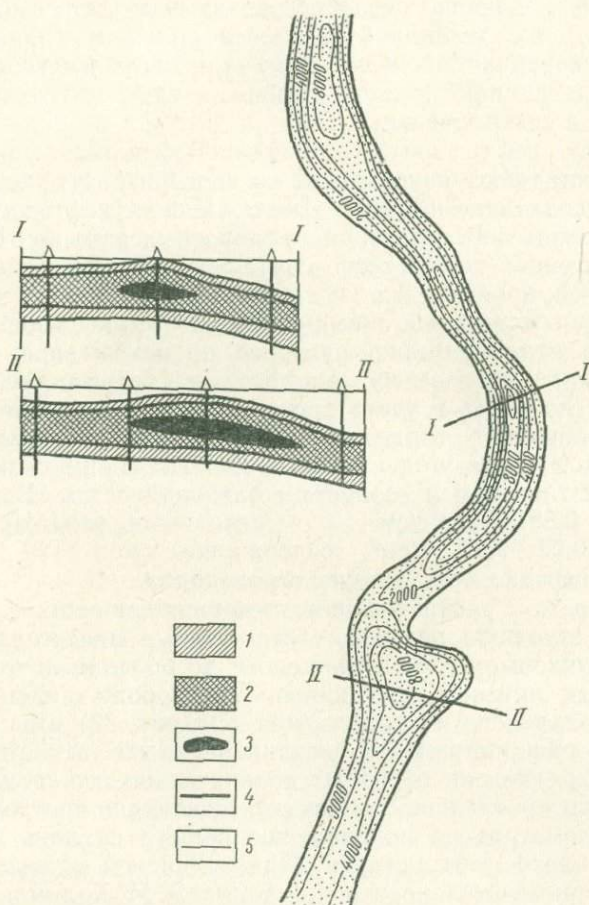


Рис. 60. Продуктивный песчаный пласт Покровского месторождения нефти (А. П. Моргунов и др., 1960).

1 — известняки; 2 — глинистые породы; 3 — нефтеносный песчаник; 4 — границы пласта; 5 — изолинии пьезопроводности.

щая собой вытянутую почти в меридиональном направлении полосу мелкозернистого кварцевого песчаника, залегающего среди глин. Длина оконтуренной залежи 10 км, ширина от 250 до 1300 м. С севера на юг вдоль ее продольной оси мощность песчаника колеблется в пределах 5—10 м. К краям полосы песчаники выклиниваются, замещаясь глинами. Песчаник хорошо отсортирован,

средняя пористость его составляет 20,6%, а проницаемость по керну 0,75 и по промысловым данным 0,8 дарси.

На русловый тип шнурковой залежи указывают не только описанные выше ее особенности, но и характер пьезопроводности. Линии равных значений последней показывают, что в центральной части русла, где течение было более сильным и накапливался более крупнозернистый песок, пьезопроводность увеличивается. По тем же линиям можно судить о том, что течение было направлено с севера на юг.

Основные нефтеносные площади Башкирии, приуроченные к терригенной толще яснополянского надгоризонта, располагаются в Бирской седловине (Арлаю-Дюртюлинская нефтеносная зона), в Туймазинском и Шкаповском нефтеносных районах. Продуктивность терригенной толщи тесно связана с ее мощностью. Увеличение последней, происходящее главным образом за счет песчаников, обычно сопровождается и повышением их нефтенасыщенности.

Мы уже отмечали явно русловое происхождение песчаников угленосной толщи северо-западной и юго-западной частей Башкирии, где нефть и уголь встречаются в одних и тех же отложениях угленосного горизонта. При этом нефть, как правило, располагается выше угольных залежей. По своим свойствам она относится к тяжелым и сернистым разновидностям. Их плотность составляет 0,88—0,91 г/см<sup>3</sup>, а в небольших залежах Шкапово достигает 0,92—0,93 г/см<sup>3</sup>; содержание смол 12—18%, серы 2,5—3,5%; нередко присутствует сероводород.

Особенности распределения нефтесодержащих песчаников подчинены строению песчаных тел, которые представляют собой типичные русловые полосы, сложенные то большими, то меньшими по мощности линзами песчаников. Это хорошо видно также из профиля Арланского месторождения (см. рис. 38) и из схематической карты распространения песчаников на юго-западе Башкирии (см. рис. 39), где они образуют сравнительно неширокие, но значительные по протяженности полосы. Последние протягиваются на десятки километров по направлению общего наклона юго-восточного борта платформы в сторону Прикаспийской синеклизы.

Весьма примечательно, что, по данным Э. М. Халимова (1960 г.), в пределах песчаных полос угленосной толщи юго-запада Башкирии, кроме структурных, обнаружены и литологические ловушки нефти, связанные с выклиниванием песчаников вверх по восстанию пластов. Самыми крупными по размерам и запасам являются две литологически экранированные залежи, вскрытые рядом скважин на Шкаповской площади. При описании Шкаповской палеореки средневизейского времени мы уже отмечали наличие трех песчаных полос (русел), очевидно, принадлежащих к рукавам приустьевой части этой реки. В пределах центральной, так называемой Белебей-Шкаповской полосы, по мнению Э. М. Халимова, углеводороды, мигрировавшие вверх по восстанию пород и насыщавшие встречавшиеся по пути ловушки, должны

были аккумуляроваться и в наиболее приподнятой северной части полосы, запечатанной со всех сторон непроницаемыми породами. Поэтому здесь, где-то в районе Усень-Ивановской площади, в песчаниках угленосной толщи могут быть встречены литологически экранированные залежи. Следует добавить, что не только на указанной площади, но и в юго-западной части Башкирии, а также в прилегающих к ней районах Оренбургской области можно ожидать открытия новых как структурных, так и литологических залежей нефти и газа, связанные с аллювиально-русловыми и дельтовыми осадками.

Если в район Шкаповской речной палеодолины нефть проникала из прибрежно-морских отложений морского бассейна, омывавшего юго-восточную окраину Русской платформы, то откуда она могла мигрировать в залежи, сформировавшиеся в Бирской седловине? Этот вопрос возникает в связи с тем, что аллювиально-речные отложения северо-западной Башкирии мы относим к одному из притоков палео-Камы, долина которого открывалась в сторону, противоположную древней береговой линии. Однако в данном случае следует учитывать расположение верховьев этого притока непосредственно вблизи морского побережья. Кстати заметим, что вся палео-Кама напоминает современный Нигер, который, начинаясь у берегов Атлантического океана, течет в глубь материка и, описывая большую дугу, впадает в Гвинейский залив.

Анализируя характер размещения богатых нефтяных месторождений в песчаных отложениях палео-Камы, можно видеть, что наибольшая концентрация нефти сосредоточена в приустьевой и верхней ее частях, т. е. в тех частях, которые либо непосредственно примыкают к древнему морскому бассейну, либо наиболее близки к нему. Несмотря на значительную перестройку структурного плана, после накопления терригенной толщи нижнего карбона, по-видимому, решающее значение для формирования в ней залежей нефти имело первоначальное положение пород-коллекторов по отношению к нефтепроизводящим породам.

В Нижнем Поволжье наиболее богатые залежи нефти находятся в районах с повышенной мощностью терригенной толщи нижнего карбона. Как уже отмечалось выше, таким районом является довольно обширная территория дельты Рязано-Саратовской палеореки, поперечный профиль которой изображен на рис. 61. Здесь известен ряд месторождений нефти и газа в отложениях яснополянского надгоризонта (Коробковское, Жирновское, Линевское, Бахметьевское и др.). Наиболее богат нефтью бобриковский горизонт, хотя нефтеносными являются и карбонатные породы турнейского яруса, и песчаники тульского возраста.

Выявленный бурением на отдельных нефтеразведочных площадях характер изменения мощностей песчаников бобриковского горизонта в Рязано-Саратовском прогибе позволил наметить самую общую и, безусловно, далеко не полную схему расположения и

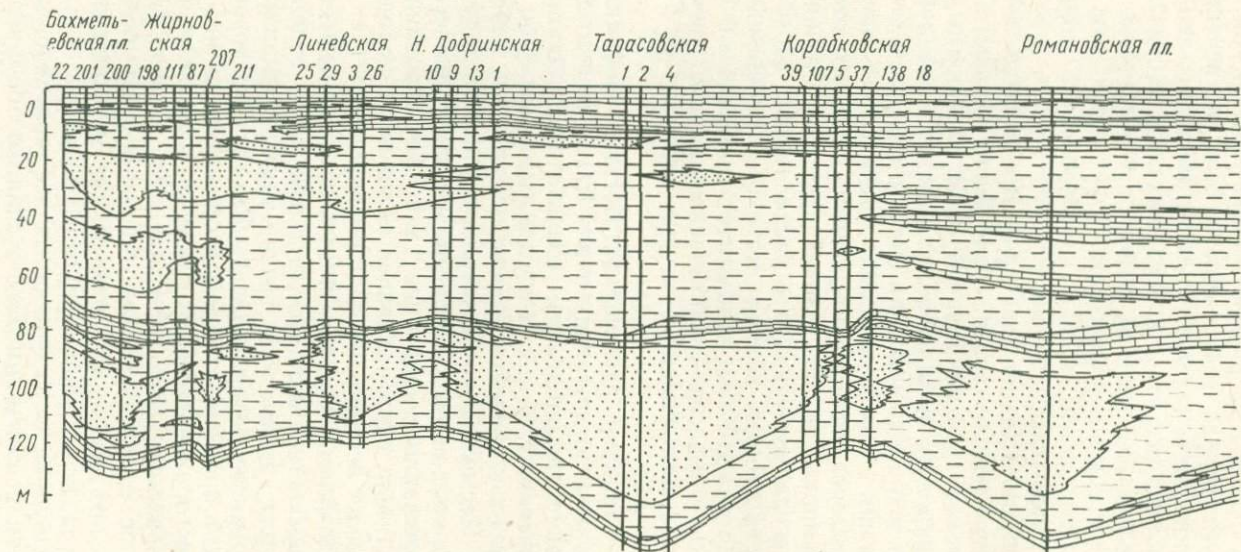


Рис. 61. Поперечный профиль части Рязано-Саратовской палеодельты яснополянского времени.

направления рукавов древней дельты. Из этой схемы (см. рис. 56) видно, что рукава направлены в основном с северо-запада на юго-восток, т. е. по склону платформы. Следовательно, миграция углеводородов происходила в противоположном направлении. Они двигались по многочисленным песчаным каналам и аккумуляровались либо в структурных, либо в литологических ловушках. Это подтверждается и характером изменения бутуминозности осадков угленосного горизонта. С приближением к морскому побережью увеличиваются песчаность и мощность терригенной толщи, а вместе с ними и битуминозность пород.

До сих пор нефтяные месторождения Волгоградской области разведываются как структурные, однако почти во всех брахиантиклинальных поднятиях, содержащих нефть, коллекторами служат рукавообразные песчаные отложения палеодельты. Выклинивающиеся или ограниченные глинами, эти отложения весьма удобны для формирования литологически экранированных или литологически ограниченных залежей нефти и газа. Особенности распространения таких залежей, связанных с рукавообразными образованиями песчаников, раскрываются при выяснении условий формирования уже известных месторождений. Одним из примеров может служить район Иловлинско-Медведицких дислокаций.

Направлявшиеся здесь по восстанию пластов с востока углеводороды легче всего проходили сквозь песчаные отложения как главного палеоруслу, так и его ответвлений, и в них же накапливались. Одним из таких ответвлений от основного миграционного потока нефти и газа является Иловлинское поднятие, имеющее сравнительно небольшие размеры. Заполнив Иловлинскую ловушку, поток углеводородов продвигался далее к северо-западу в направлении Линевской площади, заполняя по пути другие ловушки. Формирование расположенной еще дальше к северо-западу Жирновской залежи происходило независимо от Линевской, так как между ними лежит полоса плотных глинистых пород.

На западном крыле Жирновской брахиантиклинали вскрыта залежь нефти, которая отличается от всех остальных залежей бобриковского горизонта не только положением своих водо-нефтяных контактов ( $-940$  м,  $-911$  м), но и пластовыми давлениями (на  $23$  кгс/см<sup>2</sup> ниже), а также газовыми факторами (на  $26$  м<sup>3</sup>/т меньше). Эта залежь представляет собой изолированную глинами, совершенно обособленную песчаную ловушку литологического типа.

Еще одно ответвление от основного потока наблюдается севернее Иловлинской площади, в зоне развития сплошных песчаников. Здесь нефть накопилась в тектонически и литологически экранированных ловушках, расположенных на пути ее миграции из нефтесборного бассейна. Таким образом, хотя направление регионального перемещения углеводородов было общим, но промышленные скопления их контролировались литолого-структурными условиями и они образовывались независимо друг от друга.

По-видимому, значительная часть разветвленных рукавов дельты впадала в морской бассейн южнее и юго-восточнее главного русла. Об этом, в частности, свидетельствует некоторое увеличение мощности терригенной толщи в этом районе, а также наличие месторождений нефти (Арчединское, Зимовское, Саушинское, Верховское, Абрамовское и др.). Залежи этих месторождений относятся к структурно-литологическим, многие из них являются газовыми. Углеводороды перемещались сюда из того же нефтесборного бассейна, которым являлось широкое побережье средневизейского моря, но по другим, относительно более мелким каналам.

Из предыдущего описания дельты Рязано-Саратовской палеореки и приведенного материала следует, что на рассматриваемой территории Нижнего Поволжья должны находиться значительные скопления нефти и газа, связанные исключительно с литологическими ловушками. В частности, такие скопления предполагаются на площади, расположенной к северо-западу от Иловлинского месторождения и к востоку от Жирновского.

Указанными площадями, безусловно, не исчерпываются перспективы нахождения новых месторождений нефти в Волгоградском Поволжье. Все еще остается огромным резервом для поисков литологических залежей юго-восточная часть обширной дельтовой зоны, слабо освещенная бурением из-за отсутствия структур, заслуживающих внимания разведчиков нефти. К поискам чисто литологических залежей здесь пока не приступали.

Необходимо учесть, что в Волгоградском Поволжье все наиболее крупные и легко устанавливаемые локальные поднятия и связанные с ними залежи нефти и газа в основном выявлены и разведаны. Следовательно, настоятельно выдвигается необходимость поисков литологических залежей этих горючих ископаемых. Начинать такие поиски надо прежде всего в зонах древних дельт путем выявления и детализации образований русел, рукавов и протоков.

Одно из наиболее серьезных возражений против поисков литологических залежей обычно вызвано необходимостью затрат большого объема буровых работ. Однако за последние годы значительных успехов добились геофизические методы. Их как раз и нужно гораздо шире использовать для оконтуривания песчаных рукавообразных и других форм тел. Следует подчеркнуть, что экономически наиболее целесообразно проводить поиски прежде всего на тех площадях, которые уже в значительной мере охвачены структурным, разведочным и эксплуатационным бурением. Тщательно проанализировав накопленный геологический материал и определив общий характер распространения песчаных образований, нетрудно определить участки для заложения поисковых скважин.

Сказанное относится не только к Волгоградскому Поволжью. Учитывая, что Волго-Уральская нефтегазоносная область, являющаяся основной нефтедобывающей базой Советского Союза, нуждается в дальнейшем приращении разведанных запасов, поиски

новых залежей здесь возможны только на палеогеографической основе, так как выявленные структурные ловушки почти все разбурены. Детальные палеогеографические реконструкции должны быть построены для девонских, нижне- и среднекарбоновых, а также нижнепермских продуктивных комплексов. Это даст возможность определить наиболее перспективные площади для поисков литологических и стратиграфических залежей, которые остаются единственным резервом поддержания добычи на достигнутом уровне в течение длительного периода.

## **ОБЩАЯ ЗАКОНОМЕРНОСТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА В СТРУКТУРНОМ И ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКОМ ПЛАНЕ**

Эмпирически давно подмечено, что нефтяные и газовые залежи чаще всего приурочены к периферийным зонам региональных прогибов или впадин. Не случайно большинство исследователей в основу выделения территорий регионального нефтегазоаккумуляции кладет тектонический принцип, т. е. современный структурный план. Правда, при этом процесс формирования и характер распространения месторождений нефти и газа зачастую рассматриваются вне исторического развития, т. е. вне палеотектонического плана. Безусловно, более правильно связывать нефтегазоносные территории не только с современными, но и с древними депрессиями, учитывая, что последние неоднократно изменялись и во времени, и в пространстве.

Почему же нефтегазоносные площади связывают не с поднятиями, а с прогибами земной коры? Не противоречит ли это приуроченности залежей нефти и газа к антиклинальным структурным формам?

Во-первых, прогибы, являясь седиментационными бассейнами, представляют собой области накопления как нефтематеринских, так и нефтемещающих пород. Выше мы отмечали огромную роль бактерий, входящих в состав биогенной массы мелководных морей. Следует особо подчеркнуть значение мелководных условий для массового развития микроорганизмов. Не случайно наибольшее скопление органических остатков, дающих начало битумообразованию, отмечается в прибрежных зонах морских бассейнов. Поэтому нефтематеринские породы, как правило, распространяются не на всей площади региональных прогибов, занимавшихся морями, а главным образом в краевых их частях.

Во-вторых, структурными ловушками нефти и газа являются локальные поднятия, приуроченные к региональным прогибам. В подтверждение этого можно привести следующий пример: по данным А. Бенца (1961 г.), в Северо-Западном Европейском бассейне нефть добывается главным образом из юрских и нижнемеловых отложений, причем из 200 соляных куполов только 10—15% являются нефтеносными.

Анализируя причины отсутствия в большинстве солянокупольных поднятий скоплений нефти, автор объясняет это тем, что непродуктивные соляные купола находятся за пределами основных мезозойских прогибов. Обширные ненефтеносные площади приурочены к древним поднятиям, на которых осадконакопление в течение юры и нижнего мела происходило в значительно меньших масштабах, чем внутри прогибов. Последние представляют собой область накопления нефтематеринских пород. Разного типа ловушки, в которых аккумуляровалась мигрирующая нефть, распространены главным образом в краевых частях прогибов.

Однако достаточно ли одного тектонического и даже палеотектонического критерия для оценки нефтегазоносности той или иной территории? Из совокупности различных факторов, участвующих в сложном процессе формирования нефтяных и газовых залежей, к важнейшим наряду с тектоникой относят также и такие неперенные условия, как наличие нефтегазоматеринских отложений и коллекторов. Первые из них должны обладать относительно высокой производительностью, вторые — достаточной пористостью и проницаемостью для аккумуляции углеводородов в структурных, литологических или стратиграфических ловушках. Для образования богатых залежей мощность аккумулятивной толщи, как нам представляется, будет иметь решающее значение, так как высокая производительность нефтематеринских пород может быть компенсирована либо за счет обширной площади их распространения, либо за счет продолжительного существования благоприятных условий нормального преобразования органического вещества в углеводороды.

Разумеется, ни один из факторов сам по себе не может считаться достаточным для формирования залежи нефти или газа. Только при определенном сочетании и взаимосвязи всех необходимых факторов обеспечивается полный процесс формирования. Однако это не значит, что для лучшего познания такого процесса их нельзя рассматривать отдельно, тем более что некоторые из них как бы состоят из комплекса условий или факторов. К одному из таких факторов мы относим физико-географическую обстановку накопления продуктивных отложений, представляющую собой совокупность таких отдельных факторов, как тектоника, рельеф, литолого-фациальные условия, климат и др. Вот почему нам представляется, что палеогеографический фактор, как включающий ряд важнейших условий седиментогенеза, принадлежит к числу главнейших и способен оказывать решающее влияние на образование и скопление углеводородов в тех ли иных ловушках. В этом нетрудно убедиться на примере палеогеографических условий формирования продуктивной толщи ясинопольского надгоризонта, а также многих других толщ, содержащих нефть и газ.

Поэтому нам представляется весьма важным критерием общей нефтегазоносности того или иного литолого-стратиграфического комплекса его положение по отношению к береговой зоне

морского бассейна периода накопления нефтесодержащих толщ. А степень оценки перспектив такого комплекса будет во многом зависеть от детальности восстановления палеогеографической обстановки.

Опыт мировой нефтедобывающей практики и данные, приведенные в настоящей работе, убедительно свидетельствуют о том, что размещение промышленных скоплений нефти и газа прежде всего происходит вдоль побережий морских бассейнов, обладавших или обладающих шельфами с достаточно широкой отмелью.

Приуроченность нефтяных месторождений к береговой линии во многих местах земного шара мы отмечали выше. По данным У. Л. Рассела (1958), в Голф-Косте, Техасе, Луизиане и других районах США месторождения нефти почти совпадают с древними береговыми линиями каждой нефтеносной толщи.

Приуроченность нефтяных залежей к морскому побережью подтверждается и таким фактом, что за последние годы во многих странах все большее развитие получают поиски и добыча нефти на мелководных площадях континентального шельфа.

На побережье Южной Америки расположены богатейшие нефтегазоносные площади — Маракаибский и Восточно-Венесуэльский бассейны. Последний является обширнейшей дельтовой областью р. Ориноко, впадающей в Венесуэльский залив в течение очень длительного времени.

В Европе к перспективным в нефтегазоносном отношении площадям относятся мелководные области Средиземноморского бассейна, оставшегося от древнего Тетиса. В частности, к северо-западной мелководной части Адриатического моря прилегает богатый нефтегазоносный район нижней долины р. По. Необходимо отметить, что крупные залежи нефти Франции на побережье Бискайского залива также связаны с дельтами крупных рек. Например, богатейшее месторождение Парентос у Бордо расположено в дельте р. Гаронны.

Как известно, уникальные месторождения нефти приурочены к побережьям сравнительно мелководного Персидского залива, где в настоящее время успешно осваиваются и площади, находящиеся под его водами.

Кроме перечисленных, весьма перспективны зоны шельфов, полого спускающихся в моря и океаны у берегов Индонезии, Японии, Бирмы, Австралии, Северной Африки и в ряде других мест нашей планеты. Нет никакого сомнения, что и на побережье многочисленных морей, омывающих Советский Союз, еще будут открыты богатейшие скопления нефти и газа.

Зональность нефтегазоаккумуляции, связанная как с тектоническим, так и с палеогеографическим фактором, хорошо видна, например, в Пермской впадине (США), где продуктивные горизонты приурочены к песчаным и карбонатным отложениям от ордовикского до пермского возраста. Месторождения нефти и газа здесь сосредоточены в поясах, протягивающихся на многие десятки и даже

сотни километров (рис. 62). Один из таких поясов — западный представлен прибрежной терригенно-ангидритовой толщей, переходящей по простирацию в рифогенные образования, с которыми связаны богатейшие нефтяные и газовые залежи. Длина пояса около 150 км, а ширина 5—20 км.

В пределах Пермской впадины открыто несколько сотен месторождений, большинство из которых расположено в тектоническом

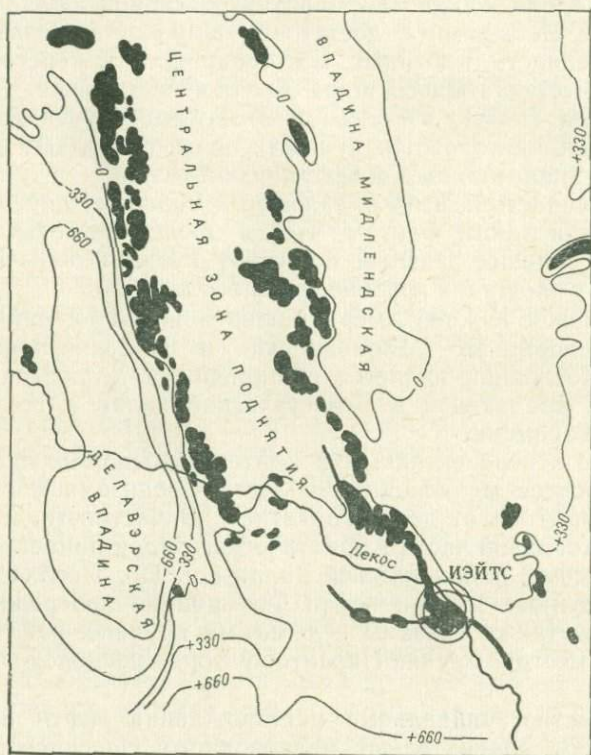


Рис. 62. Схематическая карта расположения залежей нефти и газа в Пермской впадине, США (В. А. Вер-Вибе, 1952).

плане на склонах центральной зоны поднятия, а в палеогеографическом вдоль древнего морского побережья. Более половины всей добычи этого региона приходится на 12 крупнейших месторождений.

Часто на локальных поднятиях распределение песчаных коллекторов, а следовательно, и нефтегазонакопление контролируется физико-географической обстановкой прошлого осадконакопления. Так на одном из крупнейших в нашей стране месторождений нефти — Ромашкинском основные запасы приурочены к хорошо отсортированным песчаникам пашийского горизонта. Распростра-

нение последних носит явно авандельтовый характер. Ширина отдельных рукавообразных полос этих песчаников изменяется от 0,5—1,5 до 6—8 км. Выделяемые в пласт  $D_1$  они обладают весьма сложным строением и расчленяются на ряд прослоев или лин-

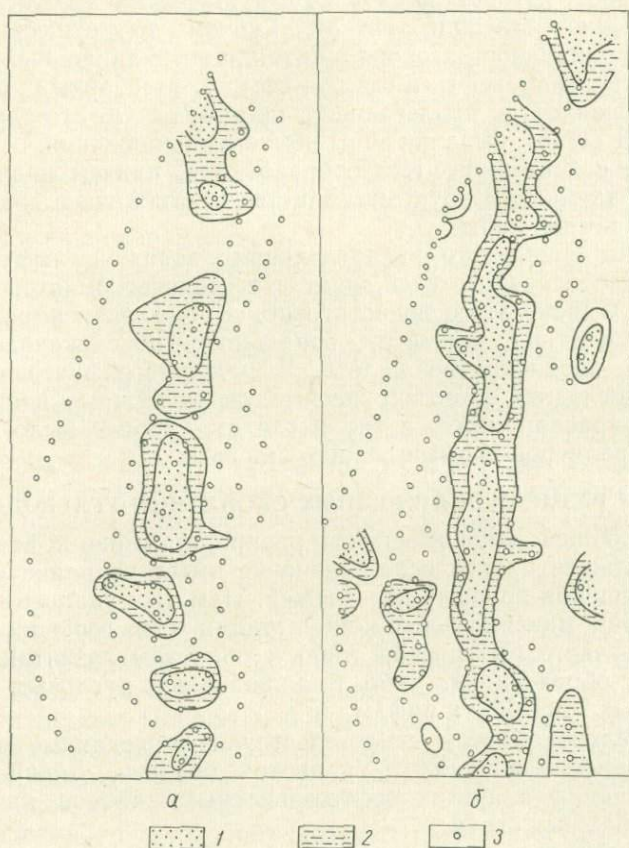


Рис. 63. Карта распространения песчаных коллекторов горизонта  $D_1$  на Ромашкинском месторождении нефти  
И. П. Чоловский, 1966).

*a* — по состоянию на 1 июня 1959 г.; *b* — то же на 1 июня 1963 г.  
1 — коллекторы высокой проводимости (песчаники); 2 — коллекторы низкой проводимости (алевролиты); 3 — скважины.

зовидных тел. Суммарная мощность их колеблется от нескольких метров до 15—30 м и даже 50 м.

Местами среди рукавообразных песчаных тел наблюдаются вытянутые «острова», состоящие из глинистых алевролитов или аргиллитов. О характере строения одного из пластов продуктивного горизонта можно судить по рис. 63, из которого видно,

какое количество «сухих» скважин пробурено из-за того, что не были учтены генетические особенности распространения песчаников.

На зональную приуроченность нефтяных и газовых месторождений к бортам крупных прогибов обращает внимание А. И. Леворсен (1958), который наряду со структурными выделяет и стратиграфические ловушки. И. М. Губкин по существу также признавал зональность, говоря о питании антиклинальных зон, с которыми связаны нефть и газ, за счет нефтесборных площадей, располагавшихся в прилегающих прогибах. Об этом же писал И. О. Брод (1946), выделяя зоны нефтегазоаккумуляции, неразрывно связанные с зонами нефтегазообразования, причем последние он относил к элементам крупных областей прогибания в современной структуре земной коры.

Причины зонального распределения залежей нефти и газа большинство исследователей ищет в тектоническом строении земной коры. Однако этого недостаточно. Кроме зависимости характера региональных депрессий, зональность обуславливается, как мы могли неоднократно видеть, и палеогеографической обстановкой. Последняя помогает решить очень важные вопросы: откуда мигрировали нефть и газ и где им удобнее было накапливаться до размеров промышленных залежей.

#### **ХАРАКТЕР РАЗМЕЩЕНИЯ КРУПНЫХ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Кроме общей закономерности распространения нефти и газа, весьма большое практическое значение имеет познание особенностей размещения крупных их залежей. Нам уже удалось выяснить, что площади максимальной концентрации этих горючих ископаемых очень часто приурочены либо к областям развития древних дельтовых образований, либо к аллювиально-русловым осадкам прибрежных зон, либо к рифам.

Убедительно об этом свидетельствуют разведанные и подсчитанные запасы нефти Волго-Уральской области, Днепровско-Донецкой впадины и других нефтегазоносных районов как нашей, так и зарубежных стран.

Из выявленных в Урало-Поволжье дельтовых зон некоторое исключение составляют лишь Тимано-Печорская и отчасти Кизеловская палеодельты, отложения которых в значительной степени оказались вовлеченными в складчатую зону Урала и выведенными на дневную поверхность. Но даже и при этом о былой исключительно богатой нефтеносности Тимано-Печорской дельты свидетельствует мощная свита «точильного камня», представляющая собой кварцевый песчаник, сцементированный окисленной нефтью, содержание которой достигает более 4% от общего веса породы.

Устье Кизеловской палеореки и особенно ее авандельта также вовлечены герцинским орогенезом в складчатую область западного склона Урала и в значительной степени разрушены. Все же и в таких условиях наиболее богатые нефтяные месторождения Пермского Приуралья оказались связанными с приустьевой ча-

стью древней речной долины. К самым крупным из выявленных здесь к настоящему времени месторождений нефти относится Ярино-Каменноложское.

Для более полной оценки продуктивности месторождений нефти, связанных с образованиями палеодельт, больше всего подходят те из них, которые не затронуты процессами разрушения. Так, Мухановское месторождение, расположенное в центральной части палеодельты ранневизейского времени, содержит в отложениях нижнего карбона около 60% своих запасов и в девоне остальную их часть.

Находящиеся в той же дельтовой зоне Кулешовское, Михайловско-Коханское и Дмитриевское нефтяные месторождения также относятся к наиболее богатым.

Запасы Радаевского месторождения, расположенного вверх по речной долине палео-Камы, во много раз меньше запасов, сосредоточенных в песчаных отложениях древней дельты. Совсем не встречено нефти в Мелекесской опорной скважине, которая находится еще выше по долине той же палеореки.

Отличительная особенность богатых природных резервуаров, связанных с дельтовыми и приустьевыми образованиями, выступает еще более четко при сравнении их с другими площадями, на которых отсутствуют аллювиально-руслые отложения. Так, например, в пределах Татарского свода, где средняя мощность яснополянского надгоризонта сравнительно невелика, а его породы выражены удаленными от моря континентальными фациями, они почти не содержат залежей нефти. Исключение составляет лишь Новоелховское месторождение, в котором лишь небольшая часть запасов нефти приходится на бобриковский горизонт. Однако одновозрастна ли эта нефть с вмещающей ее толщей неизвестно.

В Саратовском Поволжье бобриковский и тульский горизонты хотя и продуктивны, однако запасы содержащейся в них нефти во много раз меньше запасов других месторождений нижнекаменноугольного возраста. Следует отметить, что в Соколовогорском месторождении на долю бобриковского горизонта приходится немногим более 2% общих запасов всей продуктивной толщи, включающей и породы девонской системы. Такое соотношение по большинству месторождений Саратовского Поволжья указывает на подчиненное значение нефти в отложениях карбона.

Одной из основных причин относительно небогатых скоплений нефти в правобережных районах Саратовской области мы считаем удаленность этих районов от моря и отсутствие в них достаточно мощных аллювиальных отложений. Однако в Заволжье ближе к древнему морскому берегу, где откладывались пляжевые и баровые песчаники, могут встретиться более крупные залежи.

Иную картину мы наблюдаем на площади, расположенной в приустьевой части широкой долины Рязано-Саратовской палеореки. В этой зоне встречаются гораздо более крупные скопления нефти. Так, основная часть из разведанных запасов нефти на

Коробковском месторождении содержится в бобриковском горизонте. На Жирновском месторождении — в бобриковском и тульском горизонтах, а на Бахметьевском — в яснополянском надгоризонте.

Не только дельтовые, но и другие аллювиальные образования, отлагавшиеся вблизи берегов древних морей, являлись хорошими вмещающими для передвигавшихся углеводородов. Об этом, в частности, свидетельствуют запасы нефти месторождений, расположенных в Бирской седловине Башкирии. Известное здесь Арланское месторождение, находящееся в зоне речной палеодолины, протягивавшейся на довольно значительном расстоянии вдоль морского бассейна, обладает большими запасами нефти, приуроченными в основном к толще средневизейского возраста, представленной аллювиально-руслыми отложениями.

Залежи нефти, скопившиеся в отложениях дельты средневизейской реки, наблюдаются также в Шкаповском и других районах на юго-востоке Башкирии, где запасы нефти, содержащейся в нижнекаменноугольных песчаниках, достаточно велики.

Из нефтяных и газовых месторождений, открытых в карбоне Днепровско-Донецкой впадины, значительными запасами нефти обладают Гнединцевское, Качановское и Глинско-Розбышевское месторождения. Они расположены в выделяемой нами дельтовой Припятской палеореки.

Можно было бы сослаться еще на ряд примеров, подтверждающих приуроченность распространения крупных залежей нефти именно к древним дельтовым зонам Русской платформы. Достаточно напомнить об известном Ромашкинском месторождении, основная масса нефти которого сосредоточена в отложениях девона, выраженных типичными авандельтовыми осадками.

Известно, что богатейшие месторождения нефти в США расположены на побережье Мексиканского залива, где они сосредоточены в мощных дельтовых образованиях Миссисипи. Прибрежная полоса этого залива, входящая в штат Луизианы и охватывающая только часть дельты, по последним данным содержит  $\frac{1}{3}$  всех запасов нефти США.

Приведенные данные подкрепляют высказанное выше мнение о существовании определенной закономерности в распространении крупных месторождений нефти и газа. Но для практического использования этой закономерности при поисково-разведочных работах необходимо предварительное проведение детальных палеогеографических исследований.

На рис. 64 приведена карта сопоставления запасов нефти месторождений, расположенных в зоне палеодельт, с запасами месторождений, выявленных на остальных площадях по отдельным экономическим районам. Из нее видно, что наибольшее количество нефти в нижнекаменноугольных отложениях содержится в приустьевых образованиях древних рек. Следовательно, выводы об особой роли дельтовых образований в аккумуляции больших скоплений нефти подтверждаются практикой.

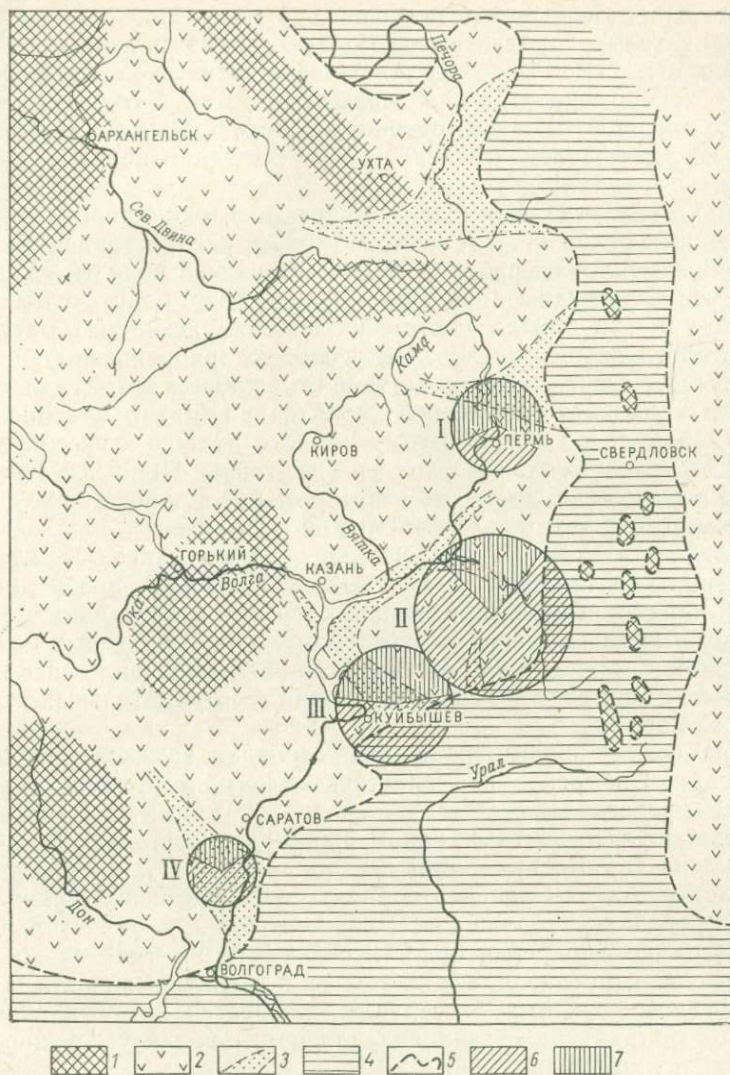


Рис. 64. Карта сравнения выявленных запасов нефти в яснополянском надгоризонте различных палеогеографических зон Урало-Поволжья.

1 — повышенные участки палеорельефа; 2 — низинная равнина; 3 — долины и дельты палеорек; 4 — морской бассейн; 5 — береговая линия; 6 — запасы, относящиеся к площадям дельтовых и аллювиально-русловых отложений; 7 — запасы остальных площадей. Районы: I — Пермский; II — Арланский; III — Куйбышевский; IV — Волгоградский.

Многочисленные фактические данные убеждают, что установленная закономерность размещения крупных залежей нефти присуща не только продуктивной толще нижнего карбона Русской платформы. Поэтому очень важно практическое использование этой закономерности для повышения эффективности нефтепоисковых работ. В этом отношении большое поле деятельности для исследователей открывается в Западно-Сибирской низменности.

Еще в 1932 г. И. М. Губкин высказал мнение о переходе юрских угленосных отложений Западной Сибири, распространенных вдоль восточного склона Урала, в нефтематеринские породы. «Если считать, что береговая фация юры — фация озер, болот, отмытых лиманов и лагун — была местом накопления исходного материала, из которого потом образовался уголь, то прибрежные фации того же юрского моря могли представлять удобные места для скопления материала сапропелевого характера, который мог послужить источником для нефти. Поэтому немного дальше к востоку можно ожидать смены угольной фации на нефтяную. Поиски нефти в юре восточного склона Урала на некотором расстоянии от выходов угля являются поэтому делом вполне обоснованным».

Предположения И. М. Губкина подтвердились. Такая смена явно континентальных угленосных образований прибрежно-морскими нефтегазовыми породами, как юрского, так и более молодого возраста, наблюдается при переходе от периферийных к центральным районам не только всей Западно-Сибирской низменности в целом, но и отдельных осложняющих ее отрицательных структур первого порядка.

При самом общем сравнении строения Русской платформы с Западно-Сибирской низменностью, или плитой, видно, что если первая представляла собой в основном огромную моноклиаль, погружавшуюся почти в одном направлении, то вторая, будучи окаймлена такими приподнятыми областями, как Урал, Северный Казахстан, Алтай-Саянская горная зона, Енисейский кряж и Таймыр, прогибалась больше всего в центральных областях. Огромный Западно-Сибирский бассейн седиментации имел сложное тектоническое строение и его наиболее погруженные части надолго занимались морскими бассейнами, у берегов которых складывалась благоприятная обстановка для образования углеводородов и формирования их залежей.

Следует отметить, что попытки к выяснению закономерностей распространения крупных месторождений нефти предпринимались и другими исследователями. Так, например, С. П. Максимов (1964 г.) формирование таких месторождений связывает со следующими пятью закономерностями:

1) приуроченностью к тектоническим зонам, валам, которые осложняют впадины и прилегающие к ним склоны сводовых поднятий, располагающихся в зонах повышенной мощности терригенных комплексов пород;

2) приуроченностью к валам, тектоническим зонам и структурам, осложняющим своды, в пределах которых мощность терригенного комплекса хотя и небольшая, но перечисленные структурные элементы располагаются вблизи впадин с максимальными мощностями терригенных отложений;

3) накоплением углеводородов по принципу дифференциального улавливания;

4) унаследованным ростом значительного по размерам локального поднятия или более крупного структурного элемента, создающим благоприятные условия для формирования высокопродуктивных залежей в относительно приподнятых частях тектонических зон за счет региональной боковой миграции и особенно переформирования других залежей;

5) приуроченностью наиболее легких нефтей (свободный газ) к относительно погруженным ловушкам, расположенным в зонах развития максимальных мощностей терригенных пород.

При этом последняя закономерность, как считает сам автор, не является универсальной. Кроме того, некоторые из указанных закономерностей имеют прямо противоположный характер и поэтому для формирования высокопродуктивных месторождений достаточно сочетания двух-трех закономерностей.

Такие выводы, вытекающие из некоторых конкретных наблюдений, в целом носят эмпирический характер и причины перечисленных закономерностей остаются не раскрытыми. Выяснить их можно только при восстановлении палеотектонической и палеогеографической обстановок формирования отдельных продуктивных литологостратиграфических комплексов.

Следовательно, палеогеографические реконструкции, дополняющие тектонические построения, являются тем обязательным условием, без которого нельзя установить истинных закономерностей размещения как крупных, так и мелких нефтяных и газовых месторождений.

### ПОЯСА И УЗЛЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Рассмотрение физико-географических условий формирования продуктивных толщ и размещения в них нефтяных и газовых месторождений (см. рис. 59) позволяет выдвинуть вполне определенную концепцию о закономерном зональном распространении нефти и газа в палеогеографическом плане. При этом выдвигаемая концепция подтверждается практикой, которая всегда является лучшей проверкой теоретических представлений.

В геологии угля известна «теория поясов и узлов угленакопления», выдвинутая академиком П. И. Степановым (1947 г.). Основной смысл этой теории заключается в том, что угленакопление на земном шаре подчинено хорошо выраженным закономерностям и является результатом сложного комплекса геологических явлений.

Те площади земной поверхности, в пределах которых в определенный геологический период произошло наиболее обильное накопление угленосных отложений и угольных масс, он назвал поясами угленакопления. В пределах последних им выделены площади, наиболее насыщенные угленосными бассейнами, названными узлами угленакопления.

П. И. Степанов выделял пояса и узлы на основе анализа выявленных запасов угля в планетарном масштабе. При этом сам автор считал свою «теорию» незавершенной. В частности, он писал: «Вернее было бы назвать это учение первым этапом научных работ, именно «гипотезою» о поясах и узлах угленакоплений». В. И. Вернадский в личных беседах о поясах и узлах угленосности рекомендовал называть это учение, в существующей стадии его разработки, «эмпирическими закономерностями в процессе угленакопления». В. И. Вернадский был вполне прав. До тех пор, пока не будет произведен всесторонний научный анализ тех причин, которые обусловили возникновение поясов и узлов, работа моя не будет считаться законченной».

Из сказанного видно, какое значение придавал ученый выяснению причин такого распространения угленосности. Нам представляется, что палеогеографические исследования в значительной мере раскрывают эти причины.

В геологии нефти аналогичные представления о зональном размещении нефтяных залежей появились позже. Так, В. Е. Хаинном (1954 г.) выделяются пояса битумонакопления, в которые он объединяет серию расположенных вблизи друг от друга нефтегазоносных бассейнов, обладающих общностью простирания, геотектонического характера, возраста основных нефтеносных формаций. Наиболее отчетливо пояса битумонакопления прослеживаются в пределах геосинклинальных поясов, обладающих линейной протяженностью. В области платформ эти пояса совпадают с зонами максимальных погружений, простирающимися параллельно наиболее активным геосинклиналям соответствующего времени.

К узлам битумонакопления В. Е. Хаин склонен относить участки пересечения основных поясов поперечными прогибами. На таких участках наблюдается расширение поясов, здесь образуются центры устойчивого погружения, нефтегазоносность приобретает широкий стратиграфический диапазон. При этом узлы В. Е. Хаинном подразделяются на малые и большие. Последние представляют собой районы пересечения или слияния крупных одно- или разновозрастных поясов. К таким узлам, содержащим максимальные запасы нефти, относятся район Каспийского моря и Персидского залива в восточном полушарии и район Карибского моря и Мексиканского залива в западном полушарии. Указанные районы принадлежат к так называемым «нефтяным полюсам мира».

И. О. Брод (1960 г.) в нефтегазоносные пояса объединял крупные области прогибания земной коры, образующие однотипные по строению группы. На земном шаре им было намечено пять гео-

тектонических поясов, к которым приурочены нефтегазоносные бассейны. Три таких пояса охватывают бассейны, связанные с крупнейшими горными сооружениями, а два других — бассейны, расположенные на платформенных, преимущественно равнинных, площадях. Бассейны двух горных поясов окаймляют с запада и востока Тихий океан, а в третьем поясе бассейны расположены широкой полосой, пересекающей в широтном направлении восточное полушарие.

Два платформенных пояса делятся на северный и южный. К первому относятся нефтегазоносные бассейны, связанные с Северо-Американской платформой, со склонами Балтийского щита, с внеальпийской Западной Европой, с Русской и Сибирской платформами. Ко второму поясу принадлежат бассейны, расположенные в крупных областях прогибания Бразильской, Африканской и Австралийской платформ. Группирование нефтегазоносных бассейнов в качестве элементов геотектонических поясов И. О. Бродом рассматривалось как первая попытка выявления закономерностей в их распространении. Подобное разделение территорий регионального нефтегазонакопления на пояса или зоны производится и другими исследователями.

Например, А. А. Бакировым (1959 г.) в пояса нефтегазонакопления объединяются более мелкие подразделения — провинции и области нефтегазонакопления, расположенные в пределах той или иной системы складчатости и генетически связанные с формированием и развитием данного геосинклинального пояса. Такие пояса относятся к геосинклинальным и к переходным территориям, представляющим собой предгорные и краевые впадины платформ.

Существуют и другие пространственные нефтеносные территории на земном шаре, выделяемые по тектоническому, стратиграфическому признаку или по химическому типу нефтей (В. А. Успенский, О. А. Радченко и др.). Все же, до сих пор в вопросах и классификации крупных нефтегазоносных территорий нет определенных критериев и большинством последователей в основу выделения поясов и узлов нефтегазонакопления кладется преимущественно геотектонический принцип.

Нетрудно заметить, что глобальное выделение таких поясов для непосредственных поисков нефти и газа недостаточно. Пояса, а тем более узлы должны служить отправным началом для выбора оптимального направления поисково-разведочных работ. И чем конкретнее выяснено их строение и местоположение, тем обоснованнее и эффективнее могут быть сами поиски. Этого можно добиться лишь тогда, когда будут учитываться все причины, приведшие к возникновению зонального распространения промышленных скоплений углеводородов. Вот почему тектонический принцип выделения поясов и узлов должен обязательно дополняться данными о палеогеологической обстановке формирования нефтегазоносных отложений.

Произведенное рассмотрение размещения залежей нефти и газа в ряде нефтегазоносных районов мира указывает на целесообразность выделения поясов и узлов нефтегазонакопления на палеогеографической основе. Разрушение горных пород, перенос материала разрушения и превращения его в осадок, а также насыщение последнего органическим веществом определяется физико-географическими условиями, которые обуславливаются наряду с тектогенезом климатом, степенью развития органического мира, био- и геохимической средой и другими факторами. И если геотектонический режим оказывает влияние на осадконакопление, то это опять-таки проявляется через физико-географическую обстановку, определенных моментов геологической истории той или иной территории. Поэтому при изучении нефтегазоносных земель одинаково надо учитывать тектонический, палеотектонический и палеогеографический факторы.

Восстановление палеогеографических обстановок прошлого — это не только реконструкция древних ландшафтов, но и вместе с тем установление особенностей качественного и количественного изменения во времени и на площади биосферы, играющей решающую роль в образовании углеводородов. Наилучшие условия развития органического мира обычно складываются в относительно мелководной, хорошо освещаемой зоне морских бассейнов, на континентальных шельфах, а также на низинных побережьях, изобилующих различными водоемами.

Прибрежная зона морей и океанов является не только зоной наибольшего накопления исходного органического вещества для образования углеводородов, но и зоной наиболее интенсивного осадконакопления. Вот почему здесь чаще всего складываются благоприятные условия для формирования как нефтегазопроизводящих, так и нефтегазовмещаемых пород. Не случайно абсолютное большинство месторождений нефти и газа в мире располагается вдоль древних и современных морских побережий. Примером зависимости нефтегазонакопления от физико-географического фактора могут служить шельфовые зоны современных морских акваторий, где уже добывается более 17% всей нефти капиталистических и развивающихся стран.

С каждым годом расширяется освоение новых акваторий мира. Поисково-разведочное бурение проводится у берегов многих европейских стран, а также Туниса, Ливии, Саудовской Аравии, Ирана, Западной Африки, Пакистана, Индии, Австралии, Аляски, Северной и Южной Америки.

Вокруг западного и восточного побережья Канады геофизические работы ведутся на площади 554 тыс. км<sup>2</sup>. На морских площадях в Южной Калифорнии извлекаемые запасы нефти определяются в 570 млн. т, а на прилегающей суше расположены крупнейшие нефтяные месторождения (Хантингтон-Бич, Сил-Бич, Лонг-Бич, Уилмингтон и др.), которые уже дали более 700 млн. т нефти. Такая высокая нефтеносность западного побережья США,

очевидно, объясняется тем, что от Аляски до Калифорнии в течение палеозоя и раннего мезозоя существовали прибрежно-морские условия.

В Центральной Америке наиболее благоприятные дальнейшие перспективы нефтегазоносности связываются с территориями, вытянутыми вдоль побережья Тихого и Атлантического океанов. В Иране в водах Персидского залива и на его материковой части поиски нефти ведут многие компании. На Аляске впервые нефть получена в 1965 г. из современной шельфовой зоны. На Кук-Инлет уже открыто пять морских месторождений.

По данным Л. Вэкса (1966 г.), наиболее крупные мезозойско-кайнозойские нефтеносные бассейны расположены вблизи берега современных морей и довольно часто размещены на морских акваториях. Подобные утверждения в геологической литературе встречаются все чаще и чаще, однако до сих пор этому явлению почти не дано убедительных объяснений.

За последние 10 лет количество стран, ведущих работы на морских площадях, увеличилось в 11 раз и число их достигло 65. Разведанные запасы нефти «морских» месторождений уже составляют почти 18% всех мировых запасов. Согласно подсчетам Ф. Гарднера (1966 г.), морские запасы нефти оцениваются в 96 млрд. т. Потенциальные ресурсы нефти только на континентальном шельфе Канады определяются в 8,2 млрд. т, а на территории нефтеносного бассейна Западной Канады — 4,8 млрд. т.

Следует отметить, что наиболее перспективным считается континентальный шельф Бофорта и прилегающая к нему Арктическая прибрежная равнина. Особый интерес представляет дельта р. Макензи, где недавно началось бурение. Вдоль Тихоокеанского побережья Канады шельф, сложенный кайнозойскими отложениями, имеет все признаки весьма перспективной нефтегазоносной территории. В частности, в районе Хекате континентальные фации переходят в морские. Благоприятные возможности для нефтегазонакопления имеет лагунная часть прол. Хекате. Американские геологи полагают, что западное побережье Канады и Калифорнийское побережье США обладают сходными чертами строения.

Поиски нефти на морских площадях начались в Бразилии на ряде прибрежных акваторий Атлантики. К наиболее перспективной относится акватория Реконкаво, где уже выявлено нефтяное месторождение, часть которого располагается на материке.

Первых значительных успехов на море добились Чили и Перу. Практикуется бурение морских скважин в Никарагуа, Гватемале, Британском Гондурасе.

Крупной нефтедобывающей страной является Индонезия, у которой многие месторождения связаны с дельтами рек кайнозойского и более молодого возраста. Хорошие перспективы на морских площадях, прилегающих к ряду островов этой страны.

В Австралии основным объектом поисков служат мощные кайнозойские отложения в территориальных водах. Здесь морское

бурение осуществляется в Бассовом проливе и Гипсленде (прибрежные воды штата Виктория). Уже открыт ряд нефтяных и газовых месторождений.

В Нидерландах (провинция Гронинген) были открыты крупнейшие залежи газа, что вызвало переоценку перспектив газоносности Северного моря. Коллекторами газа на Гронингене оказались высокопористые песчаники пермского возраста, мощностью до нескольких сотен метров. В дальнейшем установлено, что газоносные свиты, выявленные в прибрежных районах Нидерландов, ФРГ, ГДР и Великобритании, продолжают в пределах акваториальной части моря. Масштабы проводимых разведочных работ на нефть и газ в Северном море достигают внушительных размеров.

Приведенные примеры наглядно показывают зональное размещение нефтегазоносных земель, приуроченных к побережьям древних и современных морей. Причины такой приуроченности нами рассматривались выше. А поскольку морские берега в общем виде имеют линейное распространение, то и вытянутая вдоль них нефтегазоносная зона вполне может быть отнесена к поясам нефтегазонакопления. Но это не все. Наши исследования указывают, что самые крупные месторождения нефти связаны либо непосредственно с отложениями дельт, либо с примыкающими к ним песчано-алевритовыми образованиями, либо с рифогенными массивами.

На значении приустьевых отложений как естественных резервуаров максимального нефтенакпления мы останавливались выше. Напомним лишь, что богатейшие нефтеносные районы нашей страны (Ромашкинский, Апшеронский, Мангышлакский, Широко-Приобский, Кинель-Черкасский и др.) связаны с зонами развития дельтовых и придельтовых образований древних рек. Крупнейшие нефтяные месторождения мира располагаются вблизи устьев таких рек, как Миссисипи, Ориноко, Шатт-эль-Араб (устье Тигра и Ефрата), Нигера, Иравади, Макензи, Нила, Гароны, По и др. Нет никаких сомнений, что в ближайшие годы будут открыты богатые залежи нефти еще во многих приустьевых зонах больших рек древнего заложения.

Не только наши исследования, но и практика неопровержимо подтверждает существование определенной закономерности в распространении крупных месторождений нефти в пределах поясов нефтегазонакопления. Это позволяет среди поясов выделять узлы нефтегазонакопления — площади максимального скопления жидких и газообразных углеводородов. Пример такого выделения показан на рис. 59.

Итак, к поясам мы относим широкую и протяженную зону по обе стороны пограничной линии суша — море, а к узлам — площади распространения приустьевых отложений, где в условиях относительно устойчивого прогибания происходила разгрузка рек. Именно здесь и на огромной прилегающей территории морского дна осуществлялось массовое накопление, а затем и качественное из-

менение органического вещества вместе с минеральным материалом. Последний в одном случае является катализатором происшедших процессов превращения органики в углеводородные соединения, а в другом — аккумулятором их конечного продукта.

Выделяемые по палеогеографическим признакам пояса и узлы нефтегазонакопления позволяют по-новому оценивать перспективы нефтегазоносных земель и выбирать наиболее рациональные направления поисково-разведочных работ. Учитывая возможность прогнозирования и организации поисков крупных месторождений, выявление узлов нефтегазонакопления приобретает особую актуальность.

## НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Западно-Сибирский нефтегазоносный мегабассейн относится к одному из крупнейших седиментационных бассейнов мира. Одной из отличительных его особенностей является отсутствие вдоль его окраин молодых, активно развивающихся геосинклиналей, а на его территории — прекратонных опусканий и краевых прогибов. Бассейн обладает относительно пологим и широким южным и юго-восточным бортом и более крутым и узким западным и частично восточным. К северу бассейн открывается в сторону Ледовитого океана. На фоне регионального погружения всего бассейна формировались отдельные положительные и отрицательные элементы различного порядка.

Не останавливаясь на подробностях строения Западно-Сибирского бассейна, которое освещено во многих трудах Н. Н. Ростовцева, В. Д. Наливкина, М. Я. Рудкевича, Г. И. Боярских, Ф. Г. Гурари и других исследователей, отметим, что история его развития, так же как и смена физико-географических обстановок осадконакопления, определялась тектогенезом. Грубая схема такой смены в мезозойско-кайнозойское время выглядит следующим образом.

В ранне- и среднеюрское время большая часть Западной Сибири представляла собой гумидную низменную сушу, покрытую лесами, многочисленными болотами, озерами и реками. Морской бассейн располагался на севере низменности, проникая иногда ненадолго отдельными заливами в более южные ее районы. С конца среднеюрского времени началась морская трансгрессия, достигшая своего максимального развития в позднеюрское—ранневаланжинское время.

В готерив-барремский век происходит регрессия, приведшая к некоторому сокращению акватории моря. Но уже в позднебарремское время начинается новая трансгрессия, которая продолжается в альб-аптское время. В сеноманском веке отмечается следующая крупная регрессия, отодвигающая морские берега к северу и к центру бассейна. Затем наступает более продолжительная трансгрессия сантон—кампан—маастрихтского времени. После

незначительной регрессии в палеоцене трансгрессивный морской режим продолжается в раннем и среднем эоцене.

Вместе со сменой трансгрессивных и регрессивных циклов осадконакопления менялось положение морей и их берегов, палеорек и их устьев, изменялись условия седиментации, создавалось то лучшее, то худшее сочетание пород-коллекторов с породами, продуцирующими углеводороды, и покрышками. Забегая несколько вперед, заметим, что при сопоставлении размещения уже выявленных нефтяных и газовых месторождений с палеогеографическими обстановками времени накопления основных продуктивных толщ обнаруживается, что подавляющее большинство месторождений тяготеет к древним прибрежным зонам. Это свидетельствует, во-первых, о закономерной зональности нефтегазонакопления и, во-вторых, о ведущей роли палеогеографического фактора в размещении залежей нефти и газа.

Продуктивными отложениями Западно-Сибирского нефтегазонаосного бассейна являются исключительно песчаные и песчано-алевритовые породы юрского и мелового возраста. По результатам поисково-разведочных и исследовательских работ в настоящее время выделяется до семи самостоятельных нефтегазосодержащих толщ. Приведем их краткую характеристику.

Нижне-среднеюрская толща сложена терригенным комплексом пород, образованных преимущественно в озерных, озерно-болотных, аллювиальных и пролювиальных условиях. Мощность ее на пониженных участках составляет 300—500 м и более, на приподнятых — десятки метров, а местами и вовсе отсутствует.

В разрезе толщи песчаники составляют 30—55%; наибольшая мощность песчаников в центральной части бассейна. В южной и юго-восточной частях содержание песчаников увеличивается до 80—90%. Так, в районах Обь-Иртышского междуречья среди отложений тюменской свиты выделяется 29 песчаных пластов, большинство из которых имеет явно русловое происхождение. Песчаники чаще всего выражены линзообразными залежами различных размеров. Нередко на небольших расстояниях они фашиально замещаются алевритовыми и глинистыми породами.

Верхнеюрская толща западной части региона сложена морскими, в верхних слоях битуминозными аргиллитами. Приближаясь к зоне выклинивания нижнеюрских пород, разрез толщи обогащается песчаниками и битуминозность аргиллитов почти исчезает. Нижняя часть толщи восточных районов характеризуется прибрежно-морскими песчаниками, количество которых увеличивается к окраинам бассейна. В южных районах появляются пестроцветные глинистые отложения лагунного типа. Они часто подстилаются базальными песчаниками, весьма изменчивого распространения и сравнительно небольшой мощности (1—15 м).

В целом мощность верхнеюрских отложений в пределах Западно-Сибирского бассейна меняется от 40—50 до 600—700 м. Наибольшие ее значения отмечаются вдоль бортов в северо-восточной

части. Максимальная мощность приурочена к Усть-Енисейской впадине. Суммарная мощность песчано-алевритовых пород в толще колеблется от 5—10 до 60%.

Нижневаланжинская толща представлена глинисто-песчаными и глинистыми породами морского происхождения. Песчаные разности развиты довольно широко, за исключением западных районов. В восточных и центральных районах Тюменской области песчаные породы объединяются в ачимовскую толщу. Примечательной их особенностью является невыдержанное распространение. Залегают они обычно в виде линзообразных тел, протяженностью в несколько километров и мощностью до 10, реже 25—30 м. Песчаные линзы то изолированы друг от друга глинистыми породами, то соединяются между собой в сложные системы. Мощность ачимовской толщи меняется от 5—10 до 50—70 м.

Верхневаланжинская толща выражена преимущественно глинистыми, а на востоке Тюменской области песчаными разностями. В южных и центральных районах наблюдается довольно частое переслаивание песчаников с аргиллитами. Западнее Нижневартовского нефтяного месторождения резко увеличивается содержание глин и далее к западу толща становится почти исключительно глинистой. Повышение песчаности в разрезе отмечается на Сургутском своде, особенно в южной его части, где появляется группа продуктивных пластов, состоящих из мелкозернистых, местами алевритистых песчаников. Мощность верхневаланжинской толщи меняется от 10—20 на окраинах низменности до 100—150 м в центральных и 300—500 м в северных районах. Суммарная мощность песчаников в толще составляет от 5—10% в зоне преобладания глинистых пород до 80% на участках сопредельных с Таймырским и Алтае-Саянским выступами. В отложениях верхнего валанжина к настоящему времени открыто более 30 нефтяных месторождений, главным образом в Среднеобских районах.

Готерив-барремская толща сложена песчаниками, алевролитами и глинами морского, прибрежно-морского и континентального типа. В южных районах распространены пестроцветные песчано-глинистые образования киялинской свиты, которые к северу замещаются зеленоцветными разностями вартовской свиты. В центральной части и на западных бортах Ханты-Мансийской и Надымской впадин готерив-барремские отложения выражены глинистыми породами. В западных районах среди прибрежно-морских и морских глин встречаются отдельные песчаные пачки. Мощность описываемого комплекса пород возрастает от окраины бассейна к центру от 100—150 до 500—900 м. Максимальная мощность отмечена в Усть-Енисейской впадине.

Суммарная мощность песчаников в разрезе составляет 5—10% в центральных районах и 60—80% в восточных. Лучшей проницаемостью отличаются песчаники, развитые вдоль обрамления низменности, т. е. на площадях, приближенных к областям питания. Их открытая пористость здесь достигает 25—30%, а проницаемость —

I дarsi. К центру низменности коллекторские свойства песчаников несколько ухудшаются. Песчаники с высокими коллекторскими свойствами распространены обычно в виде отдельных невыдержанных залежей, которые имеют чаще всего рукавообразную или линзовидную форму залегания. Например, в вартовской свите линзовидные образования песчаников на коротких расстояниях замещаются глинистыми породами или соединяются в сложно построенную и гидравлически связанную систему.

Содержание песчано-алевритовых пород в разрезе описываемой толщи в южной части низменности увеличивается в восточном направлении. Суммарная мощность песчано-алевритовых пород возрастает с 50 м на Салымской площади до 140—180 м на Сургутском своде и до 180—380 м в пределах Мегионского и Вахского поднятий. В этом же направлении улучшаются и коллекторские качества песчаных пород.

Апт-альб-сеноманская толща состоит из переслаивающихся песчаников, алевритов и глин. На большей части территории их развития распространены континентальные и прибрежно-морские фации, которые на юге переходят в пестроцветные лагунные или дельтовые. Мощность толщи в целом увеличивается от периферии к центру бассейна со 100—200 до 800—1000 м.

В песчаных породах толщи открыты весьма крупные месторождения газа — Уренгойское, Пурнейское, Тазовское, Комсомольское, Заполярное и другие, а также выявлено несколько нефтяных залежей.

Верхнемеловая (без сеномана) толща выражена морскими глинами и кремнисто-глинистой породой. В восточных и южных районах наблюдается увеличение содержания песчаных разностей в разрезе. Общая мощность толщи возрастает от 50—100 м вдоль окраин низменности до 300—500 м в ее центральной части и до 700—800 м на севере (Тазовская губа и другие площади). Суммарная мощность песчаников в разрезе меняется от 5—10 в центральных и до 50—60% в окраинных районах. Максимальное развитие песчаные отложения получают на восточных площадях. В верхнемеловой толще открыты Северное, Заполярное и другие месторождения газа, а на Тазовской площади в туроне отмечались нефтепроявления.

Возникает вопрос, почему при наличии сходной структурной ситуации в одних районах открываются одно за другим нефтяные и газовые месторождения, а в других они отсутствуют? Почему так мало месторождений в южных и юго-восточных районах (Омско-Тарское Прииртышье, Верхне-Демьяновский мегавал, Пайдугинский вал и др.). Ответ на этот вопрос практически до сих пор не найден.

Нам представляется, что ключ к решению такой довольно сложной задачи заключается в детальных палеогеографических реконструкциях, разумеется, в комплексе с другими исследованиями. На самом деле, едва ли могут быть нефтегазоносными су-

губо континентальные отложения нижней и средней юры в южных районах. Совсем другой характер они носят на севере, где существовал переход от континентальных к прибрежно-морским отложениям, да к тому же относительно продолжительное время. Здесь вдоль побережья ранне- и среднеюрского моря несомненно можно предполагать существование самостоятельной зоны нефтегазонакопления.

Позднеюрское море с заливами, бухтами и лагунами проникало далеко на юг и юго-восток Западной Сибири. Прибрежная полоса его находилась в Тюменской и Томской областях и частично захватывала северные районы Омской и Новосибирской областей. Не случайно в пределах этой полосы верхнеюрский песчаный пласт — Ю<sub>1</sub> отличается продуктивностью. Пока наибольшее количество промышленных залежей нефти в нем открыто в Ларь-Еганском и Нововасюганском районах Томской области. Однако он еще недостаточно разведан, особенно вдоль восточной окраины бассейна. С ним кроме структурных могут быть связаны также литологические и стратиграфические залежи.

В результате регрессии раннемелового моря побережье переместилось несколько к северо-западу, т. е. к районам широтного Приобья, и поэтому здесь возникла новая зона нефтегазонакопления. Формирование крупнейших месторождений нефти в этом районе, очевидно, вызвано длительным существованием в пределах зоны нескольких устьев палеорек.

Новое сокращение морских акваторий к началу сеноманского времени привело к образованию теперь уже в более северных районах нового пояса нефтегазонакопления, с которым связано большинство богатейших газовых месторождений Западной Сибири.

К началу 1971 г. на рассматриваемой территории открыто около 70 месторождений, из которых большая часть нефтяных, остальные газовые, газоконденсатные и газонефтяные. Кроме того, отмечено большое количество нефте- и газопроявлений во многих горизонтах на ряде других площадей.

### САМОТЛОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТИ

На водоразделе рек Ваха и Ватинского Егана расположено крупнейшее в Западной Сибири Самотлорское месторождение нефти. Оно состоит из нескольких смежных локальных поднятий, объединенных общим водонефтяным контактом, и приурочено к северо-восточной части Нижневартовского свода.

На месторождении продуктивные пласты, выраженные пачками песчано-алевритовых пластообразных линзовидных тел, разделены глинистыми отложениями. Основная нефтеносная толща мощностью более 600 м относится к валанжиц-готерив-барремскому и раннеаптскому возрасту. Залежи нефти, преимущественно структурно-литологического типа, принадлежат к трем группам пластов — АВ<sub>1-5</sub>, БВ<sub>8</sub> и БВ<sub>10</sub>.

Группа коллекторских пластов АВ<sub>1-5</sub> (нижний апт-баррем) залегает под аргиллитовой толщей аптского яруса. Пласты отличаются весьма неоднородным строением. Каждый из них по существу представляет собой пачку чередующихся песчаников, алевролитов и аргиллитов, часто меняющихся как по мощности, так и по форме распространения.

Например, в скв. 10 нефтеносный песчаный пласт АВ<sub>4-5</sub> глинистым прослоем делится на две части мощностью 15 и 21 м. А в скв. 10<sup>а</sup>, пробуренной в 50 м от скв. 10, он значительно замещается аргиллитом и его мощность вдвое меньше. В скв. 94 тот же пласт имеет мощность 47,6 м, а в скв. 2, отстоящей на 2,5 км к северо-западу, всего 9,2 м, т. е. мощность его более чем в 5 раз сокращается.

Об изменении конфигурации песчаных пластов группы АВ во времени, а также о взаимоотношении их с участками глинистых пород можно судить по схемам распространения этих пластов на Самотлорском месторождении (рис. 65). На рис. 65 отчетливо видно, что распространение песчаников носит «блуждающий» или «пятнистый» характер. Их формирование, безусловно, контролировалось главным образом физико-географической обстановкой осадконакопления.

Песчаники пласта АВ<sub>4-5</sub> по составу полимиктовые, реже аркозовые или кварцевые. Отсортированность их сравнительно хорошая, форма полуугловатая и угловатая, слабо окатанная. Преобладающей фракцией являются зерна 0,1—0,25 мм. Цемент хлоритовый, хлорит-гидрослюдистый, реже каолининовый. Из аксессуарных минералов выделяются гранат, сфен, эпидот, реже анатаз. Из аутигенных — лейкоксен.

Относительно небольшим постоянством отличается распространение пласта БВ<sub>8</sub>, мощность которого изменяется в пределах 20—30 м. Этот пласт, состоящий из мелкозернистых песчаников, относится к верхней части валанжинского яруса. Ниже в неоконском разрезе залегает продуктивная пачка БВ<sub>10</sub>, в котором выделяется три самостоятельных песчаных пласта (БВ<sub>10</sub><sup>0</sup>, БВ<sub>10</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>10</sub><sup>2</sup>). Каждый из них отличается площадью распространения, мощностью, коллекторскими свойствами.

Общим почти для всей продуктивной толщи Самотлора является увеличение песчаности разреза в восточной и юго-восточной частях месторождения, в то время как в западном и северо-западном направлении наблюдается постепенное замещение песчаников глинистыми породами. Следует заметить, что и в целом для Нижневартовского свода лучшая пористость и проницаемость коллекторов характерны для восточных площадей. Все это свидетельствует о привносе кластического материала с востока и юго-востока, о близком размещении береговой зоны.

Учитывая, что в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты располагается Чулымско-Енисейская впадина (или Ангаро-Чулымский прогиб, по П. П. Тимофееву), в которой во время

отступления моря прокладывали свои долины пра-Ангара, пра-Тунгуска и пра-Чулым, можно полагать, что продуктивная толща Самотлорского месторождения относится к авандельтовым отложе-

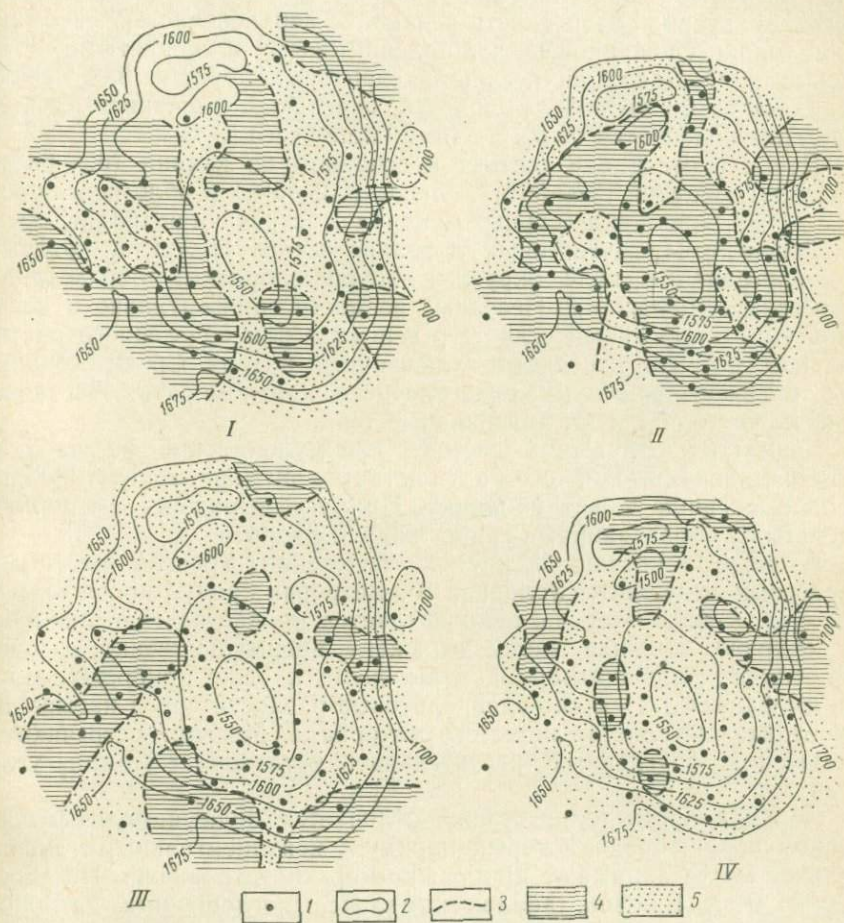


Рис. 65. Схема распространения продуктивных пластов группы АВ на Самотлорском месторождении нефти (Т. М. Онищук, А. П. Соколовский, 1971).

Пласты: I — АВ<sub>2</sub>; II — АВ<sub>3</sub>; III — АВ<sub>4</sub>; IV — АВ<sub>5</sub>. 1 — скважины; 2 — изогипсы по кровле пачки пластов; 3 — границы между литологическими разностями пород; 4 — преимущественно глинистые отложения; 5 — песчаные отложения.

ниям этих палеорек. Следовательно, это месторождение принадлежит к одному из крупнейших узлов нефтегазонакопления неокомского пояса. Есть все основания полагать, что в пределах этого пояса, там, где в древние моря впадали крупные реки, возможны и другие узлы нефтегазонакопления.

Продуктивная толща Уренгойского уникального месторождения газа выражена переслаиванием пород прибрежно-континентального характера. Газоносность связана с верхней частью сеноманской толщи, сложенной песчано-алевритовыми и глинистыми отложениями. Общая доля песчано-алевритовых пород в разрезе составляет от 50 до 80%. Мощность отдельных песчаных пластов или линз колеблется от 0,4 до 10 м, чаще всего 2—3 м.

Пески и песчаники состоят в основном из кварца (60—68%) и полевых шпатов (22—36%), слюды (0,2—3%) и обломков пород (2,8—7%). Среди акцессорных минералов встречаются эпидот, сфен, циркон и др. Из аутигенных довольно много сидерита, который распространен в виде округлых желвакообразных образований размером 0,15—1,2 мм. Песчаные разности горизонтально и косо-слоистые, с прослоями углистого вещества или обугленного растительного детрита, с редкими включениями янтаря. Среди песчаников отмечены прослойки мелкогалечного конгломерата. Песчаные породы часто образуют линзовидные тела.

Глинистые отложения состоят преимущественно из набухающего минерала, близкого по свойствам монтмориллониту. Подчиненное значение имеет каолинит. Примеси выражены смешанно-слоистыми образованиями гидрослюда и хлорита.

В разрезе песчано-глинистых отложений Уренгоя местными геологами выделяются условная 100-метровая продуктивная толща, которая, в свою очередь, подразделяется на две части — нижнюю и верхнюю. Нижняя часть выражена преимущественно озерно-болотными, аллювиальными, дельтовыми и реже прибрежно-морскими фациями. Песчано-алевритовые разности пород насыщены прослойками углисто-глинистого материала. Местами встречаются включения обугленных растительных остатков, обломки угля и янтаря.

Верхняя часть толщи также отличается полифациальным составом пород, среди которых наряду с континентальными значительное место занимают прибрежно-морские отложения. По сообщению В. А. Ежовой, анализ комплекса поглощенных катионов в глинах этой части разреза показал, что палеогидрохимический коэффициент (отношение  $Mg : Ca + Mg$ ) колеблется от 32 до 54. Для морских условий он обычно равен 40—50, а более низкий его показатель характерен для пресноводных бассейнов.

Таким образом, гидрохимический режим осадконакопления в районе Уренгойского месторождения изменялся от пресноводного до мелководно-морского.

Изучение гранулометрического состава верхней части продуктивной толщи Уренгоя по методу генетической интерпретации также свидетельствует, что она формировалась в переходной зоне от суши к мелкому морю (рис. 66). Об этом же говорит и минералогический состав глинистых отложений, которые в значитель-

ном количестве содержат хлорит, образованный за счет обильного привноса речными водами железистых растворов. Еще большее содержание хлоритов отмечается в одновозрастных породах Заполярного и Русского месторождения, расположенных восточнее Уренгойского. Здесь скопления хлоритовых оолитов и лептохлоритов встречаются в виде линз и тонких прослоев в конгломератовидных породах. Местами отмечается присутствие глауконита.

Прибрежный характер продуктивной сеноманской толщи подтверждается и довольно распространенной линзообразной формой

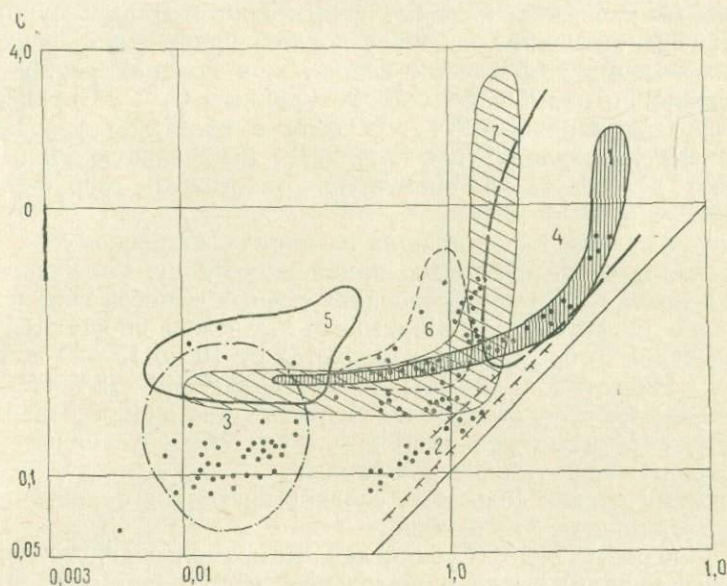


Рис. 66. Диаграмма гранулометрического состава для песчано-алевритовой продуктивной толщи Уренгойского газового месторождения.

Фации: 1 — рек и направленных морских течений, 2 — мутных морских течений, 3 — спокойной воды, 4 — пляжа, 5 — спокойной лагуны, 6 — направленных течений, 7 — краевых частей шельфа.

песчано-алевритовых образований и увеличением песчаности разреза Уренгойского, Медвежьего, Комсомольского, Вынга-Пуровского, Тазовского и других месторождений. Это увеличение явилось результатом гидродинамического воздействия волн на процесс осадконакопления. Повышенная песчаность, по-видимому, будет иметь место вдоль всего побережья сеноманского моря. Встречаемые местами прослой мелкогоалечного конгломерата указывают на русловую или береговую абразию.

Изменение свойств пород-коллекторов, зависевшее от условий седиментации, четко прослеживается на Заполярном газовом месторождении, где в восточной части структуры песчано-алевролитовые отложения обладают проницаемостью 1145—2280 миллидарси,

в то время как в западной части, более удаленной от берега, проницаемость их уменьшается до 300—460 миллиардари.

Общая мощность сеноманского разреза в пределах Уренгойской площади составляет 300—310 м, увеличивается до 400 м к востоку на Тазовском месторождении. В том же направлении возрастает и песчаность разреза. Не вызвано ли это тем, что в Тазовском районе находилось устье палеореки, впадавшей в сеноманский морской бассейн.

Большая часть сеноманских отложений (нижняя песчано-алевритовая пачка) в пределах современного Надым-Пуровского междуречья накапливалась в условиях прибрежной низменной равнины — в озерно-болотных водоемах, в долинах рек, а также в аллювиально-дельтовой зоне. По данным С. Г. Саркисяна и Г. Н. Комардининой (1971 г.), здесь с известной условностью можно выделить две крупных области: центральную Надым-Пуровскую дельтовую и восточную Тазовскую озерно-аллювиальную.

Первая из них, примыкавшая на западе к морскому бассейну, представляла собой обширную прибрежную зону, где распространены алеврито-песчаные образования речных выносов типа подводных дельт (Уренгойская и Надымско-Медвежья площади). Мощность песчаных образований изменяется от 10 до 15—20 м, а суммарное количество их в разрезе составляет 40—72%. Местами в основании косослоистых мелкозернистых песчаников содержатся обильные включения мелких (0,3—0,4 см) слабоокатанных по напластованию галек темно-серой глины.

Песчаные рукава дельтовых осадков врезаны в одновозрастные алеврито-глинистые отложения.

На Северном своде (Губкинская, Комсомольская, Айваседово-Пурская площади) также значительное место занимают выносы рек, накопившиеся главным образом за счет мелких рукавов наземной дельты.

Положение древней гидрографической сети, по мнению авторов, было тесно связано с простираем тектонических структур, которые имели преимущественно меридиональное направление. На рис. 67 приведено рукавообразное распространение песчаной полосы на Губкинском месторождении газа. Рукавообразное расположение преимущественно песчаных отложений наблюдается и на Тазовском месторождении (рис. 68), расположенном восточнее Губкинского.

На Тазовской площади отмечается увеличение мощности алеврито-песчаных отложений сеномана, углестости осадков и размера обломочных частиц. Это связано с приближением к области сноса терригенного материала, которой являлся Енисейский кряж. По мере приближения к береговой линии и взморью откладывались более мелкозернистые и лучше отсортированные песчаники, уменьшался размер растительного детрита, косая слоистость переходила в горизонтальную.

На Заполярном газовом месторождении в восточной части сеноманский разрез выражен песчаными породами, состоящими на 90% из крупноалевритового и песчаного материала. Западнее содержание песчаных пород в разрезе уменьшается до 50—70%.

Характеристика этих отложений указывает, что они накапливались в достаточно сложных гидродинамических условиях, очевидно, отвечавших авандельтовым и прибрежно-морским обстановкам.

Физико-географическая особенность бассейна седиментации и гидрографическая сеть определили зональное, а в ряде случаев рукавообразное распространение песчаных и глинисто-алевритовых осадков. Распределение же устьев крупных рек сеноман-

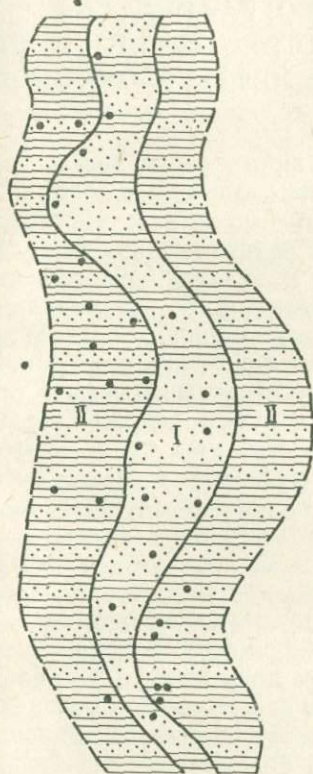


Рис. 67. Карта дифференциации песчано-алевритовой пачки сеноманского времени Губкинского месторождения (Г. Н. Комардинкина, 1971).

*I* — песчаные породы (50—90%) с подчиненным количеством глинисто-алевритовых; *II* — глинисто-алевритовые породы с подчиненным количеством песчаных (10—50%).

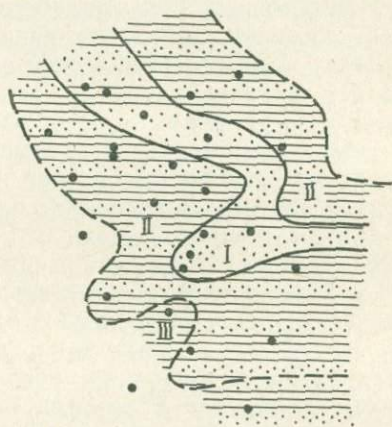


Рис. 68. Карта дифференциации песчано-алевритовой пачки сеноманского времени Тазовского месторождения (Г. Н. Комардинкина, 1971).

*I* — песчаные породы (50—90%) с подчиненным количеством глинисто-алевритовых; *II* — глинисто-алевритовые породы с подчиненным количеством песчаных (10—50%); *III* — глинисто-алевритовые породы (90—100%).

ского времени обусловило в значительной степени образование уникальных и крупнейших месторождений газа на севере Западной Сибири.

Необходимо учесть, что контуры сеноманского моря были близки к очертанию ранне- и среднеюрского бассейна, прибрежная зона которого могла быть самостоятельным поясом нефтегазона-

копления. Последний мог являться дополнительным источником газа для сеноманских отложений, но не менее вероятно предположение, что и сам он содержит залежи нефти и газа.

## ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЗАПАДНО-СИБИРСКОМ НЕФТЕГАЗОНОСНОМ БАССЕЙНЕ

Западно-Сибирская низменность в юрское и меловое время являлась внутриконтинентальным седиментационным бассейном. Естественно, что поступавший в него обломочный и хемогенный материал приносился многочисленными реками. Однако на литолого-фациальных и палеогеографических картах, составленных отдельными исследователями и коллективами (В. П. Казаринов, Н. Н. Ростовцев, Т. Ф. Балабанова, С. Г. Галернина, Т. И. Гурова и др.), обычно приводится общее распределение фаций и основной характер палеогеографической обстановки стратиграфических отделов или, в лучшем случае, веков. Выделяются озерно-болотные, прибрежно-равнинные, лагунные, прибрежно-морские и морские фациальные зоны. Иногда отмечаются русловые и даже дельтовые фации, однако до сих пор нет установленных площадей непосредственного расположения дельтовых областей.

Для раннеюрской эпохи С. Г. Саркисяном, М. В. Коржем и др. (1968 г.) на аллювиально-озерной равнине, занимавшей центральные районы Западно-Сибирского бассейна, намечаются лишь гипотетические речные долины. В отложениях нижней и средней юры Обь-Иртышского междуречья работами новосибирских геологов установлены делювиально-пролювиальные и русловые образования, причем последние характеризуются линейным распространением преимущественно песчаных пород, протягивающихся своеобразной полосой с юго-востока на северо-запад.

Если на отдельных площадях удается обнаружить, а местами и проследить русловые отложения, то, естественно, они должны заканчиваться дельтами, эстуариями или заливами, осадки которых, занимая более низкое гипсометрическое положение, в ископаемом состоянии сохраняются лучше речных. Хотя пока на палеогеографических картах не выделено ни одной дельтовой зоны, все же по мере увеличения объема буровых работ и дополнительного получения геологической информации о Западно-Сибирском бассейне несомненно будут появляться возможности к выделению и оконтурированию крупных палеodelьт.

В раннеюрское время почти вся Западно-Сибирская плита представляла собой гумидную равнину, с широко развитой гидрографической сетью. И только в ее северо-восточной части располагался морской бассейн, вдававшийся заливом в аллювиально-озерную заболоченную низменность. В среднеюрское время море продвину-

лось дальше к югу примерно до широты нижнего течения современного Иртыша. В байосский и отчасти в батский век морские ингрессии проникали еще дальше на территорию юго-западных районов.

К концу среднеюрской эпохи в этих районах оставались обширные реликтовые лагуны, в которых накапливались пестроцветные осадки. Примечательно, что лагуны носили опресненный характер, указывающий на интенсивное питание их речными водами.

Позднеюрское время характеризуется широкой морской трансгрессией, охватившей большую часть рассматриваемого региона. Море было мелководным, и в разных местах существовали отдельные острова и даже целые архипелаги. Наиболее глубоководной частью моря являлись северо-восточные районы, а также Мансийская синеклиза, Пуровский мегапрогиб и другие депрессии. Площадь морских акваторий, очевидно, была весьма изменчивой, а поэтому переход от континентальных к морским условиям осадконакопления занимает довольно широкую зону. Для того чтобы наметить расположение устьев главных рек, существовавших в ранне- и среднеюрскую эпохи, прежде всего, необходимо определить основное направление сноса и транспортировки терригенного материала в бассейн седиментации. Попытка такого определения предпринималась многими исследователями Западной Сибири. Работами В. П. Казаринова, Е. В. Шумиловой, Т. И. Гуровой, М. Я. Рудкевича, Б. В. Топычканова, Т. А. Ястребовой, С. Г. Саркисяна и других выделены терригенно-минералогические провинции отдельных свит и намечены области питания. В частности, для западной части бассейна питающей областью почти всеми геологами признавался Урал. Однако последними исследованиями установлено, что в Ляпинском желобе наиболее четко выражено меридиональное, а не широтное направление привноса терригенного материала. Уменьшение неустойчивых минералов и, наоборот, увеличение устойчивых, указывающее на направление основных потоков, транспортировавших кластический материал, и в Ляпинском желобе и в Мансийской синеклизе наблюдается с юга на север. Этот факт свидетельствует о том, что снос с Урала не являлся главным и сам Урал представлял собой сравнительно невысокую страну.

Детальный анализ соотношения устойчивых и неустойчивых минералов, проведенный для ранне- и среднеюрских отложений Тюменской области, показывает, что главное направление сноса было ориентировано с востока и юго-востока на запад и северо-запад описываемого бассейна.

Разнообразие и количество легко разрушающихся минералов в составе тяжелой фракции постепенно падает с востока на запад. Если в восточных и особенно в юго-восточных районах отмечаются такие минералы, как апатит, ставролит, дистен, сфен и другие, то на западе их уже нет.

Сносимый с восточного Урала кластический материал не распространялся далее Ляпинского желоба и других прилегающих

к Уралу прогибов. Необходимо заметить, что в том же Ляпинском желобе преобладает меридиональное направление разноса терригенного материала и количество неустойчивых минералов закономерно снижается с юга на север от 42—36% в районе Усть-Маньи до 12,5% в районе Саранпауля. Аналогичное явление наблюдается и в Мансийской синеклизе, куда основной привнос происходил с востока, а затем с севера. Одновременно немалое количество обломочного материала поступало и с южных районов. Так, южнее г. Тюмени на Рязиевской площади в тяжелой фракции отложений ранней и средней юры насчитывается 64% устойчивых минералов, а севернее у г. Тюмени — 68%, на Черказинской площади — 80% и на Добринской — 90%.

Эти данные указывают на то, что главные пути транспортировки терригенного материала проходили примерно вдоль Оби в ее верхнем и среднем течении, а также вдоль Иртыша. По-видимому, современные долины этих рек унаследованы от древних палеодолин крупнейших речных артерий юрского и мелового времени.

Среди пород нижней и средней юры, а также неокома большим распространением пользуются песчано-алевритовые породы, которые и являются коллекторами для нефти и газа. По происхождению они делятся на русловые, прибрежно-морские и реже отлагавшиеся в относительно спокойных водоемах. Генетические признаки этих отложений выражены косой, косоволнистой, перекрестной, прерывистой или горизонтальной слоистостью. Песчаные пачки нередко содержат прослой аргиллитов пойменных или лагунных фаций. Местами отмечаются, по-видимому, пляжевые песчаники, характеризующиеся не ясно выраженной слоистостью.

По гранулометрическому составу песчаные породы также довольно разнообразны: от гравелитов до мелкозернистых разностей. Последние имеют преобладающее распространение. Реже встречаются среднезернистые песчаники.

Весьма характерной чертой песчаных пород, вскрываемых скважинами в Западно-Сибирском бассейне, является их неоднородность. Наиболее грубообломочный материал встречается в базальных горизонтах, приуроченных к началу трансгрессивных циклов седиментации. Эти отложения обычно откладывались на аллювиальных приморских равнинах и в прибрежных зонах мелководных морей, омывавших не только материковую сушу, но и ряд крупных и мелких островов. Именно с этими горизонтами связаны многие залежи нефти и газа.

Выше отмечалось, что в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности в юрское и меловое время довольно широко были распространены дельтовые отложения палеорек, вытекавших из Ангаро-Чулымского прогиба. Сам прогиб в структурно-морфологическом отношении П. П. Тимофеевым (1970 г.) подразделяется на три сектора: юго-восточный, северо-восточный и юго-западный. В первом секторе протекала самая крупная река пра-Ангара.

Северо-восточный сектор дренировался пра-Тунгусской, а юго-западный был прорезан если не самим пра-Чулымом, то его многочисленными притоками, которые, сливаясь, образовывали довольно мощную реку. Все эти древние реки впадали в морской бассейн, менявший свою площадь и очертания берегов, которые то ближе, то дальше отстояли от Ангаро-Чулымского прогиба. С каждым значительным изменением их естественно изменялись и условия осадконакопления, и положение поясов и узлов нефтегазонакопления.

Совершенно очевидно, что установление контуров устьевых зон палеорек, а также прослеживание отложений русел, приустьевых и береговых баров и других прибрежных песчаных образований должно стать основным ориентиром для поисков нефти и газа в юго-восточной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. При этом следует учитывать, что реки в своем нижнем течении обычно образовывали обширные аллювиально-дельтовые равнины, а в пределах моря разветвлявшиеся подводные авандельты. Кроме того, большое влияние на формирование продуктивных ловушек оказывало неоднократное перемещение береговой линии.

Все эти особенности, обуславливающие размещение залежей нефти и газа, могут быть выявлены только при помощи тщательного палеогеографического анализа.

Высокими коллекторскими свойствами отличаются русловые песчаники, но они достаточно изменчивы. В ранне- и среднеюрском разрезе Усть-Сильгинского, Средневасюганского, Нововасюганского и других районов можно наблюдать как русловые отложения вверх по разрезу неоднократно сменяются пойменными или болотно-озерными, а затем снова русловыми осадками. С базальным песчаным горизонтом верхнеюрской трансгрессии связана нефтегазоносность ряда площадей Западно-Сибирского бассейна.

Достаточно взглянуть на карту, где нанесены уже открытые месторождения нефти и газа этого обширнейшего и сложного бассейна, как нетрудно заметить, что большинство из них размещается на площади в определенном порядке. Целая группа крупных месторождений нефти вытянулась вдоль Среднего или Широтного Приобья. Другая цепочка более мелких месторождений нефти расположилась вдоль Западного борта Мансийской синеклизы. Наконец, крупнейшие газовые месторождения приурочены к северным районам.

Нанеся фактическое местоположение открытых месторождений на палеогеографическую схему наиболее вероятного положения береговых зон ранне- и среднеюрского, позднеюрского, неокомского и сеноманского морских бассейнов (рис. 69), видно, что подавляющее количество месторождений тяготеет к побережьям этих бассейнов, т. е. размещаются в поясах нефтегазонакопления. Обращает на себя внимание то обстоятельство, что крупнейшие газовые месторождения северных районов Западно-Сибирской

низменности приурочены к прибрежной зоне как сеноманского, так и ранне- и среднеюрского времени, хотя скопления газа пока открываются в сеноманской толще. Не исключена возможность, что

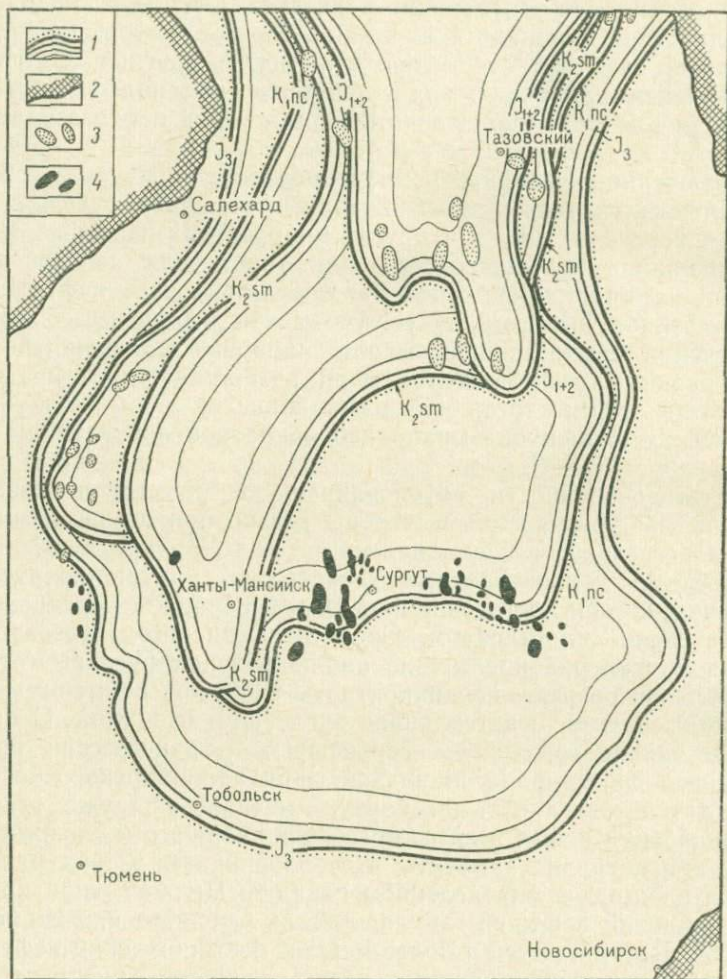


Рис. 69. Схема размещения месторождений нефти и газа Западной Сибири в палеогеографическом плане.

1 — контуры древних прибрежных зон; 2 — граница палеозойского обрамления; 3 — месторождения газа; 4 — месторождения нефти.

в северных районах Тюменской области будут выявлены пояса и узлы нефтегазонакопления среди прибрежно-морских нижне- и среднеюрских отложений. При этом последние могут быть преимущественно нефтеносными, а не газоносными. В пользу такого предположения свидетельствует в частности то, что почти все крупные

газовые месторождения связаны с новообразованными структурами, в то время как нефтяные с унаследованными.

Таким образом, в пределах Западно-Сибирского мегабассейна вполне отчетливо намечаются пояса нефтегазонакопления, связанные с палеогеографической зональностью. В настоящее время в силу недостаточной изученности и ограниченности геологических данных трудно выделять узлы нефтегазонакопления. Однако и по имеющимся материалам можно ориентировочно наметить их. К ним несомненно относится Широтное Приобье, где располагались устья крупных рек позднеюрского и неокомского времени. Это могла быть пра-Ангара, пра-Обь, пра-Иртыш и другие древние артерии.

Обь-Иртышское междуречье, куда входит и Широтное Приобье указанного времени, относится к обширной переходной области от аллювиально-дельтовой равнины к морскому побережью, на котором довольно широко развиты авандельтовые образования. Так неомкомский разрез южной и юго-восточной части междуречья выражен преимущественно аллювиально и лагунно-дельтовыми фациями. Севернее, ближе к правобережью Оби, преобладают прибрежно-морские фации, отличающиеся частными изменениями и переходами песчано-алевритовых разностей в глинистые. Вдоль правобережья Широтной Оби развиты мелководно-морские фации, характеризующиеся относительно выдержанным распространением песчаных пород, переслаивающихся с глинистыми.

Интенсивности аккумуляции осадочного материала в Широтном Приобье, очевидно, способствовали процессы, возникавшие вблизи устьев рек. Благодаря им здесь в прибрежной зоне накопились вытянутые в субмеридиональном направлении песчаные образования. С последними связаны богатейшие месторождения нефти, приуроченные к авандельтовым отложениям (Самотлорское, Усть-Балыкское и др.).

Открытое на Нижневартовском своде крупнейшее Самотлорское месторождение нефти приурочено к готерив-барремским и ниже-аптским отложениям, по характеру очень близких к типичным авандельтовым образованиям. Только разведанная часть продуктивного разреза содержит до 15 нефтеносных пластов, отличающихся высокой пористостью и проницаемостью.

По-видимому, в Широтном Приобье располагалось не одно палеоустье. Поэтому вполне можно рассчитывать на то, что восстановление детальной палеогеографической обстановки формирования этого узла позволит выявить здесь еще ряд крупных месторождений нефти. При этом дальнейшие перспективы следует связывать не только со структурными ловушками, но и с литологическими и стратиграфическими их разновидностями.

Пояса нефтегазонакопления Западной Сибири вытянуты широкой полосой вдоль более или менее продолжительно существовавших берегов морских бассейнов. Наиболее устойчивые береговые

зоны, очевидно, должны стать первоочередными объектами поисков узлов нефтегазонакопления.

К одному из таких узлов несомненно относится южная часть Сургутского свода, где уже открыт ряд крупных месторождений нефти (Усть-Балыкское, Быстринско-Вынгонско-Минчимкинское, Федоровское и др.). Общее количество песчаных пластов здесь в разрезе раннемеловых пород изменяется от 10—20 в северо-западных районах до 35—45 в юго-восточных. Не меньший узел нефтенакопления охватывает Нижневартовский и Александровский своды, которые в позднеюрское и раннемеловое время в значительной части относились к устьевой зоне крупной палеореки. Возможно наличие узлов нефтегазонакопления и в других районах Западной Сибири, и в частности на северо-западе, где прослеживается широкая аллювиальная долина крупной равнинной палеореки раннеюрского времени. Перспективы выявления узлов имеются также вдоль восточных побережий морских бассейнов юрского и мелового возраста.

В северных районах одновременно с возрастанием мощности заводоуковской серии наблюдается чередование морских и прибрежно-морских фаций. Однако, юрский разрез здесь вскрывается лишь одиночными скважинами и пока весьма слабо изучен. А между тем он несомненно представляет большой практический интерес, так как в прибрежной полосе ранне- и среднеюрского морского бассейна могут быть встречены приустьевые зоны крупных палеорек с богатейшими скоплениями нефти и газа.

Общие геологические предпосылки, а также фактические данные более изученных южных районов позволяют наметить схему наиболее вероятного положения побережья и палеodelьта главных рек раннесреднеюрского времени (рис. 70). Верховье одной из таких рек находилось в пределах Тургайского плато, где в рассматриваемое время располагалась озерно-болотная равнина. Севернее речная долина, которая с запада и востока обрамлялась возвышенными формами древнего рельефа, располагалась в Челябинском грабене, где особенности угленакопления определялись не тектоническим, а в основном палеогеографическим фактором.

Центральная часть грабена заполнялась русловыми, пойменными и болотно-старичными образованиями, а сама долина субмеридиального простирания расширялась в северном направлении. С запада в нее открывались, очевидно, более мелкие долинки притоков, приносивших мелкозернистый аллювий с Урала. Так как вдоль восточной части основной речной долины развиты безугольные осадки конусов выноса, то, по-видимому, правобережье палеорек гипсометрически было более приподнятым по сравнению с левобережьем.

В довольно глубоких старицах и озерах, которыми изобилвала широкая речная долина, накапливались мощные линзы клареновых, кларено-дюреновых и дюрено-клареновых углей. Встречаются ксилено-фюзеновые дюрены. Эти разновидности местами отлича-

ются линзовидными включениями витренита или фюзенита, что придает углю полосчатую или штриховатую структуру. Такой состав углей указывает на то, что накопление его происходило из измельченного материала в стоячей или почти стоячей воде. Исходным материалом клареновых углей, в основном, была древесина, кора и листва. Витренит и фюзениты образовались главным образом за счет крупных древесных обломков, подвергшихся различным превращениям. Песчано-глинистый материал, встречающийся во фрагментах некоторых обломков древесных стволов, свидетельствует о приносе этих обломков водными потоками. Наличие невыдержанных и выклинивающихся прослоек и примазок глины и песка среди витреновых разностей угля также указывает на существование текущей воды. Кроме того, расщепление и выклинивание пластов угля говорит об изменении обстановки угленакопления, связанном чаще всего с изменением гидродинамического режима протекавших вблизи или впадавших в озера речных вод.

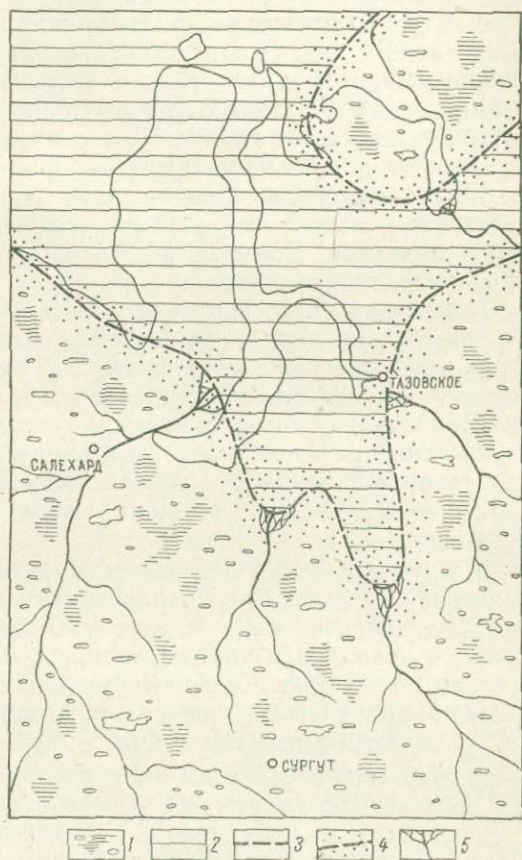


Рис. 70. Палеогеографическая схема Западной Сибири ранне-среднеюрского времени.

1 — болотно-озерная низменность; 2 — морской бассейн; 3 — береговая линия; 4 — зона наиболее благоприятного нефтегазонакопления (пояс нефтегазонакопления); 5 — предполагаемые крупные реки и их дельты.

Почти все угленосные отложения восточного склона Урала подстилаются грубообломочными образованиями аллювия, временных потоков, конусов выноса и т. п., залегающими, как правило, на размытой поверхности разновозрастных пород. Это характерные особенности лимнического типа отложений, которые накапливались вдали от морского побережья.

Угленосные отложения восточного склона Урала указывают на длительное существование континентальных условий накопления

на длительное существование континентальных условий накопления

осадков вдоль западной и юго-западной окраин Западно-Сибирской низменности. В период ранней и средней юры сравнительно невысокие горы Урала переходили в предгорную всхолмленную область с достаточно расчлененным рельефом. Эта расчлененность была вызвана как тектоническими движениями, так и эрозионными процессами. На пологих склонах и у подножий холмов откладывались делювиально-пролювиальные осадки, а в разделявших их долинах происходило накопление аллювия. В пониженных формах древнего рельефа располагались многочисленные озера и болота, в которых накапливался исходный органический материал для углеобразования. Еще дальше от Урала в направлении к центральной части Западно-Сибирской низменности существовала аллювиальная равнина, покрытая как мелкими, так и довольно крупными пресноводными водоемами и речными долинами. И только на северо-востоке и севере низменности находился морской бассейн.

Палеогеографическая зональность оказала влияние на характер размещения коллекторов нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской низменности. В отличие от Русской платформы, где нефтегазоносные районы расположены вдоль погружающихся окраин, краевые части описываемой низменности практически лишены скоплений нефти и газа. Последние развиты на некотором удалении от окраин низменности и тяготеют к внутренней ее территории, которая имела большую амплитуду прогибания.

В западной части низменности месторождения нефти и газа, как правило, связаны с базальными песчаными породами, обычно выклинивающимися к повышенным формам древнего рельефа. Зона регионального выклинивания протягивается почти по всему восточному склону Северо-Сосьвинской гряды. В связи с этим большой практический интерес представляет выявление характера распространения песчаных образований, который зависел от палеогеографической обстановки и прежде всего от положения прибрежной зоны и гидродинамической интенсивности речной сети.

Поскольку залежи нефти и газа в Березовском, Шаимском, Красноленинском и других западных районах контролируются выклиниванием песчаных отложений здесь, по-видимому, главным типом залежей будут литологически экранированные. Не случайно отсутствие песчаников часто наблюдается на своде разведываемых локальных структур, и они встречаются вытянутыми линзо- или рукавообразными телами на крыльях поднятий или за их пределами. В таких случаях речь может идти о литологических залежах, у которых внешний контур нефтегазоносности обычно не совпадает с замкнутой частью структуры.

При моноклиальной форме залегания такие песчаники могут быть продуктивными и вне локальных положительных структур. А степень продуктивности их, очевидно, будет находиться в зависимости от мощности и контактов с нефтегазогенерировавшими

породами. Наиболее благоприятными для скопления нефти и газа в структурных и внеструктурных ловушках являются площади накопления мощных песчаников, переслаивающихся с глинистыми пачками. И такими площадями чаще всего оказываются области накопления отложений палеоделът. Не только дельтовые, но и другие песчаные отложения аллювиального (русла) или прибрежно-морского образования (косы, бары, пляжи) также могут быть хорошими коллекторами.

В частности, на русловый характер коллекторов в районе Красноленинского свода указывает Ю. Н. Карагодин (1966 г.). В этом районе континентальные отложения тюменской свиты достигают мощности свыше 100 м и лишь на сводах отдельных приподнятых участков они выклиниваются. К русловым фациям здесь относится горизонт с промышленными притоками нефти. Так, в скв. 13, расположенной между северной и центральной возвышенностью («лысынами») Каменного поднятия, встречен продуктивный горизонт мощностью более 20 м. Он представлен разнородными песчаниками, чередующимися с гравелитами и прослоями конгломератов. Обильный углистый детрит хорошо подчеркивает косую слоистость, преобладающую в песчаниках. Окатанность обломочного материала невысокая, сортировка чаще всего плохая. В скв. 12 той же площади в основании разреза залегает толща гравелитов и конгломератов отдельные обломки которых не превышают 2—4 см.

Песчаные образования, выявленные на Красноленинском своде, развиты в каньонообразных долинах древнего рельефа и относятся к пролювиальным и русловым фациям. Поскольку эти отложения палеорек приурочены к тектоническим и эрозийным понижениям, то, естественно, что их наибольшее распространение нужно ожидать не на сводах современных поднятий, в той или иной степени унаследованных от более древних, а вне их. Следует согласиться с Ю. Н. Карагодиным, который считает, что залежи нефти в Красноленинском районе будут иметь рукавообразно-шнурковый тип, а контакт нефть—вода находится на значительном удалении от контуров локальных поднятий.

Если увеличение мощности и улучшение коллекторских свойств продуктивных горизонтов в западной части Западно-Сибирской низменности связано с деятельностью палеорек, которые прокладывали свои русла прежде всего в тектонически ослабленных или геоморфологически пониженных зонах, то и скопления нефти и газа будут размещаться не только в структурных, но и в литологических, стратиграфических и экранированных ловушках. При этом залежи будут иметь преимущественно линзообразную и рукавообразную форму распространения.

Мощность позднеюрских продуктивных песчано-алевритовых пород меняется от 40—50 до 600—700 м и составляет от 5—10 до 60% общей мощности толщи. Наибольшее значение ее в северо-восточной части низменности и особенно в Усть-Енисейской

впадине. К сожалению, палеогеографические условия накопления этой толщи также недостаточно изучены.

В ранневаланжинской толще песчаные разности пород развиты довольно широко, за исключением западных районов. Примечательной особенностью песчаных отложений восточных и центральных районов является их невыдержанное распространение. Залегают они здесь обычно в виде линзообразных тел протяженностью в несколько километров и мощностью до 10 реже 20—25 м. Суммарное содержание песчаников в разрезе толщи колеблется от 5—10 до 50—60%, причем западнее Ханты-Мансийского меридиана они играют подчиненную роль и количество их увеличивается на площадях, примыкающих к Таймырскому выступу.

Следующая продуктивная толща, включающая поздневаланжинский и готерив-барремский, а также частично аптский, нефтегазоносные комплексы, содержит основные нефтяные месторождения Широного Приобья. В указанное время здесь существовала прибрежная зона мелководного опресненного морского бассейна. Увеличение содержания песчано-алевритовых пород и улучшение их коллекторских свойств наблюдается в восточном и юго-восточном направлениях, причем песчаники распространены обычно в виде рукавообразных и линзовидных залежей. Минералогический состав пород указывает на то, что основной снос материала шел с юго-востока.

Готерив-барремское время характеризовалось оживлением тектонических движений, некоторой регрессией моря и усилением привноса терригенного материала. В южной и юго-восточной частях бассейна отлагались пестроцветные осадки лагунных, озерных и речных фаций. В центральной и северной частях накапливались сероцветные осадки морского происхождения. Схему прибрежной зоны раннемелового моря и низовий впадавших в него основных палеорек мы попытались наметить на рис. 71. Эту схему следует рассматривать как ориентировочную и требующую дальнейшего уточнения.

О впадении в южную часть указанного моря ряда крупных рек говорит значительное опреснение, а также характер песчаных коллекторов, вскрытых на разведанных месторождениях нефти. Именно приустьевые, главным образом авандельтовые, формы многопластовых песчаных тел, чаще всего линзообразного или рукавообразного типа, содержат наиболее крупные нефтяные залежи Широного Приобья.

Апт-альб-сеноманская продуктивная толща выражена континентальными и прибрежно-морскими фациями, которые местами переходят в пестроцветные, лагунные и дельтовые. В песчаных породах толщи размещаются крупнейшие газовые месторождения Западной Сибири, в них выявлено также несколько нефтяных залежей. Опуская подробности минералого-петрографического и гранулометрического состава пород сеноманских продуктивных отложений газовых месторождений северной части Тюменской области, остано-

вмесь лишь на условиях осадконакопления одного из них — Губкинского месторождения газа, расположенного на юго-востоке огромной преимущественно газоносной площади, входящей в пределы Ямало-Гыданской синеклизы. Наиболее характерной особенностью седиментогенеза на Губкинском (Пурпейском) поднятии является то, что в присводовой его части происходило отложение более крупнозернистых и хорошо отсортированных песчаных

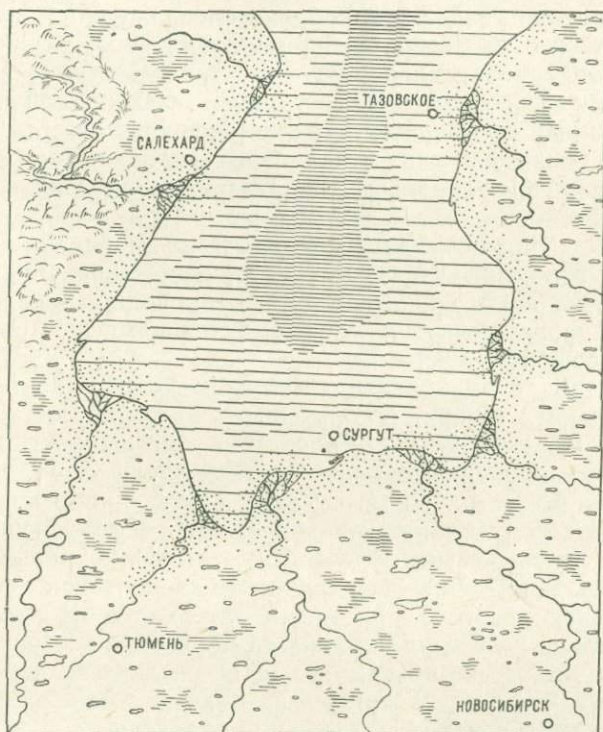


Рис. 71. Палеогеографическая схема Западной Сибири раннемелового времени.

разностей, чем на склонах, где происходит увеличение мелкозернистых алевролитов, переходящих в глины. Кроме того, наблюдается хорошо выраженная зональность в распространении песчаных и глинистых отложений. В направлении с востока на запад полоса меридионального простираения преимущественно песчано-алевритовых пород сменяется на полосу глинистых отложений.

Палеогеографическая обстановка Ямало-Гыданской синеклизы сеноманского времени представляется в следующем виде: Центральная часть синеклизы была занята полузамкнутым сильно опресненным морским бассейном, в котором накапливались сравнительно мелководные обогащенные органическим веществом

осадки. С запада, востока и юго-востока бассейн был окружен широкой болотно-озерно-аллювиальной низменностью. Характер фаций в пределах Пур-Тазовского междуречья указывает на то, что низина в течение сеноманского века неоднократно заливалась морем.

Кластический материал в морской бассейн сносился многочисленными реками с окружавшей его суши. На Губкинской площади накапливались главным образом мелкозернистые пески, среди которых широкое развитие приобрели алевролиты с примесью глинистых пород, с характерной однонаправленной слабонаклонной или волнисто-горизонтальной слоистостью. Частая изменчивость литологического состава и текстурных особенностей отложений по простиранию и в разрезе, а также различная отсортированность материала указывают на меняющуюся гидродинамическую силу и направление течений, весьма характерных для прибрежной зоны морских бассейнов.

Изучение гранулометрического состава пород продуктивных горизонтов сеномана указывает на то, что накопление в районе Губкинской площади происходило на мелководном шельфе в условиях отшнуровавшейся лагуны с менявшимися прибрежными и волноприбойными течениями.

Присутствие в породах значительного количества новообразованного сидерита говорит об опреснении бассейна, видимо, за счет речных вод. Об этом же свидетельствует обогащенность пород каолинитом. Формирование нижней песчаной пачки сеноманских отложений Губкинской площади связано как с прибрежной частью моря, так и с полузамкнутыми водоемами озерно-лагунного типа, а также с приустьевыми участками спокойных равнинных рек. Условия накопления верхней глинисто-алевритовой пачки были более глубоководными. Терригенный материал в пределы рассматриваемой площади поступал главным образом с востока и северо-востока. На это, в частности, указывает увеличение песчаности и возрастание количества аркозовых полимиктовых разностей при движении в противоположном сносу направлении.

Таким образом и здесь мы встречаемся с благоприятной прибрежно-морской палеогеографической обстановкой формирования газоносной толщи. Рассматривая сеноманский продуктивный комплекс, следует отметить, что после региональной регрессии, начавшейся в конце раннемелового времени, границы сеноманского морского бассейна установились в пределах относительно близких к очертанию ранне- и среднеюрского моря. Поэтому можно ожидать, что раннеюрский пояс нефтегазонакопления будет в значительной мере территориально совпадать с сеноманским.

Несомненно, что в пределах обширнейшего Западно-Сибирского нефтегазонаосного бассейна могут быть еще открыты крупнейшие месторождения нефти и газа, для которых, как показывает накопленный отечественный и зарубежный опыт, наиболее благоприятные условия формирования складываются в зонах распространения

приустьевых образований больших равнинных палеорек. Разумеется, что выявление образований древних дельт представляет особую трудность. Для них весьма характерны разнообразные условия накопления осадков на сравнительно небольшой площади. Изменение тектонического режима и климата приводило к перераспределению участков с различными фациальными обстановками, обуславливая пестроту в составе и распределении дельтовых отложений. Выявление последних осложняется недостаточной разбуренностью большинства районов Западной Сибири, в том числе и тех, на которых уже открыты месторождения нефти или газа.

Однако дальнейшее расширение буровых и научно-исследовательских работ создаст предпосылки для более детального восстановления физико-географической обстановки формирования продуктивных толщ и оконтуривания устьев палеорек, а также установления поясов и узлов нефтегазонакопления.

Итак, одной из важнейших предпосылок к выявлению новых крупных залежей нефти и газа в Западной Сибири является проведение детальных палеогеографических исследований.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В итоге изучения и обобщения фактических данных о размещении промышленных скоплений углеродов как в нашей стране, так и за рубежом, можно сделать вывод о том, что палеогеография, как наука о прошлых физических и биогеографических обстановках развития геосферы, имеет не меньшее значение для обоснования поисков нефти и газа, чем тектоника, геохимия и другие науки о Земле. Палеогеография органически входит в систему научных дисциплин, составляющих теоретические основы поисков и разведки углеводородов.

Изложенные в работе многочисленные факты со всей очевидностью указывают на важность и актуальность применения палеогеографических исследований в нефтегазовой геологии. Методы и приемы этих исследований прежде всего заключаются в многостороннем изучении керна, а также различных модификаций каротажа. Они доступны широкому кругу научных, а также практических работников, просты по своей организации и не требуют больших расходов. Внедрение их в практику безусловно приведет к новым открытиям и позволит снизить многомиллионные затраты на «пустые» скважины. Вместе с достижениями учения о литогенезе, об историко-геолого-геохимических методах оценки нефтегазоносности осадочных бассейнов и других разделов геологии, палеогеографический метод расширяет научные основы и практические возможности поисков нефти и газа.

Выявленная на его основе связь промышленных скоплений нефти и газа с прибрежными зонами (поясами), а крупных месторождений с приустьевыми областями палеорек (узлами нефтегазонакопления) выражает объективную закономерность размещения этих ископаемых в земной коре. Практическое использование установленной закономерности позволяет:

- 1) прогнозировать и осуществлять специальные поиски крупных месторождений нефти и газа, исходя из палеогеографической обстановки формирования продуктивных отложений;
- 2) по-новому оценивать перспективы нефтегазоносности тех или иных площадей и выбирать наиболее эффективное направление поисково-разведочных работ;
- 3) более обоснованно выбирать структуры для глубокой раз-

ведки в зависимости от их расположения по отношению к поясам и узлам нефтегазоаккумуляции;

4) ориентировать и направлять поиски и разведку залежей неструктурного типа, связанных с образованиями русел и рукавов палеорек, баров, кос и других песчаных тел прибрежных и приустьевых зон;

5) ставить новые задачи перед геофизическими методами разведки по выявлению и прослеживанию литолого-фациальных комплексов ископаемых дельт, баров, рифов и других образований;

6) определять наиболее оптимальные системы разработок месторождений, исходя из генетических особенностей пород-коллекторов, устанавливаемых путем детальных палеогеографических реконструкций.

В этом главная суть палеогеографических основ поисков нефти и газа.

Не случайно особое внимание в работе сосредоточено на приуроченности уникальных и крупных месторождений к образованиям древних дельт и авандельт развивавшихся в условиях устойчивого прогибания. Еще в 1955 г. автором впервые была установлена устьевая область палеорек нижнекаменноугольного времени в Куйбышевском Заволжье и указана причинность весьма благоприятного сочетания здесь факторов, определяющих повышенное нефтенакопление. Позднее в восточной и юго-восточной частях Русской платформы был выявлен ряд других образований ископаемых дельт, содержащих крупные залежи нефти. Как уже отмечалось, аналогичная закономерность наблюдается в Западной Сибири, а также во многих нефтегазоносных бассейнах США, Канады, Венесуэлы и других стран.

Следовательно, чрезвычайно существенный вывод об исключительной продуктивности отложений устьев древних рек не субъективное мнение отдельных исследований, а объективная реальность, подтверждаемая практикой. И было бы непростительной ошибкой не использовать это достижение научной мысли.

По-видимому, целесообразно иметь в соответствующих исследовательских и производственных организациях лаборатории, секторы или группы палеогеографического анализа. А в вузах, готовящих геологов-нефтяников, очевидно, следовало бы включить в учебные программы специальный курс — методы палеогеографических исследований при поисково-разведочных работах. Все это способствовало бы лучшему уяснению значения палеогеографии, творческому использованию ее возможностей, развитию палеогеографического «мышления и вкуса» у широкого круга геологов.

Дальнейшие успехи в наращивании разведанных запасов и добычи нефти и газа невозможны без новых направлений и идей в нефтегазовой геологии и в частности палеогеографических. Незнание либо игнорирование их приводит к тому, что геологи не могут направить поиски при отсутствии поднятий, подойти к выявлению литологических и стратиграфических залежей, максимально

повысить эффективность бурения. Палеогеографические построения должны стать обязательным в общем комплексе исследований, определяющих пути и методы научного прогнозирования и практического осуществления поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Они требуют минимума технических средств, но максимума инициативы по обобщению накопленных фактических данных. Однако это не все. Недостаточно воспроизвести физико-географическую обстановку формирования продуктивных отложений и составить серию палеогеографических карт. Надо еще суметь их правильно использовать при решении практических задач.

Кроме того, для успешного научно-технического прогресса в геологии нефти актуальнейшее значение имеет резкое сокращение сроков внедрения теоретических разработок в производство. Мы можем и должны открывать месторождения нефти и газа на новых и старых площадях в результате внедрения новых идей и гипотез, особенно тех, которые находят свое подтверждение.

Палеогеографическому направлению в нефтепоисковой теории и практике должно быть придано одно из важнейших значений в общем комплексе других направлений.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Айзенберг Д. Е. Стратиграфия и палеогеография нижнего карбона западного сектора Большого Донбасса. Киев, изд-во АН УССР, 1954. 272 с.

Литологические и стратиграфические залежи нефти и газа, методика их поисков и разведки. В кн.: «Стратиграфические ловушки». М., изд. Национального комитета СССР по нефти, 1971. Авт.: Алексин А. Г., Абрикосов И. Х., Гроссгейм В. А. и др., с. 18—36.

Байдин С. С., Линберг Ф. Н., Самойлов И. В. Гидрология дельты Волги. М., Гидрометеиздат, 1956. 331 с.

Бакиров А. А. Нефтегазоносные области Северной и Южной Америки. М., Гостоптехиздат, 1959. 296 с.

Бакиров А. А., Варенцов М. И., Бакиров Э. А. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М., «Недра», 1971, 541 с.

Батурич В. П. Палеогеография по терригенным компонентам. М., ОНТИ, 1937. 292 с.

Батурич В. П. Петрографический анализ геологического прошлого по терригенным компонентам. М., Гостоптехиздат, 1947. 339 с.

Ботвикина Л. Н. Слоистость осадочных пород. М., изд-во АН СССР, 1962. 541 с. («Труды Геол. ин-та АН СССР», вып. 59).

Ботвикина Л. Н. Методическое руководство по изучению слоистости. М., Наука, 1965. 259 с.

Брод И. О. Современные взгляды на формирование и закономерности в распространении скоплений нефти и газа. — «Геология нефти и газа», 1960, № 11, с. 1—8.

Брод И. О. Об основных закономерностях в распространении скоплений нефти и газа на земном шаре. — В кн.: «Списание на болгарского геологического дружество», кн. 3). София, 1960, с. 1—14.

Васильев П. В. Палеогеографические условия формирования угленосных отложений нижнего карбона Западного склона Урала. М., Углетехиздат, 1950. 208 с.

Васильев В. Г., Ханин А. А. Распространение залежей нефти и газа в разрезе осадочного чехла территории СССР. — «Геология нефти и газа», 1963, № 11, с. 1—5.

Вассоевич Н. Б. Образование нефти в терригенных отложениях. Л., Гостоптехиздат, 1958, с. 220. («Тр. всесоюз. науч.-исслед. геол. разв. ин-та», вып. 128.)

Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», № 11, 1967, с. 135—156.

Вебер В. В., Гинзбург-Карагичева Т. Л., Глебовская Е. А. Накопление и преобразование органического вещества в современных морских осадках. М., Гостоптехиздат, 1956. 343 с.

Вебер В. В. Фации отложений, благоприятные для образования нефти. М., «Недра», 1966, 273 с.

Вер-Вибе В. А. Как находят нефть. М., Гостоптехиздат, 1959. 275 с.

Вернадский В. И. Биосфера. М., «Мысль», 1967. 376 с.

Выветривание и литогенез. М., «Недра», 1969. 455 с. Авт.: Казаринов В. П., Бгатов В. И., Гурова Т. И. и др.

Высоцкий И. В., Оленин В. Б. Глубинная зональность и распределение скоплений углеводородов. — «Вести. Моск. ун-та. Сер. геол.», 1964, № 6, с. 20—27.

Геология нефти. Т. II, ч. 2. М., «Недра», 1968, 840 с.

Геология и нефтегазоносность рифовых комплексов. Пер. с англ. под ред. Чепикова К. Р. М., «Мир», 1968. 292 с.

Главная фаза нефтеобразования. «Вести. Моск. ун-та. Сер. геол.», 1969, № 6, с. 3—27. Авт.: Вассоевич Н. Б., Корчагина Ю. М., Лопатин Н. В., Чернышев В. В.

Голосов С. П., Долгов Ю. А., Молчанов В. И. Физико-химические изменения минералов в процессе сверхтонкого измельчения. Новосибирск, изд-во СО АН СССР, 1966. 135 с.

Гостинцев К. К., Гроссгейм В. А. Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа. Л., «Недра», 1969. 364 с. (Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол.-разв. ин-та, вып. 280.)

Горецкий Г. И. Аллювий великих антропогенных прарек Русской равнины. М., «Наука», 1964, 415 с.

Горецкий Г. И. Аллювиальная летопись великого Праднепра. М., «Наука», 1970. 490 с.

Гроссгейм В. А. Донные течения и тектоника. — «Советская геология», № 9, 1965, с. 124—129.

Губкин И. М. Учение о нефти. М., ОНТИ, 1937. 460 с.

Губкин И. М. Урало-Волжская нефтеносная область (Второе Баку). М., Гостоптехиздат, 1940, 119 с.

Гуляева Л. А. Геохимия отложений девона и карбона Куйбышевского Поволжья. М., изд-во АН СССР, 1956. 142 с.

Гурари Ф. Г. К палеогеографии Западно-Сибирской низменности в юрско-неокомское время. Л., Гостоптехиздат, 1961, с. 37—45. («Труды Сиб. науч.-исслед. ин-та геол., геофиз. и минеральн. сырья», вып. 14.)

Гурова Т. И., Казаринов В. П. Литология и палеогеография Западно-Сибирской низменности в связи с нефтегазоносностью. М., Гостоптехиздат, 1962. 296 с.

Диккей П., Рон Р. Влияние фаций на распространение нефти. — В кн.: «Распространение нефти». Пер. с англ. М., Гостоптехиздат, 1961, с. 532—542.

Егоров А. К. Пояса углеобразования и нефтегазоносные зоны земного шара. Ростов, изд-во Ростов. ун-та, 1960. 183 с.

Жемчужников Ю. А. О возможности и условиях захоронения аллювиальных осадков в ископаемых толщах. — В кн.: «Аллювиальные отложения в угленосной толще среднего карбона Донбасса». М., 1954, с. 9—29. («Труды Геол. ин-та АН СССР», вып. 151.)

Жемчужников Ю. А. Угленосные толщи как формации. — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1955, № 5, с. 46—58.

Жижченко Б. П. Методы палеогеографических исследований. М., Гостоптехиздат, 1959, 371 с.

Жижченко Б. П. К вопросу об условиях осадконакопления и методах палеогеографических построений. — «Советская геология», 1965, № 9, с. 47—62.

Западная Сибирь в юрском периоде. М., «Наука», 1967, 160 с. Авт.: Саркисян С. Г., Корж М. В., Комардинкина Г. Н. и др.

Зенкевич Л. А. Моря СССР, их фауна и флора. М., Учпедгиз, 1955. 424 с.

Зенкович В. П. Основы учения о развитии морских берегов. М., изд-во АН СССР, 1962. 720 с.

Калинок М. К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. М., «Недра», 1964. с. 207.

Кинг Р. Е. Перспективы значительного увеличения мировых запасов нефти и газа за счет разведки стратиграфических ловушек. — В кн.: «Стратиграфические ловушки». М., Изд. национального комитета СССР по нефти, 1971, с. 3—17.

Кинг К. А. М. Пляжи и берега. М., ИЛ, 1963. 435 с.

Карагодин Ю. Н. Особенности строения и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири.— В кн.: «Геология нефти и газа». Саратов, изд-во Саратовск. ун-та, 1970, с. 24—31.

Карпинский А. П. Очерки геологического прошлого Европейской России. М., изд-во АН СССР, 1947. 208 с.

Кидуэлл А. Л., Хант Дж. М. Миграция нефти в молодых отложениях площади Падернадес в Венесуэле.— В кн.: «Распространение нефти». М., Госгонтехиздат, 1961, с. 601—617.

Крашенинников Г. Ф. Условия накопления угленосных формаций СССР. М., изд-во Моск. ун-та, 1957. 294 с.

Крашенинников Г. Ф. Ископаемые дельты в СССР и некоторые проблемы их изучения.— В кн.: «Дельтовые и мелководно-морские отложения». М., изд-во АН СССР, 1963, с. 7—13.

Крашенинников Г. Ф. Развитие, современное состояние и задачи фашиального и палеогеографического анализа. В кн.: «Состояние и задачи советской литологии». М., «Наука», 1970, с. 43—57.

Кротова В. А. Гидрогеологические факторы формирования нефтяных месторождений. Л., Госгонтехиздат, 1962. 329 с. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол.-разв. ин-та, вып. 191».)

Кузнецов С. И., Иванов М. В., Ляликова Н. Н. Введение в геологическую микробиологию. М., изд-во АН СССР, 1962, 239 с.

Кузнецов В. Г. Основные черты геологии рифов и их нефтегазосность. М., изд. Всесоюз. науч.-исслед. ин-та организации упр. и эконом. нефтегаз. пром-ти, 1971. 60 с.

Кэй М. Геосинклинали Северной Америки. М., ИЛ, 1955, с. 192.

Кленова М. В. Геология моря. М., Учпедгиз, 1948, 495 с.

Леворсен А. Геология нефти и газа. М., «Мир», 1970, 639 с.

Леонтьев О. К. Краткий курс морской геологии. М., изд-во Моск. ун-та, 1963. 464 с.

Логвиненко Н. В. Литология и палеогеография продуктивной толщи докембрийского карбона. Харьков, изд-во Харьковск. ун-та, 1959. 436 с.

Максимов С. П. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа. М., «Недра», 1964. 485 с.

Марков К. К. Палеогеография. М., изд-во Моск. ун-та, 1960. 268 с.

Марковский Н. И. О палеогеографии нижневизейского времени в районах Среднего Поволжья и Заволжья. «Докл. АН СССР», 1955, т. 104, № 4, с. 601—604.

Марковский Н. И. Угленосность нижнего карбона Среднего Поволжья и Заволжья. М., изд-во АН СССР, 1956, с. 366—378. («Труды лабор. угля АН СССР», вып. 6.)

Марковский Н. И. Уголь и нефть Волго-Уральской области.— «Природа», 1957, № 5, с. 88—91.

Марковский Н. И. О связи нефтематеринских и угленосных формаций Волго-Уральской области.— «Геология нефти и газа», 1959, № 3, с. 22—29.

Марковский Н. И. Угленосность и прогноз нефтегазосности.— «Природа», 1959, № 4, с. 89—93.

Марковский Н. И. Палеогеографическое положение Кизеловского каменноугольного бассейна и его генетические особенности в свете новейших данных.— «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1960, № 2, с. 65—76.

Марковский Н. И., Бражников Г. А., Веснина Т. Л. О разведке литологических залежей нефти и газа в Волгоградском Поволжье.— «Геология нефти и газа», 1962, № 4, с. 25—29.

Марковский Н. И. Палеогеография и поиски богатых залежей нефти.— «Природа», 1963, № 8, с. 88—90.

Марковский Н. И. Роль палеорек в формировании нефтегазосных толщ.— «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1965, № 2, с. 112—125.

Марковский Н. И. Палеогеографические условия размещения крупных залежей нефти. М., «Недра», 1965. 399 с.

Марковский Н. И. Зональность размещения нефтегазовых месторождений. М., изд. Всес. науч.-исслед. ин-т организации упр. и эконом. нефтегаз. пром-ти, 1967. 104 с.

Марковский Н. И. Палеогеографическая оценка поясов и узлов нефтегазоаккумуляции. — «Изв. АН СССР, Сер. геол.», 1968, № 10, с. 130—138.

Марковский Н. И. Древние береговые зоны и размещение залежей нефти и газа. — «Бюл. Моск. о-ва испыт. природы», отд. геолог., 1969, № 4. 143 с.

Марковский Н. И. Ископаемые дельты — зоны максимального угле- и нефтегазоаккумуляции. — В кн.: «Генезис и классификация осадочных пород». М., «Наука», 1968, с. 154—161. (Докл. сов. геол. на 23-ей сессии МГК.)

Марковский Н. И. Роль палеогеографических исследований в установлении закономерностей размещения месторождений нефти и газа. М., изд-во Моск. ун-та, 1969, с. 128—130. (Сб. 4-ой науч. конф. геол. ф-та МГУ.)

Марковский Н. И. Палеогеографическая зональность размещения нефти и газа Западной Сибири. — В кн.: «Природные ресурсы Западной Сибири». М., изд-во МГУ, 1971, с. 48—64.

Марковский Н. И. Большой газ Ямало-Ненецкой земли. — «Природа», 1971, № 8, с. 19—24.

Маслов К. С. О перспективах поисков литологических залежей нефти в нижнемайкопских отложениях Северо-Западного Кавказа. — «Геология нефти и газа», 1962, № 4, с. 29—35.

Маслов К. С. Научные основы поисков литологических и стратиграфических залежей нефти и газа в терригенных толщах. М., «Недра», 1968, с. 220.

Методы составления литолого-фациальных и палеогеографических карт. Новосибирск, Изд-во СО АН СССР, 1963, с. 176. («Труды 5-го Всесоюз. литолог. совещ.»)

Методы палеогеографических исследований. М., «Недра», 1964. с. 264. (Сб. матер. выездн. сессии экспед. геол. совета Геолкома.)

Михайлов В. Н. Некоторые закономерности формирования бара и устья реки в условиях значительной роли речных факторов. М., «Наука», 1967, с. 67—75. (Труды океанограф. ин-та, вып. 89.)

Молчанов В. И., Гонцов А. А. Воднорастворимые органические соединения как исходное вещество нефтей. — «Докл. АН СССР», т. 191, № 3, 1970, с. 681—683.

Муррей Дж. У. Нефтеносная карбонатная банка в верхнедевонской толще. — В кн.: «Геология и нефтегазоносность рифовых комплексов». М., «Мир», 1968, с. 9—101.

Найдин Д. П. Вопросы определения климатических условий прошлых геологических периодов методом изотопной палеотермометрии. — «Советская геология», 1958, № 7, с. 15—34.

Наливкин Д. В. Учение о фациях. Т. 1 и 2. М., изд-во АН СССР, 1956, с. 534 и 393.

Наливкин В. Д., Верещагин В. Н., Ганешин Г. С. Условные обозначения и методические указания по составлению атласа литолого-палеогеографических карт СССР. М., Госгеолтехиздат, 1962, 46 с.

Наливкин В. Д., Ронов А. Б., Хаин В. Е. Основные принципы составления литолого-фациальных и палеогеографических карт Русской платформы и ее геосинклинального обрамления. Новосибирск, изд-во СО АН СССР, 1963, с. 25—41. («Труды 5-го Всесоюз. литолог. совещ.», т. 1.)

Нестеров И. И. Критерии прогнозов нефтегазоносности. М., «Недра», 1969, с. 335. («Труды Зап.-Сиб. науч. исслед. геол.-разв. нефт. ин-та», вып. 15.)

Поисковые критерии прогноза нефтегазоносности. Л., «Недра», 1969. 223 с. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол.-разв. ин-та, вып. 269.») Авт.: Неручев С. Г., Двали М. Ф., Кротова В. А. и др.

Применение геоморфологических методов в структурно-геологических исследованиях. Под ред. И. П. Герасимова. М., «Недра», 1970. 296 с.

Проблема изучения и поиски стратиграфических и литологических залежей нефти и газа в СССР. Л., «Недра», 1967, с. 54—66. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол.-разв. ин-та», вып. 259.) Авт.: Гроссгейм В. А., Аристова Г. Б., Базанова Т. Д. и др.

- Проблемы палеоклиматологии. Пер. с англ. М., «Мир», 1968. 448 с.
- Рассел У. Л. Основы геологии нефти. М., Гостоптехиздат, 1958. с. 619.
- Родионова К. Ф. К вопросу о значении фациальных условий для нефтеобразования. Л., Гостоптехиздат, 1959, с. 18—30. («Труды Всесоюз. нефт. науч.-исслед. геол.-разв. ин-та», вып. 17.)
- Рухин Л. Б. Основы общей палеогеографии. М., Гостоптехиздат, 1959. 557 с.
- Рухин Л. Б. Основы литологии. М., Гостоптехиздат, 1961, 779 с.
- \* Самойлов И. В. Устья рек. М., Географгиз, 1952, 526 с.
- Саркисян С. Г., Процветаева Т. Н. Палеогеография Западно-Сибирской низменности в раннемеловую эпоху. М., «Наука», 1968, 80 с.
- Саркисян С. Г., Комардинкина Г. Н. Литолого-фациальные особенности сеноманских газоносных отложений севера Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1971, 115 с.
- Силин-Бекчурин А. И. Динамика подземных вод. М., изд-во Моск. ун-та, 1958. 258 с.
- Смирнов Г. А. Материалы к палеогеографии Урала. Визейский ярус. Свердловск, 1957, 118 с. («Труды горн. геол. ин-та УФ АН СССР», вып. 29.)
- Сорокин Ю. И. Путешествие на коралловые острова.—«Природа», 1971, № 8, с. 61—68.
- Страхов Н. И., Залманзон Э. С., Глаголева М. А. Очерки геохимии верхнепалеозойских отложений гумидного типа. М., изд-во АН СССР, 1959, 223 с. («Труды Геол. ин-та АН СССР», вып. 23.)
- Страхов Н. М. Типы климатической зональности в послепротерозойской истории Земли и их значение для геологии.—«Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1960, № 3, с. 3—25.
- Страхов Н. М. Основы теории литогенеза, т. I и II. М., изд-во АН СССР, 1962, с. 212 и 574.
- Страхов Н. М. О действительном балансе осадконакопления в современном океане.—«Литология и полезные ископаемые», 1969, № 2, с. 131—132.
- Страхов Н. М. К вопросу о количественных методах исследования осадкообразования геологического прошлого.—«Литология и полезные ископаемые», 1970, № 3, с. 3—14 с.
- Страхов Н. М. Развитие литогенетических идей в России и СССР. М., «Наука», 1971, 609 с.
- Степанов П. И. Теория поясов и узлов угленакопления. Юбил. сб. посвящ. 30-летию Окт. рев. Ч. 2. М., изд-во АН СССР, 1947, с. 172—193.
- Теодорович Г. И., Богдасарова М. В. К вопросу о переходе угленосных отложений в нефтегазопроизводящие.—«Геология нефти и газа», 1967, № 8, с. 42—47.
- Тимофеев П. П. Аллювиальные отложения и связанные с ними размыты в угленосных свитах среднего карбона юго-западной окраины Донбасса.— В кн.: «Аллювиальные отложения в угленосной толще среднего карбона Донбасса». М., изд-во АН СССР, 1964, с. 90—116. («Труды ин-та геол. нефти АН СССР», вып. 151.)
- Тимофеев П. П. Юрская угленосная формация Южной Сибири и условия ее образования. М., «Наука», 1970, 208 с.
- Углеводороды в осадочной оболочке Земли. Вестн. Моск. ун-та, 1967, сер. геол., № 5, с. 36—48. Авт.: Вассоевич Н. Б., Высоцкий И. В., Гусева А. Н., Оленин В. Б.
- Урупов А. К. О картировании областей увеличенной мощности терригенной толщ нижнего карбона сейсмическим методом отраженных волн.—«Геология нефти и газа», 1961, № 2, с. 29—31.
- Успенская Н. Ю. Некоторые закономерности нефтегазонакопления на платформах. М., Гостоптехиздат, 1952, 156 с.
- Успенский В. А. Введение в геохимию нефти. М., «Недра», 1970. 309 с.
- Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа. Сб. под ред. В. Д. Наливкина и К. А. Черникова. М., «Недра», 1967, 296 с.

Ханн В. Е. Геотектонические основы поисков нефти. Баку, Азнефтеиздат, 1954. 692 с.

Ханн В. Е. Главные пояса нефтегазообразования Земли.—«Вестн. Моск. ун-та. Сер. геол.», 1970, № 1, с. 66—71.

Халимов Э. М. О некоторых особенностях распределения песчаных коллекторов нефти угленосной толщи Юго-Западной Башкирии. Уфа, 1960, с. 67—73. («Труды Башк. фил. АН СССР», вып. 6.)

Храмов А. Н. Палеомагнитная корреляция осадочных толщ Л., Гостоптехиздат, 1958. 219 с. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол.-разв. ин-та», вып. 116.)

Чочиа Н. Г. Геологическое строение Колво-Вишерского края. М., Гостоптехиздат, 1955. 407 с.

Шанцер Е. В. Аллювий равнинных рек умеренного пояса и его значение для познания закономерностей строения и формирования аллювиальных свит. М., изд-во АН СССР, 1951. 275 с. («Труды ин-та геол. нефти АН СССР», вып. 135.)

Шанцер Е. В. Очерки учения о генетических типах континентальных осадочных образований. М., «Наука», 1966. 239 с.

Шепард Ф. П. Земля под морем. М., «Мир», 1964. 252 с.

Шепард Ф. П. Морская геология. М., «Недра», 1969, 461 с.

Ханнин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М., «Недра», 1969. 366 с.

Чоловский И. П. Методы геолого-промыслового анализа при разработке крупных нефтяных месторождений. М., «Недра», 1966, 180 с.

Янг Г. А. Разведка стратиграфических ловушек на площади Офисина (Венесуэла).—В кн.: «Стратиграфические ловушки». М., изд. Национального комитета СССР по нефти, 1971, с. 63—81.

Andel T. H. Sediments of Rhome Delta. New-Iork, 1958, p. 169.

Аропов S. Nuces River Plain of Pleistocene Beaumont Formation, Texas.—«Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.», 1971, vol. 55, No. 8, pp. 1231—1248.

Bates C. C. Rational theory of delta formation.—«Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.», 1953, vol. 37, No. 9, pp. 2119—2162.

Bentham R. Oil in Birma.—«Inst. Petrol. Rev.», 1966, No. 236, pp. 148—160.

Busch D. A. Methods of prospecting for stratigraphic oil and gas traps.—«Bull. As. franc. techn. petr.», 1965, No. 161, pp. 167—181.

Busch D. A. Genetic Units in Delta Prospecting.—«Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.», 1971, vol. 55, No. 8, pp. 1137—1154.

Busch D. A. Prospecting for stratigraphic traps.—«Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.», 1959, vol. 43, No. 12, pp. 2829—2843.

Carrigy M. A. Some sedimentary features of the Athabasca oil sands.—«Sedim. Geol.», 1967, vol. 1, pp. 327—352.

Carrigy M. A. Deltais Sedimentation in Athabasca Tar Sands.—«Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.», 1971, vol. 55, No. 8, pp. 1155—1169.

Gardner F. J. Suring Nigeria oil flow surpasses all predictions.—«Oil and Gas J.», 1971, vol. 69, No. 14, pp. 29—32.

Gardner F. J. Offshore-oil the search new spans geohe.—«Oil and Gas J.», 1966, vol. 64, No. 25, pp. 44—59.

Carsey J. B. Geology of gulf coastal area and continental shelf.—«Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.», 1950, vol. 34, No. 3, pp. 361—385.

Conybeare C. E. B. Oil accumulation in alluvial stratigraphic traps.—«Aust. Oil and gas J.», 1964, No. 11, pp. 3—8.

Conybeare C. E. B. Origin of Athabasca Oil sands.—«Bull. of Canada Petr. Geol.», 1966, vol. 14, No. 1, pp. 84—91.

Craft W. E. Channel sands are the Rey to Wilcox oil.—«Oil and Gas J.», 1966, vol. 64, No. 15, pp. 111—118.

Dennison J. M. Petroleum Related to Middle and Upper Devonian Deltaic Facies in Central Appalachians.—«Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.», 1971, vol. 55, No. 8, pp. 1179—1193.

Dawis Jack A. Offshore areas of the world continue to draw oil hunters.—«Oil and Gas Inter.», 1966, No. 12, pp. 127—135.

- Emery K. O. Atlantic Continental Shelf and Slope of the United States, p. 266.
- Emery K. O. Sediments and water of Persian Gulf.—"Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.", 1956, vol. 40, No. 10, pp. 2354—2383.
- Emery K. O. Relict sediments on continental Shelves of Word.—"Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.", 1968, vol. 52, No. 3, pp. 579—594.
- Falini F. On the formation of coal deposits of lacustrine origin.—"Bull. Geol. Soc. Amer.", 1965, vol. 49, No. 12, pp. 1317—1346.
- Fisk H. N. Fine-grained alluvial deposits and their effects on Mississippi River activity.—"Miss. River. Comm.", 1947, pp. 1—82.
- Fisk H. N., McFarlane E. Late quaternary deltaic deposits of the Mississippi river.—"Geol. Soc. Amer. Spec. Paper.", 1955, No. 62, pp. 279—302.
- Hamilton D. Wealth from the North Sea.—"New Scientist", 1968, vol. 38, pp. 112—136.
- Hedberg H. D. Continental margins from viewpoint of the petroleum geologist.—"Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.", 1970, vol. 54, No. 1.
- Hodgson G. W. Monket control on the development of the Athabasca oil sands.—"Chem. En. Proy. Sympor. Ser.", 1965, No. 54, pp. 72—79.
- Johnson M. R., White G. R. Louisiana Gulf Coast.—"Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.", 1966, vol. 50, No. 6, pp. 1232—1243.
- King Cuchlaine A. Beaches and coasts. London, 1959, p. 434.
- Knebel, Rodrignes-Eraso. Habitat of some oil.—"Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.", 1956, vol. 40, No. 4, pp. 801—808.
- Kuener Ph. H. Sands-its origin transportation, abrasion and accumulation.—"Geol. South Afric", 1959, No. 6, pp. 193—204.
- Lowman S. W. Sedimentary facies in Gulf Coast.—"Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.", 1949, vol. 33, No. 12, pp. 1939—1997.
- Martini J. P. Regional analysis of sedimentology of Medina formation.—"Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.", 1971, vol. 55, No. 8, pp. 1249—1261.
- Mathews W. H., Shepard F. P. Sedimentation of Fraser River Delta, British Columbia.—"Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.", No. 8, 1962, vol. 46, pp. 1416—1437.
- Murray G. E. Geologic Framework of Gulf Coastal Province of United States.—In "Rec. Sedim. N—W Gulf of Mexico."—"Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.", 1960, pp. 5—33.
- Potter D. E. Sand bodies and sedimentary environments a review.—"Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.", vol. 51, No. 3, 1967, pp. 337—365.
- Rainwater E. H. Look for ancient deltas in your search for Oil.—"Oil and Gas J.", 1964, vol. 62, No. 1, pp. 42—57.
- Russel R. J. Physiogeography of Lower Mississippi delta.—"Geol. Bull.", 1936, No. 8, pp. 3—99.
- Shepard F. P., Lankford R. A. Sedimentary facies from shallow borings in lower Mississippi Delta.—"Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.", 1959, vol. 43, No. 9, pp. 989—998.
- Shannon J. P., Dahl A. R. Deltaic Stratigraphic traps in West Tuscola Field, Taylor County, Texas.—"Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.", 1971, vol. 55, No. 8, pp. 1194—1205.
- Shelton S. W. Stratigraphic models and general criteria for recognition of alluvial, barrier bar and turbidity—current sand deposits.—"Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.", 1967, vol. 51, No. 12, pp. 2441—2461.
- Scott A. J., Ficher W. L. Delta systems and deltaic deposition.—"Texas Univ. Bur. Econ. Geol.", 1969, No. 10, pp. 10—29.
- Smith J. Basement Reservoir of la Paz-Mara Oil Filds Western Venezuela.—"Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.", 1956, vol. 40, No. 2, pp. 310—318.
- Swann D. H. Late Mississippian Rhythmic Sediments of Mississippi Valley.—"Bull. Amer. Assoc. Petr. Geol.", 1964, vol. 48, No. 5, pp. 637—658.
- Teichmüller M. Anwendung kohlenpetrographischer Methoden bei der Erdöl- und Erdgasprospektion.—"Erd. und Kohle—Erdgas—Petr.", 1971, Bd. 24, Nr. 2, pp. 69—76.

Thomas T. M. The North Sea and its environs — future reservoir of fuel.—  
"Geol. Rev.", 1966, vol. 56, No. 8, pp. 1789—1796.

Van Krevelen D. W., Schuver J. Coal Scienc. Amst.—Lond.—New-York, 1957, p. 223.

Visher G., Saitta B., Phares R. Pennsylvanian Delta Patterns and Petroleum Occurrences in Eastern Oklahoma.—"Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.", 1971, vol. 55, No. 8, pp. 1206—1229.

Weaver P. Gulf og Mexico.—"Geol. Soc. Amer. Spec. Paper.", 1955, No. 62, pp. 269—278.

Weber K. J. Sedimentological of oil fields in the Niger delta.—"Geol. en mijnb.", 1971, vol. 50 (3), pp. 559—576.

Weimer R. Deltas and Petroleum.—"Amer. Assoc. Petr. Geol. Bull.", 1971, vol. 55, No. 8, pp. 1135—1136.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Введение . . . . .	3
Структурно-тектонический и палеогеографический подход к поискам нефти и газа . . . . .	6
Значение и место палеогеографии в нефтегазовой геологии . . . . .	9
Некоторые данные о зарубежном опыте . . . . .	11
Структура биосферы и палеогеография . . . . .	18
Связь между сушей и морем . . . . .	22
Прибрежная зона . . . . .	26
Аккумулятивные формы прибрежной зоны . . . . .	28
Бухтовые берега . . . . .	36
Пляжи . . . . .	38
Лагуны . . . . .	40
Роль рек в накоплении генерирующих и аккумулирующих нефть и газ отложений . . . . .	44
Устья рек . . . . .	49
Размеры и строение дельт . . . . .	55
Древние дельты . . . . .	61
Образования древней Миссисипи . . . . .	64
Нефтегазоносность отложений древних рек . . . . .	67
Рифогенные образования . . . . .	72
Нефтегазоносность прибрежной зоны . . . . .	81
Влияние речных устьев на нефтегазоносность прибрежной зоны . . . . .	85
О выделении водорода в прибрежной зоне . . . . .	90
Шельф . . . . .	91
Особенности шельфовых отложений . . . . .	96
Перерывы и несогласия в осадконакоплении . . . . .	99
Основные принципы составления палеогеографической документации . . . . .	106
Палеогеографические схемы и карты . . . . .	107
Анализ фаций и мощностей . . . . .	109
Палеоэкологические наблюдения . . . . .	112
Палеогеография по терригенным компонентам . . . . .	115
Геохимические данные . . . . .	115
Текстурные особенности пород . . . . .	116
Климатические показатели . . . . .	118
Угленосность . . . . .	119
Приемы составления палеогеографических реконструкций . . . . .	120
Выделение аллювиальных отложений . . . . .	120
Выявление речных долин . . . . .	124
Современные реки — ориентиры древней гидрографической сети . . . . .	131
Палеодельты как крупнейшие резервуары нефти и газа . . . . .	133
Палеогеографические данные и пути поисков литологических залежей . . . . .	146
Поиски литологических ловушек . . . . .	152
Опыт восстановления палеогеографической обстановки формирования продуктивной терригенной толщи яснополянского надгоризонта Волго-	

	Стр.
Уральской нефтеносной области . . . . .	156
Краткая литолого-фациальная характеристика толщи . . . . .	156
Физико-географическая обстановка времени накопления продуктивной толщи на Русской платформе . . . . .	159
Области повышенных форм рельефа . . . . .	160
Зоны, переходные от повышенных к пониженным формам древнего рельефа . . . . .	164
Гумидная равнина . . . . .	165
Палеореки . . . . .	169
Морские бассейны . . . . .	197
Палеоклимат . . . . .	214
Угленосность как показатель физико-географической обстановки осад- конакопления . . . . .	221
Характеристика углей . . . . .	231
Гидрогеологический фактор нефтегазонакопления и палеогеография . . . .	235
Палеогеографическая зональность размещения залежей нефти и газа . . . .	240
Общая закономерность распространения нефти и газа в структурном и па- леогеографическом плане . . . . .	249
Характер размещения крупных скоплений углеводородов . . . . .	254
Пояса и узлы нефтегазонакопления . . . . .	259
Некоторые особенности нефтегазонакопления в Западной Сибири . . . . .	265
Самотлорское месторождение нефти . . . . .	269
Уренгойское месторождение газа . . . . .	272
Основные черты палеогеографической зональности размещения месторож- дений нефти и газа в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне . . . .	276
Заключение . . . . .	290
Список литературы . . . . .	293

Николай Иосифович Марковский

**Палеогеографические основы  
поисков нефти и газа**

Редактор издательства И. Л. Летова  
Технический редактор О. Ю. Трепенюк  
Корректор Г. Г. Большова

---

Сдано в набор 15/XII 1972 г. Подписано в печать  
30/III 1973 г. Т-03884. Формат 60×90<sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бумага № 2.  
Печ. л. 19,0. Уч.-изд. л. 20,60. Тираж 1300 экз.  
Заказ № 536/4671-7. Цена 2 руб. 30 коп.

---

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,  
Третьяковский проезд, 1/19.

Ленинградская типография № 8  
«Союзполиграфпрома» при Государственном  
комитете Совета Министров СССР по делам  
издательств, полиграфии и книжной торговли.  
190000, Ленинград, Прачечный пер., 6.

## УВАЖАЕМЫЙ ТОВАРИЩ!

### В ИЗДАТЕЛЬСТВЕ «НЕДРА» ГОТОВЯТСЯ К ПЕЧАТИ НОВЫЕ КНИГИ

**ХАНИН А. А.** Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. 30 л. 3 р. 24 к.

Монография представляет собой фундаментальный труд о коллекторских толщах, залегающих на разных глубинах и различных стратиграфических горизонтах. Характеристика коллекторских толщ дается по нефтегазоносным провинциям Советского Союза. Книга состоит из двух частей. В первой части приведены сведения о породах-коллекторах нефти и газа, факторах, влияющих на формирование коллекторских толщ и изменение коллекторских показателей, а также описание геологических условий нефтегазоносных провинций. Во второй части рассмотрены условия залегания, состав, свойства пород-коллекторов и закономерности их размещения на территории нефтегазоносных провинций. В заключении выделены главные типы коллекторов, выяснены общие изменения свойств коллекторов в зависимости от глубины залегания, термодинамических условий, тектонической напряженности.

Книга предназначена для широкого круга геологов нефтяной и газовой промышленности, работающих в научно-исследовательских и производственных организациях. Она может быть полезна студентам старших курсов нефтяных вузов и факультетов.

**ЯКОБСОН Г. П.** Палеогидрогеологические и современные гидрогеологические закономерности формирования и размещения нефтегазовых месторождений. 20 л. 2 р. 24 к.

В книге рассматриваются гидрогеологические процессы в сложном комплексе условий образования нефтегазовых месторождений на примере территорий Русской и эпигерцинской платформ. Приводится анализ роли палеогидрогеологических особенностей в концентрировании и расселении нефтяных углеводородов. Определяются основные закономерности и характер развития водонапорных систем и нефтегазоносных бассейнов платформ, реконструируются палеогидрогеологические условия, отражающие основные направления и пределы перемещения нефтяных углеводородов на протяжении отдельных гидрогеологических циклов. Выявляется комплекс положительных и отрицательных факторов формирования и разрушения нефтяных углеводородов.

Книга предназначена для широкого круга специалистов — нефтяников, геологов, гидрогеологов, занимающихся изучением вопросов формирования и поисков месторождений нефти и газа. Работа представляет также интерес для исследователей пресных, минеральных, промышленных и термальных подземных вод.

*Интересующие Вас книги Вы можете приобрести в местных книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу, или заказать через отдел «книга—почтой» магазинов:*

№ 17 — 199178. Ленинград, В. О. Средний проспект, 61

№ 59 — 127412. Москва, И-412, Коровинское шоссе, 20.

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»

2p.30x.

717

2

ИДРА-1973