

АКАДЕМИЯ НАУК СССР  
МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ  
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

**УСЛОВИЯ  
ФОРМИРОВАНИЯ  
ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ  
И МИГРАЦИЯ НЕФТИ**



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»

Москва 1976

В сборнике излагаются результаты литолого-палинологических исследований по миграции нефти и материалы по изучению состава, структуры и условий формирования пород-коллекторов в терригенных и карбонатных отложениях Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Прибалтийской, Западно-Сибирской и Ангаро-Ленской нефтегазоносных областей. Показана зависимость пористости глин от текстурных преобразований. Приводятся результаты использования сканирующего электронного микроскопа для изучения аутигенных минералов в порых.

Сборник рассчитан на широкий круг специалистов в области геологии нефти, литологии и палинологии.

Ответственный редактор  
член-корр. АН СССР **К.Р. ЧЕПИКОВ**

## ВВЕДЕНИЕ

В сборнике излагаются результаты изучения литолого-палинологических критериев миграции нефти и условий формирования порового пространства в осадочных породах, исследованных в разных регионах с разных точек зрения.

Так, например, анализ стадийности образования аутигенных минералов и их взаимоотношений с битумами в толщах доманикового типа Волго-Уральской области позволил установить характер поступления углеводородов в карбонатные отложения начиная со стадии раннего диагенеза, затухание этого процесса на рубеже диагенетической и катагенетической стадий и новую фазу поступления битумов после завершения основных породообразующих процессов. Интересно, что форма нахождения вязкого битума в доманиковых породах этого региона не отличается от условий залегания нефти в карбонатных коллекторах среднекаменноугольного возраста.

В терригенных коллекторах нижнемотской подсистемы на Марковском месторождении (Восточная Сибирь) установлены нефти, по крайней мере, двух генераций. Миграция легкой нефти, образующей промышленные скопления, происходила здесь в послетриасовое время. Присутствие обломков битуминозных пород позволяет предполагать существование наиболее древнего, третьего — докембрийского — этапа миграции нефти.

Сейчас все определеннее выявляется зависимость содержания споропыльцевых комплексов в нефтях и газах от состава микрофоссилий в толщах, в которых они залегают и через которые проходят в процессе миграции. Анализ состава разновозрастных палинологических остатков из нефтей наряду с другими геологическими показателями позволил установить значительную роль вертикальной миграции в формировании месторождений Краснотинского свода (Западная Сибирь). В сборнике приведены материалы об акритархах нефтей, заключенных в терригенных толщах девона Волго-Уральской области.

Некоторые статьи содержат материалы, касающиеся условий формирования порового пространства осадочных толщ. Здесь анализируется влияние постседиментационных процессов на пористость глин, песчано-алевритовых и карбонатных пород. Приводятся данные о зависимости между гранулометрическим составом обломочного материала, степенью катагенетической цементации посредством срастания зерен и порометрической характеристикой песчаных коллекторов девонского возраста, а также данные о влиянии процессов растворения на коллекторские свойства карбонатных пород каменноугольного возраста в Волго-Уральской области.

Исследования с помощью сканирующего микроскопа позволили выявить генезис цементирующих глинистых минералов в межзерновом поровом пространстве, показать внутрицементную пористость в песчаниках и установить влияние преобразований текстур на поровое пространство глинистых пород.

Отдельно рассматривается значение анализа литофациальных и палеотектонических условий формирования осадочных толщ для оценки пространства коллекторов.

Комплексные исследования литофациальной изменчивости терригенных отложений существенно уточнили прогноз коллекторов и ловушек литологического типа в продуктивных горизонтах неокома Нижневартовского свода (Западная Сибирь).

Выявленная литофациальная зональность пород доманикового горизонта северо-восточной Башкирии позволяет конкретизировать поиски соответствующих участков развития коллекторов порового и трещинного типа.

На основе применения методики ритмофациального анализа с учетом палеотектонических данных охарактеризованы региональные особенности формирования коллекторов в терригенных отложениях кембрия Прибалтики.

Специальному обсуждению подвергнута методика прогноза поровых коллекторов в терригенных толщах доорогенного комплекса краевых прогибов.



## ОСОБЕННОСТИ НАХОЖДЕНИЯ БИТУМОВ В ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ДОМАНИКОВОГО ТИПА И НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ КАМЕННОУГОЛЬНОГО ВОЗРАСТА

Изучение формы нахождения битумов и нефти в сочетании со стадийным анализом вмещающих карбонатных пород позволяет судить об относительном времени их миграции в осадке и породе.

Характер залегания битумов был прослежен нами в битуминозных карбонатных отложениях доманикового типа, слагающих доманиковый и мендымский горизонты среднефранского подъяруса верхнего девона Пермской области и Башкирской АССР. Формы нахождения нефти изучались в карбонатных коллекторах среднекаменноугольного возраста ряда нефтяных месторождений Пермской области.

Для отложений доманиковой фации характерно частое чередование в различной степени глинистых и окремнелых карбонатных пород с прослоями горючих сланцев, глин и силицитов. В мендымских отложениях довольно много метасоматических доломитов с включениями ангидрита.

Изученная толща в целом отличается повышенным содержанием органического вещества ( $C_{орг}$  до 20–26%; Гуляева и др., 1961) и битума. При этом количество битума в однотипных породах доманикового горизонта больше по сравнению с породами мендымского горизонта.

В статье рассматривается форма нахождения не всех битуминозных включений, а лишь тех из них, которые отделились от генерировавшего их органического вещества. Хотя элементный и групповой состав эмигрировавших углеводородов пока остается неизвестен, мы называем их жидкими битумами, основываясь на способности этих органических соединений экстрагироваться хлороформом и другими органическими растворителями, что не противоречит определению термина "битумы" (БСЭ, т. 5).

Ввиду условности такого названия, а также учитывая сложность, а подчас и невозможность точного определения состава различных по времени образования микровключений, мы оставляем этот вопрос открытым до получения дополнительных материалов. Следует обратить внимание на морфологические соотношения веществ, называемых нами битумами, с аутигенными минералами, образовавшимися в диагенетическую и катагенетическую стадии, а также проследить их перемещение в осадке и породе.

Битумсодержащие карбонатные породы доманиковой фации подверглись значительным постседиментационным преобразованиям. Основными из них являются аутигенное минералообразование и структурно-текстурные перестройки, обусловленные главным образом растворением и перекристаллизацией карбонатного материала.

В различных типах известняков обнаружен примерно одинаковый комплекс аутигенных минералов. Однако количество новообразований раз-

лично, что обусловлено в основном первичной структурой известкового осадка. Учитывая критерии последовательной кристаллизации аутигенных минералов (Ермолова, 1952; Мурхауз, 1963; Копелиович, 1965), мы определили порядок выделения новообразований в известняках и доломитах доманикового и мендымского горизонтов: фосфаты кальция, пирит, кальцит I генерации, каолинит и халцедон I генерации, кальцит II генерации, доломит I генерации, пирит II генерации, полевые шпаты, халцедон и кварц II генерации, кальцит III генерации, доломит II генерации, флюорит, пирит III генерации, кальцит IV генерации, доломит III генерации, ангидрит, каолинит II генерации, халцедон и кварц III генерации. По времени и условиям образования аутигенные минералы относятся к стадиям диагенеза и катагенеза. При проведении границы между стадиями, понимая ее условность, мы исходили из предположения о том, что смена диагенетических преобразований катагенетическими связана со значительной перекристаллизацией (появлением кальцита II генерации) и доломитизацией (образованием доломита I генерации, возникновением метасоматических доломитов) известкового осадка, в результате которых происходит его затвердевание (окаменение).

Схема последовательности постседиментационных процессов и характера миграции битумов в карбонатных породах доманиковой фации представлена в таблице.

Изучение форм нахождения битумов в карбонатных породах проводилось главным образом в шлифах при помощи поляризационного микроскопа и гораздо меньше в ультрафиолетовых лучах.

Для идентификации бурых включений в кристаллах аутигенных минералов и в пустотах карбонатных пород с битумами систематически производились экстракции хлороформом. Сначала извлекался битум из соображающихся пустот (обрабатывался образец с ненарушенной структурой), затем из порошка той же породы экстрагировался битум, запечатанный между кристаллами, и наконец, после обработки порошка породы 10%-ной соляной кислотой извлекался битум из кристаллов кальцита и доломита. Сравнение интенсивности окраски хлороформенной вытяжки и наблюдаемого в шлифах количества битума в кристаллах и порах давало преимущественно хорошие результаты.

Битумы в известняках доманикового и мендымского горизонтов нередко обогащают реликтовые участки основной массы микро- и тонкозернистого строения. Битуминозные участки имеют различные размеры и конфигурацию: от мелких (0,01–0,5 мм) каплевидных образований до довольно крупных (от нескольких миллиметров до 1,0–1,5 см) пятен и прожилков. Эти окрашенные в бурый цвет битуминозные участки четко выделяются на фоне более позднего бесцветного (почти прозрачного) мелко- и среднезернистого кальцита II генерации. Битум заполняет здесь микроскопически мелкие пустоты между кристаллами седиментационного кальцита и слабо перекристаллизованного кальцита I генерации или образует мелкие гомогенные скопления темно-бурого цвета. Кроме того, зерна кальцита I генерации тонкокристаллической размерности нередко содержат обильные бурые включения битумов или равномерно пигментированы ими.

**Последовательность постседиментационных процессов и характер миграции битумов в карбонатных породах доманиковой фации**

Стадии существования осадка и породы	Последовательность минералообразующих процессов и структурных изменений	Формы нахождения битумов	Характер миграции битумов в осадках и породах
Седиментогенез	Накопление карбонатного, глинистого, кремнистого материала и органического вещества	—	—
Диагенез	<p>Перекристаллизация известкового осадка с образованием тонкозернистой структуры (I генерация кальцита), появление фосфатов кальция, пирита, каолинита и халцедона I генерации</p>	<p>1. Питментация битумами участков седиментогенного карбоната  2. Унаследованные включения битумов в кристаллах кальцита при перекристаллизации и в новообразованиях фосфата кальция  3. Нахождение битумов в пустотах между фрагментами осадка, зернами перекристаллизованного кальцита, чешуйками каолинита и во внутренних полостях скелетных остатков организмов</p>	<p>Начало битуминизации органического вещества и миграции битумов внутри глинистого осадка  Проникновение битумов из глинистых отложений в более верхние слои карбонатного осадка  Миграция битумов интенсивная</p>
	<p>Перекристаллизация кальцита с образованием мелкокристаллической структуры, звездчато-сферолитовых нарастаний на раковинах кониконх и крустификационных оболочек на фрагментах породы (II генерация кальцита). Образование доломита I генерации, полевых шпатов, пирита, кремнезема II генерации</p>	<p>1. Унаследованные включения битумов в кальците II генерации в виде контуров остатков раковин и других битумосодержащих фрагментов, мелких однородных скоплений, первоначально представлявших собой заполнения пустот осадка, а также в доломите I генерации</p>	

Стадии существования осадка и породы	Последовательность минералообразующих процессов и структурных изменений	Формы нахождения битумов	Характер миграции битумов в осадках и породах
Диагенез		2. Пигмент в новообразованиях кремнезема 3. Скопления битумов между кристаллами новообразованных минералов	Продолжение битуминизации органического вещества. Миграция битумов внутри осадка и в более верхние слои. Миграция происходила слабее
Катагенез	Перекристаллизация кальцита с образованием мелко- и среднекристаллической структуры (III генерация кальцита) Образование доломита II генерации	1. Унаследованные включения битумов в кристаллах кальцита III генерации 2. Появление обогащенных битумами зон в доломите II генерации 3. Небольшие скопления битумов в межзерновых пространствах на перекристаллизованных и доломитизированных участках	
	Образование флюорита, пирита. Полное или частичное заполнение трещинок, каверн аутигенными минералами (кальцит IV генерации, доломит III генерации, ангидрит, каолинит II генерации, халцедон и кварц III генерации)	1. Унаследованные включения битумов (незначительные количества) в аутигенных минералах, развигивающихся метасоматически 2. Скопления битумов в сообщающихся полостях и трещинах	Продолжение битуминизации органического вещества в глинистых породах и, возможно, начало генерации углеводородов в карбонатных породах под влиянием повышения температур. Миграция битумов в основном по эффективным пустотам и трещинам

Сохранению микро- и тонкозернистой структуры в реликтовых участках основной массы способствовало, по-видимому, раннее обогащение их битумами, в то время как лишенные битумов или содержавшие их в незначительном количестве известковые осадки претерпели значительную и неоднократную перекристаллизацию, о чем свидетельствует нахождение в них кальцита II и III генераций.

Включения битумов обнаружены и в таких раннедиагенетических минералах, как фосфаты кальция, каолинит и халцедон I генерации. Они ли-

бо равномерно пигментируют новообразованный кристалл или агрегат, либо обособляются в виде мелких бурых пятен. Наличие включений битумов, как и любых других веществ, в аутигенном минерале предполагает их присутствие в среде, где происходила кристаллизация.

Битумы находятся и в перекристаллизованных участках известняков между мелкими и средними кристаллами кальцита II и, реже, III генерации, образуя гомогенные скопления размером до 0,06 мм, а также занимают место кальцита, слагавшего стенки раковин кониконх. Кроме того, битумы включены в перекристаллизованный кальцит, где они неравномерно окрашивают кристаллы или обособляются в виде образований, повторяющих форму "капелек", раковин кониконх и других органогенных остатков, а также заполнений бывших мелких пор (табл. I, 1). Иными словами, растущие кристаллы кальцита захватывают битум, уже имевшийся до их образования, и включают его (нередко вместе с тонкозернистым кальцитом). Битум, располагающийся в межкристалльном пространстве, как и включенный в кристаллы кальцита, нередко оказывается запечатанным, что неоднократно проверялось данными хлороформенной экстракции и микроскопии.

Новообразования халцедона II генерации, развивающиеся обычно метасоматически, нередко содержат битум. При этом наблюдается отчетливое различие в структуре халцедона: битуминозные участки тонкозернистые, а лишённые битума — мелко- и среднекристаллические. Таким образом, можно сказать, что при замещении халцедон наследует как структуру кальцита, так и его битуминозные включения.

Катагенетические минералы (кальцит III и IV генераций, доломит II и III генераций, ангидрит и др.), заполняющие поры, каверны и трещины в известняках, обычно бесцветны, прозрачны, имеют средне- и крупнокристаллическую структуру. Они, как правило, лишены битуминозных включений. Однако и в них можно наблюдать редкие следы перемещения битумов, которые фиксируются мелкими каплевидными включениями или появлением неравномерной светло-бурой окраски в новообразованных минералах.

Кроме перечисленных выше форм нахождения, битумы заполняют пустые пространства, оставшиеся после кристаллизации аутигенных минералов в кавернах и трещинах. Такие битумы легко извлекаются хлороформом из образцов с ненарушенной структурой. Очевидно, они являются наиболее поздними заполнителями пустот в известняках.

Доломиты мендымского горизонта также содержат битумы, хотя, как уже говорилось, в меньшем количестве, чем известняки доманикового горизонта. Доломиты представляют собой метасоматические образования, в которых нами выделяется не менее трех генераций минерала доломит.

Доломит I генерации развивается по битуминозному известковому осадку, вследствие чего его кристаллы содержат обильные включения битума, тонкую кальцитовую пыль и другие частицы, находившиеся в исходном осадке.

Битум присутствует в межзерновых промежутках. Чем больше его, тем мельче кристаллы доломита. Кроме того, сильнобитуминозные участки сложены почти исключительно доломитом I генерации и не содержат

доломита более поздних генераций. Здесь, вероятно, проявляется то же консервирующее воздействие битума, которое отмечалось нами при описании реликтовых, обогащенных битумами участков микро- и тонкозернистой основной массы в известняках.

Доломит II генерации образует наросты (зоны) на кристаллах доломита I генерации или выделяется в виде скоплений незональных кристаллов среднезернистой размерности. Его характерной особенностью является отсутствие минеральных включений и сравнительно небольшое содержание битуминозных.

В зональных кристаллах доломита иногда наблюдается чередование чистых прозрачных зон с зонами, содержащими включения битума или пигментированными им. При этом внешняя зона, как правило, лишенная битумов, развивается не равномерно вокруг кристалла доломита, а преимущественно в сторону поры (см. табл. I, 2), и в случае заполнения ее принимает соответствующую форму.

Возможно, образование содержащих битумы зон по времени совпало с поступлениями небольших порций битумов из горючих сланцев или других по соседству расположенных битумгенерировавших пород.

Битум в межзерновых порах и по контактам нередко запечатывался растущими кристаллами доломита II генерации, о чем свидетельствует сохранение его после продолжительной обработки органическими растворителями.

Помимо битумов, прочно связанных с минеральной частью породы, в сообщающихся кавернах доломитов нередко находится черный вязкий битум, легко извлекаемый хлороформом. Он заполняет пространство, оставшееся свободным после кристаллизации таких катагенетических минералов, как доломит III генерации, каолинит II генерации, ангидрит и др. Перечисленные минералы имеют средне- и крупнозернистую структуру и не содержат битуминозных включений. При совместном нахождении в кавернах каолинита II генерации и битума можно наблюдать, как крупные (до 3 мм) слюдоподобные, гексагонального облика чешуйки или червеобразные сростки кристаллов каолинита "плавают" в черном битуме (табл. I, 3). Прекрасная огранка, большие размеры кристаллов каолинита, а также отсутствие в них битуминозных включений указывают на свободные условия их роста в течение длительного промежутка времени в среде, лишенной битумов. Морфологические соотношения битумов с катагенными минералами свидетельствуют об их более позднем (относительно времени кристаллизации минералов) проникновении в породу.

Помимо рассмотренных форм нахождения битумов в карбонатных и других литологических типах пород изученной толщи встречаются жильные образования битумов. Нами наблюдались лишь мелкие трещинки, заполненные вязкими или твердыми битумами. Н.М. Страхов (1939) описал многочисленные асфальтитовые прожилки — то микроскопические, то весьма крупные: в десятки метров длиной и до 0,8 м толщиной.

Морфологические соотношения битумов с диа- и катагенетическими минералами дают возможность проследить и до некоторой степени оценить масштабы их перемещения в осадке и породе. О поступлении пер-

вых порций битумов из участков, прослоев или пластов глинисто-органического материала в самом начале диагенеза можно судить по заполнению ими внутренних полостей раковин кониконх, по включению их в таких ранних новообразованиях, как фосфаты кальция, кальцит, халцедон I генерации, и по наличию слабо перекристаллизованного битуминозного кальцита в виде "капель" разных размеров среди яснокристаллического, свободного от включений кальцита. Присутствие битуминозных изолированных пятен в известняках, изначально не содержавших глинисто-органического материала, можно объяснить лишь просачиванием битума, вероятно, в виде капель из соседних генерирующих его отложений.

О возможности раннего образования и миграции углеводородов в глинистых, обогащенных органическим веществом осадках говорится в работах Дж. Ханта (1971) и многих других исследователей. В рассматриваемом нами случае подтверждением эмиграции углеводородов может служить повышенная битуминозность тех участков известняков, которые непосредственно контактируют с горючими сланцами. Эта закономерность выявлена при анализе разреза доманиковых отложений.

На первом этапе диагенетических преобразований осадка перемещение битумов было довольно свободным, что нашло отражение в преобладании таких форм его залегания, как заполнение пустот между фрагментами осадка зернами перекристаллизованного кальцита и т.п.

Последующие структурные перестройки и процессы аутигенного минералообразования, приведшие к консолидации осадка, затруднили миграцию битумов внутри него. В позднем диагенезе преобладает унаследованная форма нахождения битумов: 1) включения битумов в кальците II генерации, повторяющие контуры остатков раковин и других битум-содержавших фрагментов; 2) гомогенные скопления битумов, имеющие форму первичных заполненных ими пустот, запечатанных при перекристаллизации кальцита. Обильны включения битумов и в кристаллах доломита I генерации, возникшего на базе битуминозного известкового осадка.

Скопления битумов между кристаллами позднедиагенетических и катагенетических минералов могли возникнуть двумя путями: первый — в результате оттеснения битумов в межзерновые промежутки при перекристаллизации кальцита, доломитизации и образовании других аутигенных минералов; второй — в результате подтока новых порций битумов, отделившихся от генерировавшего их органического вещества глинистых осадков. Не исключено, что проникновение битумов происходило обоими путями. Таким же способом битум фиксировался в отдельных зонах зональных кристаллов доломита II генерации.

После образования перечисленного выше комплекса катагенетических аутигенных минералов, кристаллизация которых происходила в практически небитуминозной среде, в отложения доманикового типа мигрировали новые порции битумов, в настоящее время вязких. Они заполнили свободные пространства сообщающихся пор, каверн и трещин. Пока мы не знаем, являются ли они временными аналогами нефти, которую в небольших количествах добывают из этих отложений. Однако наши наблюдения дают возможность отнести их к наиболее поздним заполнителям.

пустот породы, по форме залегания ничем не отличающимся от нефти в ранее изученных промышленных коллекторах девонских и каменноугольных горизонтов Урало-Поволжья (Чепиков и др., 1972).

Таким образом, миграция битумов в карбонатных породах доманикового и, в меньших масштабах, мендымского горизонтов происходила на протяжении всей истории существования осадка и породы, причем наиболее интенсивной она была в раннем диагенезе и в стадию катагенеза.

Обнаруженные нами следы активного перемещения битумов на ранних этапах диагенеза не противоречат принятому многими исследователями утверждению о том, что главная масса нефтяных углеводородов выдавливалась из материнских глинистых пород при их уплотнении на глубинах свыше 1500 м.

Доманиковые глинистые отложения являются уникальными в отношении большой концентрации в них сапропелевой органики, которая, будучи наименее устойчивой, легче и полнее подвергалась окислению в стадию раннего диагенеза и в большей мере, чем другой органический материал, накапливала и, возможно, продуцировала углеводородные соединения.

Несмотря на эмиграцию битумов из глинистых пород, содержание их там в настоящее время в десять, а иногда и более раз выше, чем в чистых разностях известняков. Отсюда следует, что в стадию диагенеза глинистые и глинисто-карбонатные осадки отдали лишь незначительную часть своих битумов. Сохранение преобладающей массы битумов в глинисто-карбонатных породах доманикового горизонта на больших глубинах (более 2000 м) обусловлено, по-видимому, отсутствием смежных прослоев пористых пород-коллекторов, куда могли бы перемещаться образованные углеводороды. Миграции битумов мешало раннее затвердевание карбонатного осадка вследствие перекристаллизации, доломитизации и окремнения. Последующие катагенетические процессы еще больше запечатали битумы в доманиковых отложениях и ослабили их способность к передвижению. Миграция битумов в стадию катагенеза была ограниченной и могла осуществляться только в случае появления в породах пустот выщелачивания и в зонах развития трещин.

Форма нахождения нефти и постседиментационные процессы в карбонатных коллекторах среднекаменноугольного возраста детально описаны Г.И. Сурковой (1971), в связи с чем нет необходимости подробно останавливаться на этом. Следует подчеркнуть, что карбонатные породы, содержащие промышленные скопления нефти, претерпели значительные постседиментационные преобразования. В них, как и в отложениях доманикового типа, обнаружен богатый комплекс диа- и катагенетических минералов, отмечены следы неоднократных процессов перекристаллизации и растворения. Однако нам нигде не удалось наблюдать включений нефти и битума в минеральных новообразованиях, кристаллизовавшихся в различное время и в неодинаковых условиях. Отсутствие битуминозных включений в аутигенных минералах может свидетельствовать об образовании их в среде, не содержавшей ни битума, ни нефти. Иными словами, мы не обнаруживаем следов ранней миграции нефти или битумов в среднекаменноугольных карбонатных коллекторах во время кристалли-



зации диагенетических минералов, не прослеживаем их и в дальнейшем, при образовании катагенетических минералов.

Нахождение нефти в свободных порах, кавернах и трещинах позволяет судить о миграции ее в коллектор после завершения в нем основных минералообразующих процессов.

Кроме того, нефть находится в пустотах, возникших в результате растворения карбонатного и сульфатного материала на последнем этапе, имеющем место после выделения всего комплекса аутигенных минералов. На основании этого сделан вывод о том, что заполнение карбонатного коллектора нефтью произошло после всех его основных минеральных и структурных преобразований. Это характерно для наиболее позднего катагенетического процесса.

## ЛИТЕРАТУРА

- Большая Советская Энциклопедия. Изд. 2-е, т. 5.  
*Ермолова Е.П.* Вторичные минералогические процессы в нефтеносных отложениях миоцена и олигоцена Грузии. Автореф. канд. дисс. М., 1952.  
*Гуляева Л.А., Завьялов В.А., Поделько Е.А.* Геохимия доманиковых отложений Волго-Уральской области. М., Изд-во АН СССР, 1961.  
*Копелиович А.В.* Эпигенез древних толщ юго-запада Русской платформы. М., "Наука", 1965.  
*Мурхауз В.* Практическая петрография. М., ИЛ, 1963.  
*Страхов Н.М.* Доманиковая фация Южного Урала. — Труды ИГН АН СССР, 1939, вып. 16.  
*Суркова Г.И.* Постседиментационные процессы в каменноугольных карбонатных коллекторах нефти Пермской области. Автореф. канд. дисс. М., 1971.  
*Хант Дж.М.* Происхождение нефти в карбонатных породах. — В кн. "Карбонатные породы", т. II. М., "Мир", 1971.  
*Чепиков К.Р., Ермолова Е.П., Суркова Г.И.* Постседиментационные преобразования пород-коллекторов. М., "Наука", 1972.

## АУТИГЕННЫЕ МИНЕРАЛЫ КАК ПОКАЗАТЕЛИ ВРЕМЕНИ МИГРАЦИИ НЕФТИ В ПЕСЧАНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВЕНДА МАРКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Отложения нижнего кембрия и венда на территории Сибирской платформы характеризуются региональной рассеянной битуминозностью, описанной многими исследователями (Ходак, 1955; Пуцилло, 1958; Богородницкая, 1963; Трофимук и др., 1964; Киркинская, 1965; и др.).

Рассматриваемые нами песчаные породы нижнемотской подсветы венда включают как регионально распространенные битумы, так и промышленные скопления очень легкой нефти (конденсатов). Их изучение поэтому представляет особенный интерес для выяснения связи между повсеместно встречаемыми битумами в различных типах пород и промышленной нефтью.

Микроскопическое изучение характера взаимоотношений битума и нефти с аутигенными минералами дает возможность выяснить и сопоставить хотя бы их относительный возраст. Результаты этих исследований могут быть использованы для выявления условий миграции нефти.

Марковское месторождение расположено в пределах северо-восточной части Иркутского амфитеатра. Коллекция пород<sup>1</sup> состоит в основном из мелко- и среднезернистых песчаников, обломочный материал которых нередко плохо отсортирован, реже — из алевролитов, гравелитов и аргиллитов.

Следует отметить, что в статье приводятся результаты исследования только безглинистых песчаников и алевролитов, имеющих существенно (до 90–95%) кварцевый состав обломков.

Цементом песчаников и алевролитов служат кварц, кальцит и редко ангидрит и битум. Будучи наиболее распространенными аутигенными минералами, они-то и представляют наибольший интерес для исследований. Из других аутигенных минералов в незначительных количествах обнаружены анатаз, турмалин, каолинит, щелочные полевые шпаты, доломит, сульфиды (пирит, марказит).

Кварц встречается почти постоянно в виде регенерационных оболочек, развитых в разной степени на обломочных зернах. Широкие вторичные оболочки четко отделяются от обломков благодаря наличию на их поверхности пленки, состоящей из весьма тонкодисперсного вещества, белого в отраженном свете. По контурам обломочных зерен видно, что до начала регенерации они нередко имели свободное расположение. Обращает внимание часто отмечавшаяся слабая степень окварцевания песчаного материала, заключенного в карбонатном цементе, в то время как за его пределами окварцевание нередко сильное, вплоть до образования

<sup>1</sup>Часть образцов для петрографических исследований была любезно предоставлена нам В.И. Никишиным.

кварцитовидной структуры (табл. I, 1). Совершенно очевидно, что более интенсивные процессы регенерации обломков происходили после образования карбонатного цемента. При этом наблюдались двойные оболочки, свидетельствующие о наличии двух генераций кварца.

Регенерация обломочного кварца в песчаниках и алевролитах нижнеомской подсвиты происходила в два этапа: до и после кристаллизации кальцитового цемента. Первый этап приурочен к концу стадии диагенеза, второй — к катагенезу.

Источники для аутигенного кварца разных генераций были неодинаковыми. В конце стадии диагенеза растворенный кремнезем поступал в коллекторы в составе минерализованных поровых растворов, выдавленных из глинистых осадков в процессе их уплотнения. Позднее обломки кварца, являясь центрами кристаллизации, способствовали извлечению кремнезема из пересыщенного им раствора. Более поздняя регенерация обломочного кварца была обусловлена, по-видимому, проникновением в песчаники высококремнистых гидротермальных вод. По данным сотрудников Института земной коры Сибирского отделения АН СССР, даже в современных подземных водах мотской свиты Иркутского амфитеатра содержится необычно большое количество растворенного кремнезема, достигающее местами 1,75 г/л.

Ранняя и более поздняя регенерация обломочного кварца протекала неравномерно. Неравномерность распределения аутигенного кварца — основного цементирующего материала — обусловила различную пористость как по простиранию, так и в различных пластах песчаников по вертикали. Остаточные после окварцевания поры заполнены большей частью черным, сильно окисленным битумом (табл. I, 2), реже лейкоксеном, глинисто-битуминозным веществом или легкой подвижной нефтью (конденсатом).

Карбонаты (кальцит и доломит) отмечены во многих песчаниках и алевролитах. Они цементируют породу в основном пятнами, размер которых значительно варьирует. Структура карбонатного цемента пойкилитовая, тип цементации базальный и базально-поровый.

Ангидрит встречен в единичных образцах песчаных и алевроитовых пород. Монокристаллический ангидрит выполнял отдельные поры или цементировал породу мелкими участками. Гораздо чаще в шлифах отмечались мелкие изолированные остатки монокристаллов ангидрита, включенные в регенерационные оболочки кварца II генерации. Изредка наблюдались мелкие включения ангидрита в карбонатном цементе. Итак, устанавливается, что формирование ангидрита предшествовало образованию кварца II генерации и карбоната.

В терригенных отложениях нижнеомской подсвиты присутствуют как черный или бурый битум, так и легкая светлая нефть. Особенно широко распространен черный, сильно метаморфизованный битум. Он обычно плохо растворим в органических растворителях. Добываемая нефть приурочена только к пористым, практически неглинистым разностям песчаников.

В песчаных породах основная масса битума и нефти сосредоточена в порах, объем и форма которых обусловлены происходившими в них

вторичными процессами и особенно процессами окварцевания. Промышленные скопления нефти обычно сосредоточены в песчаниках, характеризующихся слабым развитием процессов регенерации зерен кварца. Значения эффективной пористости их довольно высокие, до 15%.

В сильно окварцованных, почти непроницаемых песчаниках в поровых пространствах обычно присутствует черный битум. Он заполняет лишь микроскопические тонкие щели между регенерационными оболочками и редкие остаточные поры. Кроме того, бурый или черный битум изредка отмечается в виде пигмента, мелких точечных или нитевидных включений внутри регенерационных оболочек зерен, а также на контактах обломков с их оболочками (табл. I, 3).

В новообразованиях ангидрита полностью отсутствуют включения битума.

Доломит и кальцит также не содержат включений битума. Исключение составляет битум, унаследованный кальцитом при замещении им битуминозных обломочных зерен слюдистых, глинистых и кремнистых сланцев. Однако этот битум был перенесен вместе с обломочным материалом и не может быть отождествлен с битумом, мигрировавшим в данную породу. О миграции битума в породе после образования карбонатного цемента можно судить по его наличию в трещинах спайности и в других микротрещинах, рассекающих кристаллы карбонатных минералов, а также по замещению битумом кальцита.

В песчаниках с карбонатным цементом часто присутствует большое количество метаморфизованного битума. В них отчетливо выражено неравномерное растворение карбонатного цемента. Битум, проникая в породу по контакту кальцита с обломочными зернами, образует, как правило, оболочки разной толщины вокруг обломочных зерен. Толщина битуминозных оболочек колеблется от очень тонких контурных линий до широких ободков. В последнем случае от кальцита остаются мелкие (иногда точечные) округлые образования или он полностью растворяется в отдельных порах. Процесс замещения битумом кальцита подтверждается также включениями в битуме разобщенных мелких корродированных остатков монокристаллического кальцита.

Разумеется, речь идет не о прямом замещении битумом кальцита: в шлифах мы видим конечный результат этого процесса. Причиной растворения кальцита послужил углекислый газ, образовавшийся при окислении битума. Первоначально битум характеризовался жидкой консистенцией. Присутствие черного и темно-бурого битума в микротрещинах и по плоскостям спайности не только цементирующего кальцита, но и обломочных зерен кварца и полевых шпатов показывает, что битум в прошлом имел низкую вязкость. Иначе он не смог бы проникнуть в тончайшие микротрещины цемента и обломочных зерен.

В целом общая последовательность кристаллизации наиболее распространенных новообразований и прихода в пласт битума, а затем нефти представляется в следующем виде: кварц (диагенетический), ангидрит, кальцит и доломит, битум, кварц (гидротермальный), нефть.

Анализ последовательности выделения аутигенных цементирующих минералов и их взаимоотношений с сильно окисленным черным битумом показал, что битум пришел в породу после образования карбонатных минералов.

В то же время кварц (гидротермальный) отлагался в песчаниках позднее появления в них битума. Об этом свидетельствуют мелкие включения битума в регенерационных оболочках, иногда их окрашивание в слабо-желтый цвет, случаи обтекания вторичными оболочками при своем росте битуминозных мелких комочков, тонкие пленки битума, запечатанные на границе обломков с их регенерационными обломками. Нахождение битума в почти полностью окварцованных непроницаемых песчаниках, в замкнутых щелевидных порах, часто прерывистых, на стыках регенерационных оболочек разных обломков также говорит о присутствии битума в пласте до образования кварца II генерации. Битум при росте вторичных оболочек кварца вытеснялся, и только его незначительная часть оказалась зажатой на контактах регенерированных зерен.

Легкая светлая нефть присутствует в породе одновременно с черным окисленным битумом, цементирующим часть пор. Черный битум, в прошлом являвшийся жидкой нефтью, и современная нефть, безусловно, являются разновозрастными. Промежуток времени между приходом в породу нефти первой и второй генераций, по всей вероятности, был большим, и за это время нефть первой генерации успела превратиться в сильно метаморфизованный битум. Существование в породе нефтей разных генераций свидетельствует о том, что в терригенные коллекторы мотской свиты за время их существования нефть мигрировала не один раз.

Возможно, сильная метаморфизация нефти первой генерации была обусловлена прямым или косвенным воздействием траппового магматизма, получившего в триасе особенно интенсивное развитие на Сибирской платформе, включая и Иркутский амфитеатр. Такой вывод подтверждается и тем, что миграция нефти первой генерации в терригенные коллекторы нижнемотской подсвиты осуществлялась до кристаллизации более позднего кварца, имевшего, по-видимому, гидротермальное происхождение.

Следовательно, формирование залежей легкой промышленной нефти происходило позднее триасового времени, после метаморфизации нефти I генерации.

Заслуживает внимания также наличие в песчаниках обломков битуминозных пород, позволяющее предполагать еще более раннюю миграцию нефти, происходившую в довендское время в материнских породах.

## ЛИТЕРАТУРА

- Богородницкая Н.И.* Метаморфизм рассеянного органического вещества в отложениях нижнего палеозоя Сибирской платформы. М., Гостоптехиздат, 1963 (Геохим. сб., № 8).
- Жукинская В.Н.* Природа битуминозности карбонатных пород синия и нижнего кембрия юга Сибирской платформы. — Тезисы докл. научной сессии Ученого

- совета по итогам региональных и тематических исслед. 1962–1963 гг. Л., ВНИГРИ, 1964.
- Киркинская В.Н.* Новые данные о составе пород кристаллического фундамента Иркутского амфитеатра и их битуминозность. – Докл. АН СССР, 1965, т. 161, № 2.
- Пуцилло В.Г., Миронов С.И.* Нефти, битумы и битуминозные породы оз. Байкал. – В сб. "Нефти и битумы Сибири". М., Изд-во АН СССР, 1958.
- Трофимук А.А., Васильев В.Г., Карасев И.П., Косоротов С.П., Мендельбаум М.М., Мустафинов А.Н., Самсонов В.В.* Основные задачи разведки Марковского месторождения нефти в Восточной Сибири. – Геол. нефти и газа, 1964, № 1.
- Ходак Ю.А.* Формы залегания битумов в кембрийских отложениях Алданского района Якутской АССР. – Докл. АН СССР, 1955, т. 105, № 3.

## ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА

Красноленинский свод располагается на погружении оси Шаимского (Кондинского) мегавала в качестве обособленного тектонического элемента первого порядка в области Мансийской синеклизы и делит последнюю на Ханты-Мансийскую и Надымскую впадины.

По поверхности фундамента и нижним горизонтам осадочного чехла свод вырисовывается как резко выраженная асимметричная структура (рис. 1) трапецевидного очертания площадью около 10 тыс. км<sup>2</sup>. Самые высокие отметки кровли фундамента приурочены к осевой части свода и придвинуты к его юго-западному борту (Лак-Лорской седловине). Ось свода длиной 130 км имеет северо-западное простирание и, ундулируя, образует два куполовидных поднятия — Ендырское и Потымецкое, осложненные рядом мелких локальных структур. Амплитуда свода достигает 400 м по южному его борту и 600 м по северному. Она возрастает в сторону регионального наклона слоев и уменьшается вверх по разрезу. Так, по кровле среднеюрских отложений амплитуда достигает 250—400 м, по кровле аптских — 80—120 м, а по кровле эоценовых не отмечается вовсе. По поверхности фундамента свод оконтуривается замкнутой изогипсой — 2650 м, но его граница вдоль регионального погружения слоев в Надымскую впадину опускается ниже на 100—200 м. На западе и юго-западе, в области регионального подъема слоев свод ограничен Верхне-Кондинским (Шеркалинским) грабенообразным и Лак-Лорским приразломным прогибами. Дизъюнктивный характер ограничений этих структур доказан не только геофизическими материалами, но и бурением. Например, на Шаркалинской площади скв. 133 обнаружила разрывное нарушение слоев, секущее альбские отложения. Наиболее часто встречаются сбросы юрского, предтуронского и постпалеогенового возраста. Полевые наблюдения в районах Люльинского, Тольинского и Лопсинского грабенов Ляпинской депрессии позволяют утверждать, что границы подобных структур образованы не единым сбросовым нарушением, а серией мелких по амплитуде (до десятка метров) сбросов, сосредоточенных в узкой полосе тектонической нарушенности шириной 500—700 м. Видимо, такую же природу имеет и Восточно-Атлымская флексура — восточное ограничение Красноленинского свода. Северное его ограничение трассируется полосой выходов триасовых (?) базальтов, вскрытых скв. 142 и 143 Каремпостской площади.

Осевая часть свода нарушена (Маркевич, 1966; Маркевич, Афанасьев, 1972) системой сбросов северо-западного простирания, которые делят свод на несколько крупных блоков, обладающих определенной самостоятельностью в своем развитии вплоть до настоящего времени. Выделяется четыре основных блока (см. рис. 1). Наиболее значительный глубинный

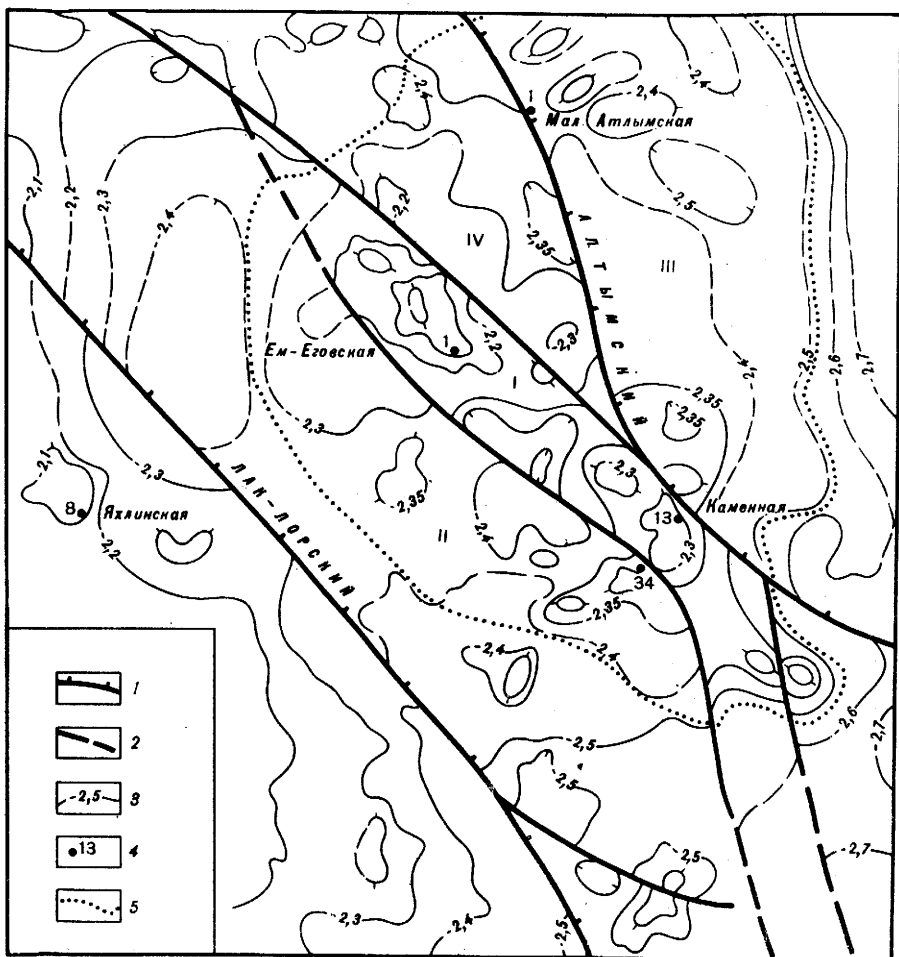


Рис. 1. Структурная карта Красноленинского свода по отражающему горизонту "Б" (кровля юрских отложений)

1 – региональные разломы; 2 – крупные разломы в фундаменте и низах осадочного чехла (по материалам П.К. Куликова, В.П. Маркевича); 3 – изогипсы по отражающему горизонту "Б" (в км); 4 – разведочные скважины; 5 – условная граница свода. Блоки свода: I – центральный, II – южный, III – северный, IV – западный

Атлымский (Мало-Обский) разлом отделяет северный Мало-Атлымский блок от центрального Ендырско-Потымецкого.

Блоковое строение Красноленинского свода находит отражение не только в характере геофизических полей и в существовании давно известных "атлымских дислокаций" на берегу Оби (Васильев, 1946; Рудкевич, 1959), но также в истории развития отдельных блоков и характере их нефтеносности (наличии аномально повышенных давлений, существова-



нии различных типов нефтей, сформированных с участием процессов фильтрации и т.п.).

К настоящему времени в пределах Красноленинского свода на Ендырском и Потымецком куполовидных поднятиях сейсмическими работами (МОВ) и бурением изучен ряд локальных структур: Каменное, Лорбинское, Ай-Торское — на первом, Ем-Еговское, Поляновское, Сиговское и другие — на втором. Кроме того, на своде выявлены многочисленные разноориентированные локальные поднятия, не объединяющиеся в тектонические структуры более высокого порядка (Елизаровское, Ингинское, Подгорненское, Мало-Атлымское, Сосновское и др.). Размеры локальных структур невелики (8–10 x 25–30 км<sup>2</sup>), амплитуды по поверхности фундамента составляют 130–160 м, а вверх по разрезу по отложениям верхнего мела (березовская свита) уменьшаются до 10–15 м.

Фундамент в пределах свода и прилегающих частей впадин вскрыт более чем 25 скважинами. Он представлен, судя по абсолютному возрасту пород (Погорелов, 1972), сходству с толщами обнаженного Урала и редкой микрофауне, верхнепротерозойскими (рифейскими), ордовик-силурийскими (?), девонскими, каменноугольными и триасовыми образованиями, среди которых обычно выделяются отложения двух геотектонических этажей: нижнего — собственно складчатого фундамента, сложенного породами протерозой-палеозойского возраста с корой выветривания в кровле, и верхнего — тафрогенного, по П.К. Куликову, сложенного эффузивно-осадочными породами туринской серии нижнего—среднего триаса с собственной корой выветривания.

По кровле фундамента Красноленинский свод является еще более резкой структурой с амплитудой, по-видимому, много превышающей 1000 м. Наиболее древние рифейские породы слагают осевую часть свода. На Потымецком и Ендырском поднятиях вскрыты темные кристаллические сланцы амфиболитовой формации Урала. Это биотит-серицитовые и серицит-хлорит-кварцевые сланцы Ай-Торской (скв. 7, 8, 20, 24), Каменной (скв. 2, 4, 6, 18 и др.), Ем-Еговской (скв. 1, 2, 4, 8), Поляновской (скв. 22, 2) площадей, прорванные катаклазированными верхнерифейскими гранитами в районе южной половины Каменного поднятия (скв. 11, 12, 16, 34 и др.). Более молодые образования палеозоя встречены по склонам свода или даже за его пределами: нижнепалеозойские (условно силурийские, по П.К. Куликову) порфиroidы — по северо-западному борту свода на Ягано-Куртском поднятии (скв. 144, 141); девонские отложения, представленные кварцсодержащими эффузивами, аргиллитами и песчаниками с прослоями органогенных известняков, — на северной периклинали Ендырского куполовидного поднятия (Кальмановская скв. 1) и на Потанайском поднятии южнее Лак-Лорского глубинного разлома; каменноугольные отложения — близ восточного и северного бортов свода на Елизаровском (скв. 28), Мало-Атлымском (скв. 1) поднятиях и Яхлинской площади за южной границей свода, где в известняках скв. 8 определен комплекс фораминифер башкирского яруса. По рифейским и палеозойским образованиям, в том числе и гранитоидам, развита кора выветривания мощностью до 50 м. В разрезе Мало-Атлымской опорной скв. 1 образования последней перекрыты эффузивно-оса-

дочной толщей триаса, представленной чередованием вишнево-красных туфов, белесых туфопесчаников и диабазовых миндалекаменных порфиров. Триасовые породы особенно характерны для прилегающих к Красноленинскому своду впадин: они встречены на Потанайской (скв. 54), Шеркалинской (скв. 139), Каремпостской (скв. 143, 144) площадях за южной, западной и северной границами свода.

Общая мощность осадочного чехла на Красноленинском своде колеблется от 2260—2450 м на локальных структурах в приосевой его зоне (центральный и южный блоки) до 2750—2900 м на северном Мало-Атлымском блоке. Отложения чехла сложены песчано-глинистыми породами всех ярусов юрского, мелового и палеогенового возраста. Неогеновые отложения отсутствуют, и на различных горизонтах размытых морских и континентальных отложений олигоцена (чеганской, атлымской, новомихайловской, журавской свит) залегают четвертичные отложения мощностью от 4 до 40 м. Юрские и палеогеновые отложения представлены как морскими формациями (верхняя юра, палеоцен, эоцен, нижний олигоцен), так и континентальными (средняя юра, олигоцен), меловые — только морскими формациями.

Мощности всех горизонтов мезо-кайнозойского разреза на поднятиях западной половины свода (Потымецком, Подгорненском) меняются согласно современному структурному плану. То же соотношение мощностей наблюдается и на поднятиях восточной половины свода (Ендырском, Заобском). Однако при сравнении мощностей на западной и восточной частях свода видно, что для юрских и неокотских отложений они минимальны на восточных поднятиях (соответственно 20 и 560 м на Ендырском поднятии) и максимальны на западных (соответственно 40 и 620 м на Потымецком, 280 и 730 м на Подгорненском). Соотношение мощностей апт-альб-сеноманских, верхнемеловых и морских палеогеновых отложений обратное: они максимальны на восточных поднятиях (соответственно 720, 305 и 650 м на Ендырском поднятии) и минимальны на западных. Даже на погруженном теперь Подгорненском поднятии они не превышают соответственно 585, 265 и 380 м. Это связано с резким опусканием восточных поднятий в процессе прогибания Ханты-Мансийской впадины и возможным образованием системы сбросов, соответствующих Крутореченскому прогибу между Ендырским и Потымецким поднятиями.

Характер изменения мощностей континентальных палеогеновых и четвертичных отложений говорит о возобновившемся погружении по Атлымской (Мало-Обской) системе сбросов в связи с активным погружением Надымской впадины. Мощности этих отложений максимальны на Подгорненском и Заобском поднятиях (более 240 м вместо 20 м на Ендырском и Потымецком). Только в это время центральный блок существовал как тектонически единое целое.

Бурение в пределах Красноленинского свода было начато в 1956 г. постановкой опорной Мало-Атлымской скважины, а после первых нефтепроявлений в ней с 1959 г. продолжалось поисковыми скважинами на ряде площадей. За 1959—1966 гг. были пробурены 32 поисковых и разведочных скважины на восьми локальных поднятиях и открыты три — Каменное, Елизаровское и Лорбинское — месторождения нефти с залега-

ми в коре выветривания палеозойских пород, в слоях тюменской свиты (шнурковый тип залежей, по Ю.П. Карагодину, пластовый с литологическим экраном, по И.И. Нестерову) и в песчаниках верхов викуловской свиты (пластово-сводовый тип залежей).

В 1971 г. поисковое бурение на землях Краснотенинского свода возобновилось. Первыми же скважинами были открыты Ем-Еговское, Полянновское месторождения на центральном блоке свода, а в прилегающей части Кондинского прогиба — Яхлинское и затем Ловинское, разведка которых продолжается до настоящего времени. Залежи нефти в них приурочены к выделяемым в Западной Сибири региональным нефтегазоносным комплексам (Климушина и др., 1971) — юрскому (I комплекс) и альб-сеноманскому (III комплекс). Отложения неоком-аптского комплекса (II комплекс), основного для Средне-Обской нефтегазоносной области, здесь полностью заглинизированы (фроловская свита). Наилучшие коллекторы в выделенных комплексах принадлежат сеноманским отложениям (уватская свита), которые прикрыты мощной толщей (свыше 600—900 м) глинистых турон-палеогеновых пород. Однако залежи нефти выше викуловской свиты альба отсутствуют, и только в Мало-Атлымской скважине отмечены незначительные нефтепроявления в покрывающих ее также альбских песчаниках ханты-мансийской свиты.

Краткая характеристика отложений нефтеносных комплексов может быть изложена следующим образом.

**Среднеюрские отложения** (тюменская свита, точнее, ее верхняя часть) представлены светлыми песчаниками, алевролитами и темными аргиллитами (с обильным обугленным растительным материалом), имеющими изменчивую мощность за счет увеличения нижних горизонтов разреза от нуля на сводах локальных структур центрального блока до 200 м на северном блоке и 221 м на Яхлинском месторождении за южной границей свода. Глинистость пород свиты увеличивается снизу вверх. В смежных со сводом прогибах преобладают песчаные русловые фации, на самом своде — глинисто-песчаные пойменные фации. На Ендырском и Потямецком поднятиях количество песчаников колеблется от 2 до 15—20%. Открытая пористость их составляет 15—18, реже 25%, а проницаемость — 0,1—150 мД.

Бурением доказана нефтеносность нескольких пластов песчаников батского яруса (пласты Ю<sub>2</sub>—Ю<sub>3</sub>) на Каменном, Ем-Еговском, Полянновском, Елизаровском локальных поднятиях. На крыльях свода мощность тюменской свиты нарастает и увеличивается диапазон нефтегазоносности. На Яхлинской площади и частично на Мало-Атлымской нефтеносны не только песчаники батского яруса (Ю<sub>2</sub>—Ю<sub>5</sub>), но и предположительно байосского (Ю<sub>6</sub>—Ю<sub>7</sub>), а также ааленского ярусов (Ю<sub>11</sub>—Ю<sub>12</sub>). Дебиты нефти увеличиваются к верхним частям структур независимо от присутствия проницаемых пород, что доказывает наличие не только гранулярных, но и трещинных коллекторов, к которым принадлежат и породы выветрелого фундамента, гидравлически связанные с пластами Ю<sub>2</sub>—Ю<sub>3</sub>.

**Верхнеюрские морские отложения** почти на всей территории Краснотенинского свода представлены глинистыми породами абалакской и

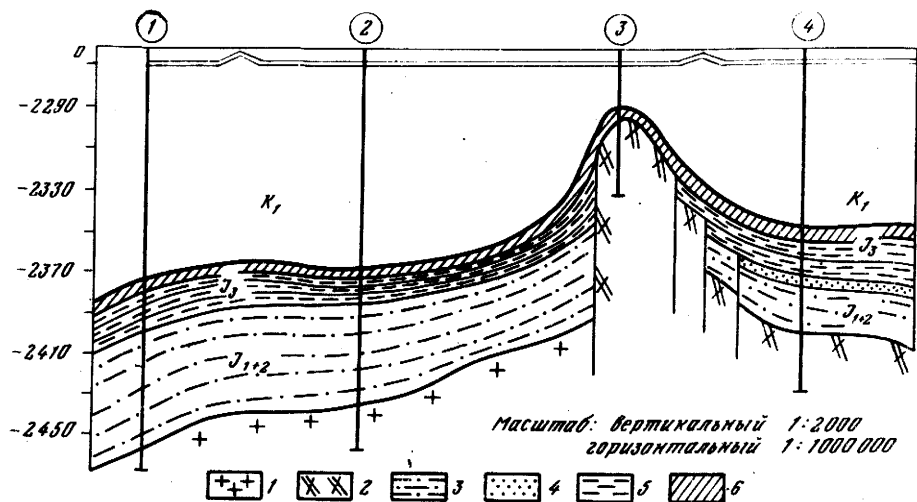


Рис. 2. Геологический профиль через центральную часть Красноленинского свода (Каменное поднятие)

1 — граниты; 2 — кристаллические сланцы; 3 — песчано-глинистые отложения тюменской свиты; 4 — песчаники вогулкинской толщи; 5 — глины абалакской свиты; 6 — битуминозные аргиллиты баженовской свиты

Цифры в кружках: 1 — скв. 16, 2 — скв. 34, 3 — скв. 18, 4 — скв. 3

баженовской свит мощностью от 15–20 до 100 м и являются вместе с глинами фроловской свиты (560–620 м) региональной покрывкой для нефтяных залежей I комплекса. Только в присводовых частях восточных крыльев наиболее резко выраженных локальных структур, например Каменной (рис. 2), а возможно и Ем-Еговской, встречаются гравелиты, песчаники с глауконитом (скв. 12) базальной вогулкинской толщи (пласт "П"). Последняя также нефтеносна. Открытая пористость песчаников составляет 16–17, иногда до 30%, проницаемость — 853 мД, а в отдельных образцах достигает 2000 мД.

Кроме того, признаки промышленной нефтегазоносности встречены в своеобразных трещинных коллекторах битуминозных аргиллитов баженовской свиты (скв. 13 и 20 Каменной и Ай-Торской площадей; скв. 1 Мало-Атлымской площади). К настоящему времени на Красноленинском своде разведаны залежи нефти в песчаниках тюменской свиты (пласты Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>3</sub>), в основании абалакской (пласт "П") свиты и частично в породах трещиноватого фундамента на локальных поднятиях Каменном, Елизаровском, Ем-Еговско-Польяновском на глубинах –2260÷–2480 м. Отмечены непромышленные притоки на Мало-Атлымском и Подгорненском поднятиях.

Вопрос об объединении этих залежей в единую залежь бурением жестко не решен, поскольку нет скважин в прогибах. Но все опробованные объекты из этих отложений до сих пор не дали притоков пластовой воды: они или нефтеносные, или "сухие". Предполагалось (Елисеев, 1969; Сторожев, 1971), что водо-нефтяной контакт проходит ниже поверхности фун-

дамента (около  $-2600$  м абсолютной высоты), и в юрских отложениях будет разведана единая массивная залежь с локальными литологическими экранами в районах "лысых" сводов отдельных поднятий (см. рис. 2). В настоящее время в связи с недостаточным объемом бурения те же исследователи считают возможным существование двух залежей: на Индырско-Потымецком поднятии в целом с условным ВНК  $-2350$  м и на Каменно-Елизаровском с условным ВНК  $-2450$  м. Дебиты нефти из пластов этих залежей варьируют в широких пределах — от  $0,2-6,3$  т/сут до  $190-220$  т/сут, пластовое давление меняется от  $240$  до  $270$  атм, температура — от  $98$  до  $124^{\circ}\text{C}$ .

Альбские отложения викуловской свиты на всей территории свода представлены чередованием песчаников, алевролитов и глин. Мощность ее отложений  $230-330$  м. Количество песчаных пластов и их мощность увеличиваются вверх по разрезу свиты. Открытая пористость песчаников не превышает  $20-25\%$ , проницаемость меняется в пределах  $0,1-80$  мД. Бурением доказано наличие двух изолированных залежей в пласте  $\text{BK}_1$  в кровле викуловской свиты на Потымецком (глубина  $1365-1453$  м) и Ендырском (глубина  $1425-1510$  м) поднятиях с общим контуром нефтегазоносности для Ем-Еговского и Полянковского месторождений (ВНК условно  $-1425$  м), а также для Лорбинского и Каменного месторождений (ВНК условно  $-1460$  м). Высота залежей варьирует на локальных поднятиях от  $150$  до  $30$  м. Дебиты нефти достигают  $8-15$  м<sup>3</sup>/сут при различном динамическом уровне, пластовые давления не превышают  $148$  атм, температура залежей фиксируется в пределах  $60-80^{\circ}\text{C}$ . Нижележащие песчаные пласты  $\text{BK}_2$  и  $\text{BK}_3$  гидродинамически связаны с пластом  $\text{BK}_1$  и насыщены нефтью выше ВНК только в наиболее высоких частях куполовидных поднятий (Ем-Еговском, Лорбинско-Каменном).

В настоящее время большинство исследователей в мезозойских отложениях Западно-Сибирского бассейна по химическому составу и свойствам выделяют три типа нефтей, которые генетически связаны: 1) с отложениями континентальной тюменской свиты нижней—средней юры, 2) с морскими верхнеюрскими и неокотскими отложениями и 3) полуконтинентальными альб-сеноманскими отложениями. Согласно общепринятой точке зрения, изменение состава и свойств нефтей и газов характеризуется зависимостью, во-первых, от возрастной и формационной принадлежности вмещающих пород и, во-вторых, от степени их метаморфизма.

Только В.В. Иванцова, Г.П. Сверчков (1967) и В.А. Вышемирский (1971) выделяют в подошве чехла четвертый тип парафинистых катанетически преобразованных нефтей в качестве следов перетока из палеозойских отложений, залегание которых не определяется фаціальным составом вмещающих пород.

Согласно исследованиям В.В. Иванцовой (Иванцова, Сверчков, 1967) и А.Н. Гусевой (Гусева и др., 1974), в залежах Краснотенинского свода встречены четыре разности нефтей, которые по сходным генетическим признакам — близости состава масляной фракции, однотипности распределения твердых парафинов и идентичности углеводородного состава бензинов — представляют собой производные единой нефти. Отличия

нефтей обусловлены локализацией их скоплений и существованием залежей в различной физико-химической обстановке. Три разности принадлежат юрскому нефтегазоносному комплексу, один — меловому.

Все юрские нефти приурочены, как видно из приведенного выше материала, к горизонтам близкого фациального облика и сходной степени метаморфизма. Их состав заметно дифференцирован только в кровельной части комплекса, где отмечены существенная метанизация нефтей от окраин свода (площади Молодежная, Елизаровская и др.) к его осевой Потымецко-Ендырской зоне и наличие легких, метановых нефтей на большей части свода и более тяжелых, нафтенно-метановых по его бортам. В подошве юрского комплекса повсеместно в виде пятен встречены однотипные, наиболее катагенно-измененные парафинистые нефти. Они залегают как в отложениях нижней юры, так и средней и верхней, где породы соответствующего возраста лежат непосредственно на палеозойском фундаменте независимо от состава и возраста последнего.

В наиболее чистом виде парафинистые нефти встречены в скв. 20, 34, 40 (пласты Ю<sub>2</sub>—Ю<sub>3</sub> батского возраста) Ай-Торской и Каменной площадей, в скв. 142 Каремпостской площади (пласт Ю<sub>15</sub> плинсбах-тоарского возраста) и в скв. 1 и 8 Яхлинского месторождения (пласты Ю<sub>11</sub>—Ю<sub>12</sub> ааленского возраста). К этой же разности парафинистых нефтей, согласно мнению А.И. Гусевой, тяготеют нефти скв. 11, 12, 16 Каменной и скв. 7 Ай-Торской площадей (пласты "П", Ю<sub>2</sub>—Ю<sub>3</sub>). Следовательно, район массового распространения парафинистых нефтей на Краснотенинском своде тяготеет к центральному блоку свода — к Крутореченскому прогибу.

В нефти из скв. 8 (интервал 2324—2354 м) Яхлинской площади, за юго-западным бортом свода, определен сложный комплекс микрофоссилий. Здесь встречены среднеюрские виды спор и пыльцы: *Osmunda jurassica* K.-M., *Selaginella papillata* K.-M., *Clatropteris obovata* var. *magna* Tur.-Ket., *Protoconoferae* sp., *Leptolepidites verrucatus* Couper, *Brachyphyllum*, *Dictiophyllidites harrisi* Couper, *Podozamites* sp., *Piceae mesophytica* Росл., *Pseudopiceae magnifica* Bolch. Единично в комплексе представлены пермо-триасовые виды спор и пыльцы: *Vittatina striata* Lub., *Granisporites osmundae* (Sam.) War., *Azonaletes microdictyus* Lub., *Cordaitina subrotatus* (Lub.) War. и др. Значительное место среди микрофоссилий этой нефти принадлежит верхнепалеозойским акритархам: *Leiosphaeridia*, *Bacisphaeridium*, *Tyllosphaeridium* (10%).

Наличие акритарх древнего облика в комплексе микрофоссилий парафинистой нефти указывает на определенную связь нефтей с подстилающими доюрскими образованиями. Это в какой-то мере подтверждает и физико-химическую характеристику парафинистых нефтей: плотность 0,78—0,81, редко более, но сравнительно с небольшим выходом легкой фракции, чаще всего до 10, реже до 25%; они практически бессернистые (до 0,5%), малосмолистые, с небольшим количеством асфальтенов и незначительным остатком от перегонки. По групповому составу углеводородов (УВ) — это метановые нефти (>65% метановых УВ на нефть) с большим содержанием (>10—15%) твердых парафинов,

повышенным уровнем легких ароматических (бензола  $>0,2\%$  на нефть) и небольшим количеством нафтеновых структур в основном моноциклического строения.

Соотношение изомерных соединений в бензиновой фракции нефти скв. 34 (глубина 2482–2472 м) типично (по А.А. Петрову) для газоконденсатов: нормальные изомеры резко преобладают над изосоединениями ( $C_6$  и  $C_7$ ) и циклогексаны над циклопентанами. Судя по низкому выходу легких фракций, отсутствию асфальтенов, низкому содержанию смол (2–3% на нефть), особенностям углеводородного состава бензинов и характерной тенденции к уменьшению содержания ароматических УВ от низкокипящих к высококипящим фракциям, можно считать, что процессы фильтрации играли значительную роль в формировании облика этих нефтей.

Приведенные данные подтверждают наше предположение о наличии тектонической нарушенности не только пород фундамента, но и, видимо, нижних горизонтов осадочного чехла в районе Крутореченского прогиба. Подобные нефти, кроме Красноленинского свода, широко распространены в подошве чехла и в выветрелой зоне фундамента всех районов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна на глубинах от 1400 до 2700 м и более. Особенно часто они встречаются в районах юго-восточной окраины бассейна, где, однако, больших промышленных скоплений не дают. Возможно, что частота встречаемости обусловлена большей степенью разведанности района.

Исходя из условий залегания спорово-пыльцевого комплекса и состава парафинистых нефтей (как наиболее катагенно-измененного), следует или согласиться с мнением В.В. Иванцовой и Г.П. Сверчкова (1967), а также В.С. Вышемирского (1971) о палеозойском (?) возрасте этих нефтей и вторичной природе наблюдаемых залежей, или предположить аномальный процесс их образования, связанный с чрезвычайно резким изменением термобарических условий существования углеводородов во время развития тектонических нарушений.

Влияние парафинистого типа нефтей на Красноленинском своде четко ощущается на составе всех остальных разностей. Особенно интересно, что это влияние на нефтях викуловского пласта ВК<sub>1</sub> заметно даже в несколько большей степени, чем на нефтях верхних собственно юрских горизонтов (пласты "П" и Ю<sub>2-3</sub>).

Из кровельной части юрского горизонта микрофоссилии нефтей исследовались на центральном блоке свода в скв. 1 Ем-Еговская и в скв. 13 Каменная.

В нефти из скв. 1 (интервал 2257–2315 м, батские отложения) Ем-Еговской площади комплекс микрофоссилий представлен небольшим количеством юрских спор, пыльцы, акритарх: *Comptotrilites triangularis* Jarosch., *Marattisporites scabratus* Couper, *Leiotrilites gradatus* (Mal.) Bolch., *Leiosphaeridia* sp., *Bacisphaeridium* sp., *Saccomina* sp.

В нефтях Каменного месторождения скв. 13 (интервал 2417–2424 м) комплекс растительных микроостатков значительно богаче; он представлен юрскими спорами и пылью (~43%): *Sphagnum putilum* Drozh. et Purt, *Ginkgo parva* (Bolch.) Naum., *Osmunda* sp., *Lycopodium rotundus* K.-M.,

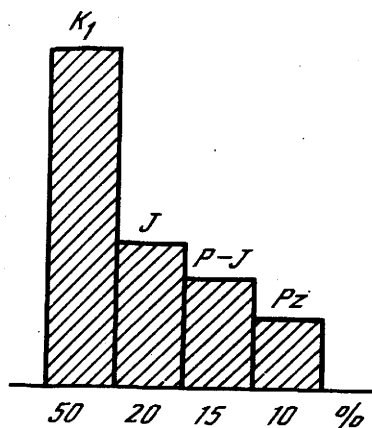


Рис. 3. Содержание спор и пыльцы в нефти из Мало-Атлымской опорной скв. 1 (2358–2449 м)

*Paleoconiferus asaccatus* Bolch., *Classopolis* sp., Cupressaceae-Taxodiaceae и др. Единично встречаются пермо-триасовые виды: *Striatopiceites* Sedova, *Bennettites delucidus* Bolch. и др. Значительное место в комплексе принадлежит древнепалеозойским акритархам: *Synsphaeridium sorediforme* Tim., *S. conglutinatum* Tim., *Margominuscula antiqua* Naum., *M. verrucosa* Naum., *Leiominuscula minuta* Naum., *Trematosphaeridium* Tim.

Разницу в количественном содержании органических микроостатков в юрских нефтях Ем-Еговской и Каменной площадей можно объяснить малым объемом Ем-Еговской пробы, а также различным структурным положением скважин на Краснотеннинском своде. Если Ем-Еговская скважина (см. рис. 1) принадлежит центральной части свода, то Каменная смещена к ее восточному борту и находится вблизи Атлымского (Мало-Обского) разлома.

Из пробы нефти, принадлежащей меловому нефтеносному комплексу (скв. 2, интервал 1386–1398 м) Ем-Еговской площади, также приуроченной к центральной части свода (С<sub>1</sub>, пласт ВК<sub>1</sub>), определен богатый комплекс микроостатков сложного состава. Он представлен меловыми спорами, пыльцой, акритархами (39%): *Pelletieria* Bolch., *Brochotriletes vulgaris* Naum., *Selaginella* sp., *Osmunda crassiramosa* Klim., *Podozamites bulbulinaeformis* (Mal.) Bolch., *Marratisporites scabratus* Couper, Cupressaceae-Taxodiaceae и др., *Bacisphaeridium* sp., *Deunfia* sp. В комплексе присутствуют и юрские виды: *Clatopteris obovata* Tur.-Ket., *Camptotriletes triangulatus* Jarosch., *Palaeoconiferae* sp. (6%). Около 55% микрофоссилий составляют формы широкого стратиграфического распространения.

В нефти опорной скважины (Малый Атлым), расположенной на северном погружении Краснотеннинского свода, из отложений валанжина (?) в интервалах 2441–2449 и 2358–2363 м определен комплекс растительных микроостатков, который отличается наибольшей сложностью. Здесь выделено пять групп микрофоссилий, имеющих различное стратиграфическое (рис. 3) распространение: группа нижнемеловых спор и пыльцы (~50%) — *Plicifera decora* (Bolch.), *P. delicata* (Bolch.) Bolch., *Osmunda crassiramosa* Klim., *Classopolis* sp., *Matonisporites* sp., *Podozamites* sp. и др.; юрские и триасовые формы (~30%) — *Camptotriletes triangulatus* Jarosch., *Selaginella reclusa* Bolch., *S. limbata* Bolch., *S. trigona* K.-M., *S. papillata* K.-M., *Polypodites cladophleboides* Brick., *Euryzonotriletes microdiscus* var. *fimbriatus* K.-M., *Paleoconiferae* sp., *Protoconiferae* sp. Около 10% в комплексе составляют верхнепалеозойские



формы: *Stenozonotriletes stenozonalis* Naum., *Leiotriletes subintortus* (Waltz.) Naum., *Trilobozonotriletes trilobus* Byv., *Hymenozonotriletes pusillus* (Ibr.) Naum. И наконец, около 7% в комплексе составляют акритархи: *Pterospermopsis* sp., *Lophosphaeridium prima* Naum., *Trachysphaeridium minutum* Naum., *Trematosphaeridium* sp., *Margominuscula antiqua* Naum. и др. Наиболее характерные часто встречающиеся виды этого комплекса представлены на табл. I.

Только в районе Мало-Атлымской опорной скв. 1 в составе фундамента бурением отмечены отложения триаса и карбона. Скважины 1 и 2 Ем-Еговская и 13 Каменная расположены на центральном блоке свода, где фундамент сложен древними протерозойскими толщами. Нефть этих скважин не содержала заметных элементов верхнепалеозойской флоры.

Меловые нефти содержат меловой и юрский комплексы, а юрские нефти — только юрские формы. Палинологический комплекс юрской нефти Яхлинской скважины, расположенной за южной границей свода, также обогащен триасовыми формами. Известно, что на Терпеевской площади, смежной с Яхлинской, бурением действительно отмечено наличие отложений триаса.

Все это, как и приведенный выше состав нефтей, свидетельствует о значительно большей масштабности вертикальных перемещений углеводородов при формировании месторождения, чем это принято сейчас предполагать.

## ЛИТЕРАТУРА

- Васильев В.Г. Геологическое строение северо-западной части Западно-Сибирской низменности и ее нефтеносность. М., Гостоптехиздат, 1946.
- Вышемирский В.С. О возможной нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирской низменности. М., "Наука", 1971.
- Гусева А.И., Лейфман И.Е., Климушина Л.П. Нефтеносность и распределение нефтей по составу в мезозойских отложениях Западной Сибири. — Вестник МГУ, 1974, № 12.
- Елисеев В.Г. О перспективах нефтегазоносности Шаимского и Красноленинского нефтеносных районов. — Нефть и газ Тюмени, 1969, № 1.
- Иванцова В.В., Сверчков Г.П. Нефти Западно-Сибирской плиты. — В кн. "Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа". М., "Недра", 1967.
- Карагодин Ю.П. Связь нефтегазоносности с палеореками (на примере Красноленинского района Западной Сибири). — Докл. АН СССР, 1966, т. 170, № 4.
- Климушина Л.П., Ишаев У.Т., Смирнов В.Г. и др. Особенности методики поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений для различных геологических условий (Западная Сибирь). М., изд. ИГиРГИ, 1971.
- Куликов П.К. Геологическое строение и история развития Западной Сибири в палеозойскую эру в связи с проблемой нефтегазоносности. М., "Недра", 1968 (Труды ЗапсибНИГНИ, вып. 4).
- Конторович А.Э., Берман Е.Л., Стасова О.Ф. и др. Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности. М., "Недра", 1971 (Труды СНИИГГИМС, вып. 36).
- Маркевич В.П. История геологического развития и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М., "Наука", 1966.

- Маркевич В.П., Афанасьев Ю.Т. Тектоника мезо-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты. М., "Недра", 1972 (Труды ИГиРГИ, вып. 3).
- Нестеров И.И. Нефтяные месторождения Краснотенинского свода. — Труды ЗапСибНИГНИ, 1971, вып. 43.
- Погорелов Б.С. Геологическое строение и нефтеносность доюрских образований северо-западной части Западно-Сибирской плиты. Автореф. канд. дисс. М., 1972.
- Рудкевич М.Я., Волков А.И. О природе дизъюнктивных дислокаций третичных отложений Атлымско-Казымского района в Нижнем Приобье. — Сов. геол., 1959, № 5.
- Сторожев А.Д. Гидрогеология мезозойско-кайнозойских отложений Шаимского и Краснотенинского нефтегазоносных районов. — Труды ЗапСибНИГНИ, 1971, вып. 43.

## РОЛЬ ТЕКСТУР В ФОРМИРОВАНИИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

На основе детального анализа данных по минеральному составу, физико-химическим и физико-механическим свойствам, текстурным особенностям и постседиментационным изменениям глинистых пород, участвующих в строении месторождений девонского и каменноугольного возраста Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, а также по экспериментальному моделированию процессов, создающих поровое пространство в глинистых породах, установлено, что основную роль в его формировании играют зоны текстурной перестройки глин на мезо- и микроуровнях.

Все процессы, протекающие в глинистых породах, автор рассматривает как результат геохимического взаимодействия трех основных компонентов этой сложной природной системы: минерального состава глин, содержащегося в них органического вещества и насыщающих породы поровых вод.

Составными элементами текстур глинистых, глинисто-алевритовых и глинисто-карбонатных пород являются кристаллики глинистых минералов (монокристаллы), как правило, сгруппированные в микроагрегаты, свойства которых определяются в первую очередь кристаллохимическими особенностями поверхности глинистых минералов и составом обменных ионов.

Монокристаллы каолинита состоят из одного тетраэдрического и одного октаэдрического листа, в результате чего их базальные поверхности обладают стремлением к образованию водородной связи между силикатными слоями ( $O=H$ ), расположенными на близком расстоянии друг от друга. Это расстояние не зависит от обменных ионов, так как для каолинита характерно постоянство в составе силикатного слоя. Величина водородной связи оказывается достаточной и для того, чтобы препятствовать гидратации внутренних поверхностей структурных пакетов. В результате этого создаются благоприятные условия для образования крупных агрегатов, соединенных по базисным плоскостям. Агрегаты каолинитовых монокристаллов, образованных по этому типу, составляют основу текстур каолинитовых глин. В кислой среде, создаваемой в результате разрыва кислородных связей в молекулах гумусового органического вещества, иногда возникают энергетически невыгодные микротекстуры типа "карточный домик", построенные соединением базальных плоскостей со сколами кристаллов, на которых расположены "оборванные связи".

Монокристаллы монтмориллонита состоят из двух тетраэдрических листов и одного октаэдрического, заключенного между ними. Так как базальные плоскости монтмориллонита имеют одинаковый заряд, то

их связь между собой при образовании микроагрегатов осуществляется с помощью обменных ионов, состав которых, как показали наши экспериментальные исследования (Клубова, 1965), оказывает существенное влияние на размер образующихся микроагрегатов. Зависимость размеров микроагрегатов от состава обменных ионов хорошо объясняется концепцией диссоциации, согласно которой при контакте глинистого минерала с водой обменные катионы стремятся диссоциировать с поверхности глинистого минерала, давая возможность воде проникнуть внутрь и раздвинуть силикатные слои. С этих позиций катионы кальция и магния обладают меньшей способностью к диссоциации, чем катионы натрия. Поэтому монтмориллониты с ионообменным кальцием и магнием будут образовывать более крупные агрегаты, между которыми мало воды, молекулы которой располагаются в строго определенном порядке. Вследствие этого глины, сложенные Са- и Mg-монтмориллонитами, будут иметь более высокие прочностные и фильтрационные характеристики, чем глины, сложенные монтмориллонитом с ионообменным натрием (средние значения предела текучести соответственно равны 2,04 и 1,3 кгс/мм<sup>2</sup>).

Монокристаллы гидрослюд построены подобно монтмориллонитовым, но связь между силикатными слоями, осуществляемая калием, является более прочной, чем в монтмориллоните. Поэтому гидрослюды образуют крупные агрегаты, создающие аксиальные текстуры с высокой степенью упорядоченности. Для минералов группы гидрослюд основную роль в образовании агрегатов играет не состав обменных ионов, а количество калия в межслоевых промежутках. Выщелачивание калия кислыми водами приводит к деградации гидрослюд и уменьшению размеров их агрегатов. Текстуры теряют идеальную ориентацию, появляются участки, беспорядочно ориентированные, а микротекстура приобретает мозаичный характер с агрегатным погасанием.

Тесное сочетание в одной породе частиц различной крупности приводит к возникновению сложных текстур. Типичным текстурным признаком изученных пород-покрышек является слоистость, создаваемая ориентированным расположением в глинистой массе либо неглинистых терригенных и аутигенных минералов, либо органического вещества. В результате взаимодействия в породе глинистых и неглинистых составляющих возникают следующие типы текстур: параллельно-слоистые (полосчатые), неправильно-слоистые, ориентированные (линзовидные) и беспорядочные. Обычно в одних и тех же образцах встречаются текстуры двух или трех из указанных выше типов. Чаще всего в породах соседствуют полосчатые и линзовидно-слоистые текстуры, образованные чередованием глинистых и алевритовых слоев различного размера, дающих по простиранию вздутая линзовидной формы. При одинаковом содержании алевритовых частиц в глине и равной пористости проницаемость пород с линзовидно-слоистыми текстурами в 2–5 раз превышает проницаемость пород с беспорядочным распределением алевритовых частиц. Это происходит потому, что зоны текстурного сочленения микроблоков глинистых минералов (действующих как один монокристалл), микролинз, а также слоев алевритовой размерности или

карбонатных конкреций, минералов и фауны, образуют уже не поры, а полосы повышенной проницаемости.

Этот вывод, сделанный нами в результате минералого-петрографического и экспериментального изучения текстур глинистых пород, подтверждается опытами А.А. Ханина (1968) по прорыву газа через глинистые породы. Прорыв газа фиксировался по пузырькам, поднимающимся от торцевой поверхности образца через толщу керосина. Газовые пузырьки шли не сплошным потоком, как это было бы, если бы прорыв осуществлялся по поровым каналам, а сериями или одиночно из одной точки или двух-трех сразу.

Аналогичное влияние на формирование порового пространства глинистых пород оказывает и линзовидно-слоистая текстура, образованная диагенетическими стяжениями карбонатных минералов, фауной или скоплениями коллоидного органического вещества.

В формировании порового пространства пород-покрышек, в частности в создании их текстур, существенная роль принадлежит органическому веществу второго и третьего типов.

Классификация органического вещества нами описывалась неоднократно (Клубова, 1968, 1970, 1972) и поэтому здесь не приводится. Скажем только, что органическое вещество второго типа представлено растительными остатками со значительным количеством легко гидролизующих подвижных компонентов, а органическое вещество третьего типа — это сорбированное глинистыми минералами органическое вещество.

Участие органического вещества в формировании порового пространства глинистых покрышек двойственное. Прежде всего растительные микроостатки, располагаясь в породах слоями или петлями вокруг отдельных участков глин, образуют характерные слоистые или петельчатые текстуры. Последние являются вариантом линзовидно-слоистой текстуры, возникшей за счет линз и карманов песчано-алевритового или карбонатного материала в глинах. Эти текстуры образуются органическим веществом второго типа, представленным спорами, споровыми оболочками, смоляными тельцами и другими форменными частями растений, а также аморфными темно-бурыми гелефицированными продуктами разложения растительных остатков, принесенными в бассейн седиментации и отложенными вместе с терригенными компонентами. Дальнейшее преобразование этих растительных остатков сопровождается выделением легко гидролизующих компонентов, которые сорбируются глинистыми минералами. Вокруг органического вещества второго типа образуются участки повышенной прочности и пониженной проницаемости.

Такое же действие на породы-покрышки оказывает и органическое вещество третьего типа. Снижение проницаемости и повышение прочности глинистых пород-покрышек — вторая сторона воздействия органического вещества на формирование их порового пространства. Степень этого воздействия определяется сорбционными возможностями глинистых минералов, косвенным показателем которых служит величина их обменной емкости, являющаяся функцией кристаллохимических особенностей поверхности глинистых минералов.

Установленное на природных образцах упрочнение глинистых пород под влиянием сорбированного органического вещества подтверждено экспериментально на образце монтмориллонитовой глины (огланлинского бентонита) — исходном и насыщенном 40%-ным раствором глюкозы ( $C_6H_{12}O_6$ ).

Форма и размеры пор пород-покрышек различаются в зависимости от текстурных особенностей. Как правило, для глинистых пород характерны поры щелевидной формы. Такая форма пор обусловлена особенностями строения глинистых минералов: преимущественное развитие базальных поверхностей, тогда как боковые практически не играют роли. Величина отдельных пор глинистых пород и структура порового пространства в целом зависят, таким образом, от минерального состава глин (тесно связанного с особенностями кристаллической структуры слагающих их глинистых минералов), а также от взаимной ориентации составных частей глинистых пород, т.е. от микротекстуры.

Нашими экспериментальными исследованиями установлено, что сорбция глинистыми минералами органических ионов (карбокатионов) приводит к уменьшению количества межслоевой воды и к увеличению размеров микроагрегатов глинистых частиц. Опыты проведены на образцах огланлинского бентонита. Под микроскопом исходный образец представляет собой агрегат различно ориентированных чешуек монтмориллонита. В виде незначительной примеси присутствуют полевые шпаты, цеолиты и кристобалит. По данным гранулометрического анализа, все минералы, входящие в состав огланлинского бентонита, находятся в высокодисперсном состоянии: коллоидная фракция составляет 65,52%, а на долю фракции крупнее 0,01 мм приходится лишь 0,44%. В опытах использованы следующие органические вещества: бурый уголь низкой стадии метаморфизма, бурый уголь в смеси с олеиновой кислотой в отношении 2 : 1, антарктический зоопланктон и синезеленые водоросли. Микрофотографии этих образцов сделаны на сканирующем электронном микроскопе (табл. I—III). Бурый уголь, по классификации автора, относится к органическому веществу второго типа, а синезеленые водоросли — почти целиком к третьему типу.

На табл. I помещены микрофотографии исходного образца. Так как снимаются очень маленькие участки породы, то приводим несколько микрофотографий с разными увеличениями, чтобы можно было составить представление о микротекстурных особенностях глинистой породы и рассмотреть ее отдельные детали. На табл. II и III помещены микрофотографии огланлинского бентонита, участвовавшего в преобразовании бурого угля и синезеленых водорослей.

Как видно из табл. I—III и из приведенного ранее гранулометрического состава, основная часть монтмориллонитовой глины представлена очень тонкими, изогнутой формы изометричными кристалликами и массой мелких удлинённых частиц. Значительно пустотное пространство. На микрофотографиях монтмориллонита (табл. II—III), часть обменных позиций которого занята органическими катионами, бросается в глаза резкое сокращение крупных пор, которые либо закрылись полностью, либо сильно сузились. Сами частички стали крупнее и плотнее, мелкие изыщ-

ные игольчатые кристаллики почти полностью исчезли. И еще одна наглядная деталь: та часть органического вещества, которая не могла быть сорбирована глинистыми минералами, осталась неизменной.

Уменьшение размера пор (вследствие сорбции глинистыми минералами органического вещества) подтверждено измерением средних хорд пор, а также процентного содержания пор в исходном образце огланлинского бентонита и в образцах, участвовавших в преобразовании бурого угля и синезеленых водорослей (таблица). Замеры произведены на электронном измерительном устройстве "Квантимет-720".

Т а б л и ц а

Параметры порового пространства огланлинского бентонита

Увели- чение	Исходный образец		Образец с бурым углем		Образец с синезеле- ными водорослями	
	1	2	1	2	1	2
360	21,10	7,3	21,74	6,5	17,25	5,5
1200	22,65	2,7	23,0	2,7	19,37	2,3

1 — процент пор; 2 — средняя хорда пор, мк.

Когда залежи экранируют известковые глины или глинистые известняки, сорбция органического вещества такими породами (карбонатными минералами только кислых компонентов последнего) повышает их экранирующие свойства, приводя к увеличению коэффициента пластичности пород. Способность таких пород к трещинообразованию тоже снижается.

Таким образом, основную роль в формировании той части порового пространства глинистых пород, через которую происходит миграция углеводородов сквозь глинистые покрывки, играют минеральный состав, текстурные особенности и органическое вещество.

Возможность миграции нефти и газа через глинистые породы и сохранность залежей от разрушения определяются одними и теми же факторами, но различаются по энергетике процесса.

Для фильтрации нефти и газа через глинистые породы наряду с поровыми каналами имеют значение зоны текстурной перестройки глинистых пород, приводящие к образованию ослабленных зон.

Фильтрационная проницаемость глинистых пород зависит от их минерального состава, который находит отражение в величине монокристаллов и способности образовывать агрегаты, т.е. в особенностях текстурирования глинистых осадков.

Органическое вещество играет двоякую роль в формировании порового пространства пород-покрывок. Прежде всего, растительные микроостатки образуют характерные слоистые или петельчатые текстуры, благоприятные для сохранения залежей, образующихся при

вертикальной миграции. Это органическое вещество второго типа — по классификации автора. Снижению проницаемости и повышению прочности глинистых пород способствует органическое вещество третьего типа, т.е. сорбированное органическое вещество.

Механизм текстурных изменений глин изучен при различных температурах (20 и 200°С) и давлениях (500 и 2000 кгс/см<sup>2</sup>). Всестороннее давление не оказывает существенного влияния на текстуры глин, а значит — и на их проницаемость. Одноосное сжатие способствует повышению упорядоченности текстур и снижению проницаемости глин в направлении, перпендикулярном оси ориентации частиц. Повышение температуры приводит к разъединению микроблоков глинистых частиц и повышению фильтрационной проницаемости глин.

## ЛИТЕРАТУРА

- Клубова Т.Т. Роль глинистых минералов в преобразовании органического вещества и формировании порового пространства коллекторов. М., "Наука", 1965.
- Клубова Т.Т. Взаимодействие глинистых минералов и органического вещества при нефтеобразовании. — В сб. "Геология и нефтегазоносность юго-восточного Урало-Поволжья". М., "Недра", 1968.
- Клубова Т.Т. Механизм взаимодействия глинистых минералов и органического вещества в осадочных породах. — В кн. "Органическое вещество современных и ископаемых осадков". М., "Наука", 1970.
- Клубова Т.Т. Органическое вещество осадочных пород и следы его миграции. — В сб. "Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений". М., "Недра", 1972.
- Ханин А.А. Оценка экранирующей способности глинистых пород-покрышек газовых залежей. — Геол. нефти и газа, 1968, № 9.



## ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В НИЖНЕМ НЕОКОМЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НИЖНЕВАРТОВСКОГО СВОДА

Несмотря на то что Нижневартовский свод Среднего Приобья в Западной Сибири наиболее богат запасами нефти, потенциальные возможности этой территории выявлены далеко не полностью, что требует изучения как разрабатываемых месторождений, так и сопредельных с ними площадей с целью научного прогнозирования пород-коллекторов.

В задачу проведенных исследований входило следующее: 1) детальное изучение состава, строения, условий формирования и закономерностей размещения пород-коллекторов в разрезе и по площади; 2) выявление зависимости физических параметров коллекторов продуктивных горизонтов от литологических особенностей пород и фациальных условий их накопления в зонах, охарактеризованных типовыми разрезами; 3) составление карт прогноза пород-коллекторов изучаемых продуктивных горизонтов.

Исследования проводились по разработанной авторами комплексной методике интерпретации данных лабораторного анализа, опубликованной в ряде работ (Колгина и др., 1971, 1973).

Изучались продуктивные горизонты берриасского и валанжинского ярусов нижнего мела — ачимовская толща, пласты БВ10 и БВ8, выделенные в соответствии с унифицированной стратиграфической схемой, принятой на Межведомственном совещании в г. Тюмени в 1967 г.

В тектоническом плане Нижневартовский свод является структурой первого порядка, осложненной валами—структурами второго порядка. На последних размещаются локальные поднятия третьего порядка, в состав которых входят исследованные месторождения нефти.

Произведен детальный анализ литологического состава пород продуктивных горизонтов, характера их распространения в разрезе и по площади, общей мощности разреза и суммарной мощности песчано-алевритовых пород, строения продуктивных горизонтов по месторождениям, на основании чего выделены типы разрезов продуктивных горизонтов нижнего неокома, характеризующие различные литолого-фациальные зоны с размещением в них классов пород-коллекторов.

### АЧИМОВСКАЯ ТОЛЩА

Для ачимовской толщи характерны породы-коллекторы преимущественно с низкими значениями эффективной пористости и проницаемости.

Основными литологическими особенностями толщи являются высокое содержание в разрезе глинистых пород и линзовидное строение

прослоев песчаников и алевролитов. Коллекторы представлены преимущественно алевролитами — глинистыми или карбонатными с подчиненным содержанием мелкозернистых песчаников, развитых главным образом на структурах северной и восточной частей Нижневартовского свода.

Анализ мощностей ачимовской толщи, как общих (для разреза в целом), так и суммарных (для песчано-алевритовых пород), указывает на их значительные колебания. Первые максимально составляют 97, вторые — 45 м. Возрастание мощностей происходит с запада на восток и северо-восток Нижневартовского свода, а по структурам — на северных и восточных крыльях, реже на их сводах.

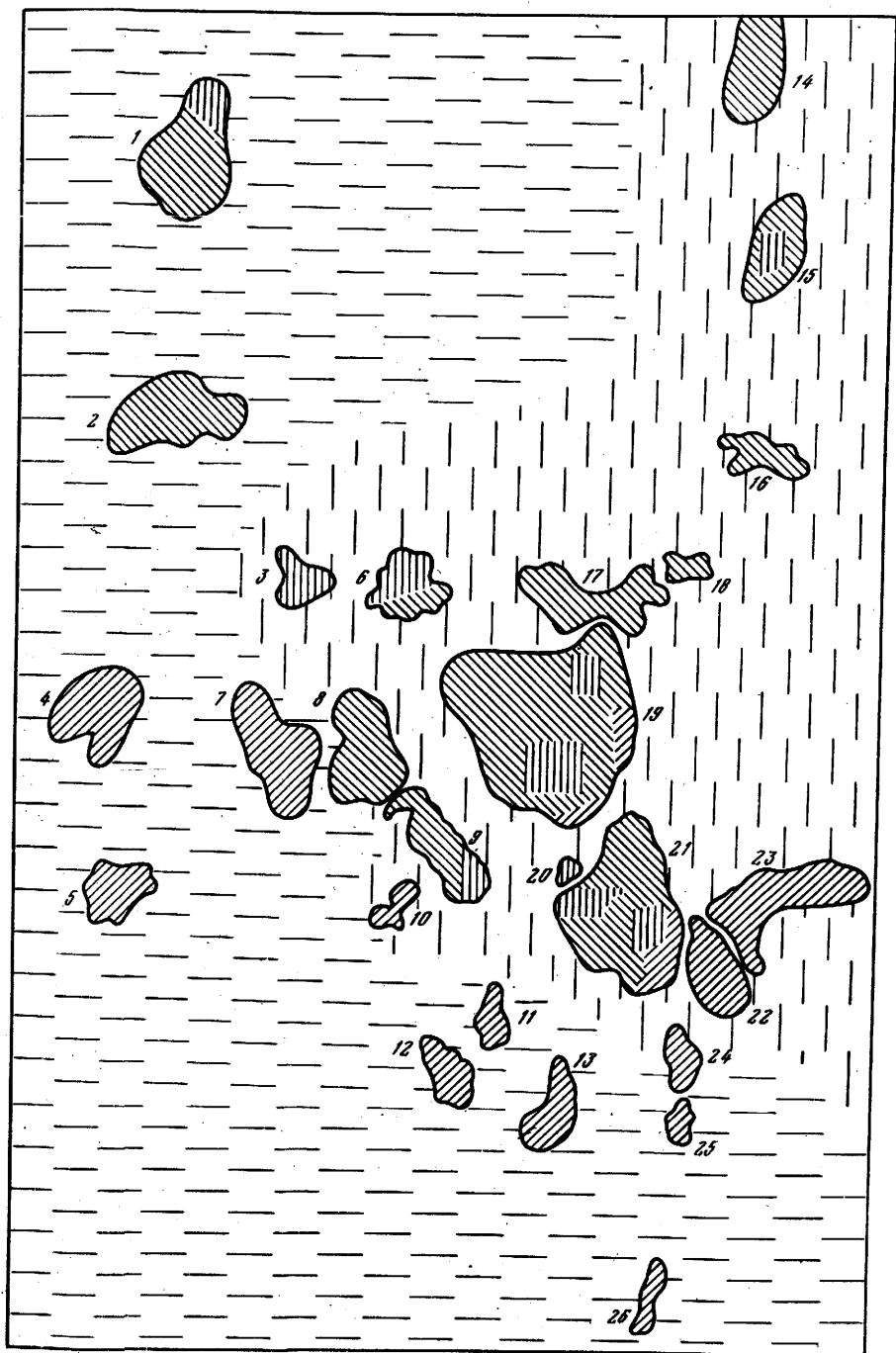
Разрез ачимовской толщи имеет сложное строение (до 10–18 прослоев) с повышением сложности на северо-восток. Это сочетается с увеличением в данном направлении количества прослоев мелкозернистых песчаников и повышением их мощности. Резкие колебания мощностей песчано-алевритовых пород в близко расположенных скважинах, частая приуроченность их к крыльям структур, сложное линзовидное строение толщи свидетельствуют о накоплении терригенного материала в виде обособленных тел, приуроченных к наиболее крупным структурам на северо-востоке Нижневартовского свода, а также к погружениям между ними.

По минерально-петрографическому составу обломочной части алевролиты и мелкозернистые песчаники ачимовской толщи в основном относятся к полиминеральному типу и в меньшей степени — к минерально-петрокластическому. Характерной особенностью минерального состава первого типа является повышенное количество кварца. Породы слабо отсортированы ( $S_o = 1,6–4,00$ ) и несколько уплотнены за счет содержания гидрослюдисто-хлоритового, реже каолинитового и карбонатного цемента. В них преобладают мелкие поры сложной конфи-

Рис. 1. Схема размещения коллекторов ачимовской толщи Нижневартовского нефтегазового района

*Зоны распространения коллекторов:* по месторождениям: 1 —  $P_{эф} = 1–6,0\%$ , локально  $10,5\%$ , классы ЕД, локально С (по Авдусину и Цветковой),  $P_{эф} = 12–21,5\%$ ,  $K_{пр} = 100–350$  мД, класс III (по Ханину); 2 —  $P_{эф} = 1–5,5\%$ , классы ЕД,  $P_{эф} = 10–18\%$ ,  $K_{пр} = 50–100$  мД, IV класс; 3 —  $P_{эф} = 1–2\%$ , класс Е,  $P_{эф} = 8–12\%$ ,  $K_{пр}$  до 10 мД, V класс; по своду: 4 — зона западная, коллекторы классов Е (Д), IV, V,  $P_{эф} = 1–5,5\%$ ,  $P_{эф} = 10–18\%$ ,  $K_{пр} = 10$ , локально 50 мД; 5 — зона восточная, коллекторы классов ЕД (С), III–V,  $P_{эф} = 1–6\%$ , локально  $10,5\%$ ,  $P_{эф} = 12–27\%$ ,  $K_{пр} = 100$ , реже  $200–350$  мД.

*Локальные поднятия:* 1 — Вать-Еганское, 2 — Покачевское, 3 — Урьевское, 4 — Локосовское, 5 — Островское, 6 — Аганское, 7 — Северо-Покурское, 8 — Ватинское, 9 — Мегионское, 10 — Ермаковское, 11 — Былинское, 12 — Акиминское, 13 — Полуденное, 14 — Северо-Варь-Еганское, 15 — Варь-Еганское, 16 — Эй-Еганское, 17 — Большое Черногорское, 18 — Малое Черногорское, 19 — Самотлорское, 20 — Нижневартовское, 21 — Советско-Соснинское, 22 — Медведевское, 23 — Стрежевское, 24 — Малореченское, 25 — Аленкинское, 26 — Матюшкинское



гурации, медианный размер которых не превышает 0,05–0,06 мм, с чем связаны невысокие емкостные и фильтрационные свойства коллекторов.

Приведенная характеристика пород дает основание рассчитывать на обнаружение в ачимовской толще залежей нефти на крыльях, реже на сводах локальных поднятий, расположенных в северной и восточной частях Нижневартовского свода, а также на прилегающей к нему с севера территории, но запасы нефти в них будут, по-видимому, небольшими. На Нижневартовском своде промышленные скопления нефти с дебитом до 10,2 м<sup>3</sup>/сут обнаружены лишь на Аганской структуре.

Сопоставление карт основных минералого-петрографических показателей с физическими параметрами позволило составить схему размещения пород-коллекторов ачимовской толщи и установить зональный характер их распространения.

### Зоны коллекторов ачимовской толщи

I зона (западная) охватывает западную, южную и юго-восточную окраины Нижневартовского свода (рис. 1). Для нее характерны коллекторы с низкими значениями эффективной пористости и проницаемости:  $P_{эф} = 1-3\%$ , локально 5,5 (классы Е, локально Д по Авдусину и Цветковой),  $P_{эф} = 10-18\%$ ,  $K_{пр} = 10$ , локально 50 мД (классы IV, V по Ханину).

II зона (восточная) простирается через северную и восточную части свода и характеризуется распространением коллекторов низких, локально средних значений эффективной пористости и проницаемости:  $P_{эф} = 1-6\%$ , локально 10,5 (классы ЕД, локально С по Авдусину и Цветковой),  $P_{эф} = 12-27\%$ ,  $K_{пр} = 100$ , реже 200–350 мД (классы IV, V, локально III по Ханину).

### ПЛАСТ БВ10

В пределах исследованной территории данный пласт характеризуется значительно большим содержанием мелкозернистых песчаников и крупнозернистых алевролитов, а также более простым строением. Он распространен в восточной половине Нижневартовского свода и на западе замещается глинами. Для описываемого пласта характерны коллекторы низких и средних значений эффективной пористости и проницаемости, но с несколько большим (по сравнению с ачимовской толщей) распространением коллекторов средних классов.

Общие и суммарные мощности пласта песчано-алевритовых пород неустойчивы: первые достигают 50 м, вторые — 30–40 м. Увеличение мощностей отмечается в восточной части свода и менее часто — в центральной, а в пределах локальных структур — на их восточных крыльях и реже на их сводах; на западных крыльях пласт часто замещается глинами.

Максимальное количество песчаных и алевроитовых прослоев (8–10) отмечается на востоке Нижневартовского свода, а в пределах локальных структур — на восточных крыльях и реже на их сводах.

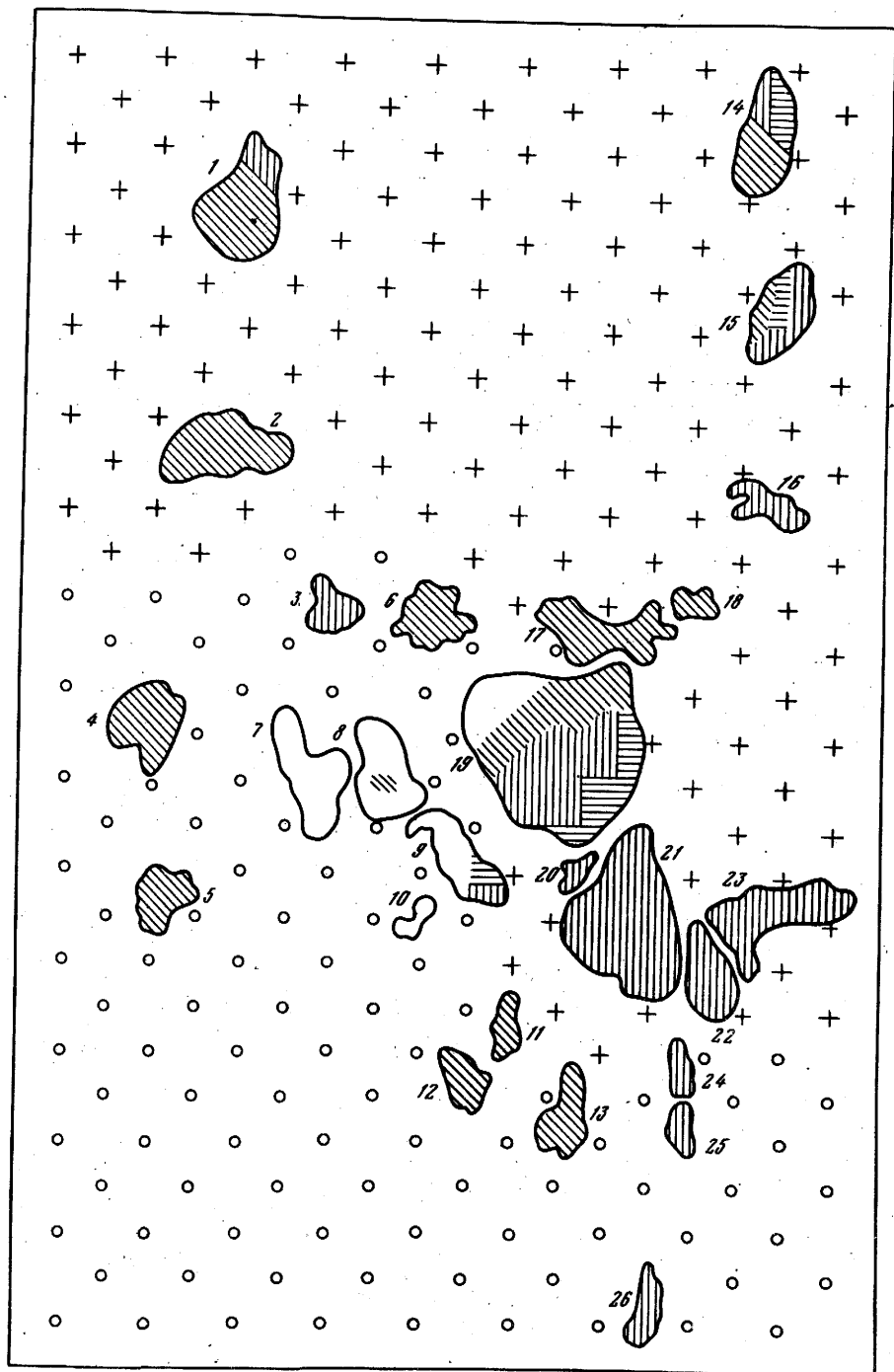
Сходство строения пласта, а также близкие интервалы изменения мощностей песчано-алевритовых пород на ряде структур свода (Самотлорской, Черногорской, Мегинской, Советско-Соснинской, Стрелецкой, Варь-Еганской и Эй-Еганской) свидетельствуют о близких условиях накопления описываемого пласта, что позволяет предположить о его продолжении и в погружениях между структурами, где могут быть обнаружены ловушки структурно-литологического и литологического типов.

По минерально-петрографическому составу песчаники и алевролиты пласта БВ10 представлены полиминеральным и менее часто минерально-петрокластическим типами с приуроченностью первых к западной части свода, вторых — к восточной, где сосредоточены наиболее крупные структуры. Для пород характерны преобладание полевого шпата над кварцем, местами значительная уплотненность за счет развития гидрослюдасто-хлоритового цемента и средняя отсортированность  $S_o = 1,6-3,0$ , реже 4,0;  $Md = 0,05-0,09$  мм. В песчаных породах преобладают поры размером до 0,08 мм, с чем в значительной степени связаны средние физические параметры пород-коллекторов.

### Зоны коллекторов пласта БВ10

I зона (западная) занимает западную половину территории Нижневартовского свода (рис. 2). Здесь распространены коллекторы с низкими и средними значениями эффективной пористости и проницаемости:  $P_{эф} = 1-6\%$  (класс Е, локально ДС по Авдусину и Цветковой),  $P_{эф} = 12-17\%$ ,  $K_{пр}$  до 100 мД (IV, V, локально III по Ханину); некоторое увеличение эффективной пористости и проницаемости приурочено к структурам восточной части зоны, где  $P_{эф} = 8-10,5\%$  (ДС),  $P_{эф} = 17-21,5\%$ ,  $K_{пр}$  до 350 мД (IV, III).

II зона (восточная) простирается через восточную половину свода. Наряду с коллекторами низких значений, здесь часто отмечаются приуроченные к структурам юго-восточной части свода коллекторы средних значений эффективной пористости и проницаемости:  $P_{эф} = 2-12\%$  (классы ДСЕ),  $P_{эф} = 18-23,5\%$ ,  $K_{пр} = 100-400$  мД, локально 750 мД (классы IV, III, локально II). Неустойчивость физических параметров коллекторов воздействовала и на дебиты скважин, изменяющиеся от 25 до 200 м<sup>3</sup>/сут через 8-миллиметровый штуцер. Наиболее высокие дебиты отмечены на месторождениях северо-восточной части свода (Северо-Варь-Еганском, Варь-Еганском, Эй-Еганском, Большом и Малом Черногорских, Самотлорском и др.), в сводовых и восточных крыльевых частях структур. Это дает основание предполагать о наличии структурно-литологических ловушек в пределах структур, а также литологических — в погружениях между ними.



Пласт БВ8 является основным промышленно-продуктивным горизонтом нижнего неокма. Он повсеместно распространен по Нижневартовскому своду. Для пласта характерны коллекторы средних и высоких показателей эффективной пористости и проницаемости, что обусловлено комплексом благоприятных литолого-петрофизических свойств пород. Описываемый пласт сложен преимущественно мелкозернистыми песчаниками, мелко-среднезернистыми и крупнозернистыми алевритами.

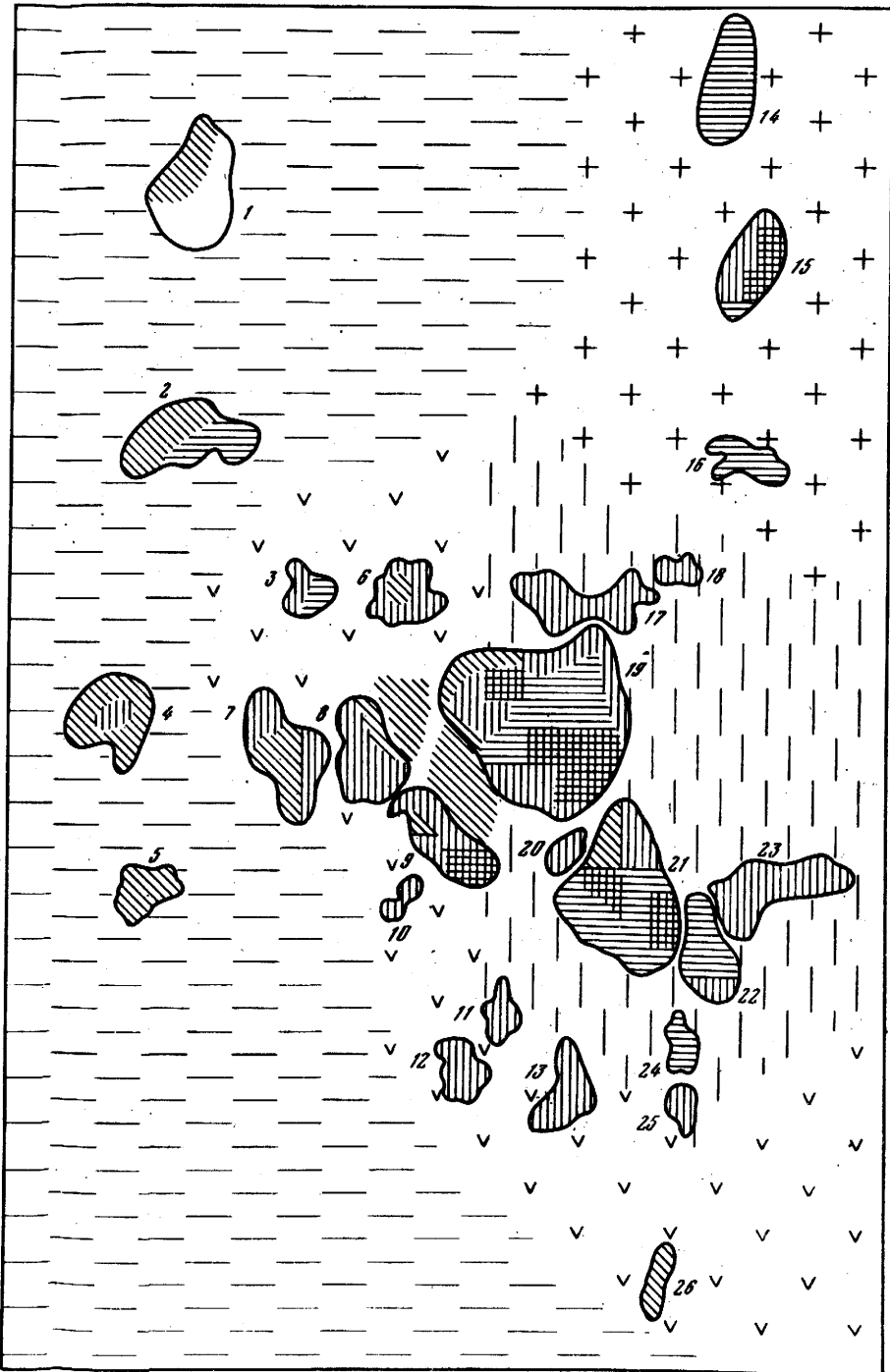
Мощности пласта более устойчивы по сравнению с вышеописанными продуктивными горизонтами и имеют меньшие значения. Общая мощность составляет 15–25 м, а суммарная (для песчано-алевритовых пород) – 12–20 м. Увеличение мощностей по своду отмечается в восточном и северо-восточном направлениях, где расположены наиболее крупные структуры (Эй-Еганская, Варь-Еганская, Северо-Варь-Еганская). Общая мощность составляет здесь 40 м, суммарная – 30 м. В пределах локальных структур мощности увеличиваются без определенной закономерности: на одних структурах – от крыльев к своду, на других – в обратном направлении. Так, на Покачевской, Мегионской, Самотлорской, Советской, Варь-Еганской структурах увеличение мощностей происходит на сводах и юго-восточных крыльях; на Ватинской – на своде и западном крыле; на Локосовской, Аганской, Северо-Покурской, Соснинской, Медведевской, Стрежевской – чаще на западных крыльях. Однако в целом на месторождениях западной половины Нижневартовского свода чаще наблюдается увеличение мощностей на западных крыльях структур, а в восточной половине – на восточных.

В отличие от описанных выше продуктивных горизонтов пласт БВ8 имеет сравнительно однородное строение – наиболее простое, вплоть до монолитного, отмечается на структурах центральной и восточной частей свода, наиболее сложное наблюдается на окраинах в виде трех-четырех маломощных прослоев. Для большинства структур характерно повышенное содержание песчаного материала в верхней части разреза пласта. Изменение по площади структур в довольно близких

Рис. 2. Схема размещения коллекторов продуктивного пласта БВ10 месторождений Нижневартовского нефтегазоносного района

Зоны распространения коллекторов: по месторождениям: 1 –  $P_{эф} = 2-12\%$ , классы ДСЕ (по Авдусину и Цветковой),  $P_{эф} = 18-23,5\%$ ,  $K_{пр} = 500-750$  мД, II класс (по Ханину); 2 –  $P_{эф} = 1-11\%$ , классы ЕДС,  $P_{эф} = 17-21,5\%$ ,  $K_{пр} = 100-400$  мД, III класс; 3 –  $P_{эф} = 1-6\%$ , классы ЕД,  $P_{эф} = 12-17\%$ ,  $K_{пр}$  до 100 мД, IV класс; 4 –  $P_{эф} = 1-2\%$ , класс Е,  $P_{эф} = 8-12\%$ ,  $K_{пр}$  до 10 мД, V класс; по своду: 5 – зона западная, коллекторы классов Е (ДС), III–V,  $P_{эф} = 1-6\%$ ,  $P_{эф} = 12-21,5\%$ ,  $K_{пр} = 100-350$  мД; 6 – зона восточная, коллекторы классов ДСЕ, II–IV,  $P_{эф} = 2-12\%$ ,  $P_{эф} = 18-23,5\%$ ,  $K_{пр} = 100-400$ , реже до 750 мД.

Локальные поднятия см. на рис. 1





интервалах суммарных мощностей песчаников и алевролитов позволяет рассчитывать на обнаружение залежей нефти структурно-литологического и литологического типов как в пределах структур, так и в погружениях между ними.

По минерально-петрографическому составу песчано-алевритовые породы пласта БВ8 представлены преимущественно минерально-петрокластическим, в меньшей степени полиминеральным и грауваковым типами с постоянным преобладанием в составе обломков полевых шпатов (70%) над кварцем. Породы хорошо отсортированы ( $S_0 = 1,3-1,4$ , реже 2), слабо уплотнены за счет развития цемента преимущественно хлорит-гидрослюдисто-каолининового (5-8%) состава различных типов — пленочного, контактового, порового, реже базального. Хорошая отсортированность пород, изометрично-полуокатанная форма обломков, свободная их укладка и небольшое количество цемента способствовали образованию в породах крупных пор размером до 0,135 мм, что в итоге обусловило средние и высокие емкостные и фильтрационные свойства коллекторов.

### Зоны коллекторов пласта БВ8

I зона (западная) занимает западную часть свода (рис. 3). Она характеризуется распространением коллекторов преимущественно низких значений эффективной пористости и проницаемости:  $P_{эф} = 1-10,5\%$  (классы ДЕ, локально С по Авдусину и Цветковой),  $P_{эф} = 8-21,5\%$ ,  $K_{пр}$  до 150, локально 350 мД (IV, локально III классы по Ханину).

II зона (центральная) приурочена к центральной части свода. Здесь преобладают коллекторы средних классов:  $P_{эф} = 5-16\%$  (классы ДЕС,

Рис. 3. Схема размещения коллекторов в пласте БВ8 месторождений Нижневартовского нефтегазоносного района

Зоны распространения коллекторов: по месторождениям: 1 —  $P_{эф} = 11-15\%$ , локально 18%, классы СВ (по Авдусину и Цветковой),  $P_{эф} = 11-23,5\%$ ,  $K_{пр}$  более 1 Д, I класс (по Ханину); 2 —  $P_{эф} = 9-13\%$ , класс ДС,  $P_{эф} = 8-20\%$ ,  $K_{пр} = 0,5-1$  Д, II класс; 3 —  $P_{эф} = 6-10,5\%$ , класс Д (С),  $P_{эф} = 15-21,5\%$ ,  $K_{пр} = 100-500$  мД, III класс; 4 —  $P_{эф} = 3-6\%$ , классы ДЕ,  $P_{эф} = 8-17\%$ ,  $K_{пр}$  до 100 мД, IV, V классы; 5 —  $P_{эф} = 1-2\%$ , класс Е,  $P_{эф} = 10-12\%$ ,  $K_{пр}$  до 10 мД, V класс; по своду: 6 — зона западная, коллекторы классов ДЕ (С), IV—III,  $P_{эф} = 1-10,5\%$ ,  $P_{эф} = 8-21,5\%$ ,  $K_{пр}$  до 150, реже 350 мД; 7 — зона центральная, коллекторы классов ДЕС (В), IV—II, редко I,  $P_{эф} = 5-16\%$ ,  $P_{эф} = 12-20\%$ ,  $K_{пр} = 100-500$  мД, реже 1 Д; 8 — зона северо-восточная, коллекторы классов ДЕ (С), III—I,  $P_{эф} = 4-15\%$ ,  $P_{эф} = 8-21,5\%$ ,  $K_{пр} = 100-600$  мД, локально 1 Д; 9 — зона юго-восточная, коллекторы ДС (В), I—III,  $P_{эф} = 6-18\%$ ,  $P_{эф} = 11-23,5\%$ ,  $K_{пр} = 200-600$  мД, часто 1 Д и выше.

Локальные поднятия см. на рис. 1

локально В по Авдусину и Цветковой),  $P_{эф} = 12-20\%$ ,  $K_{пр} = 100-500$  мД, локально 1 Д (IV, III, локально II классы по Ханину).

III зона (северо-восточная) находится в северо-восточной части свода. Для нее также характерны коллекторы преимущественно средних классов:  $P_{эф} = 4-13\%$ , локально 15 (классы Д и Е, локально С по Авдусину и Цветковой),  $P_{эф} = 8-21,5\%$ ,  $K_{пр} = 100-600$  мД локально 1 Д (классы III, II, локально I по Ханину).

IV зона (юго-восточная) расположена в юго-восточной части свода и характеризуется распространением коллекторов средних и высоких значений эффективной пористости и проницаемости:  $P_{эф} = 6-18\%$  (классы ДС, локально В по Авдусину и Цветковой),  $P_{эф} = 11-23,5\%$ ,  $K_{пр} = 200-600$  мД, локально 1 Д и выше (III, II, I классы по Ханину).

Высокие емкостные и фильтрационные свойства пласта способствовали высокой дебитности скважин, составляющей  $80-350$  м<sup>3</sup>/сут при 8-миллиметровом штуцере. Максимальные дебиты скважин, отмечаемые на сводах и восточных крыльях локальных поднятий, дают основание предполагать наличие в пласте БВ8 залежей литологического типа.

В результате детального литологического анализа пород продуктивных горизонтов нижнего неокома на территории Нижневартовского свода выделены разрезы четырех типов и охарактеризованные ими фациальные зоны, а также проведено сопоставление физической характеристики коллекторов с литолого-фациальной обстановкой.

Разрез первого типа выделен в западной части Нижневартовского свода. Существенной его особенностью является значительное содержание глинистых пород в ачимовской толще, пласте БВ10 и меньше — в пласте БВ8. Коллекторы всех продуктивных горизонтов данной фациальной зоны имеют низкие значения эффективной пористости и проницаемости (классы Е, локально ДС; V—III, локально II—I).

Разрез второго типа характерен для центральной части свода. Он отличается неустойчивым распространением пород ачимовской толщи и пласта БВ10, некоторым увеличением в первой алевролитов, а во втором — мелкозернистых песчаников и повсеместным распространением пласта БВ8 с повышенным количеством мелкозернистых песчаников минерально-петрокластического типа. Здесь распространены коллекторы низких и средних значений эффективной пористости и проницаемости (классы Е, локально ДС; V—III, локально II—I).

Разрез третьего типа приурочен к юго-восточной части свода. Для него характерно увеличение мелкозернистых песчаников и крупнозернистых алевролитов в пластах БВ10 и БВ8, укрупнение в последнем песчаных фракций до среднезернистых и опесчанивание над ним глинистой покрывки. В описываемом разрезе и фациальной зоне коллекторы имеют высокие и средние значения эффективной пористости и проницаемости (классы ДС, локально В; III—I); более высокие классы коллекторов приурочены к пласту БВ8.

Разрез четвертого типа расположен в северо-восточной части Нижневартовского свода. Он характеризуется увеличением общих и суммар-

ных мощностей песчаников и алевролитов, а также незначительным опесчаниванием глинистых покрышек. Коллекторы относятся к средним и локально высоким классам (ДЕ, реже СВ; IV, III, локально II, I).

Проведенный литолого-петрофизический и фациальный анализ пород-коллекторов с применением генетических диаграмм по Рухину, Пассега и кумулятивных кривых по Веберу и др. позволил получить представление об условиях формирования продуктивных горизонтов нижнего неокома месторождений Нижневартовского свода.

Накопление пород-коллекторов описываемых горизонтов происходило в условиях мелководного морского бассейна с несколько большей погруженностью его дна в период формирования ачимовской толщи и пласта БВ10, особенно на западе свода. Свидетельством этому являются высокие мощности разрезов и литологический состав пород, характеризующийся значительным содержанием глин и алевролитов, часто карбонатизированных. Пласт БВ10 накапливался в условиях более активной (по сравнению с ачимовской толщей) гидродинамики бассейна седиментации, особенно на востоке свода, где в его составе преобладает песчаный материал.

Накопление пласта БВ8 происходило в условиях значительного обмеления морского бассейна при более активном гидродинамическом режиме и усилении сноса обломочного материала, происходивших в результате регрессии моря, наметившейся в конце валанжинского века. Наибольшая гидродинамика бассейна отмечалась на востоке Нижневартовского свода, где располагались крупные высокоамплитудные структуры конседиментационного типа. Частая приуроченность более крупнозернистого песчаного материала к восточным крыльям структур обусловлена направлением морских течений, расположением источников сноса и характером роста локальных поднятий, влияющих на процессы седиментации через рельеф дна и колебательные движения водной среды бассейна.

По составу и строению пород-коллекторов основной источник сноса материала для формирования ачимовской толщи располагался к северу от Нижневартовского свода, для пласта БВ10 — к востоку, а для пласта БВ8 — к востоку и северо-востоку. В накоплении последнего значительную роль играли местные источники сноса (Колгина и др., 1971, 1973).

## ВЫВОДЫ

1. На основании литолого-петрофизических исследований выявлены основные закономерности изменения состава, строения, характера размещения и условий формирования пород-коллекторов продуктивных горизонтов нижнего неокома.

2. На базе картирования минералого-петрографических и физических показателей с последующим сопоставлением карт, учетом дебитов скважин и структурного плана территории составлены карты прогноза

коллекторов по каждому продуктивному горизонту и установлены зоны возможного обнаружения ловушек литологического типа.

3. Выявлена приуроченность основной массы пород-коллекторов с высокими показателями эффективной пористости и проницаемости по разрезу — к верхней части отложений валанжинского яруса (пласту БВ8), а по площади — к восточной части Нижневартовского свода, области распространения более крупных структур. На локальных поднятиях коллекторы более высоких классов чаще приурочены к сводам и восточным крыльям. Наиболее перспективными направлениями являются северное и северо-восточное от разведанных месторождений.

Коллекторы средних категорий пласта БВ8 могут быть распространены на структурах западной части свода и северо-западном его погружении, а коллекторы средних категорий пласта БВ10 — на структурах восточной части свода и северо-западном его погружении. Перспективность коллекторов ачимовской толщи выше в северной части Нижневартовского свода, преимущественно на крыльях структур.

4. Сопоставление физических параметров пород-коллекторов с литолого-фациальной обстановкой их накопления, произведенное впервые на изученной территории, позволило установить прямую зависимость физических параметров от литолого-фациальной обстановки, что даёт основание прогнозировать коллекторы различной характеристики по литологическим признакам.

5. Размещение пород-коллекторов продуктивных горизонтов обусловлено преимущественно условиями седиментации: рельефом дна и глубиной бассейна, гидродинамической обстановкой, направлением и скоростью водных течений и др. Большое значение имело расположение источников сноса обломочного материала и состав слагающих их пород.

## ЛИТЕРАТУРА

- Авдусин П.П., Цветкова М.А. О классификации коллекторов нефти. — Докл. АН СССР, 1943, т. XI, № 2.
- Гурари Ф.Г., Трофимук А.А. Основные направления поисков нефти и газа. — Труды СНИИГГТИМС, 1972, вып. 131.
- Колгина Л.П., Чернова Н.А., Колобова Г.Ф., Сынгаевская Т.П. К методике составления прогнозных карт коллекторов по литолого-петрофизическим показателям. М., изд. ВНИГНИ, 1971.
- Колгина Л.П., Чернова Н.А., Колобова Г.Ф., Сынгаевская Т.П. Закономерности формирования и размещения пород-коллекторов неокма Нижневартовского свода. М., "Наука", 1973.
- Ханин А.А. О классификации пород-коллекторов нефти и газа. — Разведка и охрана недр. 1956. № 1.

## РАЗМЕЩЕНИЕ ЦЕМЕНТИРУЮЩИХ МИНЕРАЛОВ В ПОРОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ (НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА БВ8 МЕСТОРОЖДЕНИЙ НИЖНЕВАРТОВСКОГО СВОДА)

В комплексе литологических факторов, воздействующих на формирование структуры порового пространства пород-коллекторов и определяющих их промышленную ценность, большая роль принадлежит цементу.

В задачу наших исследований входило детальное изучение цементирующих минералов в поровом пространстве песчаных и алевроитовых коллекторов пласта БВ8 месторождений Нижневартовского свода. Наряду с применением известных методов естественные образцы пород исследовались под растровым электронным микроскопом (РЭМ; фирма "Джеол", Япония) с объемным изображением межзернового порового пространства. Проведенные работы позволили выявить состав цементирующих минералов, морфологию, характер размещения в поровом пространстве и на этой основе определить их генезис.

По видовому составу преобладают полиминеральные цементы. Основными цементирующими минералами являются гидрослюда, каолинит, хлорит, кальцит, кварц. В значительно меньших количествах содержатся сидерит, пирит, биотит, лейкоксен, монтмориллонит, смешаннослойные образования. Изредка отмечаются микроклин, альбит, анальцит, галлузит. Количество цемента в песчаных и алевроитовых породах колеблется в пределах 5–12%. Исключение составляет прослой песчаников и алевролитов с обильным кальцитовым цементом (30–50%) базального типа, часто с пойкилитовым прорастанием. По структуре наиболее типичны пленочно-порово-базальный и крустификационно-поровый типы цемента, реже — цемент уплотнения.

Изучение цементов позволило установить преобладающее развитие в их составе глинистых минералов: гидрослюды, каолинита и хлорита преимущественно аллотигенного генезиса. На снимках с РЭМ наблюдается преобразование аллотигенного глинистого цемента в аутигенный, представленный довольно крупными (до 10 мк) идиоморфными кристаллами гидрослюды, каолинита и хлорита (табл. I).

Гидрослюда является наиболее распространенным цементирующим минералом в описываемых породах. Преобладает диоктаэдрический тип гидрослюды тонкочешуйчатого строения с нечеткими контурами чешуй, ориентированных в одной плоскости, со спутанно-волокнистой текстурой и обычно слабым двупреломлением. Содержание цемента составляет в среднем 1–6% с минимальными значениями на Советско-Соснинском месторождении. В единичных прослоях более глинистого состава количество цемента увеличивается до 10–15, иногда до 25%. Гидрослюда обычно присутствует в ассоциации с хлоритом, каолинитом, реже кальцитом, кварцем, пиритом, биотитом, титанистыми минералами. Основная масса гидрослюды имеет терригенный генезис.

Она приносилась в песчано-алевритовые осадки из кор выветривания в результате разрушения кислых интрузивных (гранитоиды) и метаморфических (глинистые сланцы и др.) материнских пород. На это указывает однородный диоктаэдрический состав гидрослюд, широкое распространение их в разрезе и по площади, а также присутствие совместно с гидрослюдой каолинита и незначительного количества монтмориллонита, образующихся в различных условиях. Гидрослюдистая масса заполняла поровое пространство или накапливалась в виде тонких прослоев в песчаниках и алевролитах продуктивного горизонта. Изменение гидрослюд в стадию диагенеза и эпигенеза имело подчиненный характер.

Как видно на снимках (табл. I, 1), гидрослюды размещаются на поверхности обломочных зерен, заполняя поровое пространство породы от периферии к центру. Образование их происходило за счет выпадения из циркулирующих растворов продуктов разложения порообразующего обломочного материала, а также за счет раскristаллизации аллотигенного глинистого цемента. Последнее подтверждается наличием в порах песчаных пород кристаллов изометричной пластинчатой формы, представляющих собой одну из морфологических разновидностей гидрослюды — галлуазит (табл. I, 2).

**Х л о р и т** более широко распространен в породах пласта БВ8, составляя в среднем 3—4, реже 6—8%, а в пластах, обогащенных оолитами лептохлорита, 10%. Отмечаются контактовый, пленочный, крустификационный, реже базальный типы хлоритового цемента. Дифрактометрическими исследованиями установлен хлорит магнезиального и железистого состава (с преобладанием первого) крупно-тонкочешуйчатой, радиально-лучистой, волокнистой и пластинчатой модификаций.

Хлорит чешуйчатого строения развит преимущественно в алевролитах и довольно тонких прослоях глин совместно с гидрослюдой и составляет цемент базального и порового типов. Хлорит данной модификации имеет преимущественно аллотигенный генезис. Под РЭМ обнаружен хлорит аутигенного генезиса (табл. II, 1).

Радиально-лучистый хлорит (лептохлорит) представлен тонкими пленками, окаймляющими обломки песчаных и алевритовых пород. Он обычно встречается совместно с гидрослюдой и образует пленочный и контактовый типы цемента. Содержание его не превышает 5%, за исключением отдельных участков, обогащенных оолитами лептохлорита. Дифрактометрическим анализом установлен преимущественно железистый состав описанной модификации хлорита, который образовался в стадию раннего диагенеза в опресненных водах мелководного морского бассейна при недостатке кислорода (Сердюченко, 1953; Теодорович, 1958).

Крустификационный хлорит имеет форму каемок, представленных мельчайшими слабополяризующими кристаллами игольчатой формы, ориентированными перпендикулярно поверхности обрамляемых зерен. Данный цемент выполняет свободные межзерновые поровые пространства, а также трещинки пород. Он относится к магнезиально-железистой разновидности. В породах хлорит распространен неравномерно, с тенденцией увеличения вниз по разрезу. Содержание его составляет 1—3% с повышением в более пористых песчаниках до 5—6%. Образование описываемого

мого типа хлорита связано с его выпадением из кремне-глиноземных растворов при наличии щелочной среды и подвижных, главным образом закисных, форм железа (Сердюченко, 1953). Большую роль в этом процессе играл обломочный хлоритизированный биотит, представлявший в силу своей нестойкости основной исходный материал. Под микроскопом заметны следы растворения биотита в породах, содержащих крустификационный хлоритовый цемент. Отмечаются участки почти полного замещения хлоритом гидрослюдисто-биотитовой массы. Формирование его могло происходить как в диагенезе, так и в раннем эпигенезе. Хлорит описываемой модификации обладает высокой адсорбционной способностью (Ногн, 1965), но при незначительном его содержании не оказывает существенного отрицательного влияния на емкостные и фильтрационные свойства коллекторов.

Каолинит является менее распространенным цементирующим минералом по сравнению с гидрослюдой и хлоритом. Он имеет преимущественно тонкочешуйчатое строение с беспорядочной ориентировкой чешуй, низким двупреломлением и агрегатным погасанием. Показатель преломления 1,54. Его основная масса аллотигенного происхождения и связана с химическим выветриванием материнских пород гранитоидного состава, с их размывом и переотложением в бассейне седиментации.

По мере уплотнения осадка, а позднее — породы, обломки каолинита заполняли поровое пространство, образуя каолиновый цемент (Allen, 1948). Аллотигенное происхождение основной массы каолинита подтверждается частым нахождением данного материала в центре порового пространства, выполненного по периферии хлоритовым, хлорит-гидрослюдистым или гидрослюдистым цементом. Трансформация каолинита в цемент в исследуемых породах наблюдается обычно при бедном гидрослюдистом цементе, при обильном же обломки каолинита свободно размещаются в данном цементе, не изменяя своей формы.

Реже отмечается каолинит, преобразованный в стадию диагенеза. Аутигенный каолинит слабо двупреломляет, имеет микроагрегатное строение и более упорядоченную структуру.

Исследование пород под РЭМ указывает на присутствие аутигенного каолинита агрегатной и кристаллической модификаций. Агрегатный каолинит имеет плотную упаковку в поровом пространстве, что не благоприятствует фильтрации углеводородов. Каолинит второй модификации представлен обособленными кристаллами различной ориентировки, довольно свободно размещающимися в поровом пространстве пород-коллекторов, что повышает их фильтрующие свойства. Новообразованные кристаллы освобождают часть порового пространства в седиментационном цементе, что создает условия для образования внутрицементной пористости (табл. II, 2). Эффективная пористость в данных породах составляет 7–10% (классы ДС по Авдусину и Цветковой), проницаемость — 100–300 мД. Повышению фильтрации способствовала также гладкая поверхность кристаллов. Среднее количество цемента в породах не превышает 5, максимальное — 15%. Тип цементации — поровый. В цементе каолинит чаще находится в ассоциации с гидрослюдой, реже — с хлоритом. При незначительном содержании и

неравномерном распределении каолинит не оказывает существенного отрицательного влияния на коллекторские свойства пород (Цветкова, 1954). Проницаемость пород падает лишь при его высоком содержании.

Монтмориллонит отмечен в весьма незначительных количествах, преимущественно в мелкозернистых песчаниках и алевролитах Аганского, Ватинского, Мегионского месторождений. Под РЭМ он представлен розетковидными скоплениями размером до 0,002 мм с микро-трещиноватой, как бы разрыхленной текстурой листочков (табл. III, 1).

Промежуточные минеральные образования представлены смешаннослойными комплексами ряда гидрослюда-монтмориллонит, каолинит-монтмориллонит, отмечаемыми спорадически в весьма малых количествах (табл. III, 2).

Аутигенные глинистые минералы, образовавшиеся за счет выпадения из растворов с кристаллизацией их на стенках пор, отрицательно воздействуют на коллекторские свойства пород, так как сужают сечения поровых каналов и усложняют их строение, что сказывается в уменьшении эффективной пористости и проницаемости. Менее отрицательное воздействие оказывают аутигенные минералы, образовавшиеся за счет перекристаллизации аллотигенной цементирующей массы. В результате этого процесса происходит образование крупных кристаллов гидрослюда, хлорита, каолинита, сопровождаемое выносом вещества и образованием внутрицементных пор размером 0,2 мк, повышающих емкость и сообщаемость порового пространства. Через такие поры может происходить движение нефти к забою скважин под давлением (Мирчинк, 1952). Наличием внутрицементной пористости, вероятно, можно объяснить несоответствие значений эффективной пористости 1–5% (классы ЕД по Авдусину и Цветковой) и проницаемости 1Д, отмечаемое иногда на ряде месторождений (Северо-Варь-Еганском, Самотлорском, Советско-Соснинском и др.).

Кальцит образует главную массу цемента только в отдельных прослоях песчаных пород, прослеживающихся в разрезе описываемого продуктивного горизонта. Выделяются два основных структурных типа кальцита — мелкозернистый и перекристаллизованный. Первый представлен частицами размером 0,01 мм и развит в незначительном количестве (3–5%), преимущественно в алевролитах. Тип цементации — обычно поровый. Кальцит второго типа доминирует. В нем выделяются средние и крупнокристаллические разности с кристаллами 3–4 мм. Содержание в породах кальцита первой разности 10–15%, второй 20–40%.

Образование микрозернистого кальцита первого типа происходило в сингенезе, а второго — в диагенезе и раннем эпигенезе. В диагенетическую стадию формировался мелко-среднекристаллический кальцит с реликтами мелкозернистого и следами слабой коррозии обломочного материала. Во вторую стадию происходила более интенсивная перекристаллизация кальцитового материала в сформировавшейся породе с образованием крупных кристаллов и более интенсивной коррозией кальцитом обломков пород, иногда с их полным замещением. Источником выделения такой обильной массы кальцита являлось вещество самих песчаников — продукты разложения кислых плагиоклазов, глау-



конита, хлорита и каолинита, поверхность которых носит следы коррозии. Определенную роль играла и геохимическая обстановка, изменявшаяся в различные периоды времени под действием тектонических процессов. Часть кальцита выжималась из кальцитизированных глинистых пород. В пласте БВ8 Нижневартовского свода кальцитовый цемент наиболее распространен в песчаных прослоях Ватинского месторождения, где содержание его достигает 30–60%.

К в а р ц в цементе пород пласта БВ8 развит в незначительном количестве. Преобладает кварц аутигенного генезиса, представленный прозрачными каймами шириной 0,02–0,05 мм, обрамляющими обломки пород. Формирование данного типа кварца происходило в начальной стадии диагенеза до уплотнения пород, "в стадии раннего захоронения, когда песок еще не сцементирован и зерна были подвижны" (Дэпплес, 1963). Регенерационные каймы часто отделены скоплениями мельчайших выделений гидроокислов железа и пелитовых частиц. Каемки регенерации кварца имеют единую с обломочными зернами оптическую ориентировку. Описываемый тип кварца наиболее распространен на Медведевской структуре, где количество его достигает 15–18%. Он формирует здесь цемент порового, реже базального типа. Иногда отмечается аутигенный кварц, образовавшийся в начальную стадию литогенеза в результате выпадения кремнекислоты из циркулирующих водных растворов.

Кварц имеет мелкокристаллическую структуру с изометричной формой кристаллов размером 0,02–0,1 мм. Количество его не превышает 2%. На снимках РЭМ лейсты кварца данной генерации имеют удлинненную форму и присутствуют в ассоциации с каймами регенерации кварца, лейстами биотита и хлорита. Нередко отмечается кварц правильных кристаллографических форм (табл. IV, 1). Часто отмечается кварц более позднего происхождения, образующий прожилки и небольшие линзы в прослоях глинистых пород. Еще менее развит кварц более поздней генерации, образовавшийся в стадию эпигенеза в результате растворения обломочных зерен под давлением. На это указывают наблюдающиеся местами конформные и инкорпорационные структуры контактов.

В отдельных скважинах, расположенных в зоне водо-нефтяного контакта, на зернах кварца отмечаются две каймы – внутренняя и внешняя – различной генерации. Указанным структурам контактов обычно сопутствует уплотнение зерен, их взаимное приспособление, внедрение одного в другое, облекание обломков слюдами, иногда микростилолитовые структуры. Изредка отмечаются каемки регенерации кварца терригенного происхождения, принесенного в бассейн седиментации вместе с обломками кварца из кор выветривания материнских пород (3%).

Как следует из проведенного анализа, кварцевый цемент сформировался главным образом в диагенезе и на ранних стадиях эпигенеза. Небольшая часть регенерационного кварца образовалась за счет растворения обломочных зерен под давлением уже в уплотненных породах в стадию более позднего эпигенеза.

Кроме описанных цементирующих минералов в породах присутст-

вуют сидерит, пирит, глауконит, полевой шпат, фосфат, титансодержащие (анатаз, лейкоксен). Однако в связи с их незначительным содержанием они не оказывали влияния на коллекторские свойства пород и поэтому в настоящей статье не рассматриваются.

В итоге исследований цементирующих минералов, проведенных под РЭМ, выявляется несколько этапов их образования.

1. Первичная цементация. На этом этапе главная роль в цементе принадлежит терригенным глинистым минералам, поступавшим в осадок в виде пелитовой примеси как результат эрозии материнских пород.

2. Диагенетическое минералообразование, характеризующееся формированием в осадке крупных, хорошо ограненных кристаллов, свидетельствующих о слабой уплотненности обломочного материала, что способствовало росту кристаллов (табл. IV, 1).

3. Позднедиагенетическое образование цемента с выполнением аутигенными минералами порового пространства коллектора или осаждением их на поверхности обломков.

4. Эпигенетическое минералообразование с формированием пор карстового типа причудливой конфигурации (см. табл. IV, 2). Образование пор обусловлено более поздними процессами растворения цементирующих минералов с выносом остаточного материала из порового пространства породы. Причины данного явления пока неясны. Поровые пространства имеют очень свежий облик. Такие поры отмечены в песчаных коллекторах продуктивного пласта БВ8 Северо-Варь-Еганского месторождения Нижневартовского свода.

5. Позднеэпигенетическое минералообразование, происходившее в результате растворения обломочных зерен кварца на контактах с формированием конформных и инкорпорационных структур.

Таким образом, анализ цементирующих минералов под РЭМ в образцах песчаных и алевроитовых пород позволил выявить ряд существенных особенностей в структуре порового пространства в зависимости от генезиса цементирующих минералов и установить связь между поровой структурой коллектора и его физическими свойствами.

## ЛИТЕРАТУРА

- Дэпслес Е.С. Поведение кремнезема в диагенезе. — В кн. "Геохимия литогенеза". М., ИЛ, 1963.
- Колгина Л.П., Чернова Н.А., Колобова Г.В., Сынгаевская Т.П. Закономерности формирования и размещения пород-коллекторов неокма Нижневартовского свода. М., "Наука", 1973.
- Мирчинк М.Ф. Нефтепромысловая геология. М.—Л., Гостоптехиздат, 1952.
- Сердюченко Д.П. Хлориты, их химическая конструкция и классификация. М., Изд-во АН СССР, 1953.
- Теодорович Г.И. Аутигенные минералы осадочных пород. М., Изд-во АН СССР, 1958.
- Цветкова М.А. Влияние минералогического состава песчаных пород на фильтрующие способности и нефтеотдачу. — Труды Ин-та нефти АН СССР, 1954, т. 111.
- Allen V. Weathering and heavy minerals. — J: sediment. Petrol., 1948, № 1, 18.
- Horn D. Diagenese und Porosität des Dogger Hauptsandsteins in den Ölfeldez n Plon-Ost und Preits. — Erdöl und Kohle, 1965, № 4.

## ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ДОМАНИКОВОГО ГОРИЗОНТА СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ БАШКИРИИ

Доманиковый горизонт занимает нижнюю часть среднефранского подъяруса и отвечает биостратиграфической зоне *Gephyroceras uchtense* Keys., *Cyrtospirifer disjunctus* Sow. Он согласно залегает на известняках саргаевского горизонта с *Hypothyridina calva* Mark. и покрывается мендымскими породами с *Manticoceras intumescens* Beug. Карбонатно-глинистая битуминозная, сильноокремненная толща доманикового горизонта четко выделяется на каротажных диаграммах повышенными величинами КС (250—2500 Ом·м) и представляет собой прекрасно выдержанный опорный репер для корреляции разрезов.

По литологическому составу и фаунистической характеристике он является наиболее типичным представителем доманиковых фаций. В разрезах центральных областей Русской платформы доманиковому горизонту соответствует рудкинский горизонт. Отсутствие этих отложений, обусловленное последующим размывом, зафиксировано в глубоких скважинах южной и восточной частей Юрюзано-Сыловской депрессии, восточного склона Башкирского свода (Тастуба), а также в обнажениях Илек и Сим (Домрачев, 1952).

Доманиковый горизонт представлен толщей битуминозных и окремненных пород, состоящей из чередования серых, темно-серых, темно-коричневых, нередко черных, часто органогенно-обломочных известняков, черных кремнистых и глинисто-битуминозных горючих сланцев, мергелей, глин, а также доломитами и доломитизированными известняками с включениями сульфатов, кремня, пирита, сидерита.

Из органических остатков в доманиковых породах найдены: брахиоподы — *Lingula* sp., *L. subparallela* Sandb., *Lingulipora fistulosa* Batr., *Orbiculoides*, *Stropheodonta* cf. *interstitialis* Phill., *Liorhynchus* cf. *quadricostatus* Van., *L. biplicatus* Nal., *Eoreticularia pachyrincha* Vern., *Reticulariopsis pachyrinchus* Vern., *R. simplex* Phill; пелециподы — *Buchiola* sp., *B. ex. gr. retrostriata* Buch., *B. of. scabroza* Clarke, *B. snjtkovi* Zam., *B. angolensis* Clarke, *Ontaria tschernyschevi* Zam; конихонхи — *Tentaculites* sp., *T. tenuicinctus* Roem., *Homoctenus* cf. *krestovnikovi* G.Ljasch., *Polycylindrites* ex gr. *tenuigradatus* G.Ljasch., *Styliolina* sp., *St. domanicensis* G.Ljasch., *St. nucleata* Karp., *Novakia petrovi* G. Ljasch.; гониатиты — *Gephyroceras uchtense* Keys., *G. syzranicum* Holz., *Pharciceras* cf. *timanicus* Holz., *Tornoceras* cf. *simplex* Keys., *Manticoceras ammon* Keys., *Orthoceras* sp. (*Bactrites*); остракоды — *Entomozoe serratostrata* Sandb., *E. distincta* Pol.; радиолярии — *Staurolonche davidi* Hinde, *Trilonche venusta* Hinde; споры — *Retusotriletes pychovae* Naum., *Leiotriletes nigratus* Naum., *Lophotriletes semilucensis* Naum., *Archaeozonotriletes domanicus* Pych., *A. rugosus* Naum., *Lophozonotriletes grumosus* Naum.

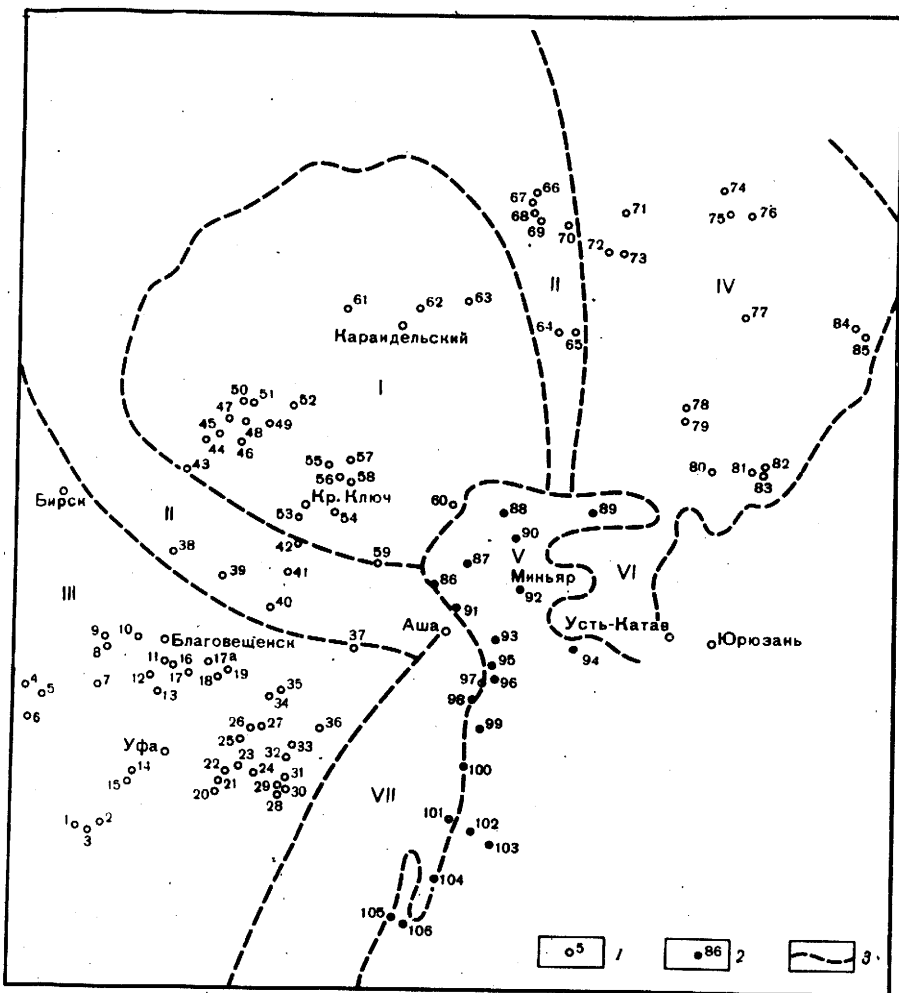


Рис. 1. Обзорная карта района исследований (Середа, 1971)

Структуры первого порядка: I – Башкирский свод, II – склоны Башкирского свода, III – Бирская седловина, IV – Юрюзано-Сылвенская депрессия, V – надвиг Каратау, VI – Симская мульда, VII – Предуральский прогиб; 1 – скважины; 2 – обнажения; 3 – границы структур; номера разрезов скважин и обнажений (арабские цифры на карте):

1 – Алкино 4, 2 – Алкино 7, 3 – Алкино 14, 4 – Янышево 1, 5 – Янышево 2, 6 – Янышево 25, 7 – Волковская 26, 8 – Гуровская 85, 9 – Гуровская 86, 10 – Гуровская 61, 11 – Гуровская 81, 12 – Сергеевская 76, 13 – Сергеевская 4, 14 – Сергеевская 57, 15 – Сергеевская 66, 15а – Сергеевская 54, 16 – Рождественская 23, 17 – Рождественская 74, 17а – Черкасы 8, 18 – Черкасы 2, 19 – Черкасы 1, 20 – Тавтиманово 26, 21 – Тавтиманово 19, 22 – Тавтиманово 38, 23 – Тавтиманово 17, 24 – Тавтиманово 47, 25 – Тавтиманово 35, 26 – Тавтиманово 49, 27 – Тавтиманово 43, 28 – Тавтиманово 34, 29 – Тавтиманово 13, 30 – Тавтиманово 32, 31 – Тавтиманово 28, 32 – Тавтиманово 39, 33 – Тавтиманово 15, 34 – Тавтиманово 12, 35 – Тавтиманово 5, 36 – Тавтиманово 136, 37 – Тавтиманово 18, 38 – Благовещенская 6, 39 – Благовещенская 9, 40 – Нуриманово 4, 41 – Нуриманово

В отложениях доманикового горизонта, как правило, отсутствуют водоросли, кораллы, криноидеи, мшанки, фораминиферы, за исключением разрезов Башкирского свода (Красный Ключ, Каирово, Куш-Куль). Окремнение связано главным образом с фауной и редко наблюдается во вмещающей породе. Процентное содержание органического углерода в доманиковом горизонте значительно выше, чем в саргаевских и мендымских образованиях, часто похожих по внешнему облику на доманиковые. Нижняя и верхняя границы доманикового горизонта проводятся без затруднений по электрической характеристике или типичной фауне даже в том случае, когда покрывающие и подстилающие образования представлены темноокрашенными породами "доманикового" типа. Мощности доманикового горизонта меняются от 0—4 до 36—48 м в южных и западных обнажениях и разрезах.

Электрические характеристики доманикового горизонта сравниваемых разрезов (Бирская седловина, Башкирский свод, северо-западная бортовая часть Юрюзано-Сылвенской депрессии) тесно связаны с литологическими особенностями и битуминозностью пород. Величины КС для ряда скважин меняются от 250 Ом·м (Кызылбаево, Усть-Айская) до 2500 Ом·м (Красный Ключ). Кривая ПС обычно отрицательна или резко отрицательна в верхней и средней частях доманикового горизонта. Кверху и книзу от последнего отрицательная аномалия обычно ограничена положительными, которые чаще всего отвечают покрывающим мендымским и подстилающим саргаевским отложениям. Максимальные величины КС в сочетании с отрицательными аномалиями ПС свидетельствуют о большой плотности отложений, присутствии доломитов, кремнистых горючих сланцев, битуминозности и нефтеносности пород (Красный Ключ, Каирово, Тавтиманово). Меньшие значения КС с положительными аномалиями ПС наблюдаются, как правило, против менее плотных, но более глинистых разностей.

На рассмотренной нами территории (рис. 1) доманиковый горизонт характеризуется непостоянным литологическим составом пород, отражающим изменчивость условий образования осадков.

---

2, 42 — Нуриманово 1, 43 — Куш-Куль 63, 44 — Куш-Куль 60, 45 — Куш-Куль 57, 46 — Куш-Куль 2, 47 — Куш-Куль 55, 48 — Куш-Куль 38, 49 — Куш-Куль 50, 50 — Куш-Куль 72, 51 — Куш-Куль 73, 52 — Куш-Куль 75, 53 — Красный Ключ 21, 54 — Красный Ключ 25, 55 — Красный Ключ 19, 56 — Красный Ключ 23, 57 — Красный Ключ 5, 58 — Красный Ключ 13, 59 — Красный Ключ 9, 60 — Красный Ключ 7, 61 — Карадель 3, 62 — Апрельво 2, 63 — Каирово 1, 64 — Тастуба 2, 65 — Тастуба 1, 66 — Усть-Айская 53, 67 — Усть-Айская 55, 68 — Усть-Айская 57, 69 — Усть-Айская 54, 70 — Усть-Айская 59, 71 — Кызылбаево 75, 72 — Кызылбаево 76, 73 — Кызылбаево 72, 74 — Усть-Икинская 3, 75 — Усть-Икинская 2, 76 — Усть-Икинская 1, 77 — Янбаево 9, 78 — Месягутовское 7, 79 — Месягутовское 5, 80 — Юкаликулово 4, 81 — Лаклинская 8, 82 — Лаклинская 6, 83 — Киги 3, 84 — Апутовская 18, 85 — Апутовская 20, 86 — "Точильный", 87 — "Ивановка", 88 — "Вершины Миньяра", 89 — "Илек", 90 — "Самсоновка", 91 — "Киселев Ключ", 92 — "Миньяр", 93 — "Ук", 94 — "Сим", 95 — "Янтык", 96 — "Медвежий", 97 — "Атя-Покосный", 98 — "Веселый", 99 — "Ямашта", 100 — "Ташкынская", 101 — "Лемезинский Поселок", 102 — "Габдюково", 103 — "Зуяково", 104 — "Баса", 105 — "Аханай", 106 — "Аскын"

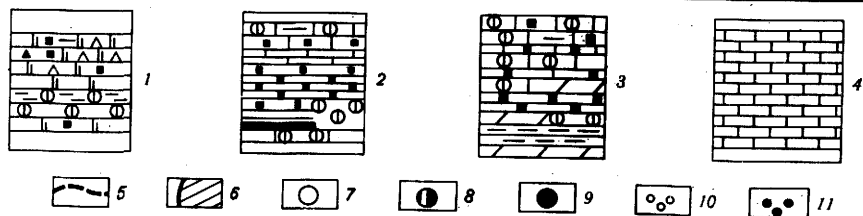
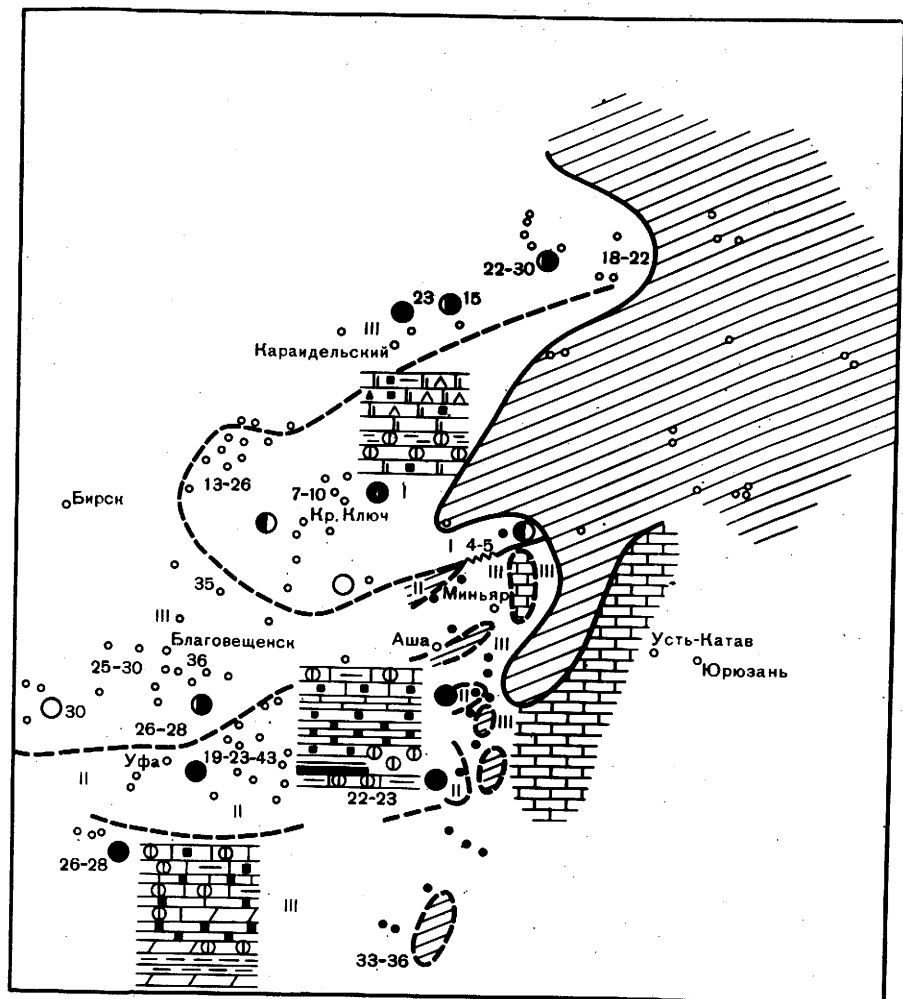


Рис. 2. Схематическая литолого-фациальная карта доманиковского горизонта (Середа, 1971)

Литолого-фациальные типы осадков доманиковского горизонта: *мелководно-морские отложения обособленной части шельфа*: 1 – доломитовый тип (I – доломиты с сульфатами, пиритом и жидкой нефтью, доломитизированные известняки с прослоями глин и черных кремней); *относительно глубоководные морские отложения обособленной части шельфа*: 2 – известняко-

Выполненные макро- и микроскопические исследования по 85 разрезам скважин, а также использование результатов изучения отложений в обнажениях Предуральского прогиба и района Каратау (Теодорович, 1935; Страхов, 1939; Домрачев, 1952; и др.) позволили выделить три литолого-фациальных типа с разным вещественным составом пород и меняющимися комплексами фауны (рис. 2): доломитовый, известняково-сланцевый и известняковый.

Д о л о м и т о в ы й т и п (I) занимает небольшую территорию и выделен на востоке и юго-востоке Башкирского свода по разрезам скважин Нуримановской, Куш-Кульской, Красноключевской площадей и обнажению верхнего течения р. Миньяр — Вершины Миньяра.

Для этого типа характерны светлые (серые) перекристаллизованные битуминозные доломиты с редким детритом, сульфатами, пиритом, с включениями жидкой нефти и светлые пелитоморфные (водорослевые) перекристаллизованные доломитизированные известняки с единичными обломками остракод, водорослей, иглокожих, редких конинок и гониатитов. В породах наблюдаются зерна кварца. Прослеживаются прослои черных, бурых битуминозных глин, аргиллитов и черных кремней. Мощности отложений небольшие и сокращаются в юго-восточном направлении от 13—26 м в Куш-Куле и 7—10 м в Красном Ключе до 4—5 м в обнажении Вершины Миньяра.

И з в е с т н я к о в о - с л а н ц е в ы й т и п (II) развит ограниченно. Он выделен на юго-востоке Бирской седловины по разрезам скважин Тавтимановской площади и скв. 57 и 66 Сергеевской, а также по обнажениям Точильный, Ивановка, Атя-Покосный и Ташкыскан.

В разрезах этого типа в отличие от доломитового преобладает комплекс пород, характерный для доманикового горизонта западных районов Башкирии (Туймазы, Копей-Кубово, Ардатовка) и юго-восточной Татарии (Середа, 1967). Преобладают темно-серые, черные, глинистые, в разной степени окремненные, сильнобитуминозные, перекристаллизованные известняки с послойно расположенными обильными кониноксами, остракодами, обрывками растительной ткани.

---

во-сланцевый тип (II — известняки черные, глинистые, битуминозные, окремненные, сланцы известковистые, углито-битуминозные, горючие, прослои черного кремня), 3 — известняковый тип (III — известняки кремнистые битуминозные, сланцы известковистые кремнистые глинистые, мергели, глины, кремни). Прочие обозначения: 4 — известняки сергеевской свиты, 5 — границы литолого-фациальных типов осадков; 6 — область отсутствия отложений доманикового горизонта; 7 — карбонатные комплексы пород "недоманикового" типа; 8 — смешанные глинисто-карбонатные и карбонатные комплексы пород "доманикового" и "недоманикового" типов; объем незакрашенной части означает, что тот или иной интервал разреза доманикового горизонта замещен породами не доманикового типа; 9 — глинисто-карбонатные комплексы пород "доманикового" типа; 10 — местоположение скважин; 11 — обнажения.

Арабские цифры обозначают мощность отложений доманикового горизонта (м), римские цифры соответствуют порядковому номеру литолого-фациального типа

Кроме известняков, в разрезах и обнажениях наблюдается переслаивание известковистых, глинистых, углисто-битуминозных сланцев, черных известняков, мергелей и линзовидных прослоев черного кремня. Доломитизация нетипична, выражена слабо и видна лишь в отдельных участках шлифов.

Хорошо изучены разрезы скважин Тавтимановской площади. В скв. 12 отложения на глубинах 2296,9–2300,8 и 2300,8–2306,7 м представлены сильно перекристаллизованным кониконхиевым известняком с фигурами сферолитового разрастания и реликтами битуминозного известняка, участками сильноокремненного. Аналогичная порода встречается и в скв. 5 (Тавтиманово). В средней части отложений на глубине 2296,9–2300,8 м залегают битуминозные глинисто-известняковые сланцы с послойно распределенным детритом кониконх, остракод, с мелкими выделениями пелитоморфного кальцита и редким пиритом. По М.А. Кирсановой, это битуминозная (телефицированная) слоистая, глинисто-карбонатная, неокремненная порода. На некоторых участках (глубины 2290,9–2300,8 м) глинистый битуминозный известняк содержит послойно расположенный детрит кониконх и его отдельные пятна. Иногда кониконхи составляют до 70–75% площади шлифа и выделяются светлой окраской на коричневом битуминозном глинисто-карбонатном фоне. Окремнение слабое, захватывает 3–5% раковин кониконх. Н.М. Страхов (1939) дает подробную характеристику горючих сланцев рек Лемезы, Ташкыскана, Куш-Ели, Аши, Сим и др. Он отмечает колебания в составе минеральной части породы, приводит данные о характере органической массы сланцев, показывает распределение различных типов горючих сланцев внутри доманикового горизонта и критически разбирает причины изменчивости органической массы горючих сланцев.

Мощности отложений доманикового горизонта меняются от 19 до 48 м на Тавтимановской площади и в обнажениях составляют от 11 до 26 м (Точильный, Ташкыскан).

Известняковый тип (III) развит широко. Зона распространения отложений этого типа протягивается в Башкирии с северо-востока на юго-запад и восток, располагаясь в пределах северной части западного борта Юрюзано-Сылвенской депрессии, северо-запада Башкирского свода, северной части восточного и южного склонов последнего, южных районов Бирской седловины и поверхностных выходов. Изучен он по разрезам скважин Кызылбаевской, Усть-Айской, Каировской, Апреловской, Благовещенской, Рождественской, Черкасской, Гуровской, Сергеевской, Алкинской, Янышевской площадей и по обнажениям Ямашта, Габдюково, Баса, Лемезинский поселок, Аханай, Аскын.

Из пород преобладают известняки, встречаются мергели, глины, кремни и редкие прослои черных известковистых, битуминозных и кремнисто-глинистых сланцев. По сравнению с предыдущим, вторым типом отложения характеризуются неравномерным, но повсеместным окремнением, пиритизацией, значительной битуминозностью, наличием нефтепроявлений и притоками жидкой нефти. В комплексе фауны встречаются кониконхи и многочисленные брахиоподы (лиоринхусы), пеле-



циподы (бухиолы), остракоды, гониятиты, бактриды, радиолярии и другие группы фауны, характерные для доманиковых отложений.

Доманиковый горизонт по названным выше скважинам сложен светло- и темно-серыми, коричневыми, реже черными известняками, большей частью шламово-детритусовыми, неравномерно, иногда сильно перекристаллизованными до тонкозернистых. Органогенный детрит — остракоды, стилиолиты — сильно перекристаллизован. Породы в различной степени битуминозные. Имеются суцелы, заполненные бурым битумом. Иногда битум находится в виде пленок или заполняет поры основной породы, в отдельных шлифах на 80%.

Окремнением часто охвачена вся порода. Наблюдается некоторая рассланцованность и слабая доломитизация. Характерны частые стяжения пирита. В обнажениях Ямашта, Габдюково, Баса, Лемезинский поселок, Аханай, Аскын литологические особенности заключаются также в преобладании известковых пород. Доманиковый горизонт сложен темно-серыми, черными тонкозернистыми, битуминозными, окремненными, нередко глинистыми известняками с прослоями черных твердых, известковистых, битуминозных, кремнистых глинистых сланцев; кремнистых или рыхлых черных мергелей и глин. Мощности отложений в пределах зоны равны: 15–22 м на северо-востоке (Каирово, Кызылбаево), 25–30 м на юго-западе (Янышево, Алкино) и 21–35 м на востоке, в обнажениях.

Выделенные нами типы отложений доманикового горизонта, как отмечалось и прежде (Серета, 1960, 1967), представлены карбонатными и глинисто-карбонатными битуминозными комплексами пород "недоманикового" и "доманикового" типов со специфической фауной.

Доманиковый горизонт как стратиграфическая единица по литологическим особенностям и органическим остаткам является классическим представителем доманиковых фаций.

Анализируя материалы по литологии, фауне и мощностям, следует отметить, что среднефранская трансгрессия на востоке Русской платформы и в Предуральском краевом прогибе сопровождалась активными тектоническими движениями, которые способствовали созданию сложной фациальной обстановки в бассейне осадконакопления.

Морские воды, наступавшие с юго-востока, затопили всю территорию Башкирии, кроме некоторых западных участков последней и значительной части Юрюзано-Сылвенской депрессии, представлявшей собой крупный участок суши, где полностью отсутствовали осадки среднего девона, ниже- и среднефранского подъярусов. Обширный континент, Каратауский полуостров, система отмелей и островов к югу от него, возникшие в результате колебательных движений земной коры, обусловили резкую неоднородность морского бассейна почти в течение всего среднефранского времени.

Мелководный, частично изолированный морской водоем (или обособленный участок шельфа) располагался на востоке и юго-востоке

Башкирского свода и севере Каратау, омывая с запада и юга область суши. В нем отлагались доломитовые и известняковые осадки с сульфатами (доломитовый тип) и фациальные аналоги доманикового горизонта — светлые известняки серпеевской свиты, практически лишенные фауны. В них встречаются зерна кварца. Помимо редких, единичных кониконх, гониатитов и остракод имеются водоросли и иглокожие, типичные для мелководья.

К северо-западу, западу и в южных районах доманиковый бассейн был открытым, относительно глубоководным морем с нормальной соленостью и нормальным газовым режимом, где формировались преимущественно глинисто-известняковые осадки III типа с обильной донной и планктонной фауной, характерной для доманикового времени. Судя по мощностям, область накопления глинисто-известняковых осадков была более опущенной по сравнению с участком развития мелководных образований. Породы III типа представляют собой тонко- и микрослоистые битуминозные кремнистые известняки, известняковые битуминозные сланцы либо переслаивание известняков, кремнистых сланцев, мергелей, реже глин и аргиллитов, содержащих значительное количество органического вещества и многочисленную фауну: брахиопод (лиоринхусов), пелеципод (бухиол), остракод, гониатитов, бактригов, радиолярий и кониконх. Отдельные участки морского дна опускались медленнее, и там продолжали откладываться мелководные известняково-доломитовые породы с водорослями, а также иглокожими (Черкасы-2). Обогащение осадков глинистым материалом происходило благодаря существованию отдельных подводных поднятий, интенсивно размываемых водами среднефранской трансгрессии (Балтаево и др.).

Наиболее погруженные изолированные зоны доманикового моря с замедленным водообменом были чрезвычайно благоприятными для накопления иловых пород с большим количеством органического вещества, что способствовало созданию восстановительных условий.

В таких зонах отлагались битуминозные горючие сланцы известняково-сланцевого типа. Для наиболее глубоких частей доманикового моря характерен кониконхиево-пелециподовый и гониатитовый состав фауны.

Мнения исследователей о фациальных условиях накопления специфических доманиковых пород расходятся (Страхов, 1939; Наливкин, 1956). Изучение нами условий образования доманиковых отложений как стратиграфической единицы свидетельствует о различии фаций начала среднефранского времени (Середа, 1960, 1967).

Породы доманикового горизонта формировались в мелководных (в известной мере, возможно, лагунных) условиях, в открытом и относительно глубоком море, а также в наиболее погруженных, сильно изолированных впадинах морского дна. Одновременность формирования отложений доказывается литологическими и фаунистическими особенностями, увязанными со структурой рассмотренного региона.

## ЛИТЕРАТУРА

- Домрачев С.М. Девон хребта Кара-Тау и прилегающих районов Южного Урала. — В сб. "Девон западного Приуралья". М., Гостоптехиздат, 1952 (Труды ВНИГРИ, новая серия, вып. 61).
- Ляшенко Г.П. Новый класс ископаемых моллюсков *Coniconhia*. — Докл. АН СССР, 1957, т. 117, № 6.
- Ляшенко А.И. Атлас брахиопод и стратиграфия девона Русской платформы. М., Гостоптехиздат, 1959.
- Ляшенко А.И. Новые виды девонских брахиопод Русской платформы и Западного склона Урала. М., "Недра", 1964 (Труды ВНИГРИ, вып. 43).
- Микрюков М.Ф. Стратиграфия девонских отложений Западной Башкирии. М., Изд-во АН СССР, 1961.
- Наливкин Д.В. Учение о фациях. Том I и II. М., Изд-во АН СССР, 1956.
- Решения Всесоюзного совещания по выработке общей унифицированной схемы по стратиграфии девонских и додевонских отложений Русской платформы и западного склона Урала, состоявшегося во ВНИГРИ 26 февраля — 3 марта 1951 г. М., ВНИГРИ, 1951.
- Решения Совещания по уточнению унифицированных стратиграфических схем верхнего протерозоя и палеозоя Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, состоявшегося в Москве во ВНИГРИ с 12 по 20 февраля 1960 г. М., Гостоптехиздат, 1962.
- Середа Т.Т. Литологические типы осадков и фауна франского яруса Волго-Уральской области. — Труды ИГиРГИ, 1960, т. 1.
- Середа Т.Т. Доманиковые фации девона Волго-Уральской области. Автореф. канд. дисс. М., 1967.
- Страхов Н.М. Доманиковая фация Южного Урала. — Труды ИГН АН СССР, 1939, вып. 16, серия геол., № 6.
- Теодорович Г.И. К литологии девонских отложений Западного склона Южного Урала. — Записки Всеросс. мин. об-ва, 1935, серия II, вып. 2.

## О РАСТВОРЕНИИ КАЛЬЦИТА В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ СРЕДНЕКАМЕННУГОЛЬНОГО ВОЗРАСТА ПЕРМСКОЙ ОБЛАСТИ

Процессы растворения широко развиты в карбонатных породах. Они приводят к увеличению объема порового пространства благодаря расширению существовавших пустот и появлению новых. В связи с этим при изучении условий формирования карбонатных коллекторов большой интерес представляет знание того, с какими этапами постседиментационного развития осадка и породы связаны процессы выпалачивания карбонатов.

Процессы растворения в карбонатных коллекторах прослежены на примере известняков московского и башкирского ярусов каменноугольной системы Пермской области, являющихся вмещающим значительных скоплений нефти и газа на ряде площадей. Среди изученных известняков по схеме классификации карбонатных пород И.В. Хворовой (1958) выделены обломочные, органогенные и хемогенные типы, между которыми существуют постепенные переходы. В известняках обнаружен следующий комплекс аутигенных минералов: седиментогенный микро- и тонкозернистый кальцит; диагенетические — гидроокислы железа, фосфаты кальция, анатаз, глауконит I генерации, пирит I генерации, кальцит I генерации, доломит I генерации; катагенетические — полевые шпаты, каолинит, халцедон и кварц I генерации, пирит II генерации, марказит, сфалерит, гидроокислы железа II генерации, кальцит и доломит II генерации, гидрослюда, глауконит II генерации, магnezиальные силикаты, флюорит, барит, ангидрит, кварц и халцедон II генерации, гипс. Минеральные новообразования перечислены в порядке их выделения. Основными критериями в установлении последовательности образования аутигенных минералов служили их морфологические взаимоотношения. Учитывались также физико-химические условия возникновения и существования некоторых минералов (Чепиков и др., 1972).

Установленная последовательность образования аутигенных минералов отражает смену геохимических обстановок в осадке, а затем и в породе. Карбонатные и сульфатные минералы сравнительно легко растворимы. Они довольно чутко реагируют на изменение pH и других физико-химических характеристик водного раствора. Следы коррозии на биогенном и хемогенном кальците (остатки организмов и оолиты), а также на аутигенных карбонатных и сульфатных минералах позволяют связать процессы растворения с определенными стадиями существования осадка и породы.

В изученных известняках прослежено по меньшей мере три регионально развитых этапа растворения: 1) до образования кальцита I генерации, 2) до выделения кальцита II генерации и 3) после образования всех аутигенных минералов, но до заполнения коллектора нефтью.

Растворение на первом этапе происходило в стадию диагенеза. О том, что этот процесс действительно протекал, свидетельствует корродированный облик скоплений микрозернистого седиментогенного кальцита, органогенных остатков и оолитов, фиксируемый последующими наростами щеток кристаллов кальцита I генерации. Основной причиной растворения карбонатного материала на первом этапе было, по-видимому, понижение pH иловых вод за счет уголекислоты, выделившейся в результате жизнедеятельности микроорганизмов. Как известно, с количеством уголекислоты неразрывно связано содержание в растворе бикарбонатов и карбонатов кальция. С возрастанием парциального давления  $\text{CO}_2$  растут массы  $\text{H}_2\text{CO}_3$ , которая реагирует с твердой фазой карбонатов, и в растворе увеличивается содержание бикарбонатов. Падение парциального давления  $\text{CO}_2$  приводит к уменьшению содержания  $\text{H}_2\text{CO}_3$  и растворенных бикарбонатов, и часть карбонатного материала выпадает в осадок. Растворение карбонатов протекает в начале диагенетических преобразований, когда в результате активной жизнедеятельности микроорганизмов в осадке появляется довольно много  $\text{CO}_2$ . Выпадение  $\text{CaCO}_3$  из раствора происходит при некотором погружении осадка, когда падает парциальное давление  $\text{CO}_2$  и начинается разрушение бикарбонатов. В этом случае возникает кальцит I генерации в виде щеток мелких, правильно ограненных кристаллов вокруг органогенных остатков, оолитов и обломков карбонатных пород, регенерационных оболочек вокруг остатков иглокожих, пятен и прожилок перекристаллизации.

Образование щеток кристаллов кальцита I генерации происходило в обводненном, еще нелитифицированном осадке. В пользу этого говорит обрастание всего органогенного обломка или оолита кристаллами кальцита без видимых следов их деформации. Так как диагенетическому выделению кальцита I генерации предшествовало выщелачивание карбонатного материала, то это, помимо других соображений, возмозжает отнести первый этап растворения к более ранним диагенетическим преобразованиям известкового ила.

Возможно, процессы растворения кальцита и его кристаллизации не очень быстро сменяли друг друга во времени. Величина этого разрыва зависела в основном от количества органического вещества, с разложением которого связано образование уголекислоты, и от скорости его преобразования, а также от неоднородности структуры осадка. Вероятно, растворение и осаждение кальцита в разнородных осадках происходят почти одновременно, так как раствор, будучи несколько недосыщенным по отношению к более мелким компонентам, является пересыщенным по отношению к более крупным кристаллам.

Об интенсивности растворения на первом этапе можно судить по степени корродированности скелетных остатков и оолитов и по количеству сохранившегося седиментогенного кальцита. Однако колебание в содержании первичного кальцитового цемента может быть и значительным. Интенсивность постседиментационного растворения связана

с первичной структурой осадка. Более энергично процесс выщелачивания протекал в органогенных и оолитовых илах с небольшим содержанием седиментогенного кальцитового цемента, т.е. в первично-пористых и проницаемых осадках.

Растворение на втором этапе происходило в катагенетическую стадию. Оно затронуло органогенный, седиментогенный калыцит и калыцит I генерации. Следы выщелачивания четко видны на участках известняка с выделениями калыцита I и II генерации. Выщелачивание карбонатного материала происходило после выделения калыцита I генерации, о чем свидетельствует частичное, иногда почти полное растворение кристаллов калыцита, слагающего щетки. Оно предшествовало образованию калыцита II генерации, доказательством чего служит заполнение пор, ограниченных корродированными кристаллами калыцита I генерации, монокристаллическим калыцитом II генерации.

Растворение на втором этапе связано также с подкислением пластовых вод. Обогащение вод углекислотой и кислородом происходило, по-видимому, при выведении пластов на поверхность или в приповерхностную зону. Помимо углекислоты, поверхностные воды содержат слабые органические кислоты, что усиливает их растворяющее воздействие на карбонатные породы.

О том, что породы действительно находились в хорошо аэрируемых условиях, свидетельствует окисление пирита в башкирских и верейских известняках. Катагенетические гидроокислы железа (гидроокислы железа II генерации) развиваются по пириту II генерации. При этом отмечается зональность в их расположении. Прилегающие к пустоте участки окрашены в желто-бурый цвет и не содержат реликтов пирита. Следующая зона имеет красно-бурую окраску. В ней наблюдаются мелкие зерна неокисленного пирита. Выделившийся затем крупнокристаллический, обычно в виде монокристаллов калыцит II генерации запечатал пору, изолировав и предохранив находящиеся в ней гидроокислы железа от дальнейших внешних воздействий.

На основании геологических данных установлено, что в среднекаменноугольную эпоху на территории Пермской области имели место периодические обмеления морского бассейна. Отмечены перерывы в осадконакоплении между нижне- и верхнебашкирским подъярусами и между башкирским и московским ярусами (Абрикосов, 1963).

Интенсивность процесса растворения на втором этапе оценить труднее, чем на первом, так как помимо калыцита I генерации выщелачивался органогенный и седиментогенный калыцит. Можно лишь сказать, что более значительным растворение было в органогенных, обломочных и оолитовых известняках, неплотно сцементированных седиментогенным калыцитом и калыцитом I генерации — породах в то время пористых и проницаемых.

Растворение на третьем этапе произошло после образования всех аутигенных минералов. Оно проявилось в следах выщелачивания калыцита II генерации, ангидрита и гипса. Растворялся также органогенный и седиментогенный калыцит. Обнаружение следов раство-

рения гипса — минерала, занимающего последнее место в последовательном ряду выделения аутигенных минералов, — позволяет считать третий этап выщелачивания наиболее поздним катагенетическим процессом преобразования известняков.

Растворение карбонатного и сульфатного материала на третьем этапе происходило до заполнения коллектора нефтью. Об этом говорит тот факт, что нефть находится в порах такой же конфигурации, которая характерна и для нефтеносных пористых пород.

Растворение на третьем этапе обусловлено, по-видимому, также изменением рН пластовых вод. Одно из вероятных объяснений этого явления — изменение состава пластовых вод в связи с воздыманием складчатого Урала. Возможно, сказалось влияние углеводородов, содержащихся в водах до формирования скоплений нефти и газа в этом регионе. Замечено, что в нефтеносных известняках кристаллы кальцита II генерации корродированы сильнее, чем в известняках без каких-либо нефтепроявлений. Возможная роль углеводородов в растворении карбонатного материала сводится к тому, что в результате сложных процессов их окисления наряду с другими продуктами образуется углекислота. Ее присутствие значительно увеличивает способность пластовых вод выщелачивать карбонаты.

Не исключена также связь процессов растворения кальцита с термобарическими условиями его нахождения (Минский, Калинин, 1967; Минский, 1974), хотя этой гипотезой нередко трудно объяснить наличие или отсутствие так называемых зон развития оптимальных свойств коллекторов.

Интенсивность растворения на третьем этапе трудно поддается оценке, так как в первую очередь выщелачиванию подвергались органогенные и тонкозернистые карбонатные компоненты породы. Кальцит II генерации и сульфаты кальция, по которым можно было бы определить интенсивность проявления этого процесса, растворялись гораздо слабее. Отмечено лишь, что более энергичным выщелачивание было в органогенных и оолитовых известняках с небольшим содержанием различного по происхождению кальцитового и другого минерального цемента, т.е. в более пористых и проницаемых породах.

Процессы растворения кальцита в карбонатных коллекторах на всех этапах способствовали увеличению объема пустот. Однако роль их неодинакова. Так, выщелачивание кальцита на первом этапе — в раннем диагенезе — хотя и сопровождалось появлением пор, но не могло оказать значительного влияния на коллекторские свойства породы, так как последующее уплотнение осадка и выделение аутигенных минералов привели к сокращению объема пор.

Растворение на втором этапе, связанное с процессами регрессивного катагенеза и гипергенеза, привело к образованию многочисленных пустот, особенно в тех разностях пород, которые благодаря своей высокой пористости и проницаемости были способны фильтровать флюиды.

Многие исследователи придают большое значение палеокарстовым процессам в формировании емкости карбонатных коллекторов. Материал, которым располагает автор, не позволяет считать эти процессы

основными, определяющими коллекторские свойства пород, хотя роль их, безусловно, значительна.

Растворение калыцита, связанное с палеокарстовыми явлениями, не было последним постседиментационным процессом в изученных коллекторах. Вслед за растворением имело место отложение калыцита. Образование калыцита II генерации происходило в пустотах, что приводило к сокращению их объема, а в некоторых случаях и к уничтожению пор. Выделение других последующих аутигенных минералов также способствовало уменьшению порового пространства, в том числе и той дополнительной нористости, которая возникла на втором этапе растворения калыцита.

Наилучшими коллекторскими свойствами характеризуются органогенные (в основном биоморфно-детритусовые), обломочные и оолитовые известняки, в которых на протяжении всей их постседиментационной истории растворение преобладало над отложением карбонатного и другого материала.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Абрикосов И.Х. Нефтегазоносность Пермской области. М., Гостоптехиздат, 1963.  
Минский Н.А., Калинин М.К. Коллекторские свойства пород в связи с границей устойчивости калыцита. — Докл. АН СССР, 1967, т. 173, № 5.  
Минский Н.А. Роль калыцита и монтмориллонита при изменении порового давления в области оптимальных свойств коллекторов. — Докл. АН СССР, 1974, т. 218, № 5.  
Хворова И.В. Атлас карбонатных пород среднего и верхнего карбона Русской платформы. М., Изд-во АН СССР, 1958.  
Чепиков К.Р., Ермолова Е.П., Суркова Г.И. Постседиментационные преобразования пород-коллекторов. М., "Наука", 1972.



## ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И СТРУКТУРА ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА АЛЕВРОЛИТО-ПЕСЧАНИКОВ ТЕРРИГЕННОЙ ТОЛЩИ ДЕВОНА БАШКИРИИ

Минералого-петрографическое изучение песчаных и алевритовых пород терригенной толщи девона Туймазинского и других районов Башкирии позволило выяснить влияние их гранулометрического состава на катагенетическую цементацию, порометрическую характеристику, проницаемость и эффективную пористость.

Песчаные породы продуктивных горизонтов  $D_I$  и  $D_{II}$  при сравнительно однородном гранулометрическом составе и незначительной седименто-диагенетической цементации отличаются изменчивостью коллекторских показателей. Максимальные значения их проницаемости составляют 1200–1000 мД, наиболее распространенные показатели проницаемости равны 600–300 мД, а минимальные снижаются до 10–1 мД.

Выполненное исследование показало, что изменения эффективной пористости и проницаемости в слабоглинистых песчаниках и алевролитах определяются степенью катагенетической цементации посредством срастания зерен, которая связана с вариациями гранулометрического состава, включая самые незначительные изменения последнего.

### ОБЛОМОЧНЫЙ МАТЕРИАЛ АЛЕВРОЛИТО-ПЕСЧАНЫХ ПОРОД

Минералогический состав обломочных зерен почти исключительно кварцевый (96–99%), а гранулометрический отличается изменчивостью размеров в пределах алевритовой и мелкопесчаной фракций (0,32–0,01 мм). В одних образцах песчаников преобладает фракция размером 0,25–0,1 или 0,22–0,1 мм, в других – 0,2–0,1 или 0,18–0,08 мм. В песчаных алевролитах размеры зерен колеблются от 0,15 до 0,01 мм, а размеры преобладающих фракций составляют 0,14–0,07, 0,12–0,06, 0,10–0,05 и 0,08–0,04 мм.

Вторичные изменения первоначальной формы зерен вызваны процессами растворения и регенерации, происходившими в стадии катагенеза. Различаются контактное растворение и коррозия.

Контактное растворение приурочено к соприкосновениям зерен и наблюдается при достаточном увеличении микроскопа (более 200) по следующим признакам: удлинённости контактов, взаимодействию (взаимному проникновению, срастанию) смежных зерен по удлинённым контактам, наличию тонких (до 0,05 мм) кайм "растворения", представляющих собой нечеткие измененные (мутные с микротрещинками) полоски. Контактное растворение несколько изменило первоначальную форму зерен, обусловив их неправильность

и превратив их в обломочно-растворенные; оно приняло участие в удлинении контактов соприкосновения, в срастании зерен и в сокращении межзерновых пор.

Регенерация зерен в девонских песчаниках наблюдается в виде мельчайших (менее 0,01 мм) пирамидальных и друзовидных наростов, реже каемок аутигенного кварца, одинаково оптически ориентированного с зернами, на которых он выделяется. Микронаросты регенерационного кварца наблюдаются в поровых промежутках и реже встречаются в контактах обломочных и обломочно-растворенных зерен. Количество регенерационного кварца не превышает 1–2%, что связано с минимальными размерами микронаростов. Микронаросты аутигенного регенерационного кварца изменили форму зерен, сделав их несколько разросшимися (обломочно-регенерационными). Наросты аутигенного кварца, по-видимому, образовались одновременно с контактным зерновым растворением или вслед за ним, на что указывает совместное их развитие и взаимосвязь. В шлифах отчетливо наблюдается, что изменение формы зерен контактным растворением и регенерацией выражено тем сильнее, чем мелкозернистее структуры породы. В алевролитах преобладают отчетливо измененные зерна: обломочно-растворенные, обломочно-растворенно-регенерационные, обломочно-регенерационные. В мелкозернистых песчаниках отмечается преобладание слабо измененных растворенно-полуокатанных, растворенно-регенерационно-полуокатанных зерен.

Коррозия зерен приурочена к участкам (пятнам) выделения катагенетических цементирующих минералов: кальцита, сидерита, пирита. В этих участках наблюдается замещение корродированной части зерен катагенетическими цементирующими минералами, которые внедряются в обломочные зерна то в поровых промежутках, то по контактам их соприкосновения и срастания. Иногда растворенная часть зерен не замещена катагенетическими минералами и наблюдается в виде пустых углублений.

## ЦЕМЕНТАЦИЯ В АЛЕВРОЛИТАХ И ПЕСЧАНИКАХ

При изучении цементов определялась степень цементации минералами и срастанием зерен, а также последовательность цементации (Смирнова, 1954, 1969; Смирнова, Якушев, 1972).

Первичная цементация в алевролитах-песчаниках пластов Д<sub>I</sub> и Д<sub>II</sub> незначительна.

Углистые минералы (0–3%) наблюдаются в виде примеси в глинистом цементе или образуют неравномерно-поровый и неравномерно-базальный цемент, который при указанном незначительном количестве не имеет существенного значения.

Глинистые минералы (менее 1–15%) образуют неравномерные типы цемента: неравномерно-поровый, неравномерно-порово-плотный, неравномерно-сгустковый, сгустковый, обусловившие незначительную степень цементации не только при минимальных количествах, но и при значительном содержании (Смирнова, 1954; Смирнова,

Якушев, 1969). В песчаных пластах Д<sub>I</sub> и Д<sub>II</sub> преобладают образцы с минимальным содержанием глинистого цемента ( $< 1-3\%$ ).

**С и д е р и т** (0–5%) образует разобщенные конкрециевидные стяжения размером от долей миллиметра до 2–3 мм, которые выполняют роль неравномерно-базального цемента, или мелкие (до 0,08 мм) округлые зернышки, скопления которых образуют неравномерно-неполно-поровый и неравномерно-поровый цемент.

**П и р и т** (0–1%) – это выделения в отдельных порах, образующие неравномерно-поровый цемент, или стяжения размером до 1–2 мм, с "плавающими" обломочными зернами, являющиеся неравномерно-базальным цементом.

Таким образом, степень первичной (седименто-диагенетической) цементации очень слабая и слабая, и только в некоторых глинистых разностях (10–15%, сгустковый тип) алевролитов и песчаников – средняя.

**Вторичная цементация** образовалась в стадии катагенеза. Главное значение имеет катагенетическая цементация посредством срастания зерен.

**А н а т а з и л е й к о к с е н** (менее 1–2%) приурочены к разобщенным порам и являются неравномерно-поровым и неравномерно-неполно-поровым цементом, который условно отнесен к стадии раннего катагенеза.

**Цементация посредством срастания зерен (уплотнение)** наблюдается во всех образцах; степень ее изменяется от очень слабой до сильной, в зависимости от гранулометрического состава обломочного материала.

Срастание зерен в девонских песчаниках устанавливается по следующим взаимообусловленным признакам: 1) по изменению первоначальной формы всех или некоторых обломочных зерен под воздействием контактного зернового растворения и регенерации, 2) по регенерационному аутигенному кварцу ( $< 1-3\%$ ), образующему друзовидно-ступенчатые пирамидальные и каймообразные наросты преимущественно в поровых промежутках обломочно-регенерационно-растворенных и обломочных зерен, 3) по удлинненным и длинным контактам срастания (взаимодействия) обломочно-измененных зерен, 4) по сокращению межзерновых пор и их некоторой изолированности, обусловленными удлинненно-длинными контактами срастания зерен, 5) по разобщенным группам (микропятнам) интенсивного срастания зерен, в которых межзерновые поры имеют минимальные размеры или полностью уничтожены (кварцитовидные микропятна или центры интенсивного срастания зерен). Удлинненно-длинные контакты срастания зерен имеют различную форму, свидетельствующую об их генезисе. Выпукло-вогнутые и извилистые контакты обусловлены контактным растворением в условиях геостатического сжатия. Ломаные и прямолинейные контакты сформированы регенерацией зерен. Ломано-микроизвилистые и линейно-извилистые контакты возникали при воздействии контактного растворения и регенерации.

Цементация посредством срастания зерен развита во всех образцах. В значительно глинистых алевроито-песчаниках срастание зерен наблюдается в первично-пористых микроучастках с минимальным со-

держанием глинистого цемента (или без него) и отсутствует в сильно-глинистых первично-непористых микроучастках. Степень цементации срастанием зерен можно определять по количеству удлинено-длинных контактов взаимодействия зерен.

Степень срастания зерен зависит от гранулометрического состава обломочного материала (рисунок). В мелкозернистых песчаниках, почти не содержащих алевритовой примеси, степень срастания зерен слабая; количество удлинено-длинных контактов срастания не превышает 20–30%. В алевролитах цементация срастанием зерен достигает сильной степени (80–90, до 100% длинных контактов срастания). В мелкозернистых алевритистых и алевритовых песчаниках наблюдается слабо-средняя и средняя степень срастания зерен; количество удлинено-длинных контактов срастания колеблется от 30 до 75%.

Наблюдается неравномерность срастания зерен, которая выражается в образовании разобренных групп сильно сросшихся зерен (от 3–5 и более); в последних межзерновые поры минимальны или полностью уничтожены. При слабой цементации такие центры интенсивного срастания состоят из минимального количества зерен (3–4 зерна) и составляют незначительный процент по отношению к площади шлифа. С увеличением степени цементации в центрах интенсивного срастания увеличивается количество зерен.

Карбонатные минералы (0–5%) в одних образцах представлены кальцитом, в других — сидеритом, имеют мелко-среднезернистую структуру. Они приурочены к отдельным пятнам диаметром 1–3 мм, в которых замещают структуру сросшихся зерен, являясь по отношению к ней более поздними образованиями. Пятнистое распределение карбонатных минералов создает неравномерно-поровый и неравномерно-базальный типы цемента, обуславливающие несущественную дополнительную катагенетическую цементацию, почти не снижая фильтрацию, которая может происходить, "обтекая" пятна карбонатного цемента (Смирнова, 1954).

Пирит (0–1%) корродирует сросшиеся зерна и образует неравномерно-базальный цемент.

Нефть заполняет свободные межзерновые поры.

Приведенная характеристика показывает, что в девонских песчаниках главное цементирующее значение имеет срастание зерен. Оно сформировало современный облик плотных девонских песчаников и алевролитов, которые первоначально были песками и алевритами.

## РАСЦЕМЕНТИРОВАНИЕ

В шлифах наблюдалась одна из разновидностей расцементирования, представленная коррозией обломочных и измененно-обломочных зерен без замещения корродированной их части аутигенными цементирующими минералами, возможно, являющаяся следствием выщелачивания катагенетических аутигенных минералов. В изученных песчаниках расцементирование развито слабо.

До стадии катагенеза размеры пор определялись гранулометрией, окатанностью, упаковкой и другими исходными характеристиками обломочного материала, а также первичной цементацией. В первично слабо сцементированных песчаниках, преобладающих в песчаных пластах, структура порового пространства была сравнительно однородной. Однако первоначальная структура порового пространства испытала большее или меньшее изменение под влиянием региональной катагенетической цементации посредством срастания зерен. Эта цементация формировалась одновременно с изменением первоначальных форм зерен, с одной стороны, под влиянием контактного зернового растворения в условиях геостатического сжатия, а с другой — регенерации зерен. Она сократила размеры межзерновых пор, обусловила некоторую изолированность смежных пор (длинными контактами срастания), создала микронеоднородность порового пространства, связанную с возникновением микроучастков интенсивного срастания, вызвав тем самым снижение емкости и проницаемости соответственно степени своего развития. Степень цементации срастанием зерен изменяется от слабой (до 20% удлиненно-длинных контактов срастания) до сильной (80—100% удлиненно-длинных контактов) в зависимости от гранулометрического состава обломочных зерен.

Детальное изучение петрографии и коллекторских свойств позволило установить зависимость между гранулометрическим составом и степенью цементации срастанием зерен, между последними и порометрической характеристикой, эффективной пористостью и проницаемостью пород (см. рисунок).

Мелкозернистые песчаники с размером преобладающей фракции 0,25—0,1 мм, в которых присутствует более крупная фракция — 0,25—0,32 мм ( $< 10\%$ ), а алевритовая примесь составляет менее 10% и почти отсутствует глинистая примесь ( $< 1\%$ ), характеризуются слабой и слабо-средней цементацией срастанием зерен, при которой удлиненно-длинные контакты взаимодействия зерен составляют 20—30%. Неравномерность срастания зерен выражена неотчетливо. В микроучастках со слабым срастанием зерен наблюдается сообщаемость пор, поэтому бакелит не только заполняет поры, но и образует пленки вокруг зерен.

В микроучастках со средним срастанием зерен межзерновые поры разобщены удлинёнными контактами, отчего пленки бакелита, соединяющие поры, отсутствуют. Порометрическая характеристика (см. рисунок, обр. 1, 2) таких песчаников отличается присутствием крупных пор с диаметром 180—150 мк (3%). Поры размером 150—100 мк составляют 6—18%. Преобладают поры величиной 100—200 мк (75—70%). Мелкие остаточные поры размером 20—4 мк составляют 8—10%. Поры менее 4 мк отсутствуют. Несмотря на небольшое содержание крупных пор и преобладание пор размером 100—200 мк, они обусловили значительные показатели абсолютной проницаемости (1092 и 982 мД). Пористость керосинонасыщения рассматриваемых песчаников — 22,8—24,21%, эффе-

тивная пористость — 12–13%, а с учетом поправки на уменьшение объема бакелита при его затвердевании — 16,2–17,5%<sup>1</sup>.

В мелкозернистом алевритовом, почти неглинистом песчанике (см. рисунок, обр. 3) в соответствии с сокращением размерности мелкопесчаной фракции до 0,20–0,10 мм и с увеличением содержания алевритовой фракции до 25% наблюдается средняя степень срастания зерен (количество удлинено-длинных контактов — 60%). В отдельных группах зерен пористость уничтожена, что создает более отчетливую неоднородность структуры, чем в предыдущих образцах. Остаточные мелкие поры размером 4–15 мк составляют не менее 18%. Отсутствуют поры крупнее 150 мк. Пores величиной 150–100 мк составляют 10%; преобладают поры диаметром 100–18 мк. Воздухопроницаемость (абсолютная), обусловленная порометрической характеристикой, составляет 516 мД, пористость керосинонасыщения — 21,8%, эффективная пористость — 8%, а с учетом поправки — 9,8%.

В мелкозернистом алевритовом, очень слабоглинистом песчанике с еще большим смещением фракционного состава в сторону алевритовой размерности отмечается средняя степень срастания зерен (удлинено-длинных контактов срастания — 75%) с отчетливой неравномерностью и с ясно выраженной разобщенностью пор контактами срастания. Размер максимальных пор, не превышающих 100 мк, составляет около 1%. Преобладают поры величиной 80–15 мк, составляющие 91%. Мельчайшие поры (4–1 мк) составляют 2%. Абсолютная воздухопроницаемость равна 374 мД. Пористость методом керосинонасыщения — 20,5%. Эффективная пористость по подсчету в шлифах — 7%, а с учетом поправки — 9,4% (см. рисунок, обр. 4).

В песчано-глинистом (8%) алевролите цементация срастанием зерен в неглинистых микроучастках достигает сильной степени (удлинено-длинных контактов — 85%, регенерационного кварца — 2%) и размеры пор не превышают 1–45 мк. Абсолютная воздухопроницаемость 144 мД, проницаемость керосинонасыщения 19,1%, эффективная пористость с учетом поправки на уменьшение объема бакелита — 4,1%, без поправки — 3% (см. рисунок, обр. 5).

Песчанистый слабоглинистый (3%) алевролит с пятнистым сидеритовым цементом (5%) характеризуется сильной цементацией срастанием зерен (длинные контакты — 95%, участками кварцитовидная структура без межзерновых пор). Сильное срастание зерен обусловило минимальные размеры пор и низкие коллекторские показатели; абсолютная проницаемость — 10 мД, пористость керосинонасыщения — 5,0%, эффективная пористость < 1%, остатки межзерновых пор размером 1–10 мк (см. рисунок, обр. 6).

Приведенные данные показывают, что особенности структуры порового пространства и коллекторские показатели песчаных пород девонского возраста определяются степенью цементации посредством срастания зерен, которая тесно связана с гранулометрическим составом зерен.

<sup>1</sup> Объем бакелита при затвердевании уменьшается на 30–35%.

Преобладание достаточных величин проницаемости (600–150 мД) в неглинистых песчаниках пластов Д<sub>I</sub> и Д<sub>II</sub> связано с мелкозернистым алевритовым гранулометрическим составом и средней степенью цементации срастанием зерен (см. рисунок, обр. 3–5).

Повышенные значения проницаемости (около 1000 мД) объясняются незначительной алевритовой примесью и смещением размерности в мелкопесчаной фракции в сторону максимальных значений, что определяет слабую цементацию срастанием зерен (см. рисунок, обр. 1, 2). Высокопроницаемые песчаники имеют подчиненное развитие.

Невысокая проницаемость (< 100 мД) свойственна песчаным алевролитам (см. рисунок, обр. 6).

Весьма низкая проницаемость (< 1 мД) характерна для неглинистых алевролитов, в которых размеры зерен не превышают 0,1 мм и срастание зерен достигает очень сильной степени. Линзы таких кварцитовидных алевролитов встречаются в песчаных пластах и распространены в горизонтах глинистых пород.

Влияние цементации на емкость и проницаемость можно использовать для прогнозирования коллекторских показателей песчаных пород (Смирнова, 1972).

#### ЛИТЕРАТУРА

- Логвиненко Н.В. Постдиагенетические изменения осадочных пород. М., "Наука", 1968.
- Смирнова Н.В. О типах цемента и влиянии цементации на коллекторские свойства песчаных пород. — Труды ВНИИНефть. М., 1954, вып. 4.
- Смирнова Н.В., Якушев В.П. Свойства коллекторов песчаного типа на больших глубинах. М., "Наука", 1969.
- Смирнова Н.В. Возможности использования цементации для оценки емкости и проницаемости коллекторов гранулярного типа. — В сб.: "Вопросы миграции нефти и формирования пород-коллекторов". М., изд. ИГиРГИ, 1972.

## К ОЦЕНКЕ ПОРОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В ТЕРРИГЕННЫХ ТОЛЩАХ ДООРОГЕННОГО КОМПЛЕКСА КРАЕВЫХ ПРОГИБОВ

Нефтегазоносные провинции краевых частей древних платформ включают сопредельные территории краевых прогибов и зоны передовых складок геосинклинальных областей. Главные перспективы нефтегазоносности краевых прогибов и передовых складок обычно связывают с отложениями доорогенного комплекса, которые по возрасту и в литофациальном соотношении близки к основным продуктивным горизонтам соседних платформенных районов. Однако условия постседиментационного формирования коллекторов в доорогенном комплексе отличаются рядом существенных особенностей, обусловленных спецификой геологического развития краевых прогибов. Как показало изучение пермских и нижнемезозойских отложений Предверхооянского краевого прогиба, девонских и нижнекаменноугольных отложений на севере Предуральяского краевого прогиба, эти особенности требуют несколько иного подхода к прогнозу поровых коллекторов в терригенных толщах по сравнению с методикой, применяемой в большинстве платформенных районов.

Краевые прогибы формируются на платформенном основании, а длительная история их развития тесно связана с событиями в смежной геосинклинали. Накопление осадков доорогенного комплекса определялось как общим погружением края платформы под влиянием нисходящих движений в геосинклинали, так и активным развитием структур окраинной зоны платформы. Обломочный материал поступал сюда с платформенных поднятий. В сторону геосинклинали в отложениях доорогенного комплекса постепенно увеличивается роль морских фаций, горизонты песчано-алевритовых пород замещаются глинистыми или карбонатными толщами. В Предуральском прогибе такие изменения нередко происходят на коротких расстояниях. Предверхооянскому прогибу, наоборот, свойственна слабая изменчивость толщ. Контуры зон литофациальных замещений обычно не согласуются с простиранием современных границ краевых прогибов.

Для краевых прогибов на доорогенном этапе характерны довольно значительные опускания, благодаря чему нижние горизонты доорогенного комплекса уже на этом этапе оказались погруженными на глубины до 3–4 км, испытали длительное воздействие высоких геостатических нагрузок и температур и подверглись существенному вторичному уплотнению<sup>1</sup>, ухудшившему их первичные коллекторские свойства. В север-

<sup>1</sup> Под вторичным уплотнением здесь и далее понимается результат всех постседиментационных процессов, сопровождающихся увеличением физической плотности пород и уменьшением их пористости.



ных районах Предуральяского краевого прогиба очень сильное уплотнение уже на доорогенном этапе испытали девонские породы, заполнявшие Печоро-Колвинский авлакоген.

Сложный характер геологического развития отдельных районов обусловил формирование (еще на доорогенном этапе) резких различий в степени вторичной уплотненности и коллекторских свойствах для терригенных толщ близкого первичного состава, но залегающих в разных структурных этажах доорогенного комплекса.

Орогенному этапу формирования краевых прогибов соответствуют инверсия, складчатость и горообразование в соседней геосинклинали. На это время приходился самый сильный разогрев недр складчатой геосинклинальной области, вызвавший повышение геотермических градиентов и в прилегающем краевом прогибе. Орогенные этапы в краевых прогибах характеризуются максимальными скоростями общих погружений, которые более четко обособляют прогиб от собственно платформенных районов и отчасти нивелируют резкость проявления продолжающих свое развитие структур доорогенного плана. Вместе с тем доорогенный (платформенный) структурный план в значительной мере определял поперечную тектоническую зональность краевых прогибов и на орогенном этапе. Разница погружений кровли доорогенного комплекса, устанавливаемая по изменениям конседиментационных мощностей молассовых толщ, на поперечных поднятиях и впадинах краевого прогиба иногда достигает тысяч метров. Именно на этом этапе были достигнуты максимальные глубины суммарных погружений доорогенного комплекса (4–10 км). Их величины в общем увеличивались от платформенной зоны к осевой части конседиментационного контура краевого прогиба. С доскладчатой стадией орогенного этапа связана главная фаза вторичного уплотнения отложений доорогенного комплекса.

В конце орогенного этапа в связи с инверсией рассматриваемых краевых прогибов выполняющие их осадочные комплексы испытали общее воздымание, подверглись складчатости и эрозии, особенно сильной в пригеосинклинальной зоне. Современная внутренняя (пригеосинклинальная) граница краевого прогиба является эрозионной, а оставшиеся в ее контурах формации обычно представляют собой образования лишь платформенной — внешней части седиментационного бассейна краевого прогиба.

Очень большие погружения и особый геотермический режим явились главными факторами, определяющими чрезвычайно высокую степень катагенетического преобразования терригенных толщ доорогенного комплекса краевых прогибов. Степень вторичного уплотнения здесь бывает настолько велика, что приводит к полной потере пористости и проницаемости песчаниками и алевролитами, которые первоначально обладали хорошими коллекторскими свойствами. Это определяет первостепенную важность сравнительной оценки вторичного уплотнения обломочных пород при прогнозе поровых коллекторов в терригенных толщах краевых прогибов.

Степень разбуренности доорогенного комплекса в большинстве краевых прогибов довольно слабая. Поэтому обязательным дополнением

к данным бурения должны служить материалы изучения естественных выходов. Однако и в этом случае оценки коллекторов приходится обычно давать по крайне ограниченному числу определений физических свойств пород. Судить о представительности показателей, имеющих по опорным разрезам, обоснованно экстраполировать и интерполировать их на соседние территории можно только в комплексе с другими физическими, литологическими и историко-геологическими данными, характеризующими как общие закономерности литогенеза терригенных толщ в краевом прогибе, так и местные особенности седиментационных и постседиментационных условий формирования коллекторов в отдельных его районах.

Региональная оценка коллекторов начинается с анализа современного распространения терригенных толщ и их литофациальной изменчивости, обуславливающей первичное распространение пористых песчано-алевритовых пород.

Следующим шагом является изучение возможностей сохранения эффективной пористости в зависимости от интенсивности катагенного уплотнения обломочных пород. При погружении на глубины более 3 км процессы катагенного преобразования пород достигают большой силы. В первую очередь механическому разрушению и химическому разложению подвергаются менее устойчивые обломки пород, слюд и других минералов. Более устойчивы зерна кварца. Взаимодействие под давлением обломочных силикатных зерен приводит к их плотному срастанию, сопровождающемуся частичным растворением обломков. Между зернами возникают линейные и зубчатые контакты. Образующийся в связи с катагенными процессами свободный кремнезем отлагается в виде регенерационных каемок, поровых выделений кварца или входит в состав других аутигенных минералов. Благодаря сближению, срастанию зерен, выдавливанию в поры продуктов разрушения обломков и цемента, выделению в порах минеральных новообразований объем порового пространства сокращается, усложняется его конфигурация, происходит изоляция пор, снижение эффективной пористости и проницаемости. В условиях глубин более 4 км плотное срастание зерен и окварцевание становятся главным процессом вторичного уплотнения обломочных пород.

Полимиктовые породы уплотняются сильнее и теряют свои емкостные и, особенно, фильтрационные свойства при более низких термобарических нагрузках, чем олигомиктовые и мономинеральные кварцевые песчаники. В одинаковых термобарических условиях большее катагенетическое уплотнение испытывают породы более тонкозернистые, с худшей сортировкой и окатанностью обломочного материала, с большим содержанием глинистого, сульфатного или карбонатного цемента. В большинстве районов (даже приплатформенной зоны) изученных краевых прогибов поровые коллекторы сохраняются лишь в песчаниковых пластах и не встречаются в алевролитах. Следует добавить, что поровые коллекторы лучше сохраняются в мощных песчаниковых толщах, нежели в тонких пластах.

Разработка достоверных количественных показателей зависимости изменения физических параметров песчано-алевритовых пород от воз-

действия геостатических нагрузок и пластовых температур остается делом будущего. Пока же приходится ограничиться: 1) определением для каждого краевого прогиба или отдельных его областей ориентировочных значений максимальных палеопогружений, палеотемператур и геостатических нагрузок, допускающих сохранение пористости и особенно эффективной пористости в разных типах обломочных пород; 2) качественной сравнительной оценкой возможного изменения коллекторских свойств терригенных толщ в соседних районах прогиба, даваемой преимущественно по литологическим и геологическим показателям, прямо или косвенно характеризующим условия формирования коллекторов.

Немногочисленность данных, возможность неправильных определений физических свойств по выветрелым и трещиноватым образцам из обнажений — все это делает особенно важным тесное сочетание физических и специальных микропетрографических исследований при изучении коллекторов в краевых прогибах. Такая методика позволяет увязать значения пористости и проницаемости с определенными минерально-петрографическими типами пород и структурными показателями их вторичного уплотнения, а также наметить для данного района те разновидности пород, которые наиболее благоприятны для сохранения эффективной пористости, и оценить представительность показателей коллекторских свойств, определенных по керну. Для изучения характера пористости, контроля лабораторных определений физических параметров и отбраковки завышенных значений, часто получаемых для пород из обнажений, большую пользу приносит исследование эффективной пористости в шлифах из образцов, пропитанных окрашенными смолами. Для непроницаемых, сильно уплотненных песчаников целесообразно отмечать присутствие изолированных пор, так как в трещиноватых зонах они могут быть частично вовлечены в объем эффективной емкости.

Помимо физических и литологических данных, косвенными показателями интенсивности катагенных преобразований терригенных толщ могут служить значения максимальных палеотемператур в пластах, определяемых по отражательной способности витринита в углистых включениях (Аммосов, 1967), а также ориентировочные глубины максимальных палеопогружений доорогенных толщ, рассчитываемые по геологическим материалам.

Величины отражательной способности витринита могут быть использованы в качестве довольно надежных показателей для сравнения степени катагенного уплотнения и вероятности сохранения пористости в горизонтах обломочных пород для ряда соседних территорий (конечно, с учетом особенностей состава отложений и геологической истории районов).

При анализе факторов, контролирующих вторичное уплотнение терригенных толщ в краевых прогибах, большие разногласия вызывает оценка уплотняющего эффекта динамических нагрузок, связанных со складчатостью. Нарастающее уплотнение пород от внешней к внутренней зоне краевых прогибов часто связывают с динамометаморфизмом, увеличением напряженности складчатых дислокаций. Проведенные

нами специальные исследования на отдельных участках Предверхоянского и Предуральского краевых прогибов показали, что региональный фон изменения вторичного уплотнения терригенных толщ контролируется не интенсивностью складчатых дислокаций, а главным образом до-складчатой конседиментационной структурой краевых прогибов. Рост уплотнения разновозрастных осадочных пород от внешней к внутренней зоне краевых прогибов хорошо согласуется с более глубоким погружением толщ, вероятно, с более высокими палеотермическими градиентами, более тонким гранулометрическим составом обломочных отложений во внутренней зоне. Общий фон осложняется за счет разницы глубины погружений на поперечных поднятиях и впадинах. Воздействие складчатых деформаций накладывалось на уже сильно уплотненные породы и было относительно кратковременным, благодаря чему уплотняющий эффект складчатости для краевых прогибов имеет преимущественно второстепенное значение.

Для ориентировочной сравнительной оценки вторичного уплотнения и соответствующих изменений коллекторских свойств терригенных толщ могут использоваться региональные схемы изменения отражательной способности витринита в углистых остатках из отдельных стратиграфических горизонтов и палеотектонические схемы с реконструкциями мощностей отложений доорогенного и орогенного комплексов, перекрывающих изучаемые терригенные толщи. В тех же целях иногда могут применяться региональные схемы средних плотностей некоторых стратиграфических комплексов. Характер изменения вторичной уплотненности пород правильно отражается на таких схемах в том случае, когда преимущественно терригенные толщи характеризуются на больших расстояниях слабой первичной изменчивостью литофациального состава.

Одна из актуальных задач прогноза коллекторов в краевых прогибах заключается в качественной сравнительной оценке степени вторичного уплотнения пород нескрытых, глубинных горизонтов по показателям вскрытой верхней части разреза. Такая оценка дается с учетом указанных ранее закономерностей усиления вторичного уплотнения пород различного минерально-петрографического состава при погружении на все большие глубины. По предполагаемым глубинам залегания нескрытых терригенных толщ ориентировочно намечаются возможные показатели уплотнения, палеотемператур, максимальных палеопогружений глубинных горизонтов. Они сравниваются с предельными показателями, допускающими сохранение поровых коллекторов в породах, слагающих глубинные горизонты. Иногда для этих целей можно воспользоваться схемами изменения плотностей по вышележащим терригенным толщам, даже относящимся к орогенному комплексу. Однако при этом не следует забывать о возможных резких изменениях степени вторичного уплотнения в терригенных толщах, относящихся к разным структурным этажам и ярусам. Такие скачки местами установлены между пермскими и триасовыми терригенными толщами Приверхоянья, девонскими и визейскими отложениями Средне-Печорского поднятия в Северном Приуралье.

Оценивая возможность сохранения поровых коллекторов в районах с многочисленными крупными надвигами и шарьяжами, следует иметь в виду, что уплотнение пород в блоках, далеко передвинутых в прогиб со стороны геосинклинали, может оказаться заметно выше, чем в подстилающих толщах, не испытавших значительных горизонтальных перемещений.

Заслуживает внимания вопрос об улучшении коллекторских свойств на участках древних залежей нефти и в связи с процессами образования вторичной пористости в песчаниках с карбонатными, сульфатными и другими легко растворимыми цементами. Такие случаи возможны, особенно во внешней зоне краевых прогибов с умеренным уплотнением терригенных толщ и более слабым переформированием древних локальных структур позднеорогенной складчатостью. Однако масштабы этих явлений обычно выявляются и могут быть учтены при прогнозе коллекторов лишь на стадии детальной разбуренности и изученности региона. В тех районах, где терригенные толщи испытали очень большие погружения, сохранение пористых зон на месте древних залежей маловероятно: в условиях высоких температур залежи должны были разрушиться, а поры — зацементироваться. В этих же районах породы с образовавшейся на определенной стадии катагенеза вторичной пористостью при дальнейших погружениях подвергаются новому уплотнению и вновь теряют пористость. Что касается образования вторичной пористости на посторогенном этапе развития краевого прогиба, то остается неясным, могло ли воздействие агрессивных вод на сильно уплотненные непроницаемые обломочные породы привести к образованию пористых зон, достаточных для формирования значительных залежей нефти или газа.

В Предверхожанском краевом прогибе перспективные горизонты верхнего палеозоя и нижнего мезозоя представлены полимиктовыми кварцево-полевошатовыми и изредка кварцевыми песчаниками и алевrolитами (Киселев, 1971). Во внешней зоне прогиба поровые коллекторы, сохраняются в слабоглинистых бескарбонатных средних и мелкозернистых кварцевых и кварцево-полевошатовых мезозойских песчаниках на участках с максимальными погружениями толщ до 3—3,5 км и палеотемпературами газовой стадии катагенеза углистых остатков. Для пермских пород критические значения палеоглубин несколько меньше. Во внутренней зоне поровые коллекторы сохранились лишь в средне- и крупнозернистых кварцевых и олигомиктово-кварцевых безглинистых песчаниках верхнего триаса и базальной пачки нижней юры в западной и северной частях Китчанского поперечного поднятия, где уровни палеотемператур в толщах не выше жирной — начала коксовой стадии катагенеза углистых остатков. Увеличение степени уплотненности пород характерно для Чечумско-Лунхинской зоны палеотемпературных аномалий.

В Предуральском краевом прогибе продуктивные терригенные горизонты девона и нижнего карбона сложены кварцевыми песчаниками и алевrolитами. На севере Пермской области (Соликамская впадина, Косьюинско-Чусовская седловина) максимальные погружения

этих горизонтов не превышали 3,0–4,5 км, а максимальные палеотемпературы соответствовали жирной стадии катагенеза углистых остатков (Калмыков и др., 1971; Шаронов, 1972). Поровые коллекторы в средне-мелкозернистых песчаных породах широко распространены во внешней зоне прогиба, а на Косьвинско-Чусовской седловине иногда распространяются и во внутреннюю зону. Севернее, в пределах КомиАССР, Предуральский прогиб характеризуется большей литофациальной изменчивостью среднепалеозойских терригенных толщ, большими глубинами их палеопогружений (до 6–9 км) и очень высокими палеотемпературами (Наливкин и др., 1973). Это обусловило более высокую степень вторичного уплотнения обломочных пород и потерю ими пористости в большинстве районов не только во внутренней, но и внешней зоны. В визейской терригенной толще коллекторы развиты на некоторых приплатформенных участках Средне-Печорского поднятия и прибортовых зон Верхне-Печорской и Большесынинской впадин. Девонские толщи уплотнены гораздо сильнее. Некоторая вероятность сохранения поровых коллекторов существует лишь для узкой прибортовой зоны, протягивающейся от севера Верхне-Печорской впадины через Средне-Печорское поднятие к районам, расположенным на продолжении платформенного Колвинского вала.

Вследствие литофациальных особенностей, различной глубины максимальных палеопогружений, отличий палеогеотермических режимов характер распространения поровых коллекторов в терригенных толщах доорогенных комплексов различных краевых прогибов, естественно, будет несколько отличаться. Однако во всех краевых прогибах условия сохранения поровых терригенных коллекторов во внешней зоне будут благоприятнее, чем во внутренней. Не случайно поэтому большинство крупных месторождений во внутренних зонах краевых прогибов связано не с терригенными толщами, а с трещинно-поровыми коллекторами в карбонатных горизонтах доорогенного комплекса (Варенцов и др., 1973).

## ЛИТЕРАТУРА

- Аммосов И.И. Палеотемпературы и нефтеносность. Проблемы геол. нефти. Вып. 1. М., "Недра", 1967.
- Белкин В.И. Латеральная изменчивость физических свойств осадочных комплексов Полярного Предуралья. — Бюлл. МОИП, отд. геол., т. 49, вып. 4, 1974.
- Варенцов М.И. и др. Проблемы тектоники и нефтегазоносности краевых прогибов. М., "Недра", 1973.
- Калмыков Г.С., Бабинкова И.И. Стадии катагенеза по отражательной способности витринита в терригенных отложениях Пермской нефтеносной провинции. — Труды Пермск. политехн. ин-та, 1971, № 87.
- Киселев А.Е. Литология и коллекторские свойства мезозойских отложений Лено-Вилуйской нефтегазоносной провинции. М., "Недра", 1971.
- Наливкин В.Д., Иванцова В.В., Калмыков Г.С., Лебедева Г.В., Сверчков Г.П. Связь нефтегазоносности со стадиями катагенного преобразования пород (на примере Тимано-Печорской провинции). — В сб.: "Современные проблемы геологии и геохимии горных ископаемых". М., "Наука", 1973.
- Шаронов Л.В. Формирование нефтяных и газовых месторождений северной части Волго-Уральского бассейна. Пермь, КО ВНИГНИ, 1972.

## НЕКОТОРЫЕ СЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ И ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ В КЕМБРИИ БАЛТИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

Современное распространение пород-коллекторов и экранирующих покрышек в кембрии Прибалтики контролируется как палеогеографическими условиями седиментации, так и постседиментационными изменениями, обусловленными в первую очередь влиянием палеотектонических факторов. Дальнейшие поиски нефти в материковой части Балтийской синеклизы и намечающийся выход с поисково-разведочными работами в море сильно затрудняются не только вследствие крайнего непостоянства коллекторских свойств песчаников и алевролитов кембрия, но и из-за отсутствия достаточно конкретных представлений о самих объектах исследования.

Так, до сих пор нет единого мнения о стратиграфической принадлежности и условиях образования основной продуктивной толщи кварцевых песчаников и песчаных алевролитов в верхней части кембрийского разреза Балтийской синеклизы с уже доказанной нефтеносностью. Разные исследователи, датируя возраст этих пород средним или нерасчлененным средним—верхним (?) кембрием, относят их либо к тискреской свите (горизонту), либо к ижорской толще (свите) или же дейменаской (дейменской) серии. Многие геологи по-прежнему придерживаются представления о трансгрессивном, с размывом и несогласием залегании средне- или средне-верхне (?) кембрийских песчаников на подстилающих образованиях и о более широком распространении их по сравнению с последними.

Между тем современные данные по биостратиграфии, литологии и палеогеографии среднего кембрия и послебалтийской части нижнего кембрия Прибалтики (Сакалаускас, 1966, 1968; Лиелдiena, Фридрихсоне, 1968; Мардла и др., 1968; Биркис и др., 1970, 1972; Кала, 1972; Менс, Пиррус, 1972; Чепиков и др., 1972; Лашкова, 1973; Янкаускас, 1972, 1974; Муромцева и др., 1974; Брангулис и др., 1974), свидетельствующие, кстати, о необходимости пересмотра устаревшей Унифицированной стратиграфической схемы кембрия 1962—1965 гг., определенно указывают на существование в рассматриваемой части разреза прибалтийского кембрия трех самостоятельных уровней развития кварцевых песчаников и песчаных алевролитов — 1) тискреской (сакаской), 2) ижорской (лакайской) пачек в нижнем кембрии и 3) дейменской толщи в среднем кембрии. Каждый из этих уровней, представляющих собой горизонты терригенных коллекторов, образует более или менее обособленное геологическое тело со своей областью распространения, причем эти области лишь частично перекрываются.

Важная роль в выяснении деталей строения терригенного комплекса нижнего—среднего кембрия Прибалтики и седиментационных условий

его образования принадлежит ритмофациальному анализу в сочетании с традиционными биостратиграфическими и литолого-петрографическими исследованиями. Названный метод геолого-литологических исследований, предусматривающий изучение седиментационной ритмичности разных порядков, а также закономерных изменений литофаций внутри осадочных ритмов, перерывов и несогласий, располагает большими возможностями в подразделении естественных геологических границ на изохронные стратиграфические и диахронные литофациальные границы и в выявлении стратиграфических и литологических ловушек нефти и газа. Опыт ритмофациального изучения кембрия Прибалтики (Чепиков и др., 1972; Лашкова, 1973) показывает несомненную эффективность этого метода в решении поставленных задач, а также безусловную применимость к данным отложениям установленной ранее (Бухарцев, Никишин, 1962) универсальной для платформ закономерности раннеасимметричного строения осадочных ритмов с абсолютным преобладанием внутри последних "регрессивного" характера фациальных соотношений.

В рассматриваемом разрезе отложений (рисунок) выделяются и четко разграничиваются между собой хроностратиграфические (серии, свиты) и литофациальные (толщи, пачки) единицы, приравниваемые соответственно к ритмам и их отдельным частям. К хроностратиграфическим границам, совпадающим с границами ритмов, часто приурочены стратиграфические или трансгрессивные несогласия, а с литофациальными границами внутри ритмов нередко связаны так называемые фациальные или регрессивные несогласия. Именно последний тип несогласий обычно имеет место в основании тискреских, ижорских и дейменских песчаников, образующих регрессивные пачки (толщи) в верхах соответствующих ритмов.

Вся послебалтийская терригенная формация верхнего нижнего—среднего кембрия Прибалтики, слагающая основание крупнейшего каледонского структурного комплекса (мегаритма), образует единый крупный цикл (макроритм) осадконакопления. Последний в свою очередь подразделяется на три более drobных мезоритма: два в послебалтийском нижнем кембрии — талсинский и айсчяйский (без включения в него явно среднекембрийской кибартайской пачки) и один в среднем кембрии — кибартайско-дейменский, который мы предлагаем назвать калининградским. Перечисленным мезоритмам соответствуют одноименные серии: талсинская, айсчяйская и калининградская. Для нижних, трансгрессивных частей каждого мезоритма (серии) характерно преобладание более тонкодисперсных терригенных образований — глин и глинистых алевролитов, а для верхних, регрессивных частей типичен относительно грубообломочный — алевроито-песчаный состав, причем слагающим эти пачки (толщи) породам свойствен регрессивный гранулометрический спектр.

Талсинская серия, отсутствующая на юге Прибалтики и распространенная на западе Латвии, западе и севере Эстонии, соответствует одноименному биостратиграфическому горизонту А.П. Биркиса и др. (1970). Она сложена алевроито-глинистой люкатиской пачкой в ниж-



ней части и алевроито-песчаной тискреской (сакаской) — в верхней. Айсчяйская серия отвечает вергальскому (Биркис и др., 1970) и раусвенскому (Янкаускас, 1972, 1974) горизонтам и на западе почти целиком представлена в глинисто-алевритовой с прослоями оолитовых железняков "курземской" фации, а на востоке — в песчаной "лакайской" или "ижорской" фации. Маломощную регрессивную пачку кварцевых песчаников с глауконитом в кровле айсчяйской серии на западе региона мы условно называем ижорской.

Калининградская серия в основании слагается алевроито-глинистой кибартайской пачкой, а выше — мощной песчаной дейменской толщей с подчиненными прослоями глин и глинистых алевролитов. По подошве второй по мощности алевроито-глинистой пачки, названной нами вилькичяйской, калининградский мезоритм делится на будаский и алнаский олигоритмы, которым соответствуют одноименные свиты. Регрессивные, преимущественно песчаные пачки последних предлагается назвать шюпарайской и красноборской<sup>1</sup>. В наиболее полных разрезах калининградской серии на юго-западе Прибалтики насчитывается до 6–10 раннеасимметричных микроритмов. К востоку полнота разреза, мощность и глинистость отложений данной серии уменьшаются. Ареал распространения среднекембрийских отложений значительно меньше, нежели айсчяйских. Верхний кембрий в Прибалтике практически отсутствует, и ордовикские отложения несогласно перекрывают средне- и нижнекембрийские.

Дейменская толща является основным коллектором нефти в кембрии Прибалтики. Возможными коллекторами нефти в акваториальной зоне Балтийской синеклизы могут служить ижорская и (в более северных районах) тискреская пачки. К западу от оси синеклизы в акватории моря вследствие замещения кембрийских песчаников глинами (Коркутис, 1971) вероятно наличие литологических залежей нефти в выклинивающихся по восстанию пластах. Имеются определенные предпосылки существования стратиграфических залежей нефти в среднем кембрии в пределах суши — на восточном крыле Балтийской синеклизы и (в среднем и нижнем кембрии) на северном склоне Пишского выступа (Чепиков и др., 1972; Лашкова, 1973; Сакалаускас, Сувейздис, 1973).

Наряду с помощью в прогнозировании распространения неструктурных залежей нефти в кембрии в материковой и акваториальной частях Балтийской синеклизы ритмофациальный анализ принесет несомненную пользу в унификации стратиграфических схем кембрия и уточнении палеогеографических и палеоструктурных реконструкций.

На рассмотренные выше закономерности распространения песчаных коллекторов в среднем и верхах нижнего кембрия Балтийской синеклизы, обусловленные седиментационными особенностями их формирования, наложился постседиментационные изменения пород, выразившиеся главным образом в неравномерном окварцевании песчаников и песчаных алевролитов вследствие регенерации обломочных зерен

<sup>1</sup> Выделение (Каплан и др., 1972) красноборской серии в объеме всего нижне-среднекембрийского разреза южной Прибалтики нецелесообразно.

кварца. В пределах перспективных на нефть районов Балтийской синеклизы (Лашкова, Муромцева, 1973) выделяются три зоны распространения различных типов песчаных коллекторов среднего кембрия: а) поровых (ПК) с хорошими емкостными и фильтрационными свойствами, б) трещинно-поровых (ТПК) с резко ухудшенными коллекторскими свойствами и в) поровых и трещинно-поровых (ПиТПК) с промежуточными по своему качеству коллекторами.

Зона ПК охватывает всю территорию западной Латвии (вместе с прилегающей акваторией Балтики), центральную и южную Литву, восточную и центральную части Калининградской области. Зона ТПК развита на крайнем западе Литвы, Калининградской области, распространяясь и на смежные части акватории Балтийского моря. Промежуточная, переходная зона ПиТПК распространена в сравнительно узкой полосе между первыми двумя зонами.

Эмпирические закономерности в распространении различных типов коллекторов среднего кембрия Балтийской синеклизы удовлетворительно объясняются с палеотектонических позиций. Действительно, степень вторичных изменений кварцевых песчаников среднего кембрия больше связана не с современной глубиной их залегания, а с величиной палеоглубин к концу герцинского этапа тектогенеза. Так, суммарная мощность отложений от подошвы ордовика до подошвы верхней перми (при почти одинаковой современной глубине залегания поверхности кембрия) увеличивается к северу от Красноборско-Ушаковской группы нефтяных месторождений Калининградской области в направлении к Гаргждайской группе месторождений на западе Литвы соответственно от 800–1000 до 1600–1800 м за счет появления и увеличения полноты разреза девонских отложений. Рассматриваемая мощность существенно увеличивается (до 1200–1600 м) одновременно со значительным увеличением современной глубины залегания кембрия и к западу Калининградской области почти исключительно за счет возрастания мощности толщи граптолитовых силурийских сланцев.

С точки зрения качества песчаных коллекторов и нефтеносности кембрийских отложений различные участки материковой и акваториальной частей Балтийской синеклизы перспективны в разной степени. В пределах суши наиболее перспективными представляются центральная и, в несколько меньшей степени, южная и северная части Калининградской области, где наряду с уже открытыми месторождениями имеется значительный фонд неразбуренных структур в зоне ПК. Менее перспективны структуры западной части Калининградской области, расположенные в зонах ТПК и ПиТПК. На крайнем западе Литвы, принадлежащем к зоне ТПК, возможности обнаружения крупных скоплений нефти в кембрии ограничены. Довольно интересна в нефтеносном отношении вся субмеридиональная полоса, соединяющая Красноборское месторождение с Гаргждайской группой и, по-видимому, принадлежащая к единой тектонической зоне. Полоса возможного распространения стратиграфических залежей нефти в среднем кембрии на востоке Калининградской области и юго-западе Литвы находится в зонах развития хороших и удовлетворительных коллекторов — ПК и ПиТПК.

Исходя из особенностей распространения коллекторов и общегеологических соображений, особо следует остановиться на оценке перспектив нефтеносности кембрия акватории Балтики и выборе наиболее первоочередных направлений поисковых работ. Несмотря на предполагаемое распространение в среднем кембрии на значительной площади морской акватории коллекторов ухудшенного качества (типов ТПК и ПиТПК), здесь все же имеются основания встретить крупные скопления нефти в средне-, а в более северных районах — и в нижнекембрийских отложениях. Для успешного проведения поисково-разведочных работ на нефть в акватории Балтийского моря немаловажное значение имеет удачный выбор первоочередных объектов этих работ. В качестве таковых нам представляются две площади: Лиепая-море на севере акваториальной части Балтийской синеклизы и Таран-море — на юге.

Лиепая-море — это обширное, высокоамплитудное поднятие с минимальной глубиной залегания фундамента около 1500 м и кровли кембрия около 1300 м, расположенное между двумя крупными впадинами Балтийской синеклизы (Лиепайской на севере и Гданьской на юге) и принадлежащее к зоне развития поровых коллекторов (ПК) высокого качества в среднем кембрии. Глубина морского дна в пределах поднятия не превышает 35—40 м. В последнее время, в связи с отрицательными результатами поисков нефти в западной Латвии, появилось мнение о сравнительно невысоких перспективах поднятия Лиепая-море. В самом деле, структура эта довольно высоко приподнята, но, если скопления нефти в кембрийских отложениях в ее своде все же сохранились, они должны иметь крупные размеры. Помимо вероятного насыщения нефтью песчаников основного коллектора — дейменской толщи среднего кембрия, здесь в известной мере можно рассчитывать также на обнаружение залежей нефти и в нижнекембрийских — ижорских и тискреских песчаниках.

Поднятие Таран-море у северо-западного побережья Самбийского (Калининградского) полуострова имеет значительно меньшие размеры и характеризуется гораздо более глубоким погружением поверхности кристаллического фундамента и кембрия (соответственно 2800—2900 и 2500—2600 м). Площадь располагается близ границы зон распространения коллекторов среднего кембрия типов ТПК и ПиТПК, где не приходится рассчитывать на хорошие коллекторы в дейменской толще. Зато здесь возможно наличие нефти в девоне. Глубина моря также невелика — не более 30 м. Поднятие Таран-море следует рекомендовать к разбуриванию как первоочередное вместе с поднятием Лиепая-море.

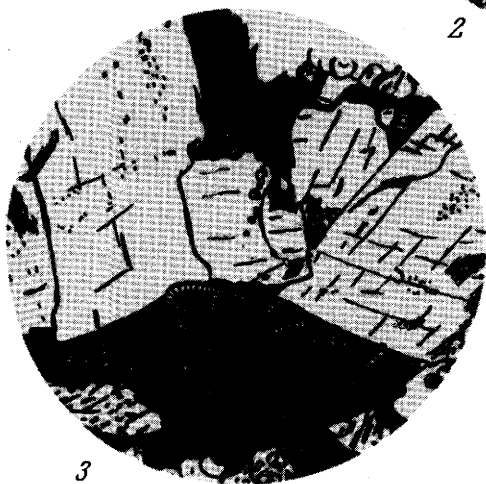
В дальнейшем вместе с поисками в акватории Балтийского моря нефтяных месторождений, связанных с антиклинальными структурными ловушками, предстоит искать и литологические залежи нефти в кембрии к западу от оси Балтийской синеклизы, а также стратиграфические залежи в девоне к западу от Самбийского полуострова — на северном склоне морского продолжения Калининградского вала. Разумеется, поиски залежей нефти неструктурных типов в морских условиях являются довольно трудным делом и представляют задачу более отдаленного будущего.

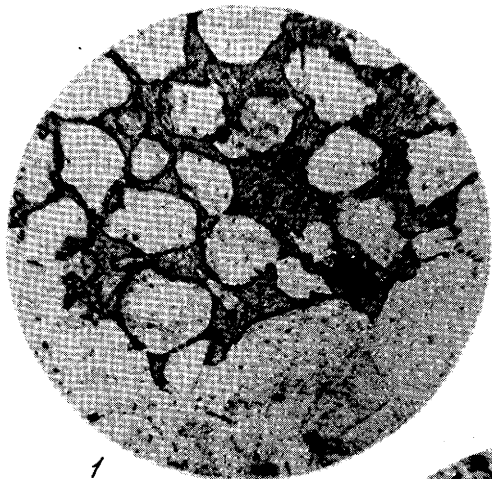
# ЛИТЕРАТУРА

- Биркис А.П., Брангулис А.П., Волкова Н.А., Розанов А.Ю. Новые данные по стратиграфии кембрия Западной Латвии. — Докл. АН СССР, 1970, т. 195, № 4.
- Биркис А.П., Брангулис А.П., Волкова Н.А., Розанов А.Ю. Новые данные по стратиграфии кембрия Восточной Латвии. — Докл. АН СССР, 1972, т. 204, № 1.
- Брангулис А., Кала Э., Мардла А., Менс К., Пиррус Э., Сакалаускас В., Фридрихсоне А., Янкаускас Т. Схема структурно-фациального районирования территории Прибалтики в венде и кембрии. — Изв. АН ЭССР, хим. геол., 1974, № 23/3.
- Бухарцев В.П., Никишин В.И. О некоторых общих принципах стратификации отложений верхнего палеозоя Волго-Уральской области. — В сб. "Стратиграфические схемы палеозойских отложений. Пермская система". М., Гостоптехиздат, 1962.
- Кала Э. О возрасте тискреских слоев по материалам острова Хийумаа. — Изв. АН ЭССР, хим. геол., 1972, № 21/3.
- Каплан А.А., Фандерфлит Е.К., Горянский В.Ю. Кембрийские отложения Южной Прибалтики. — Изв. АН СССР, серия геол., 1972, № 6.
- Коркутис В.А. Кембрийские отложения Балтийского бассейна. — Труды ЛитНИГРИ. Вильнюс, 1971, вып. 12.
- Лашкова Л.Н. Некоторые вопросы фациального и палеогеографического анализа нефтеносных отложений кембрия Южной Прибалтики. — Труды ЛитНИГРИ, Вильнюс, 1973, вып. 24.
- Лашкова Л.Н., Муромцева В.А. Коллекторские свойства пород продуктивной части кембрия Юго-Западной Прибалтики. — Труды ЛитНИГРИ. Вильнюс, 1973, вып. 24.
- Лиелдiena Э.К., Фридрихсоне А.И. О стратиграфии кембрийских отложений Западной Латвии. — В сб. "Стратиграфия нижнего палеозоя Прибалтики и корреляция с другими регионами". Вильнюс, "Минтис", 1968.
- Мардла А.К., Менс К.А., Кала Э.А., Каяк К.Ф., Эрисалу Э.К. К стратиграфии кембрийских отложений Эстонии. — В сб. "Стратиграфия нижнего палеозоя Прибалтики и корреляция с другими регионами". Вильнюс, "Минтис", 1968.
- Менс К., Пиррус Э. Новые данные о возрасте тискреских слоев по материалам северо-западных разрезов Эстонии. — Изв. АН ЭССР, хим. геол., 1972, № 21/3.
- Муромцева В.А., Сакалаускас В.Ф., Янкаускас Т.В. Новые данные о геологии кембрия Южной Прибалтики. — Изв. АН СССР, серия геол., 1974, № 6.
- Сакалаускас В. Новые данные по стратиграфической схеме кембрийских отложений Южной Прибалтики. — Тезисы докл. XIX научной студ. конф. Вильнюсского гос. ун-та, 1966.
- Сакалаускас В. Новая стратиграфическая схема кембрийских отложений Южной Прибалтики. — Материалы V конф. геологов Прибалтики и Белоруссии. Вильнюс, "Периодика", 1968.
- Сакалаускас К.А., Сувейздис П.И. Прогнозирование различного типа залежей нефти и газа в Балтийском нефтеносном бассейне. — Материалы III научной конф. геологов Литвы. Вильнюс, "Периодика", 1973.
- Чепиков К.Р., Никишин В.И., Лашкова Л.Н. Особенности строения нефтесодержащей терригенной толщи кембрия Балтийской синеклизы и распространения в ней песчаных коллекторов. — В сб. "Вопросы миграции нефти и формирования пород-коллекторов". М., изд. ИГиРГИ, 1972.
- Янкаускас Т.В. Биостратиграфия нижнего кембрия Литвы (по акритархам). — Докл. АН СССР, 1972, т. 205, № 5.
- Янкаускас Т.В. Палеонтологическое обоснование геологического возраста ижорской свиты кембрия Русской платформы. — Изв. АН СССР, серия геол., 1974, № 1.

**ФОТОТАБЛИЦЫ  
И  
ОБЪЯСНЕНИЯ К НИМ**



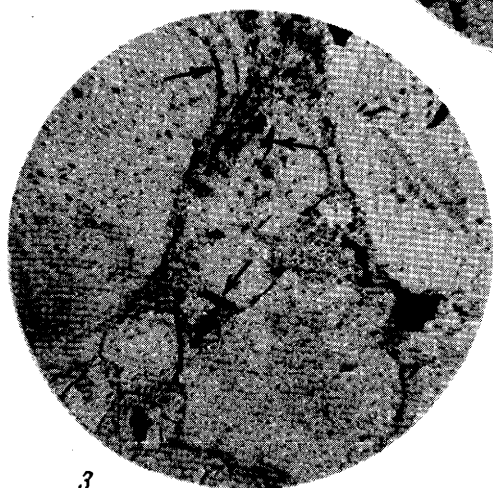




1

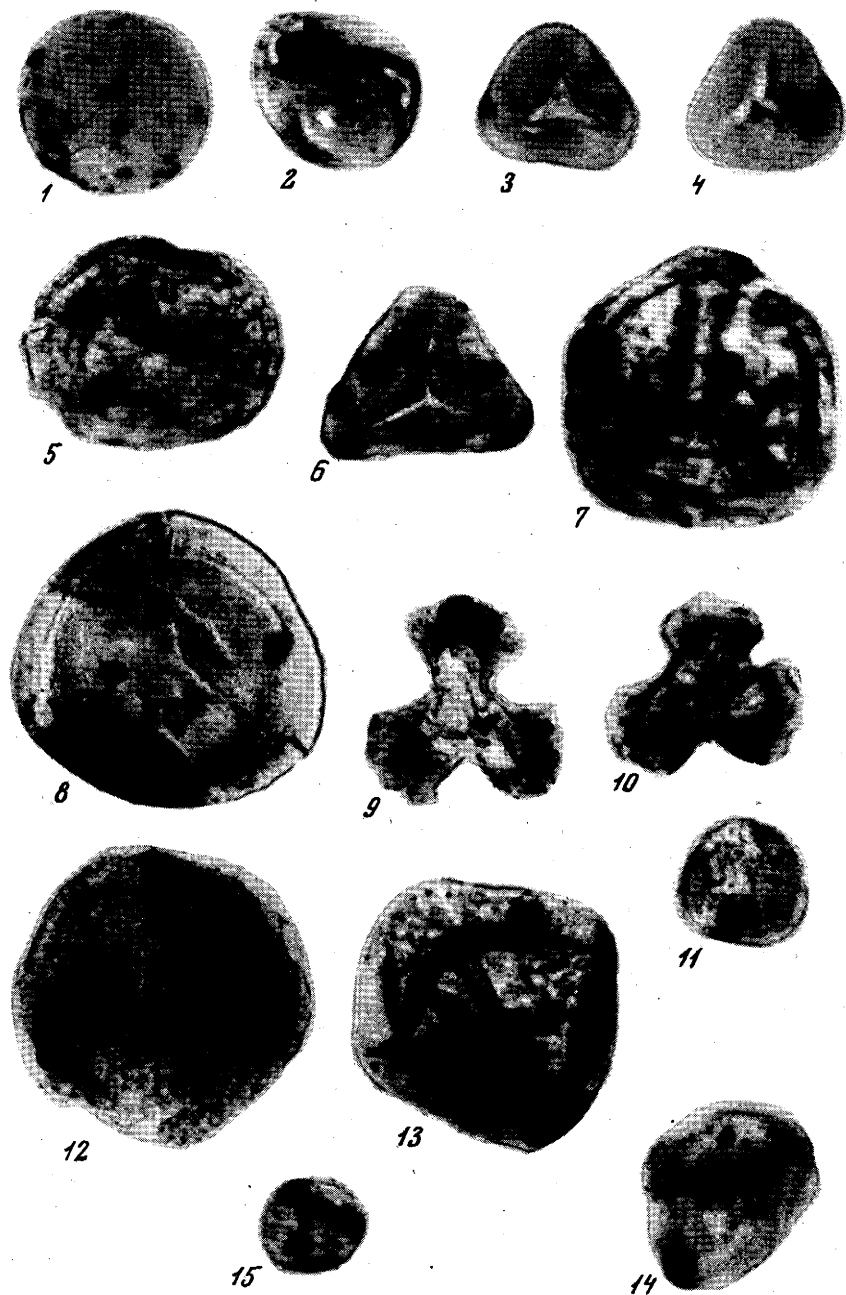


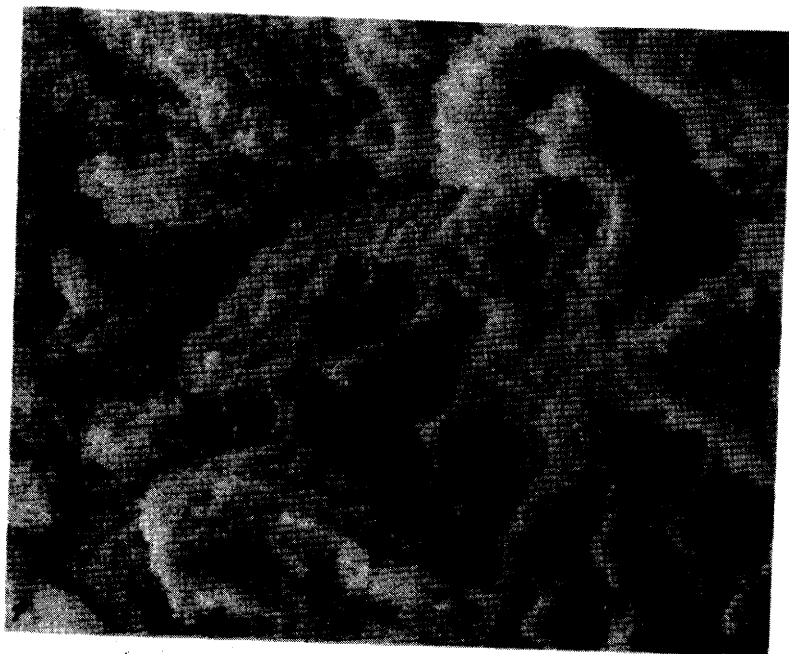
2

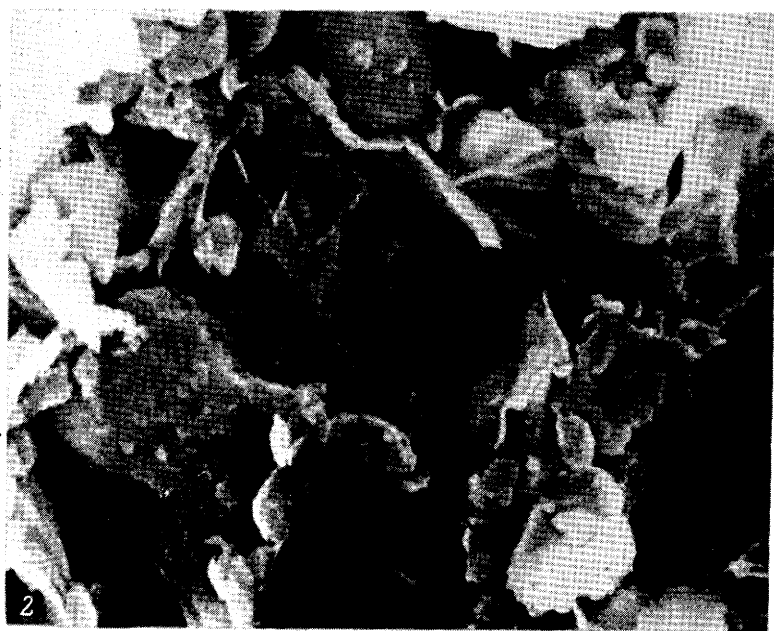


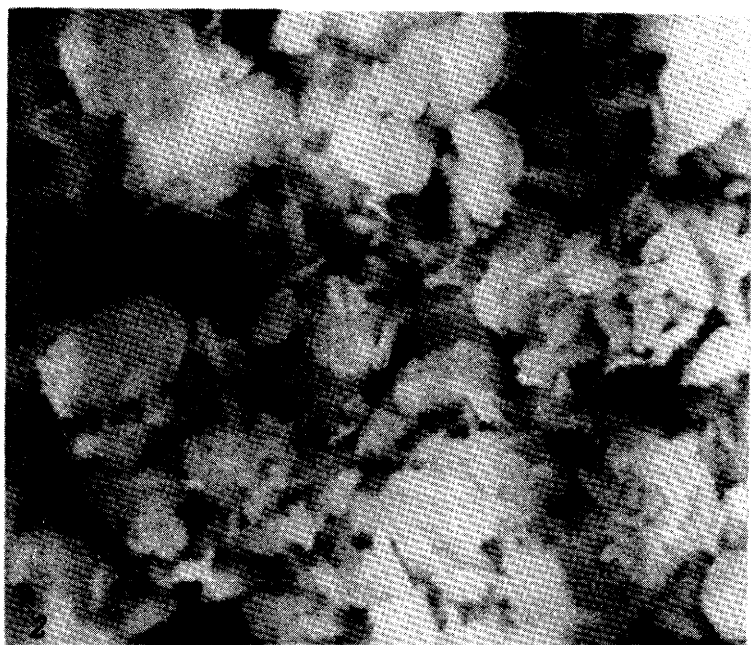
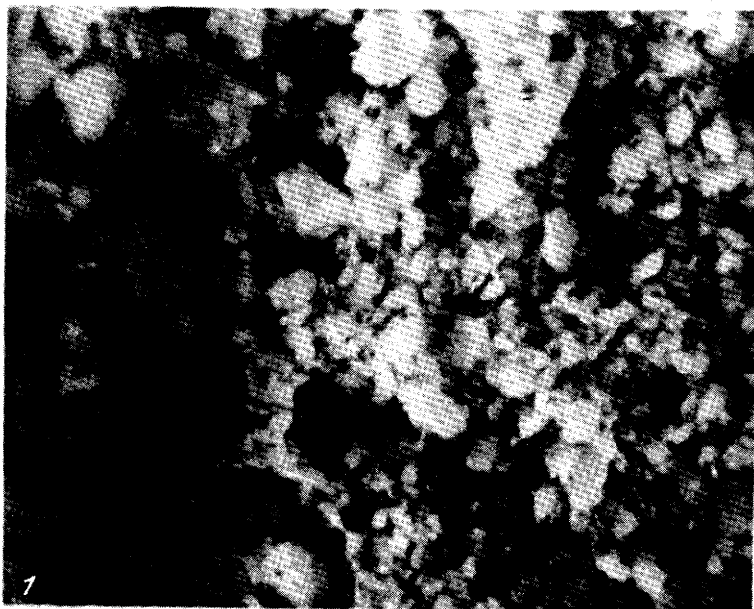
3



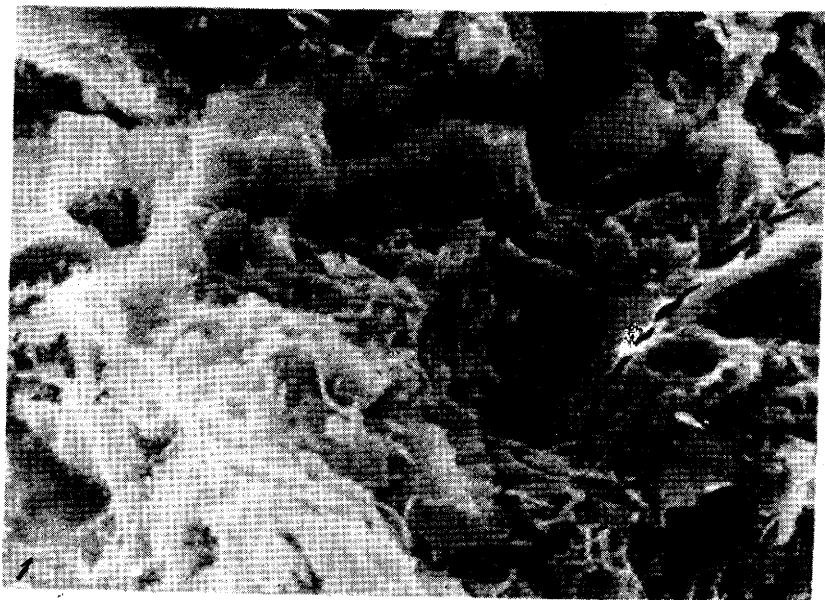




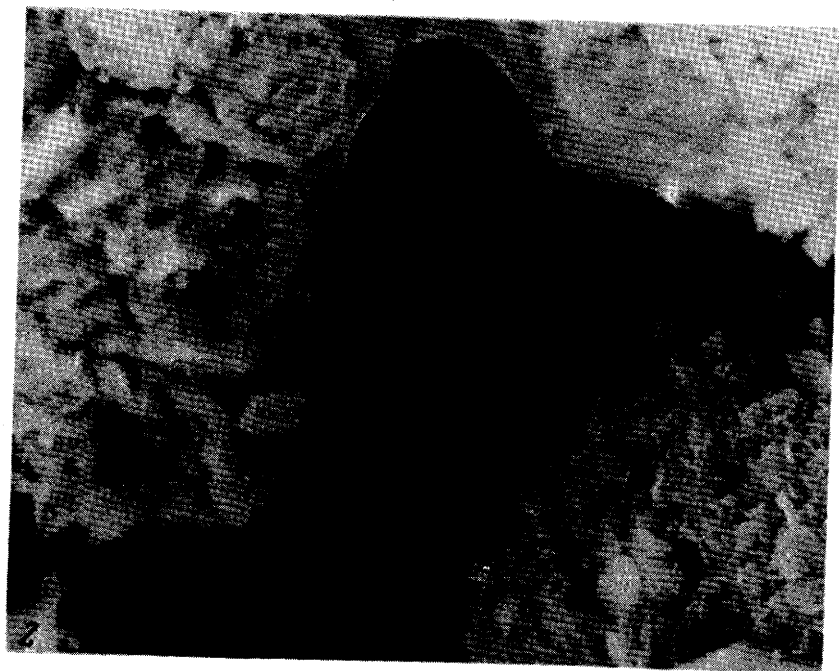














К.Р. Чепиков, Е.П. Ермолова, Г.И. Суркова

Т а б л и ц а I

Формы битумов в карбонатных породах

1 — формы нахождения битума среди перекристаллизованного кальцита в известняке. Карабаево, скв. 147, гл 1856–1857 м,  $D_3$  fr dm, увел. 80, николи паралл.; 2 — форма нахождения битума в зональных кристаллах доломита. Старо-Петрово, скв. 13, гл. 1796, 5–1802,7 м,  $D_3$  fr dm, увел. 80, николи паралл.; 3 — битум в сообщающейся каверне доломита совместно с каолинитом II генерации. Старо-Петрово, скв. 13, гл. 1796,5–1802,7 м,  $D_3$  fr dm, увел. 80, николи паралл.

К.Р. Чепиков, Е.П. Ермолова

Т а б л и ц а I

Особенности цементации и распределения битумов в песчаных породах

1 — различная степень регенерации кварцевых зерен внутри пятен с карбонатным цементом и за их пределами. Марково, скв. 9, гл. 2525,6 м, нижнемотская подсвита, увел. 72, николи паралл.; 2 — черный окисленный битум цементирует регенерированные зерна кварца. Марково, скв. 9, гл. 2519,6 м, нижнемотская подсвита, увел. 64, николи паралл.; 3 — включения битума в регенерационном кварце. Марково, скв. 9, гл. 2615,2 м, увел. 96, николи паралл.

Р.К. Чепиков, Л.П. Климушина, А.И. Медведева

Т а б л и ц а I

I — спорово-пыльцевой комплекс нефти фроловской свиты ( $K_1$ ) площади Малый Атырым, опорная скв. 1, интервалы 2441–2449 и 2368–2369 м

1 — *Leiotriletes glaber* Naum., 2 — *Leiotriletes* sp., 3 — *Coniopteris* sp., 4 — *Coniopteris onychioides* K.-M., 5 — *Stenozonotriletes indivisus* Naum., 6 — *Euryzonotriletes planus* Naum., 7–8 — *Euryzonotriletes trivialis* Naum., 9–10 — *Trilobozonotriletes trilobus* Byv., 11 — *Marattisporites scabratus* Couper; 12–13 — *Protoconiferas* sp., 14 — *Araucariaceae* sp., 15 — *Cupressaceae-Taxodiaceae*

Т.Т. Клубова

Т а б л и ц а I

Исходный образец оглантинского бентонита

1 — увел. 1200; 2 — увел. 3600

## Т а б л и ц а II

Образец огланлинского бентонита с бурым углем

1 — увел. 1200; 2 — увел. 3600.

## Т а б л и ц а III

Образец огланлинского бентонита с сине-зелеными водорослями

1 — увел. 1200; 2 — увел. 3600.

Л.П. Колгина, Р.А. Коньшева, Н.А. Чернова

## Т а б л и ц а I

Характер преобразования аллотигенного глинистого вещества в аутигенную гидрослюду и каолинит

1 — размещение аутигенной гидрослюды в поровом пространстве песчаников, Белозерное месторождение, скв. 20, гл. 2200–2203 м, увел. 1200; 2 — раскristализация глинистого вещества в галлуазит столбчатого габитуса, Мегионское месторождение, скв. 10, гл. 2130–2140 м, увел. 1200

## Т а б л и ц а II

Характер преобразования аллотигенного глинистого вещества в аутигенные хлорит и каолинит

1 — хлорит аутигенный, чешуйчатого габитуса в поровом пространстве алевролита, Ватинское месторождение, скв. 125, гл. 2183, 1–2188,0 м, увел. 1200; 2 — агрегаты аутигенного каолинита столбчатого габитуса по аллотигенной гидрослюде, Самотлорское месторождение, скв. 8, гл. 2109–2113 м, увел. 1200

## Т а б л и ц а III

Характер размещения смешанослойных образований в поровом пространстве коллектора

1 — монтмориллонит в поровом пространстве мелкозернистых песчаников и алевролитов, Ватинское месторождение, скв. 128, гл. 2172–2179 м, увел. 1200; 2 — смешанослойные образования типа гидрослюда-монтмориллонит, Ватинское месторождение, скв. 128, гл. 2170–2180 м, увел. 3600

## Т а б л и ц а IV

Морфология аутигенного кварца в поровом пространстве коллектора и заполнение нефтью межцементных пор

1 — кварц правильных кристаллографических очертаний, Мегионское месторождение, скв. 137, гл. 2158–2159 м, увел. 1200; 2 — заполненные нефтью микропоры в хлорито-гидрослюдистом и каолинитовом цементе, образовавшиеся за счет раскristализации глинистого вещества, Варь-Еганское месторождение, скв. 5, гл. 2140–2160 м, увел. 1200

## Содержание

Введение . . . . .	3
<i>К.Р. Чепиков, Е.П. Ермолова, Г.И. Суркова.</i> Особенности нахождения битумов в девонских отложениях доманикового типа и нефти в карбонатных коллекторах каменноугольного возраста . . . . .	5
<i>К.Р. Чепиков, Е.П. Ермолова.</i> Аутигенные минералы как показатели времени миграции нефти в песчаных отложениях венда Марковского месторождения . . . . .	14
<i>К.Р. Чепиков, Л.П. Климушина, А.М. Медведева.</i> Особенности формирования нефтяных месторождений Красноленинского свода . . . . .	19
<i>Т.Т. Клубова.</i> Роль текстур в формировании порового пространства глинистых пород . . . . .	31
<i>Л.П. Колгина, Н.А. Чернова.</i> Литолого-фациальные закономерности распространения пород-коллекторов в нижнем неокме месторождений Нижневартовского свода . . . . .	37
<i>Л.П. Колгина, Р.А. Конышева, Н.А. Чернова.</i> Размещение цементирующих минералов в поровом пространстве пород-коллекторов (на примере пласта БВ8 месторождений Нижневартовского свода) . . . . .	49
<i>Т.Т. Середа.</i> Литолого-фациальные особенности доманикового горизонта северо-восточной Башкирии . . . . .	55
<i>Г.И. Суркова.</i> О растворении калыцита в карбонатных коллекторах среднекаменноугольного возраста Пермской области . . . . .	64
<i>Н.В. Смирнова.</i> Петрографическая характеристика и структура порового пространства алевролит-песчаников терригенной толщи девона Башкирии . . . . .	69
<i>Вл.Вл. Меннер.</i> К оценке поровых коллекторов в терригенных толщах доорогенного комплекса краевых прогибов . . . . .	76
<i>К.Р. Чепиков, В.И. Никишин.</i> Некоторые седиментационные и палеотектонические закономерности распространения терригенных коллекторов нефти в кембрии Балтийской синеклизы . . . . .	83
Фототаблицы и объяснения к ним . . . . .	89

Особенности нахождения битумов в девонских отложениях доманикового типа и нефти в карбонатных коллекторах каменноугольного возраста. Чепиков К.Р., Ермолова Е.П., Суркова Г.И. "Условия формирования пород-коллекторов и миграция нефти". М., "Наука", 1976 г., стр. 5-13.

Дана сравнительная характеристика форм нахождения битумоидов в карбонатных породах доманикового типа и нефтей в карбонатных коллекторах продуктивных горизонтов нижнего и среднего карбона некоторых районов Урало-Поволжья. Приведены новые данные о миграции битумоидов в изученных отложениях.

Табл. 1, библ. 9 назв., фототабл. 1.

УДК/552.144:552.5-K+553.061.33/:551.73

Аутигенные минералы как показатели времени миграции нефти в песчаных отложениях венда Марковского месторождения. Чепиков К.Р., Ермолова Е.П. "Условия формирования пород-коллекторов и миграция нефти". М., "Наука", 1976 г., стр. 14-18.

В песчаных породах нижнего кембрия рассмотрены последовательность кристаллизации аутигенных минералов, их генетические особенности, а также распределение битума и характер его взаимоотношения с аутигенными минералами. Выяснено наличие в породах-коллекторах углеводородов не менее двух генераций. Установлено относительное время прихода этих нефтей в песчаный коллектор.

Библ. 6 назв., фототабл. 1.

УДК/561:581.33/:553.982.(571.1)

Особенности формирования нефтяных месторождений Красноленинского свода. Чепиков К.Р., Климушина Л.П., Медведева А.М. "Условия формирования пород-коллекторов и миграция нефти". М., "Наука", 1976 г., стр. 19-30.

На основании результатов бурения 11 мелких локальных поднятий в центральной части свода и на его погружениях, состава нефти из пяти открытых нефтяных месторождений и восьми нефтепроявлений (породы верхнего палеозоя, юрские и нижнемеловые отложения), анализа спорово-пыльцевых спектров нефтей из четырех основных нефтесодержащих горизонтов доказывается широкое развитие процессов вертикальной миграции при формировании нефтяных месторождений и вскрываются некоторые особенности этого процесса.

Библ. 15 назв., илл. 3, фототабл. 1.

УДК 539.217:552.52+553.982.061.33

Роль текстур в формировании порового пространства глинистых пород. Клубова Т.Т. "Условия формирования пород-коллекторов и миграция нефти". М., "Наука", 1976 г., стр. 31-36.

В статье освещена роль текстур в формировании порового пространства глинистых пород. Выявлены особенности формирования микроагрегатов глинистых пород, приводящие к образованию микротекстур разного типа. По данным исследования с помощью сканирующего микроскопа и электронного вычислительного устройства "Квантимет-720" установлен механизм текстурообразования при различных температурах, давлениях и разных типах органического вещества. Определена роль текстур в образовании и сохранении нефтяных и газовых залежей.

Табл. 1, Библ. 5 назв., фототабл. 3.

Литолого-фациальные закономерности распространения пород-коллекторов в нижнем неокме месторождений Нижневартовского свода. Колгина Л.П., Чернова Н.А. "Условия формирования пород-коллекторов и миграция нефти". М., "Наука", 1976 г., стр. 37-48.

На основании детального литолого-петрофизического и фациального изучения пород-коллекторов продуктивных горизонтов нижнего неокма месторождений Нижневартовского свода выявлены основные особенности их состава, строения, условий формирования и закономерностей распространения как в пределах месторождений, так и свода в целом. Установлена важная закономерность приуроченности пород-коллекторов с повышенными значениями эффективной пористости и проницаемости не только к сводам, но и к крыльям структур, а также к погружениям между последними, что позволяет рассчитывать на обнаружение ловушек структурно-литологического и литологического типов. В пределах изученной территории выделены литотипы разрезов и фациальные зоны с характеристикой в них пород-коллекторов, что позволило установить зависимость физических свойств коллекторов от фациальных условий их накопления.

Библ. 5 назв., илл. 3.

УДК 552.51:553.061.4/571.1/190

Размещение цементирующих минералов в поровом пространстве пород-коллекторов (на примере пласта БВ8 месторождений Нижневартовского свода). Колгина Л.П., Коннышева Р.А., Чернова Н.А. "Условия формирования пород-коллекторов и миграция нефти". М., "Наука", 1976 г., стр. 49-54.

На основании изучения цементирующих минералов в песчаных и алевроитовых породах промышленно-продуктивного пласта БВ8 месторождений Нижневартовского свода Среднего Приобья освещаются их состав, структура, ассоциации, характер размещения и генезис. Особое внимание уделено выявлению степени воздействия цементирующих минералов на формирование структуры порового пространства пород-коллекторов, непосредственно воздействующих на их эффективную емкость и проницаемость. С этой целью наряду с известными физическими методами применен новый - изучение цемента под растровым электронным микроскопом (РЭМ). Преимущество этого метода состоит в объемном изображении пор и больших увеличениях (до 30000). На снимках воспроизводятся морфология и характер размещения цементирующих минералов в поровом пространстве пород-коллекторов, а также внутрицементные поры, заполненные нефтью. Сопоставлены типы цемента с физическими параметрами пород-коллекторов. В итоге изучения цементирующих минералов под РЭМ выделяется несколько этапов их образования.

Библ. 8 назв., фототабл. 4.

УДК 552.54 (470.57) :551.734

Литолого-фациальные особенности доманикового горизонта северо-восточной Башкирии. Середа Т.Т. "Условия формирования пород-коллекторов и миграция нефти". М., "Наука", 1976 г., стр. 55-63.

На основе литолого-петрографического изучения материалов многочисленных скважин и обнажений северо-востока Башкирии составлены схематические карты литолого-фациальной зональности отложений доманикового горизонта. Показано размещение карбонатных и глинисто-карбонатных комплексов "недоманикового" и "доманикового" типов, сделаны краткие выводы об условиях образования доманиковых осадков.

Библ. 12 назв. Илл. 2.

УДК 631.418:552.54

О растворении кальцита в карбонатных коллекторах среднекаменноугольного возраста Пермской области. Суркова Г.И. "Условия формирования пород-коллекторов и миграция нефти". М., "Наука", 1976, стр. 64–68.

В карбонатных коллекторах каменноугольного возраста Пермской области прослежено, по меньшей мере, три регионально развитых этапа растворения: один – в диагенезе, а два других – в катагенетическую стадию. Рассмотрена роль процессов растворения в формировании коллекторских свойств карбонатных пород.

Библ. 5 назв.

УДК 552.724:557.98.061.4:552.734/470.52/

Петрографическая характеристика и структура порового пространства алевролитопесчаников терригенной толщи девона Башкирии. Смирнова Н.Н. "Условия формирования пород-коллекторов и миграция нефти". М., "Наука", 1976 г., стр. 69–75.

В статье приведены детальные характеристики минералогического и гранулометрического составов, вторичных изменений формы обломочных зерен, первичной, вторичной цементаций и расцементирования, структуры порового пространства и коллекторских показателей песчаных пород терригенной толщи девона Туймазинского и других районов Башкирии. Показано, что изменения структуры порового пространства и коллекторских показателей первично почти несцементированных алевролитопесчаников продуктивных пластов терригенной толщи девона определяются степенью катагенетической цементаций посредством срастания зерен, которая тесно связана с гранулометрическим составом обломочного материала.

Библ. 4 назв., илл. 1.

УДК 553.98.061.42:551.735/.76:551.242.7/470.13+470.53+571.56/

К оценке поровых коллекторов в терригенных толщах доорогенного комплекса краевых прогибов. Меннер Вл.Вл. "Условия формирования пород-коллекторов и миграция нефти". М., "Наука", 1976 г., стр. 76–82.

На примере пермских и нижнемезозойских отложений Предверхооянского краевого прогиба, девона и нижнего карбона Предуральского краевого прогиба рассмотрены особенности распространения поровых коллекторов и методика их прогноза в терригенных толщах доорогенного комплекса краевых прогибов, прилегающих к древним платформам.

Для оценки распространения поровых коллекторов в терригенных толщах краевых прогибов наряду с учетом первичного литофациального состава отложений большое значение имеют исследования региональных закономерностей и местных особенностей катагенного уплотнения обломочных пород. В большинстве районов внутренней зоны краевых прогибов поровые коллекторы в терригенных толщах не сохранились. Во внешней зоне, где вторичное уплотнение пород слабее, поровые коллекторы сохраняются чаще, особенно на участках доскладчатых поперечных поднятий и на приплатформенных бортах впадин.

Библ. 7 назв.

УДК 551.732:552.51//474.0/

Некоторые седиментационные и палеотектонические закономерности распространения терригенных коллекторов нефти в кембрии Балтийской синеклизы. Чепиков К.Р., Никишин В.И. "Условия формирования пород-коллекторов и миграция нефти". М., "Наука", 1976 г., стр. 83–88.

На основании изучения седиментационных и постседиментационных палеотектонических условий формирования песчаных коллекторов нефти в кембрии запада

Прибалтики прогнозируется распространение коллекторов различных типов в материковой и акваториальной частях Балтийской синеклизы. Ритмофациальный анализ позволяет подразделить послебалтийский терригенный комплекс нижне-среднего кембрия на талсинскую, айсчяйскую и калининградскую серии, верхние трансгрессивные части которых — тискреская (сакаская), ижорская пачки и дейменская толща — образуют три самостоятельных горизонта коллекторов. Интенсивность вторичного окварцевания кембрийских песчаников менее зависит от современной глубины залегания, нежели от палеоглубины к концу герцинского этапа. Наряду со структурными ловушками нефти в области суши и акватории, намечаются зоны развития стратиграфических и литологических ловушек в кембрии.

Библ. 19 назв., илл. 1.

## УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ И МИГРАЦИЯ НЕФТИ

Утверждено к печати  
Институтом геологии и разработки горючих ископаемых АН СССР

Редактор *В.М. Израилев*. Редактор издательства *Л.С. Тапельзон*  
Художник *С.А. Смирнова*. Художественный редактор *А.Н. Жданов*  
Технический редактор *Н.М. Бузова*

Подписано к печати 31/V-76 г. Т — 10833. Усл. печ. л. 6,75+1 п. л. вкл.

Уч.-изд. л. 8,5. Формат 60 x 90<sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бумага офсетная № 1

Тираж 850 экз. Тип. зак. 1115 Цена 85 коп.

Книга издана офсетным способом

Издательство "Наука", 103717 ГСП, Москва, К-62, Подсосенский пер., 21  
1-я типография издательства "Наука", 199034, Ленинград, В-34, 9-я линия, 12