

ПАЛЕОТЕОТЕРМИЧЕСКИЕ  
КРИТЕРИИ РАЗМЕЩЕНИЯ  
НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ



55098

ПАЛЕОГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ  
КРИТЕРИИ РАЗМЕЩЕНИЯ  
НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

2193



Москва  
«НЕДРА»  
1977



**Палеогеотермические** критерии размещения нефтяных залежей. М., «Недра», 1977. 156 с. Авт.: И. И. Аммосов, В. И. Горшков, Н. П. Гречишников, Г. С. Калмыков.

На базе исследований стадийного преобразования витринита ряда нефтегазоносных регионов СССР изложены теоретические основы палеотемпературного анализа нефтегазоносных пород различного возраста. Выявлена существенная роль палеотемператур в процессе образования, миграции и аккумуляции углеводородов нефти и газа и распределения их основных запасов в недрах. По данным отражательной способности витринита и градиенту ее изменения проведен расчет глубин залегания пород, оптимальных по нефтеносности. На основе палеотемпературного анализа, с учетом других факторов, даны рекомендации по направлению поисково-разведочных работ на нефть и газ в пределах Волго-Уральской провинции, Днепровской впадины и других районов.

Книга предназначена для геологов широкого профиля, геологов-нефтяников и геохимиков.

Табл. 28, ил. 23, список лит. — 113 назв.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

В лаборатории Парагенезиса каустобиолитов ИГиРГИ проводятся исследования ископаемого органического вещества и его изменений, происходящих в недрах под влиянием температуры в условиях высокого давления. В 1952 г. опубликованы результаты этих исследований, где даны определения стадий метаморфизма углей и приведена шкала стадий изменения углей по отражательной способности витринита. Отражательная способность витринита успешно определяется не только в крупных, но и в мелких включениях его, с размерами 0,1 мм и меньше, без выделения их из осадочной породы. Это имеет существенное значение, так как расширяет возможности применения метода для исследования угленосных и большей части терригенных осадочных пород вообще, в том числе и нефтегазосных. Впервые в СССР в 1961 г. была опубликована статья, отражающая результаты работ по открытию количественных зависимостей между отражательной способностью витринита и нефтегазосностью (Аммосов, 1961), которая была переведена и опубликована в США и Румынии. Эти исследования лаборатории, так же как и подобная им работа М. Тайхмюллер (ФРГ), послужили началом многочисленных исследований в СССР и за границей, проведенных в направлении установления соотношений между нефтегазосностью и стадиями изменения осадочных пород при эпигенезе и катагенезе. Результаты этих исследований опубликованы в СССР, США, ФРГ, Франции, Канаде, Англии и в ряде других стран. В этих исследованиях также отмечается наличие взаимосвязи между нефтегазосностью и степенью превращенности осадочных пород и рекомендуется использовать эти взаимосвязи при поисках нефти.

Резко возрастающие темпы добычи нефти и газа определяют необходимость увеличения прироста запасов этих полезных ископаемых, особенно в старых, хорошо освоенных добычей районах. Однако, несмотря на увеличивающиеся объемы бурения и вскрытие более глубоких горизонтов, прирост запасов нефти и газа в ряде районов отстает от роста темпов добычи. При этом оценка перспектив нефтеносности глубоко залегающих локальных поднятий проводится с учетом времени заложения структурных ловушек, скорости их роста и других структурно-тектонических особенностей. Однако до последнего времени для оценки перспектив нефтеносности почти не применялись палеогеотермические критерии.

В основных нефтегазоносных провинциях СССР нашими исследованиями установлены некоторые взаимосвязи между стадиями изменения витринита, палеотемпературами, их обусловившими, и нефтеносностью. Получены ориентировочные количественные палеогеотермические критерии размещения нефтяных залежей в терригенных породах. Впервые построены схематические карты палеотемператур как основа для прогноза перспектив нефтеносности глубоких горизонтов.

В настоящей монографии сделана попытка обобщить основные результаты исследований и конкретизировать по возможности практическое значение палеогеотермических критериев для оценки перспектив нефтеносности терригенных отложений северной и юго-восточной частей Волго-Уральской провинции, а также Днепровского грабена.

Предисловие, заключение и глава I написаны И. И. Аммосовым, глава II — Г. С. Калмыковым, глава III — В. И. Горшковым, глава IV — Н. П. Гречишниковым.

В многолетней работе по отбору проб рассеянных в осадочных породах угольных включений, изготовлению и анализу препаратов, подготовке рукописи к печати принимали участие сотрудники лаборатории: Б. Г. Бабашкин, Л. С. Шаркова, Т. П. Волкова, В. Н. Летуновский, Р. И. Графова, А. А. Григорьянц, Н. И. Зарецкая, А. И. Морозова, О. В. Смирнов, Т. А. Терехова, Н. Г. Федорова, А. И. Шокина. Всем им авторы выражают большую благодарность.

Авторы признательны широкому кругу геологов местных производственных и научных организаций, чья помощь и содействие способствовали успешному проведению исследований.

Глава I

**ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРА НЕДР И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ  
ЗАПАСОВ НЕФТИ**

**I. Возможность использования витринита  
в качестве максимального палеотермометра**

На основании исследований большого фактического материала по угленосным и нефтегазоносным бассейнам СССР и результатов, получаемых большинством отечественных и зарубежных ученых, можно полагать, что температура, давление и время имеют существенное значение в превращениях твердого органического вещества осадочных пород в недрах. При этом температура является главным ведущим фактором, обуславливающим как возникновение, так и последующие существенные изменения органического вещества, с ускорением течения процессов превращения при увеличении температуры.

В глубинах недр при региональном термогенезе<sup>1</sup> изменения твердого органического вещества, вызванные повышением температуры, происходят в условиях высокого давления. Давление не только замедляет ход реакции, но и придает ей особую направленность в закрытой системе превращений органического вещества. Роль давления очевидна при сравнении результатов изменения органического вещества углей, происходящего в условиях регионального термогенеза, с результатами изменения его, полученными в условиях без доступа кислорода воздуха, но без высокого давления в процессе контактового термогенеза. В результате контактового термогенеза получают угли неспекающиеся. При региональном термогенезе, с тем же выходом летучих, тем же содержанием углерода и при той же отражательной способности, получают спекающиеся угли.

Очевидно, давление при превращениях вещества углей в недрах имеет существенное значение, однако, как правило, не

---

<sup>1</sup> Термогенез (термогенные процессы) — процессы изменения органических и минеральных веществ осадочных пород, происходящие в недрах под влиянием тепловых потоков подземных генераторов тепла — абиссальных, гипабиссальных и эффузивных. Различается термогенез региональный, магматогенный и контактовый. Содержание этих понятий при термогенезе органического вещества соответствует региональному метаморфизму углей, магматогенному метоморфизму углей (Сендерзон, 1967) и контактовому метаморфизму.

является причиной, вызвавшей эти превращения. Только в отдельных редких случаях наблюдаются небольшие изменения вещества углей в результате очень сильного давления. При этом уголь оказывается раздробленным на мелкие частицы, перемещавшихся по множеству зеркал скольжения.

Для течения реакций, ведущих к надмолекулярной и молекулярной перестройке органического вещества под влиянием температуры в условиях высокого давления в процессе регионального термогенеза, необходимо время. Чем больше время при прочих равных условиях, тем полнее изменится органическое вещество на уровне возможных превращений при данной температуре. В условиях регионального термогенеза постепенное увеличение температуры происходит в результате весьма медленного опускания осадочных пород.

Ориентировочные скорости прогибания и осадконакопления в течение 100 лет в геосинклиналях составляют 1—2 см, а на платформах — 0,1—0,2 см. Тогда при среднем геотермическом градиенте  $3^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$  для повышения температуры в недрах на  $1^{\circ}\text{C}$  при региональном термогенезе в геосинклиналях потребуется 0,15—0,3 млн. лет, а на платформах в 10 раз больше. Можно предполагать, что геологический масштаб медленного течения процесса является причиной несоответствия расчетных формул, применявшихся отдельными исследователями для определения влияния времени на превращение органических веществ в недрах при региональном термогенезе. В условиях регионального термогенеза при медленном погружении, сопровождающемся незначительным повышением температуры, время может быть вполне достаточным для завершения основных превращений органического вещества соответственно термобарическим условиям недр. При последующем понижении температуры в результате инверсии и денудации в этом угольном веществе до зоны выветривания могут происходить лишь небольшие остаточные изменения за счет перестройки относительно незначительной части групп молекул, не составляющей главной массы вещества угля.

О влиянии времени на изменение стадий превращенности углей в последние годы написано много статей советскими (Левенштейн, 1963; Лопатин, 1969; Неручев, Парпарова, 1972; Голицин, 1973; Иванов, 1975 и др.), а также зарубежными (Карвейл, 1956; Тайхмюллер, 1963; Бостик, 1973 и др.) учеными. Они излагают различные представления о роли времени, как фактора, влияющего на превращения органического вещества углей в недрах. Исследования, проведенные в этом направлении, следует рассматривать как стремление к познанию сложного явления. Однако выполненных исследований о роли времени при термогенезе еще недостаточно для внесения коренных изменений в существовавшие ранее представле-

ния. Наша точка зрения о роли времени ближе к воззрениям С. Г. Неручева, Г. А. Иванова, Г. М. Парпаровой.

В результате ряда превращений исходных наземных органических веществ в недрах на месте их отложения в осадочных породах образуются твердый остаток и флюиды, мигрирующие в горных породах, вступающие во взаимодействие и формирующие новые твердые, жидкие и газообразные органические соединения. Твердые продукты преобразования органического вещества растений, сохранившиеся в ископаемом состоянии, могут находиться на одном из пяти основных этапов превращения: торфяном, буроугольном, каменноугольном, антрацитовом и графитовом.

После завершения торфяного и начала буроугольного этапов в результате биохимических, химических, физико-химических и физических процессов, протекавших при невысоких температуре и давлении, образуется твердая горная порода органического происхождения — плотный бурый уголь. Дальнейшие изменения веществ, слагающих эту горную породу, происходят под влиянием термобарических условий недр, с превращением бурого угля в каменный, каменного угля в антрацит и графит. Общая направленность протекающих здесь процессов обуславливает глубокую перестройку органического вещества с изменением его надмолекулярной и молекулярной структур. В результате на завершающих стадиях изменения вещество горных пород органической природы имеет хорошо выраженную оптическую анизотропию, как следствие упорядочения молекул в кристаллических системах.

Таким образом, исходный материал углей — вещество растений-углеобразователей, состоявшее в значительной мере из воды, целлюлозы, лигнина, белков и других соединений, где атомы С, Н, О, N и S образуют разнообразные системы органических веществ, необходимые для жизнедеятельности организмов, попадая в недра земли, претерпевают глубокие изменения под влиянием повышенных температур, действующих в условиях высокого давления. В результате образуются крепкие горные породы органического происхождения, например пласты угля, вещество которых на крайних стадиях превращения состоит из конденсированных систем атомов углерода, расположенных в гексагональных кристаллических решетках. Очевидно, основным направлением изменения органического вещества в недрах Земли является его окаменение, т. е. литификация (точнее, антралитификация) как результат последующего изменения вещества этой горной породы в процессе термогенеза.

Органическое вещество ископаемых углей разнообразно по исходному материалу и по результатам изменения его в торфяной стадии. В одном кусочке угля, включенном в горную породу, могут находиться различные петрографические компо-

ненты, представленные витринитом, фюзинитом, споринитом, резинитом, альгинитом и др. Вещество каждого из этих компонентов проходит свой путь изменений при литогенезе. Поэтому содержание нелетучего углерода, используемого при определении «углеродного коэффициента», — функция не только постдиагенетических изменений вещества угля, но и результат неодинакового содержания углерода в петрографических компонентах угля, обусловленного неодинаковым исходным материалом и особенностями его превращения. Например, содержание углерода в фюзините больше, чем в витрините, а в витрините больше, чем в спорините. В частности, из-за этого возникают значительные затруднения и неточности при использовании «углеродного коэффициента» для установления взаимосвязи его с нефтегазоносностью, без учета петрографического состава угольного органического вещества в осадочных породах.

Современные петрографические методы исследования дают возможность различать в осадочных породах петрографические компоненты угля и позволяют также получать качественные, а в ряде случаев и количественные характеристики особенностей слагающих их органических веществ, обусловленных химическим составом и молекулярным строением. Петрографические методы делают возможным избирательное исследование различных, даже весьма мелких органических включений, рассеянных в осадочных породах, без выделения их из породы.

Определение фотоумножителями отражательной способности мелких включений витринита под микроскопом и установление взаимосвязи изменений его отражательной способности с молекулярной перестройкой и температурой недр открыло новые перспективы изучения осадочных пород как геологического комплекса минеральных и органических веществ, изменяющегося в пространстве и времени под влиянием температуры в условиях повышенного давления. При этом витринит может быть использован как максимальный термометр, заложенный самой природой в осадочные породы.

Основными этапами развития в ИГИ и ИГиРГИ научного направления по использованию изменений вещества витринита для решения вопросов геологии осадочных пород являются: 1) установление взаимосвязи изменения петрографических особенностей витринита с его метаморфизмом (Аммосов, Мусьял, 1952); 2) разработка Б. Г. Бабашкиным аппаратуры, позволившей получать количественное выражение отражательной способности витринита в стабильных цифровых единицах (ГОСТ 12113—66); 3) построение по отражательной способности шкалы стадий антралификации органического вещества витринита, построение классификации углей (Аммосов и др., 1964); 4) установление взаимосвязи между отражательной способностью витринита и температурой недр; по-

строение шкалы, связывающей температуры с отражательной способностью (Аммосов, Еремин, 1971); 5) установление взаимосвязи между нефтегазоносностью, литификацией вмещающих пород и палеотемпературами; построение шкалы палеотемпература — нефтегазоносность (Аммосов, 1961; Аммосов, 1967; Вассоевич и др., 1969).

Количественный показатель литификации осадочных пород, выраженный в единицах отражательной способности (ОС) витринита, заключенного в терригенных отложениях, тесно связан с процессами породообразования и успешно применяется для решения теоретических вопросов, а также прикладных задач угольной и нефтяной геологии.

Различными исследователями процесс породообразования разделяется на ряд этапов. При этом выделяются литогенез (седиментогенез и литогенез), эпигенез, катагенез и метагенез. Однако содержание этих терминов в работах разных исследователей неодинаково. Так, этап изменения осадочных пород, выделенный в 1957 г. под названием эпигенеза, соответствует либо границам катагенеза (табл. 1, графы 1, 2 и 4), либо только верхней части катагенеза (табл. 1, графа 3). Тогда катагенез охватывает не только эпигенез, но и этап раннего метаморфизма и метагенеза.

В результате неодинакового понимания объема и содержания упомянутых этапов одна и та же стадия превращенности осадочных пород относится то к катагенезу, то к метагенезу, поэтому необходимо установить границы этапов изменения осадочных пород по количественным показателям.

После завершения седиментогенеза и превращения осадков при диагенезе в горные породы основной причиной дальнейшего изменения их являются тепловые потоки недр земли. В результате нагревания происходят изменения как органического вещества, так и минерального состава осадочных пород. При этом органические вещества изменяются раньше, быстрее и легче, чем минеральные. Изменения органического вещества витринита используются в качестве шкалы стадий превращенности углей (Аммосов, Мусял, 1952; Аммосов, 1956; Аммосов и др., 1964). Возможность использования стадийных изменений витринита для опорной шкалы превращенности вмещающих осадочных пород обоснована в ряде работ (Аммосов, 1967, 1968; Аммосов и др., 1971, 1975).

Границы этапов изменения осадочных пород сопоставлены с цифровой шкалой стадий превращенности углей (табл. 1), применяемой в СССР и основанной на количественных показателях стадийных изменений отражательной способности витринита. Стадии изменения (табл. 1) можно использовать для устранения неточностей границ и неодинаковых понятий, вкладываемых в термины диагенез, эпигенез, катагенез, метагенез.

Определение стадий изменения органического вещества ос-

Таблица 1

**Границы постдиагенетических изменений осадочных пород по шкале  
отражательной способности витринита**

Приближенные границы этапов изменений осадочных пород			Стадии ТИВИ (термогенетические изменения витринита)			Приближенные обозначения стадий изменения углей
По данным некоторых исследователей Западной Европы	По Н. М. Стрехову, 1957	По Н. Б. Вассовичу, 1962	Основные процессы	Обозначения (И. И. Аммосов и др., 1951)	Границы $R_0$ , % (И. И. Аммосов и др., 1964)	
Метаморфизм	Ранний метаморфизм	Катагенез	Протокатагенез	Дегидратация	0 <sub>1</sub>	Б <sub>1</sub>
					0 <sub>2</sub>	
Метаморфизм	Эпитгенез	Катагенез	Протокатагенез	Дегидратация	0 <sub>3</sub>	Б <sub>3</sub>
					0,3	
Метаморфизм	Ранний метаморфизм	Катагенез	Протокатагенез	Дегидратация	I	Каменные угли
					0,4	
Метаморфизм	Эпитгенез	Катагенез	Протокатагенез	Дегидратация	II	Ж
					0,5	
Метаморфизм	Ранний метаморфизм	Катагенез	Протокатагенез	Дегидратация	III	КО
					0,65	
Метаморфизм	Эпитгенез	Катагенез	Протокатагенез	Дегидратация	IV	ПА
					0,92	
Метаморфизм	Ранний метаморфизм	Катагенез	Протокатагенез	Дегидратация	V	АС
					1,15	
Метаморфизм	Эпитгенез	Катагенез	Протокатагенез	Дегидратация	VI	
					1,60	
Метаморфизм	Ранний метаморфизм	Катагенез	Протокатагенез	Дегидратация	VII	
					2,00	
Метаморфизм	Эпитгенез	Катагенез	Протокатагенез	Дегидратация	VIII	
					2,50	
Метаморфизм	Ранний метаморфизм	Катагенез	Протокатагенез	Дегидратация	IX	
					3,50	
Метаморфизм	Эпитгенез	Катагенез	Протокатагенез	Дегидратация	X	
					4,00	
Метаморфизм	Ранний метаморфизм	Катагенез	Протокатагенез	Дегидратация	5,50	

новано на разработанном в лаборатории количественном методе ФЭУ МИМ-7 ИГиРГИ, введенном в Государственный стандарт СССР, по исследованию витринита осадочных пород. Метод основан на измерении одной из важнейших оптических величин, характерных для витринита на различных стадиях его изменения — отражательной способности. По отражательной способности витринита определяются стадии литификации

осадочных пород и приближенно намечается их максимальная температура. Это имеет большое значение в решении задач теоретической и практической геологии. Однако количественный петрографический анализ даже автохтонных изометаморфных углей показывает колебания величин отражательной способности витринита. Получается не одно, а несколько значений отражательной способности его, изменяющихся в пределах различных амплитуд. Следует выявить пределы колебаний отражательной способности витринита и определить значения связанных с этим неточностей, возникающих при установлении стадий литификации и прогнозе палеотемператур, и по возможности выявить хотя бы некоторые причины этих колебаний, вероятно, обусловленные в основном особенностями изменений органического вещества витринита в процессах антралификации.

В зависимости от условий определения отражательной способности (в воздушной среде или при погружении фронтальной линзы объектива микроскопа в масло с определенным показателем преломления), результаты измерения отражательной способности обозначаются символами и индексами соответственно  $R^a$  и  $R^o$ . Кроме того, ГОСТом 12113—66 отражательную способность допускается выражать величиной  $10R^a$ , т. е. отражательной способностью в воздухе, увеличенной в 10 раз. Последнее важно для сопоставления работ по отражательной способности витринита, выполненных в СССР до утверждения упомянутого ГОСТа. В связи с этим в данной монографии в основном применяются обозначения отражательной способности  $10R^a$ . Для характеристики амплитуд колебания отражательной способности определение отражательной способности в каждой пробе проводилось в 100 точках с иммерсией. Для перевода значений отражательной способности в масле ( $R^o$ ) в значение отражательной способности  $10R^a$  приводится табл. 2.

Результаты определения отражательной способности витринита для наглядности представлены в виде рефлекто-

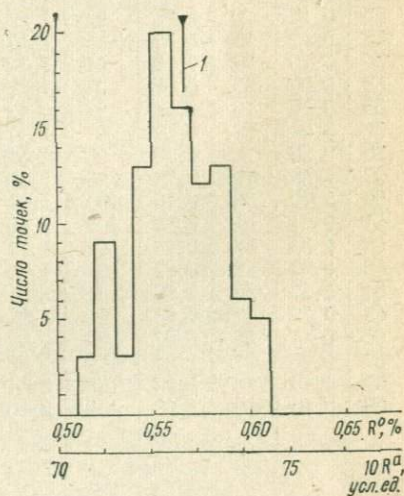


Рис. 1. Рефлектограмма колебания значений  $R^o$  при определении отражательной способности витринита по 100 точкам (проба 1а, Кузбасс, шахта 3 Журинка, пласт Поджуринский, стадия I, марка Д,  $R_{ср}^o = 0,567$ )

1 — среднее значение  $R^o$ . Одно деление по вертикали — 1%

грамм. Они характеризуют амплитуды колебаний отражательной способности витринитов, испытавших воздействие одинаковых температур и давлений и распределение числа значений отражательной способности в пределах амплитуд. Например, в угле пробы 1а величины отражательной способности ( $R^0$ ) колеблются в пределах 0,51—0,61% (рис. 1). При этом число точек от единичных крайних значений отражательной способности увеличивается к средней части и рефлектограмма имеет максимум, приближенно отвечающий положению среднего значения отражательной способности витринита данной пробы, отмеченный на рис. 1 соответствующим значком.

Таблица 2

Зависимость отражательной способности витринита в воздушной среде ( $10 R^a$ ) и иммерсионном масле ( $R^0$ ) в процентах (неполяризованный монохроматический свет,  $\lambda = 558$  нм)

$10 R^a$	$R^0$	$10 R^a$	$R^0$	$10 R^a$	$R^0$	$10 R^a$	$R^0$	$10 R^a$	$R^0$	$10 R^a$	$R^0$
50	0,12	70	0,50	90	1,12	110	2,15	130	3,47	150	5,20
51	0,13	71	0,52	91	1,17	111	2,21	131	3,54	151	5,30
52	0,15	72	0,55	92	1,22	112	2,27	132	3,62	152	5,40
53	0,17	73	0,57	93	1,27	113	2,33	133	3,70	153	5,50
54	0,19	74	0,59	94	1,32	114	2,39	134	3,78	154	5,60
55	0,20	75	0,62	95	1,37	115	2,45	135	3,85	155	5,70
56	0,22	76	0,64	96	1,42	116	2,51	136	3,93	156	5,80
57	0,24	77	0,67	97	1,47	117	2,57	137	4,01	157	5,90
58	0,26	78	0,70	98	1,51	119	2,64	138	4,09	158	6,01
59	0,28	79	0,73	99	1,56	119	2,70	139	4,18	159	6,11
60	0,29	80	0,76	100	1,61	120	2,76	140	4,26	160	6,21
61	0,31	81	0,80	101	1,66	121	2,83	141	4,34	161	6,33
62	0,33	82	0,83	102	1,71	122	2,90	142	4,43	162	6,45
63	0,35	83	0,87	103	1,76	123	2,97	143	4,52	163	6,57
64	0,37	84	0,90	104	1,81	124	3,04	144	4,61	164	6,69
65	0,39	85	0,94	105	1,86	125	3,11	145	4,70	165	6,81
66	0,41	86	0,97	106	1,92	126	3,18	146	4,80	166	6,95
67	0,43	87	1,01	107	1,98	127	3,25	147	4,90	167	7,10
68	0,45	88	1,05	108	2,04	128	3,32	148	5,09	168	7,25
69	0,48	89	1,09	109	2,10	129	3,40	149	5,10	169	7,40
										170	7,55

Большая часть проб угольных включений, особенно из керна скважин, отбирается в виде кусочков породы, содержащих небольшие прослойки или линзы витринита. При этом препараты для исследования отражательной способности изготовляются в виде кусочков, полированных по поверхности, перпендикулярной наслоению. Поверхность таких включений витринита в плоскости шлифа обычно невелика, и на ней невозможно разместить 100 точек измерений, особенно при

учете непригодности для измерений краевых частей включений витринита вследствие теневых полос, обусловленных микро-рельефом.

Однако в отдельных случаях в естественных или искусственных обнажениях находятся довольно мощные прослойки угля с витринитом. Здесь пробы нередко отбираются на всю мощность включения угля в виде массы зерен его.

Кроме того, пробы могут быть отобраны из обогащенного органическим веществом шлама буровых скважин. Препараты для исследования таких проб изготавливаются в виде брикетов, где зерна угля пробы связаны специальными цементами. Зерна угля в брикетах не ориентированы по отношению к залеганию осадочной породы, из которой они отобраны, а находятся в беспорядочном состоянии.

Амплитуды отражательной способности витринита, рассеянного в осадочных породах, и витринита, находящегося в пластах угля, вероятно, одинаковы. Учитывая это, целесообразно было установить колебания значений отражательной способности витринита в углях, состав и свойства которых известны. Для этого выбрали угли Кузбасса и Донбасса.

Для определения отражательной способности применялся не поляризованный, а простой свет. Исследования с поляризованным светом намечено выполнить в будущем.

Исследован уголь 22 проб, в том числе 11 проб каменных углей Кузбасса, 10 проб каменных углей Донбасса и одна проба нижнерейнского землистого бурого угля. Определение отражательной способности витринита 12 проб (1—11 и 22) проведено в брикетах, изготовленных из зерен средних пластовых проб, а отражательная способность витринита 10 проб (12—21) исследована в кусочках угля по поверхности, отполированной перпендикулярно наслоению.

Из данных, приведенных в табл. 3, видно, что с увеличением стадии антралификации от длиннопламенного угля возрастает и амплитуда значений отражательной способности витринита, а на рефлектограммах, изображающих изменения отражательной способности витринита, максимум ее при увеличении стадий антралификации становится менее ярко выражен (рис. 2). Однако, как это будет показано далее, амплитуда отражательной способности витринита землистого бурого угля больше, чем у длиннопламенного и газового углей.

Результаты определения отражательной способности витринита по поверхности, перпендикулярной наслоению, в нераздробленных кусочках углей, различных по стадиям антралификации, приведены в табл. 4.

Сопоставление результатов определения отражательной способности витринита в брикетах, изготовленных из зерен угля средних пластовых проб, с результатами определения отражательной способности витринита в аншлифах, перпендикулярных

Таблица 3

Значение отражательной способности витринита по полированной поверхности брикетов, изготовленных из беспорядочно расположенных зерен углей средних пластовых проб, отобранных в Кузбассе и Донбассе (число определений по каждой пробе—100)

Номер пробы	Стадия антрали-фикации	Амплитуда $R_0$ , %	Разница крайних значений амплитуды, %	Средние значения	
				$R_0$ , %	$10 R_0$ , усл. ед.
<b>Угли Кузбасса</b>					
1a	I	0,51—0,61	0,10	0,567	73
2	II	0,70—0,83	0,13	0,756	80
3a	III	0,91—1,08	0,17	1,011	87
4	IV	1,25—1,52	0,27	1,416	96
5	V	1,56—1,92	0,36	1,781	103,5
6a	VI	1,93—2,58	0,65	2,256	112,0
<b>Угли Донбасса</b>					
7	I	0,50—0,66	0,16	0,582	73
8a	III	0,96—1,27	0,31	1,095	89
9	IV	1,17—1,56	0,39	1,34	94,5
10	V	1,33—1,83	0,50	1,59	100
11a	VI	1,74—2,36	0,62	2,01	107,5

Таблица 4

Значение отражательной способности витринита по поверхности, полированной перпендикулярно наслоению нераздробленных кусочков углей Кузбасса и Донбасса, различных по стадиям антралификации (число определений по каждой пробе—100)

Номер пробы	Стадия антрали-фикации	Амплитуда $R_0$ , %	Разница крайних значений амплитуды, %	Средние значения	
				$R_0$ , %	$10 R_0$ , усл. ед.
<b>Угли Кузбасса</b>					
12	$I_2$	0,49—0,64	0,17	0,595	74
13	$III_2$	0,95—1,12	0,17	1,018	87
14	$IV_2$	1,33—1,53	0,20	1,40	96
16	$VI_3$	2,35—2,82	0,47	2,588	117
<b>Угли Донбасса</b>					
17	$I_3$	0,52—0,65	0,13	0,579	73
18	$III_2$	1,00—1,17	0,17	1,077	89
19	$IV_2$	1,34—1,51	0,17	1,421	96
20	$V_1$	1,51—1,70	0,19	1,605	100
21	$VI_2$	2,12—2,32	0,20	2,202	111

наслоению, изготовленных из кусочков витринита изометаморфного или близкого по стадиям антралификации с витринитом брикетов, дало интересные результаты. Так, на I стадии антралификации результаты определения отражательной способности, полученные по кусочкам витринита и по брикетам из средних пластовых проб, отличаются мало. Наоборот, начиная с III, IV стадий антралификации, амплитуда отражательной способности витринита, определенная по аншлифам из кусочков угля меньше, а максимум отражательной способности на соответствующих рефлектограммах выражен ярче, чем на рефлектограммах отражательной способности витринита, исследованного в брикете, изготовленном из зерен средней пластовой пробы.

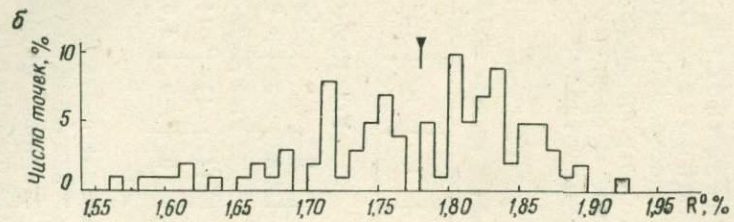
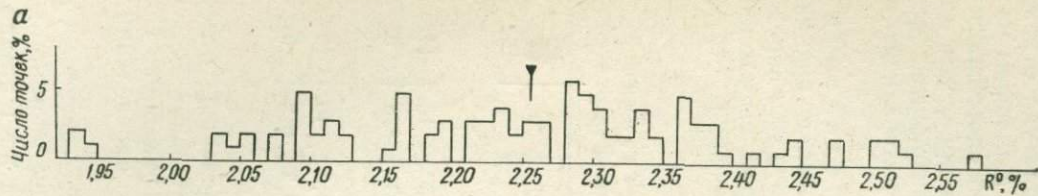
Возможные неточности определений отражательной способности. Отклонения крайних значений отражательной способности витринита при определении по 100 точкам в брикете из угля средних проб, выраженные в процентах по отношению к среднему значению отражательной способности, приведены в табл. 5.

Таблица 5  
Отклонения крайних значений  $R^o$  и  $10 R^a$

Стадия	I	II	III	IV	V	VI
<b>Угли Кузбасса</b>						
$R^o$	9	9	13	13	13	14
$10 R^a$	3	3	3	3	3,5	5
<b>Угли Донбасса</b>						
$R^o$	14	14	14	14,5	16	15
$10 R^a$	5	5	4,5	4,2	5,2	5

Эти цифры показывают довольно большие относительные отклонения крайних значений отражательной способности в углях различных стадий антралификации. По ГОСТ 11213—66 допустимые отклонения при определении  $R^o$  — 6%, а  $R^a$  — 2%.

Амплитуды значений отражательной способности с увеличением стадий антралификации, как упомянуто, увеличиваются. Например, для углей Кузбасса на I стадии эта амплитуда находится в пределах 0,51—0,61  $R^o$ , а на VI стадии — в пределах 1,93—2,58  $R$ , т. е. она увеличилась в 6,5 раза. Поэтому величина относительного отклонения отражательной способности, равная 1%, на различных стадиях имеет неодинаковые значения.



2193

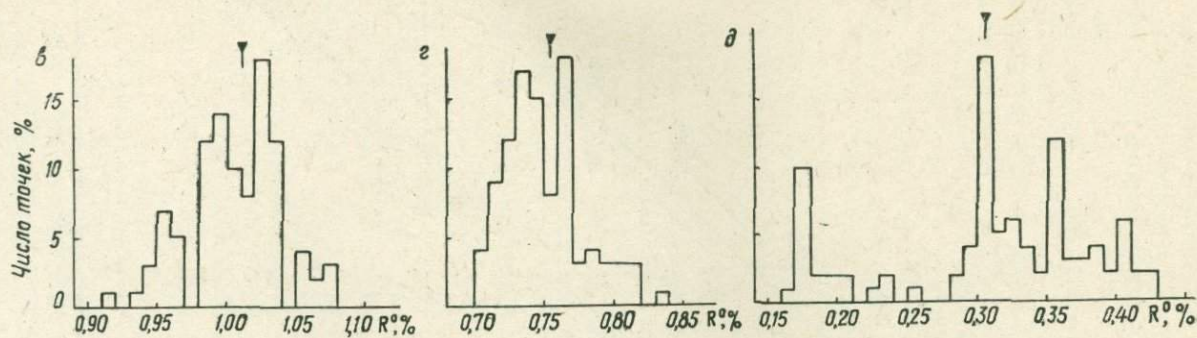
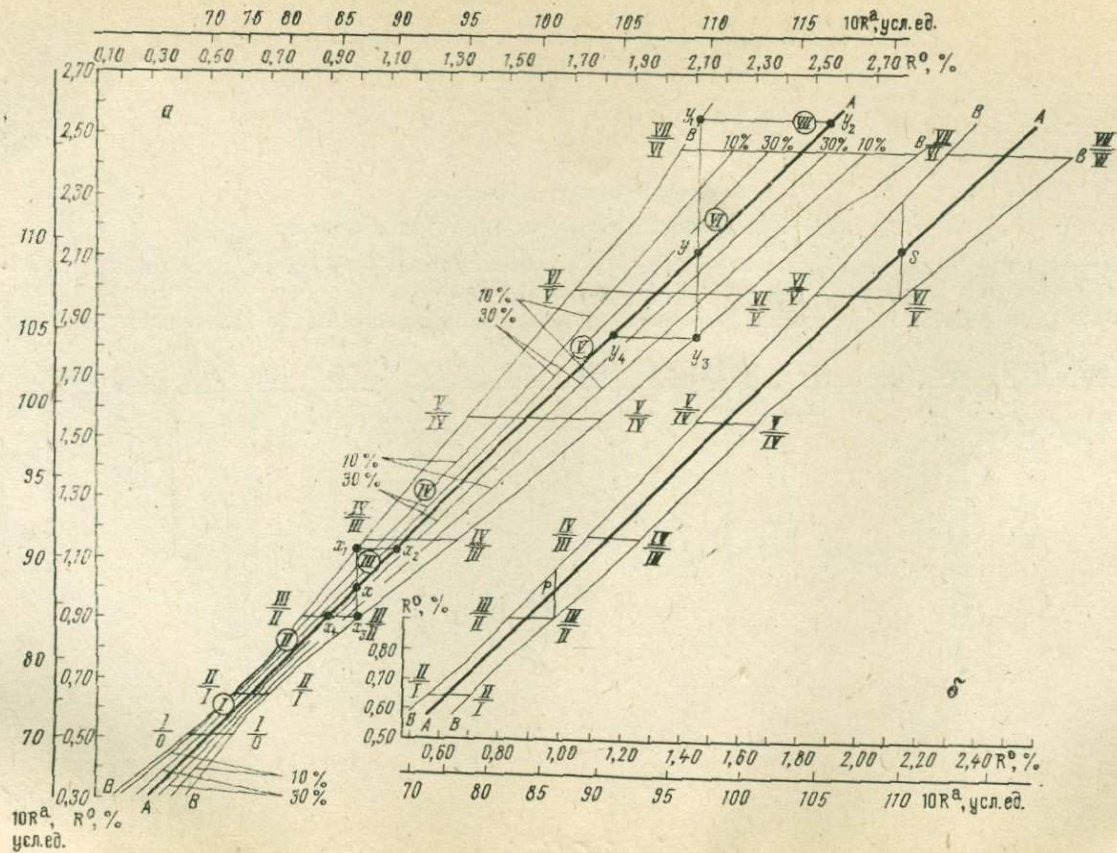


Рис. 2. Сопоставление рефлектограмм отражательной способности витринита от нулевой до VI стадии антралификации

а — стадия VI, проба 6а,  $R_{\text{ср}}^0 = 2,256\%$ ; б — стадия V, проба 5,  $R_{\text{ср}}^0 = 1,781\%$ ; в — стадия III проба 3а,  $R_{\text{ср}}^0 = 1,011\%$ ; з — стадия II, проба 2,  $R_{\text{ср}}^0 = 0,75\%$ ; д — стадия 0, проба 22,  $R_{\text{ср}}^0 = 0,306\%$

Условные обозначения см. рис. 1





На графиках (рис. 3) по средним значениям отражательной способности витринита пластовых проб (рис. 3, а) и проб в виде нераздробленных кусков (рис. 3, б) построены линии АА. На них нанесены границы стадий антралификации (табл. 1). По границам амплитуд отражательной способности витринита, полученным в результате исследования, построены линии ВВ.

График характеризует границы колебаний и средние значения отражательной способности витринита различных стадий антралификации. Он предназначен для приближенного определения погрешности стадий антралификации. Допустим, величина отражательной способности, полученная при единичном измерении или при измерениях, проведенных в нескольких рядом расположенных точках в одном зерне, в одной линзе или в одном тонком прослойке витринита, выражается величиной  $R^0 = 1$ . Эта величина может быть как средним, так и любым другим значением отражательной способности, не выходящим за пределы границ амплитуды, соответствующей данной стадии. В первом случае отметим ее на линии АА средних значений рис. 3, а точкой  $x$ . Во втором случае обозначим на верхней и нижней линиях ВВ рис. 3, а крайнее значение в виде точек  $x_1$  и  $x_3$ . Горизонтальные линии, проведенные через точки  $x_1$  и  $x_3$ , пересекут линию средних значений АА в точках  $x_2$  и  $x_4$ . Отрезок  $x_2x_4$  по горизонтальной шкале будет характеризовать изменение от 0,9 до 1,16. Так выражается возможная неточность по единичному определению. В величинах  $10R^a$  она выражается амплитудой от 84 до 91 усл. ед. (стадии II<sub>3</sub>, III<sub>3</sub>). Однако, как это будет очевидно из дальнейшего, неточность определений в принятой методике исследований значительно меньше. Поле графика (рис. 3, а) по распределению числа точек на рефлектограммах (рис. 1, 2) разделено на полосы, вытянутые вдоль оси графика. В первой левой полосе размещаются точки, встречаемость которых колеблется в пределах 0—10% от общего числа точек определений отражательной способности в пробе. Во второй полосе, ограниченной линиями 10—30%, размещаются точки с несколько большей частотой встречаемости. Наконец, в средней полосе, ограниченной линиями 30—30%, расположены наиболее часто встречающиеся (40%) точки измерений.

Рис. 3. Средние значения и амплитуды отражательной способности витринита различных стадий антралификации. Для витринита угля:

а — средних пластовых проб; б — ориентированных штучных проб;  
 АА — линии средних значений отражательной способности; ВВ — линии, ограничивающие амплитуды отражательной способности; 10—30% — распределение числа точек в пределах амплитуды отражательной способности;  $x-x_3$  — точки, построенные для определения возможной ошибки отражательной способности витринита стадий II, III;  $p$  — то же, для стадии III на графике б;  $v-v_4$  — то же, для витринита стадий VI, VII на графике а;  $s$  — то же, для стадии VI на графике б

В рассматриваемом примере положение единичной точки, имеющей значение  $R^0 = 1,0\%$ , наиболее вероятно в средней полосе графика, ограниченной линиями 30—30%. В этом случае максимальная неточность определений выразится величинами 0,94—1,06% ( $R^0$ ), 85—88 усл. ед. ( $10R^a$ ). Эта неточность значительно меньше первой. Вероятность положения точек  $x_1$  и  $x_3$  меньше 5%, но все же она возможна. Очевидно, по данным одного измерения в пробе, изготовленной из различно ориентированных мелких зерен раздробленного витринита, например в шламе, нельзя точно определить стадию антралификации. Еще больше будет величина неточности определений в витрините повышенных стадий. Допустим, что по единичному значению отражательной способности, а также по нескольким измерениям, проведенным в одном зерне витринита в брикете, получена величина  $R^0 = 2,12\%$ . Рассматривая эту величину в одном случае как среднее, а в другом как крайнее значение, на рис. 3, а получим точки  $y_1$  и  $y_2$ , определяющие интервал по  $R^0$  от 1,98 до 2,56%, по  $10R^a$  от 107 до 117 усл. ед., а по группам стадий литификации от VI до VII.

Обычно определение отражательной способности витринита, рассеянного в осадочных породах, проводится в пробах, ориентированных перпендикулярно наслоению, а не в зернистых брикетах. Поэтому, сравнивая рис. 3, а и 3, б, видим, что измерение по небольшому числу точек отражательной способности витринита в ориентированных пробах позволяет точнее, чем в неориентированных зернах средних проб, определить стадии антралификации. Это зависит от меньшей амплитуды отражательной способности на рис. 3, б. Например, если на рис. 3, б через точки  $p$  и  $s$  провести вертикали, то каждая из них охватит меньшие пределы колебаний отражательной способности, чем вертикали, проведенные через точки  $x$  и  $y$ . Для точки  $p$  здесь получится разница по  $R^0$  от 0,9 до 1,06%, по  $10R^a$  от 84 до 88 усл. ед. Для точки  $s$  разница  $R^0$  составит 1,96—2,30% по  $10R^a$  — 106—112 усл. ед.

В нефтегазоносных продуктивных отложениях отражательная способность витринита, как правило, не превышает 100 усл. ед.  $10R^a$ . Поэтому примеры, приведенные с колебаниями значений отражательной способности выше IV стадии антралификации (буквы  $y$ ,  $y_1$ ,  $y_2$ ,  $y_3$  и  $y_4$  на рис. 3а, а также буква  $s$  на рис. 3, б) будут редкими.

Кроме того, на микроплощадке включения витринита обычно удается сделать не одно, а не менее 10 измерений в точках, удовлетворяющих требованиям методики определения отражательной способности. Однако в ряде случаев по уникальным пробам, например, полученным из керн скважин с большой глубины в виде кусочков с единственным мелким (около 10 мкм) включением витринита, где удалось сделать 1—2 замера отражательной способности, необходимо бывает получить

хотя бы весьма приближенные данные о стадии превращенности вмещающих пород. В этом случае график (рис. 3, б) также может быть использован для оценки степени достоверности полученных измерений с целью определения возможности тех или иных выводов о прогнозе нефтегазоносности и свойств углей.

Разброс значений отражательной способности витринита в мягких бурых углях в основном обусловлен, вероятно, не только наличием промежуточных стадий превращения органического вещества, а неодинаковой отражательной способностью продуктов превращения различного исходного материала. Так, в мягких бурых углях различаются четыре провитринитовых микрокомпонента (гумотелинит, гумодетринит, гелинит, корпогуминит). При этом гумотелинит и часть гелинита имеют меньшую отражательную способность, чем гумодетринит и корпогуминит. Это видно по результатам определения отражательной способности петрографических микрокомпонентов (мацералов) нижнерейнского бурого угля, выполненного С. А. Мусял (рис. 4).

В каменных углях по терминологии, принятой в ГОСТ 9414—60, группа витринита подразделяется на телинит и коллинит. Отражательная способность телинита и коллинита каменных углей также неодинакова, как это видно на рис. 5.

Однако микрокомпоненты группы витринита различимы в углях только на невысоких стадиях антралификации. Начиная с тощих каменных углей, относящихся к стадии V антралификации, микрокомпоненты витринита почти неразличимы. При увеличении стадий антралификации разница между микрокомпонентами группы витринита, как упомянуто, уменьшается, а амплитуда отражательной способности витринита, наоборот, увеличивается. Вероятно, это обусловлено тем, что, кроме неоднородности витринита, заметной под микроскопом и выражающейся наличием различных петрографических микрокомпонентов группы витринита, вещество его, кажущееся одинаковым под микроскопом, неоднородно по молекулярному строению. Это частично улавливает фотоумножитель, применяемый при определении отражательной способности.

Как при разделении в тяжелых жидкостях витринитовых углей средних пластовых проб, так и при разделении чистого тонкоизмельченного витрина получают основную по выходу фракция витринита и ряд второстепенных фракций, меньших по выходу (Аммосов, 1959). Вероятно, в этом, так же как и в преобладающих показателях отражательной способности и в преобладающем цвете люминесценции резинита, споринита и альгинита, выражается существование среди данного ряда органических соединений, характерных для данной стадии антралификации.

Таким образом, причины колебаний отражательной способности витринита на низких и на высоких стадиях его изменения

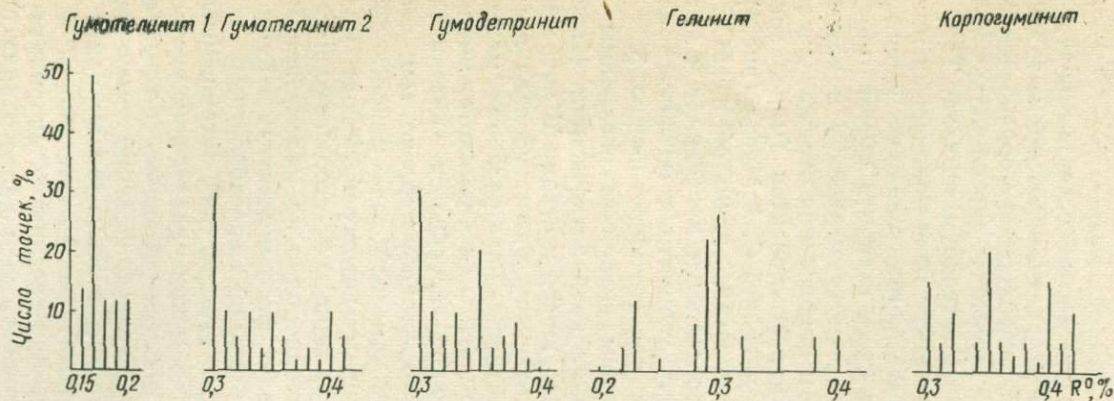


Рис. 4. Рефлектограммы отражательной способности мацералов нижнерейнского землистого бурого угля (результат определения ИГиРГИ, 1970)

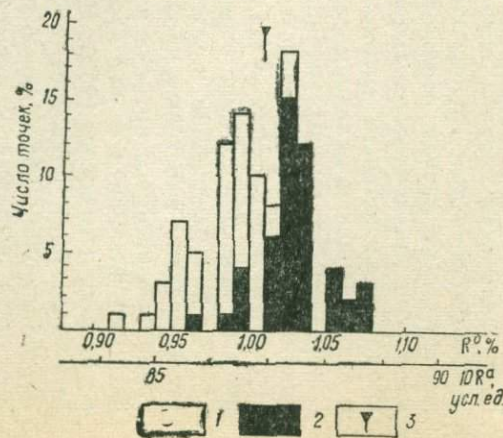


Рис. 5. Рефлектограмма отражательной способности коллинита и телинита в угле стадии III антралификации (проба За Кузбасса, шахта I Капитальная, пласт 5 Кандалепский, стадия III, марка Ж, 100 точек,  $R_{ср}^0 = 1,011\%$ )

1 — коллинит, 1 точка (1%); 2 — телинит, 1 точка (1%); 3 — место среднего значения  $R^0$

неодинаковы. На низких стадиях антралификации причиной этих колебаний в значительной мере являются особенности исходного материала различных петрографических компонентов группы витринита, унаследованные от торфяной и бурогоугольной стадий и еще не вполне сглаженные на начальных каменноугольных стадиях. На высоких стадиях основной причиной неодинаковой отражательной способности вещества витринита является неравномерное изменение молекулярного строения его. При увеличении стадий антралификации визуальная разница между микрокомпонентами уменьшается. Однако амплитуда отражательной способности изометаморфного витринита увеличивается. Вероятно, это происходит потому, что молекулярное строение органического вещества каждого из петрографических компонентов ископаемых углей (витринита, споринита, альгинита и др.), при литификации изменяется не одновременно, т. е. здесь не образуется одинаковой по составу и свойствам однородной массы. Можно предполагать, что на любой из стадий антралификации происходят неодинаковые, только данному этапу свойственные превращения органического вещества.

Превращения органического вещества витринита обусловили изменения его отражательной способности. Отражательная способность витринита при антралификации увеличивается в связи с нарастанием упорядоченности молекулярного строения вещества. Этот процесс происходит неодновременно во всей массе вещества, поэтому отражательная способность изменяется также не одновременно во всем объеме органического вещества витринита. Упорядоченность молекул нарастает, охватывая новые участки вещества. При этом образуются все более совершенные системы по степени упорядоченности молекул.

Отражательную способность витринита следует определять не менее чем по 10, еще лучше по 100 точкам. Графики, построенные по средним значениям амплитуд отражательной способности витринита, характеризуют особенности изменения ее на различных стадиях литификации органического вещества. Эти графики могут быть использованы для решения различных вопросов, связанных с определениями отражательной способности.

В результате многолетних исследований был установлен закономерный характер изменения содержания и состава углеводородов в нефтегазоносных бассейнах с глубиной опускания осадочных пород. Было показано, что нефть и газ в различных соотношениях и состояниях в осадочной толще земной коры возникают только в определенных условиях.

В последнее десятилетие для определения стадий литогенеза и палеотемператур формирования осадочных пород используется витринит (Аммосов, 1961, 1967, 1968; Высоцкий,

1967; Вассоевич и др., 1969; Вышемирский, 1963; Чичуа, 1964; Альперн, 1969; Бартенштайн, Тайхмюллер, 1958, 1971; Коррей, 1969; Хакюбард, Дональдсон, 1970; Штаплин, 1969).

В. А. Соколов (1943—1965) подразделял толщу осадочных пород по газонефтеобразованию на ряд зон: 1) биохимическая — от земной поверхности до глубины нескольких десятков метров; 2) переходная — до глубины 1—1,5 км, биохимические процессы затухают, а термокаталитические идут еще очень медленно; 3) термокаталитическая — от 1—1,5 до 6 км, в основном образуются различные углеводороды и другие газы, а также нефти; 4) газовая — глубина 6 км, образуется преимущественно метан.

Глубины развития отдельных зон являются приблизительными и в большей мере зависят от геотермического градиента, состава органического вещества и каталитических свойств осадочных пород (Соколов, 1966). Анализ фактов увеличения содержания битумоидов и углеводородов на некоторых глубинах позволил ряду исследователей более определенно установить в разрезе нефтегазоносных бассейнов границы зоны, с которой связаны процессы интенсивного образования флюидов и их первичной миграции (Вассоевич, 1962; Неручев и др., 1962).

Важнейшие этапы образования нефтей и газов И. И. Аммосов (1961, 1967) связал с главной нефтеносностью, а Н. Б. Вассоевич (1969) — с главной фазой нефтеобразования, А. М. Акрамходжаев (1973) — с главной фазой газообразования. Из ряда опубликованных работ (Аммосов, 1961, 1962, 1967; Вассоевич и др., 1967) следует, что основное значение для нефтяной геологии имеет анализ не столько глубин проявления «главной фазы», сколько температурных условий, характерных для зоны интенсивного нефтеобразования. Однако мнения исследователей о величине температур, присущих этой зоне, довольно существенно расходятся. Не вдаваясь в обсуждение крайних точек зрения, остановимся на более распространенных.

И. И. Аммосовым и И. В. Ереминым (1971) дан обзор представлений о температуре формирования некоторых ископаемых углей, с анализом этих представлений и выводами, основанными на современных данных.

По схеме В. А. Соколова образование основной массы нефтяных углеводородов, формирующих залежи нефти, происходит в термокаталитической зоне. Исходя из среднего геотермического градиента, были определены граничные температуры этой зоны: 60 и 200° С.

Н. Б. Вассоевич и соавторы (1969), основываясь на закономерностях изменения свойств органических веществ в осадочной толще по мере развития процессов катагенеза, указывают другие температурные условия проявления «главной

фазы» нефтеобразования. По их данным, для нее характерны температуры от 60 до 135° С (т. е. значительно более низкие, чем предполагал В. А. Соколов).

Детально рассмотрев факторы метаморфизма нефтей и большое число работ, посвященных температурам нефтеобразования, В. С. Вышемирский (1963) пришел к выводу, что начальная температура нефтеобразования, по-видимому, не превышает 90° С, а конечная — 250° С.

В упомянутой работе И. И. Аммосова и И. В. Еремина (1971) указано, что для определения температурных границ зоны интенсивного нефтеобразования следует использовать парагенетические связи в земной коре жидких и твердых каустобиолитов. Такой подход достаточно рационален по ряду соображений. Во-первых, была установлена закономерная связь между распространением нефтей в осадочной толще и величиной углеродного коэффициента (Уайт, 1920); во-вторых, отчетливо выражено изменение степени битуминозности углей при региональном термогенезе («метаморфизме»). Максимальное содержание битумоидов, извлекаемых бензолом и спиртобензолом, наблюдается у углей, переходящих от газовых к жирным (Аммосов, Бабинкова, 1951; Радченко, 1962; Аммосов, 1965; Аммосов и др., 1967; Аммосов, Горшков, 1969); в-третьих, в последнее десятилетие накоплен и обобщен большой материал, дающий возможность судить о закономерностях изменения состава и свойств углей при антралификации. Это позволяет в схематической форме представить особенности некоторых структурных превращений органического вещества, слагающих угли в различных зонах земной коры. Широкое использование оптических свойств витринита для определения этапов изменения осадочных пород, выполняющих нефтегазные бассейны, внесло некоторую ясность в познание условий недр, характерных для главной нефтеносности и главного этапа нефтеобразования.

Ряд исследователей, основываясь на парагенетических соотношениях в земной коре твердых, жидких и газообразных каустобиолитов, а также на определенном единстве механизма изменения органических веществ, залегающих в толще осадочных пород, установили соответствие главной нефтеносности и главной фазы нефтеобразования определенным этапам формирования вещества витринита (Аммосов, 1961, 1967). Так, по И. И. Аммосову, главная нефтеносность (основные запасы) наблюдается в осадочных толщах, где распространен витринит от нулевой до III стадии, с отражательной способностью до 85 усл. ед. Второстепенные запасы нефти могут быть обнаружены в осадочных породах, отвечающих по степени литификации зоне распространения витринита с отражательной способностью до 105 усл. ед. По Н. Б. Вассоевичу (1969), главная

фаза нефтеобразования соответствует этапам формирования длиннопламенных, газовых и жирных углей.

Таким образом, отмеченные парагенетические соотношения твердых и жидких каустобиолитов в земной коре дают возможность использовать для определения температур, присущих главному проявлению нефтеобразования, большой фактический материал и результаты теоретических обобщений, накопленных в практике угольной геологии и углехимии.

Как упомянуто выше, ископаемые угли различны по составу и свойствам в зависимости от геотермических условий формирования их в недрах и от петрографического состава. Спекаемость углей и выход летучих, имеющие большое значение при подразделении каменных углей на длиннопламенные, газовые, жирные, коксовые и тощие, зависят не только от геотермических изменений вещества углей, но и от петрографического состава их. Поэтому в разрезе от подошвы до кровли даже небольшого по мощности пласта, состоящего из петрографически различных прослоек, свойства угля могут изменяться под влиянием петрографического состава, например, от длиннопламенных до газовых, от газовых до жирных, от жирных до коксовых. В связи с этим выражения «длиннопламенная стадия», «газовая стадия», «жирная стадия», «коксовая стадия» и другие не следует применять, потому что они искажают сущность явления, а также и потому, что слова длиннопламенный, газовый, жирный в литературе по геологии и технологии углей связаны с марками углей — понятием технологическим, а не генетическим.

Относительно температур, необходимых для образования углей в условиях регионального термогенеза, пока нет единого мнения. Это отчасти объясняется тем, что даже в настоящее время при отнесении угля к какой-либо марке используются малосовершенные методы. Вследствие этого нередко угли, залегающие в одной геотермической зоне, характеризуются различным выходом летучих веществ, а угли с одинаковым выходом летучих веществ формировались в неодинаковых геотермических зонах. Очевидно, вопрос о температуре образования углей определенной марки должен решаться с учетом истинной стадии антралификации.

Температуры зон главной нефтеносности можно установить на основе определения температуры образования витринита. Витринит — наиболее распространенная составная часть ископаемых углей. Помимо угольных пластов он часто встречается в рассеянном состоянии в угленосных и нефтеносных бассейнах в виде небольших включений (0,001—2 см), то более, то менее равномерно размещенных в осадочных породах.

Отражательная способность витринита как показатель, характеризующий антралификацию в количественном выражении, стала широко использоваться в последние годы. Тем не

менее при рассмотрении вопроса о температурах образования углей различных стадий следует учитывать результаты работ, выполненных ранее, когда выход летучих веществ считался почти единственным надежным показателем стадий изменения углей.

В этот период о температуре образования различных углей судили по наблюдениям за термической деструкцией (Эрдман, 1924; Робертс, 1954), по химическим изменениям угля (Стадников, 1937), по результатам опытов обуглероживания углей в лабораторных условиях (Жемчужников, 1948). Однако условия проведения опытов искусственного «метаморфизма» углей существенно отличаются от условий изменения органического вещества твердых горючих ископаемых при их антралификации в недрах. Результаты лабораторных опытов оказались довольно разноречивы, а применение метода летучих веществ в качестве показателя «метаморфизма» без учета петрографических особенностей углей обусловило дискуссионность выводов. Так, например, температура перехода бурых углей в каменные одними исследователями принималась не менее  $300^{\circ}\text{C}$  (Жемчужников, 1948), а другими — не более  $100^{\circ}\text{C}$  (Стадников, 1937).

Представления о температурах образования углей получены также на основе геологических, минералогических и геохимических данных. В. Петрашек (1930), исходя из среднего геотермического градиента и глубины погружения пластов в различных бассейнах вычислил температуры, до которых должны были нагреваться в земной коре угли отдельных марок. Основным показателем стадий превращения вещества углей Петрашек считал величину выхода летучих веществ. Он выполнил большую работу по сбору и геологическому обобщению результатов анализа углей многих бассейнов Европы и получил интересные данные о температуре, при которой происходят изменения органического вещества углей. Однако в приведенных сопоставлениях глубин погружения, температур и выхода летучих из углей не было учтено влияние петрографического состава на выход летучих веществ и геотермического градиента на изменение температур при одинаковых глубинах. Поэтому В. Петрашек получил сильно отличающиеся друг от друга температуры образования так называемых «жирных углей» в интервале от  $35$  до  $195^{\circ}\text{C}$ . \*

Другие исследователи, основываясь на анализе геологических и геотермических данных, указывают температуры образования подобных углей, несколько отличающиеся от данных В. Петрашка.

Однако эти расхождения, как правило, не превышают  $30$ —

---

\* Выборка сделана из таблицы, приведенной в работе Г. Л. Стадникова (1937).

50° С. М. Тайхмюллер (1954) полагает, что образование углей этой стадии происходило при температуре не выше 150° С. Принимая глубину погружения осадочных пород, необходимую для перехода витринитовых жирных углей ( $V^r=30\%$ ) в коксовые, равной 6800 м, И. И. Молчанов и А. В. Тыжнов (1961) определяют температуру на этой глубине (при средней геотермической ступени) — 190° С. Г. Л. Стадников (1961) на основании результатов исследования свойств глинистых минералов считает, что в Печорском бассейне жирные угли образовались при температуре не выше 130—140° С. Эти угли по результатам петрографических исследований последних лет отнесены к стадии литификации, соответствующей 10 R<sup>a</sup> — 84 усл. ед.

Таким образом, при сопоставлении результатов, полученных упомянутыми исследователями, видно, что предполагаемая температура образования жирных углей колеблется от 140 до 195° С.

Геологические исследования последних десятилетий показали значительную разницу средних геотермических градиентов в различных регионах и неодинаковых геотектонических структурах. Абсолютные значения их еще будут уточняться. Однако уже несомненно, что геотермический градиент не является постоянной величиной. Его изменение фиксируется не только при сравнении отдельных регионов, но и внутри одного региона (Аммосов, 1967, 1968). Так, средний современный геотермический градиент для Донбасса равен 26° С/км, но он изменяется в разных его районах от 10 до 39° С/км (Кашпур, 1959).

М. Л. Левенштейн (1963) пришел к выводу, что в Донбассе при глубинах погружения осадочной толщи на 4—5 км переход газовых углей в жирные происходит при температуре не более 100—120° С. С. А. Топорец (1961) приводит значительно более высокую температуру образования жирных углей — 350° С, считая, что для территории Донбасса в нижнепермское время геотермический градиент был существенно выше современного.

При определении геотермических градиентов следует иметь в виду основные закономерности их изменения в пространстве и во времени (Огильви, 1959; Сухарев и др., 1967; Макаренко и др., 1968; Аммосов, 1968). К наиболее охлажденным областям относятся древние щиты (геотермический градиент 6° С/км). Величина геотермического градиента для древних платформ — 10—20° С/км, еще выше он для молодых платформ — 23—30° С/км. Зоны повышенных геотермических градиентов приурочены к областям проявления молодой складчатости, а также к зонам современных интенсивных восходящих и нисходящих движений земной коры. В этих областях геотермический градиент иногда существенно превышает 30° С/км.

Очевидно, интенсивность теплового потока и особенности теплового поля недр находятся в тесной связи с геологическим строением и историей формирования структурных зон земной коры. Теплопроводность осадочных пород, различных по литологическим особенностям, неодинакова (Аммосов, 1967). Геотермический градиент зависит также от теплопроводности пород. Повышенным геотермическим градиентом в пределах тектонических впадин отличаются области распространения пород с низкой теплопроводностью (Сухарев и др., 1967). Кроме того, в процессе литификации осадочных пород увеличивается их плотность, появляются минералы, более соответствующие повышенным температурам и давлениям поздних стадий литификации. В связи с этим увеличивается теплопроводность пород (Аммосов, 1967, 1968; Сухарев и др., 1967). Все это имеет прямое отношение к температуре образования различных стадий термогенеза витринитов, формирующихся в мощных (несколько километров) толщах, испытавших значительное воздействие температуры и давления при погружении.

Изменяющаяся пропорционально глубине погружения углей, а следовательно, и температуре отражательная способность витринита может, как упомянуто выше, рассматриваться в качестве максимального палеотермометра. Поэтому уточнение определения температурных границ образования длиннопламенных, газовых и жирных углей явится своего рода «градуировкой палеотермометра». При этом нельзя полагаться на приблизительно определенные глубины перехода из одной зоны термогенеза в другую, а также на вполне правдоподобные, но недостаточно точно установленные значения геотермических градиентов. Для этой цели целесообразно использовать результаты геотермических исследований, накопленные в настоящее время при бурении глубоких скважин.

Первый опыт градуировки палеотемпературной шкалы осадочных пород сделан в 1968 г. И. И. Аммосовым путем сопоставления отражательной способности витринита с температурами осадочных пород юрского возраста из буровых скважин Южного Мангышлака и Предкавказья:

Отражательная способность витринита, 10 R <sup>a</sup> ,					
усл. ед. . . . .	70	75	80	85	90
Современная температура, °С осадочных пород:					
Южного Мангышлака . . . . .	69	83	100	115	135
Предкавказья . . . . .	100	115	130	150	170

Разница в современных температурах при одинаковой отражательной способности витринита обусловлена, вероятно, тем, что осадочные породы Южного Мангышлака по сравнению с осадочными породами Предкавказья в настоящее время охладилась на 30—35° С.

Для дальнейшего уточнения взаимосвязи между отражательной способностью витринита и температурами недр следует

выбирать области, где современные региональные температуры осадочных пород близки к наиболее высоким региональным палеотемпературам. Подходящим по этим признакам оказались районы Восточного Предкавказья. По данным геотермических исследований этот район характеризуется повышенной региональной геотермической активностью, и, следовательно, здесь должны быть нередки случаи, когда современные максимальные температуры и максимальные палеотемпературы окажутся довольно близкими.

Методически вопрос выявления пунктов совпадения современных и палеотемператур может решаться при сопоставлении результатов определения отражательной способности витринита с данными замеров температур в скважинах. При этом необходимо стремиться к сопоставлению средних значений температур и соответствующих им показателей отражательной способности, полученных по ряду определений.

По максимальным значениям замеренных температур, отвечающих максимальной из определенных величин отражательной способности, намечаются пункты близкого совпадения современных и палеотемператур. Эти совпадения наиболее вероятны для районов, где нисходящие движения земной коры на современном тектоническом этапе преобладают над восходящими или где на относительно небольших глубинах наблюдаются повышенные по сравнению с соседними районами температуры, свидетельствующие об интенсификации теплового потока. К первым районам должны быть отнесены центральные части Терско-Каспийского и Индоло-Кубанского прогибов и прилегающие к ним склоны эпигерцинской платформы; ко вторым — зоны антиклинальных поднятий Терско-Кумской впадины.

В настоящее время наибольшее число замеров температур в скважинах, из которых проведен отбор образцов с витринитовыми включениями, имеется по Терско-Кумской впадине, особенно по Озек-Суатской группе поднятий. В этом районе на различных площадях из скважин был отобран ряд образцов с угловыми включениями, что дало возможность И. В. Еремину (Аммосов, Еремин, 1971) получить достаточно надежные материалы по отражательной способности витринита. Многочисленные замеры температур и тщательный анализ их значений для разных глубин позволили сотрудникам Ставропольской комплексной научно-исследовательской лаборатории А. А. Клименко и И. С. Шумейко (1966) построить схематическую карту изменения температуры по кровле пласта IX нижнего мела Озек-Суатской группы месторождений.

Имея точные данные о температурах горизонта IX нижнего мела, о глубинах его залегания и среднем геотермическом градиенте, можно определить современную температуру для интервалов глубин отбора проб витринита на любой из площа-

дей Озек-Суатской группы поднятий (табл. 6). Максимальные температуры на глубине 3400—3500 м установлены на Озек-Суатской (южной) площади, несколько меньше — на Зимней Ставке и Восточной площадях, а еще более низкие на площадях Колодезная, Величаевская и Русский хутор (Северный). Отражательная способность витринита на указанных площадях изменяется в пределах 82—86 усл. ед.

Таблица 6-

Сопоставления современных температур и отражательной способности витринита (по И. В. Еремину)

Площадь	Интервал глубин отбора витринита, м	Число исследованных образцов, содержащих включения витринита	Среднее значение отражательной способности, усл. ед.	Современная температура для средней части интервала глубин отбора образцов, °С
Красный Камышанник	2260—2280	4	82	116
Колодезная	2700—2760	2	86	140
	3200—3250	1	81	126
Величаевская	3340—3440	3	84	132
	3400—3450	29	84	135
Русский Хутор (Северный)	3450—3500	0	83	135
Восточная	3300—3450	18	82	138
Зимняя Ставка	3400—3500	—	84*	144
» »	3400—3500	11	86	152
Озексуатская	3500—3600	4	87	155

\* Прямые определения не проводились. Значение отражательной способности взято по интерполяции между соседними площадями.

На площадях Озек-Суатской и Зимняя Ставка более высокие температуры соответствуют относительно более низким значениям отражательной способности. По-видимому, здесь имеются довольно близкие совпадения максимальных температур с современными. Опираясь на результаты сравнения отражательной способности витринита и современных температур, установленных на Озек-Суатской площади, можно констатировать, что температура формирования молекулярной структуры витринита с отражательной способностью 85 усл. ед. (во всяком случае, для месторождений мезозойского возраста) была не ниже 145° С.

Важные материалы для определения температур образования жирных углей и «градуировка палеотермометра» были получены в результате исследования И. И. Аммосовым (Аммосов и Еремин, 1971) витринитовых включений, взятых с раз-

личных глубин из скважины Кочубеевской площади. Кочубеевская площадь расположена на склоне эпигерцинской платформы, почти на границе с Терско-Каспийским передовым прогибом. В этом районе до настоящего времени нисходящие движения земной коры в общем преобладают над восходящими, что обуславливает и в современный период возрастание антралификации органических веществ, заключенных в толще погружающихся осадочных пород. Поэтому сопоставление современных температур, замеренных в скважинах, с отражательной способностью витринита позволит наиболее достоверно установить температуры образования их веществ.

Из скв. 1 на Кочубеевской площади в интервале 3821—4950 м отобрано 22 образца керна. Современные температуры, измеренные на глубинах 3800—4500 м, изменяются от 150 до 187°С. Отражательная способность витринита в образцах в интервале глубин 3821—4700 м варьирует от 83 до 90 усл. ед. (табл. 7).

Таблица 7

Сопоставление температуры и отражательной способности витринита по скв. 1 Кочубеевской площади<sup>1</sup>

Глубина отбора проб витринита, м	Среднее значение отражательной способности, усл. ед.		Современная температура, °С	
	измеренное	предполагаемое	измеренная	предполагаемая
3800	83	—	150	—
3900	—	—	158	—
4000	84	—	164	—
4100	85	—	—	—
4200	—	—	—	—
4300	86	—	171	—
4400	87	—	177	—
4500	88	—	187	—
4600	—	—	—	—
4700	90	—	—	190
4800	—	91	—	—
4900	—	—	—	197
4950	—	92	—	200

<sup>1</sup> Образцы керна и данные замеров современной температуры из скв. 1 Кочубеевской площади любезно предоставлены нам Ф. Е. Окуньковой.

Взаимосвязь температуры, измеренной в скважине, стадии антралификации органического вещества, определенной значениями отражательной способности витринита, измеренной фотоумножителями под микроскопом, а также глубины залегания осадочных пород, из которых отобраны образцы, представлена на рис. 6. Плавному росту температуры отвечает соответствующее возрастание отражательной способности вит-

ринита. В результате как  $t, ^\circ\text{C}$  упомянутых, так и ряда других наблюдений, проведенных в Предкавказье, Средней Азии, Волго-Уральской области и других, замечено, что одной единице отражательной способности на различных стадиях антралификации соответствует неодинаковое число градусов. Эти наблюдения использованы при составлении табл. 8, где представлено соотношение палеотемператур и отражательной способности витринита стадий антралификации I—VI. Данные, относящиеся

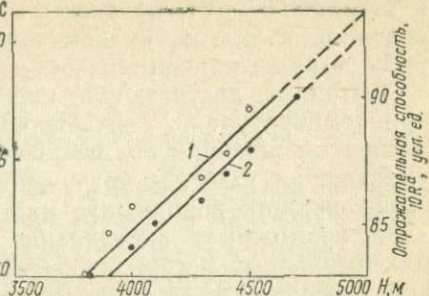


Рис. 6. Изменение современной температуры и отражательной способности витринита с глубиной по Кочубеевской скв 1  
1 — температура,  $^\circ\text{C}$ ; 2 — отражательная способность витринита  $10 R^a$ , усл. ед.

1 — температура,  $^\circ\text{C}$ ; 2 — отражательная способность витринита  $10 R^a$ , усл. ед.

Таблица 8

Соотношение палеотемператур регионального термогенеза и отражательной способности витринита

Стадия литификации	$10 R^a$ , усл. ед.	$t$ , $^\circ\text{C}$ (не менее)	Число $^\circ\text{C}$ на единицу ОС витринита по интервалам стадий	Стадия литификации	$10 R^a$ , усл. ед.	$t$ , $^\circ\text{C}$ (не менее)	Число $^\circ\text{C}$ на единицу ОС витринита по интервалам стадий
I	71	95	6,25	IV	91	190	3,5
	72	100			92	195	
	73	110			93	200	
	74	115			94	205	
	75	120			95	205	
II	76	125	3,75	IV	96	210	2,35
	77	130			97	215	
	78	135			98	215	
	79	140			99	215	
	80	145			100	220	
III	81	150	4,57	V	101	220	1,1
	82	155			102	225	
	83	160			103	225	
	84	165			104	225	
	85	170			105	230	
	86	175	106	230			
	87	180	107	230			
	88	180	108	235			
	89	185	3,55	VI	109	235	
	90	190	110		235		

к стадиям IV—VI, получены в результате экстраполяции, проведенной с учетом уменьшения числа градусов на одну единицу отражательной способности (Аммосов, Горшков, 1971).

Витринит, достигающий определенной стадии превращений при температурах, соответствующих максимальному погружению вмещающих его осадочных пород, в дальнейшем при уменьшении глубины погружения, при инверсии и денудации вышележащих пород мало или совсем не изменяется. Это делает возможным определение температур, соответствующих максимальному погружению осадочных пород, по отражательной способности витринита на основе данных, приведенных в табл. 8. Так как в большинстве случаев наибольшие погружения осадочных пород относятся к прошлым геологическим периодам, то определенные этим методом температуры называются палеотемпературами.

В ряде случаев осадочные породы, погруженные ранее на значительные глубины и испытавшие сильное воздействие термодинамических факторов, в настоящее время залегают на небольшой глубине, где современная температура составляет 20—30° С. Таковы, например, угленосные осадочные породы, из которых добываются каменные угли и антрациты. Здесь современные температуры в осадочных породах, залегающих в настоящее время у дневной поверхности, но ранее погружавшихся на значительные глубины, сильно отличаются от палеотемператур.

В нефтегазоносных осадочных породах палеотемпературы и современные температуры отличаются меньше. Разница между палеотемпературами и современными температурами осадочных пород мезозоя Западно-Сибирской низменности, Южного Мангышлака и Северной Туркмении почти одинакова. При этом по мере нарастания стадии литификации сверху вниз разница между палеотемпературами и современными температурами изменяется от 15 до 54° С. Замечено, что эта разница увеличивается в области повышенных значений температур. Одной из причин этого, вероятно, является неточность измерения повышенных температур в скважинах на значительной глубине. Другой возможной причиной может быть некоторое завышение палеотемператур в составленной нами шкале при экстраполяции, начиная со стадии III.

Несколько больше, чем в мезозойских осадочных породах, разница палеотемператур в нефтеносных отложениях палеозоя Урало-Поволжья: она достигает здесь 52—93° С. Измерения температур в буровых скважинах Урало-Поволжья проводились приблизительно на тех же глубинах, что и в скважинах Восточного Предкавказья, Южного Мангышлака и Западной Сибири. Однако интервалы геологического времени от палеозоя и мезозоя до современного периода неодинаковы. Если допустить в Урало-Поволжье наименьший приток тепла из

глубинного генератора, то для остывания пород палеозоя было больше времени. В конечном итоге это выразилось в большой разнице между палеотемпературами и современными температурами.

## 2. Зоны палеотемператур и запасы нефти

При составлении схематических карт и разрезов шкала палеотемператур (табл. 9) разделена на зоны, соответствующие

Таблица 9

Сопоставление зон палеотемператур с изменением отражательной способности витринита

Зона палеотемператур, °С	Интервал отражательной способности витринита, усл. ед.	Стадия изменения витринита	Угли, приближенно отвечающие стадиям изменения витринита
<100	<72	0 и I <sub>1</sub>	Бурые и частично длиннопламенные каменные из зоны сопряжения с бурыми
100—125	72—76	I <sub>2</sub> и I <sub>3</sub>	Длиннопламенные
125—150	76—80	II <sub>1</sub>	Газовые, близкие к длиннопламенным
150—175	80—86	II <sub>2</sub> , II <sub>3</sub> и III <sub>1</sub>	Газовые и жирные, примыкающие к газовым
175—200	86—93	III <sub>2</sub> , III <sub>3</sub> и IV <sub>1</sub>	Жирные и ожирненные коксовые
200—225	93—103	IV <sub>2</sub> , IV <sub>3</sub> и V <sub>1</sub>	Коксовые и коксовые отощенные
225—250	103—115	V <sub>2</sub> , V <sub>3</sub> и VI	Тощие угли
>250	>115	Выше VI	Полуантрациты и антрациты

щие интервалам палеотемператур 25° С. Нами получено восемь интервалов палеотемператур: <100, 100—125, 125—150, 150—175, 175—200, 200—225, 225—250 и >250° С. С целью преемственности в табл. 9 зоны палеотемператур сопоставлены с изменениями отражательной способности витринита и названиями углей.

На схематических картах терригенных отложений девона и нижнего карбона Пермского Прикамья и юго-востока Русской платформы, а также на схематической карте визейских отложений Днепровского грабена, приведенных в главах II—IV данной монографии, палеоизотермы также проведены через 25° С. Они оконтуривают зоны палеотемператур. Зоны палеотемператур, как будет показано далее, одновременно являются

зонами неодинаковой литификации терригенных осадочных пород и зонами различной нефтегазоносности.

Нагревание осадочных пород тепловыми потоками недр не только вызывает изменение органического вещества, но и является причиной превращения минеральной части вмещающих осадочных пород. С нарастанием температуры нагревания и увеличением давления происходит изменение в укладке зерен, причем кроме точечных наблюдаются, увеличиваясь в числе, линейные и выпукло-вогнутые контакты зерен. На зернах кварца появляется вторичный кремнезем в виде каемок, целиком или частично охватывающий эти зерна. Образуются вторичный кальцит и хлорит, заполняющие поры, трещины и замещающие глинистый материал. Происходит гидратация и хлоритизация слюд, наблюдается изменение полевых шпатов, пироксенов, амфиболов и др. В результате этих изменений увеличивается плотность терригенных обломочных пород, уменьшаются их пористость и нефтегазоносность. По стадиям превращения рассеянного в осадочных породах сингенетического органического вещества и по нефтегазоносности выделяются четыре больших интервала регионального термогенеза А, В, С, D.

Интервал А. К нему относятся осадочные породы, прогревавшиеся выше  $275^{\circ}\text{C}$ . Здесь произошли глубокие молекулярные изменения органического вещества, и при дальнейшем повышении температур оно не генерирует органические флюиды, способные мигрировать в осадочных породах. Витринит находится здесь на антрацитовом этапе изменений. Эти зоны палеотемператур бесперспективны в отношении нефте- и газоносности.

Интервал В. Палеотемпературы достигают  $250\text{--}275^{\circ}\text{C}$ . Здесь присутствуют органические вещества, генерирующие газы при повышении температуры от  $250^{\circ}\text{C}$ . Однако глинистые покрышки в осадочных породах, нагревавшихся до этих температур, в результате изменения минерального состава и физических свойств при катагенезе потеряли свойство покрышек. Промышленные скопления газов могут иногда образоваться под эвапоритовыми покрышками. Находящиеся в этом интервале палеотемператур зоны пород, вероятно, бесперспективны на нефть.

Интервал С. Палеотемпературы равны  $200\text{--}250^{\circ}\text{C}$ . Зоны осадочных пород, охватываемые этим интервалом температур, перспективны на газ, но малоперспективны на нефть. Находясь под большим давлением, локальные скопления газоконденсата и легких нефтей дают при подсечении скважинами эффектные фонтаны, побуждающие на дальнейшие поиски и разведку, к сожалению, обычно не приводящие к положительным результатам. Такие скопления, как правило, оказываются небольшими, и бурение последующих многочисленных сква-

жин, выполняемое с целью оконтуривания предполагаемой залежи, после значительных затрат убедительно показывает это. Как исключение, при наличии горных пород, которые в результате своих литолого-минералогических особенностей сохранили при литификации свойства покрывок и коллекторов, возможно наличие промышленных залежей нефти.

Интервал *D*. Охватывает зоны осадочных пород, нагревавшихся до температур меньше  $200^{\circ}\text{C}$ . Интервал более перспективен на нефть и газ, чем три предыдущих. В этом интервале выделяются зоны осадочных пород по палеотемпературам  $25^{\circ}\text{C}$  ( $175-200$ ;  $150-175$ ;  $125-150$ ),  $100-125$  и  $<100^{\circ}\text{C}$ ), более и менее перспективных на нефть и газ в зависимости от конкретных геологических условий (тектонических и литологических). Среди этих зон находится и зона главной нефтегазоносности.

Ранее А. И. Уткина (1974), И. И. Аммосов и другие (1975) в результате изучения неогеновых отложений Сахалина в интервале палеотемператур *D* выделили четыре зоны отражательной способности витринита и литификации вмещающих осадочных пород с палеотемпературами до  $160^{\circ}\text{C}$ .

К I зоне отнесены наименее измененные осадочные породы, в которых ОС витринита меньше 62 усл. ед., а геостатическое давление не более 20,0 МПа. Глинистые породы легко размокают в воде, их плотность менее  $1,96\text{ г/см}^3$ . Во II зоне ОС витринита 62—70 усл. ед. В обломочных породах развиты полиминеральные глинистые и седиментационные кальцитовые, а также кремнистые цементы. В песчано-алевритовых породах наблюдается пелитизация полевых шпатов. Число «свободных» зерен (не имеющих непосредственного контакта с другими) составляет 14—25%. Характерно незначительное число (2—18%) выпукло-вогнутых контактов; преобладают контакты точечные (30—80%) и линейные (20—60%). Открытая пористость глинистых пород 12—28%, а песчано-алевритовых — 23—38%. Плотность глин до  $2,22\text{ г/см}^3$ . Проницаемость — сотни и тысячи миллидарси. Песчано-алевритовые породы являются коллекторами порового типа и отличаются высокими коллекторскими свойствами. В III зоне ОС витринита 71—76 усл. ед. Палеотемпература  $95-125^{\circ}\text{C}$ . Характерно развитие вторичных хлоритовых, значительно реже — кальцитовых цементов. Наблюдается слабая гидратизация и хлоритизация слюд, хлоритизация и кальцитизация обломков полевых шпатов. Число «свободных» зерен в песчано-алевритовых породах снижается до 2—5%, выпукло-вогнутые контакты составляют 25—30%, точечные 10—15%, а линейные 54—60%. Открытая пористость аргиллитов 3—12%. Пористость песчано-алевритовых пород колеблется от 7 до 25%. Плотность глинистых пород  $2,25-2,42\text{ г/см}^3$ . Проницаемость — десятки и сотни миллидарси. В IV зоне ОС витринита

77—84 усл. ед., палеотемпература 130—165°С. Часто наблюдаются хлориты, нередко перекристаллизованные. Появляются вторичные кремнезем и кальцит, заполняющие поры, трещины, замещающие глинистый материал. Уменьшаются содержание цемента и число полых пор. Слюды часто хлоритизированы, гидратизированы, деформированы. Вторичный кварц образуется в виде каемок вокруг зерен кварца. В песчано-алевритовых породах преобладают выпукло-вогнутые контакты зерен; резко снижается доля линейных контактов. Открытая пористость аргиллитов 1—3%, а пористость песчано-алевритовых пород снижается до 10%. Плотность глинистых пород в абсолютно сухом состоянии 2,45—2,65 г/см<sup>3</sup>. Проницаемость — единицы и первые десятки миллиарды.

Изменения минеральной части терригенных осадочных пород, так же как изменение органического вещества, происходят в результате погружения, а по мере нарастания температуры недр. Это позволяет различать осадочные породы по неодинаковым стадиям литификации. Однако количественные показатели изменений минеральной части осадочных пород, обусловленные геотермией недр, вследствие разнообразия минерального состава и литологических особенностей менее представительны, чем показатели изменений витринита. Это зависит от большей реакционной способности органического вещества витринита и большей однородности исходного материала его.

В результате работ, проведенных ранее (Аммосов, 1961, 1967, 1968; Аммосов, Горшков, 1969, 1971; Аммосов, Еремин, 1971; Горшков, 1973), намечена зависимость между изменениями витринита, литификацией вмещающих пород, палеотемпературами и нефтеносностью. Эта зависимость выражается в том, что основные залежи нефти находятся в осадочных породах, испытывавших воздействие температур не больше 200°С, соответственно отражательной способности не выше 93 усл. ед. При этом главные разведанные запасы нефти категорий А+В+С<sub>1</sub> размещены в осадочных породах, испытывавших воздействие палеотемператур меньше 170°С, когда отражательная способность витринита не более 85 усл. ед.

Анализ распределения промышленных геологических запасов нефти по зонам литификации осадочных пород в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты, в мезозойских отложениях Восточного Предкавказья в неогеновых отложениях Северного Сахалина, в отложениях карбона и девона Пермского Прикамья и юго-востока Русской платформы, а также в отложениях карбона Днепровско-Донецкой впадины дал интересные результаты. Запасы нефти в осадочных породах различных стадий литификации размещаются по кривой с максимумом, соответствующим отражательной способности витринита 74 усл. ед. и палеотемпературе около 115°С. Глав-

ная часть суммарных промышленных запасов нефти этих регионов (около 80%) находится в осадочных породах с отражательной способностью 71—81 усл. ед., что приблизительно соответствует интервалу палеотемператур 95—150° С. Остальные запасы примерно по равным долям распределяются на крыльях упомянутой кривой. Правое и левое крылья соответственно ограничены значениями отражательной способности витринита 63—72 и 81—86 усл. ед. Запасы залежей нефти, расположенных в осадочных породах, литифицированных при температурах выше 175° С (отражательная способность витринита 86), составляют доли процентов, так же как запасы в осадочных породах с отражательной способностью меньше 63 усл. ед. (рис. 7).

Такое распределение запасов нефти связано с процессами термогенеза и гипергенеза. Так, отсутствие или наличие только небольших, как правило, непромышленных залежей нефти в обломочных терригенных осадочных породах, испытавших действие повышенных температур, обусловлено завершением основной миграции образующих нефть флюидов из более нагретых зон в менее нагретые, сопровождающейся уменьшением пористости и проницаемости осадочных пород, а также, вероятно, нарушением непроницаемости глинистых покрышек. При этом остается неясным вопрос о возможности формирования здесь промышленных залежей под термостойкими эвапоритовыми покрышками.

Нефтеобразующие флюиды или не доходят до зоны гипергенеза, оставаясь на путях своей миграции в рассеянном состоянии, а также образуя залежи нефти, или, попадая в зону гипергенеза, разрушаются в процессе окисления. Исключения представляют редкие залежи, сохраняющиеся в зоне гипергенеза под мощными глинистыми покрышками.

В нефтяной геологии широко известна связь промышленных залежей нефти с тектоническими и литологическими особенностями осадочных пород. И. М. Губкин писал, что «тектоника создает пути и направления для миграции нефти, создает формы, пригодные для скопления нефти, а литология создает самые резервуары, которые собирают в себя нефть, образуя ее залежи» (Губкин, 1937). Это положение отражено и

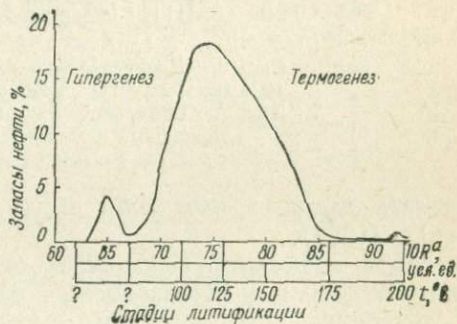


Рис. 7. Распределение запасов нефти по стадиям литификации

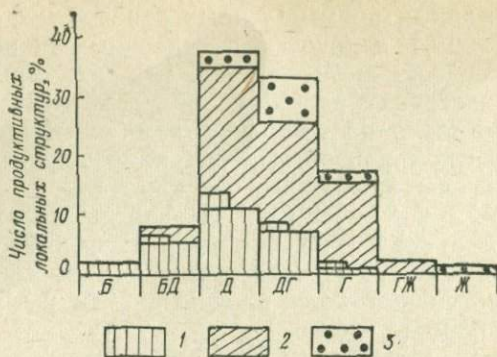


Рис. 8. Распределение продуктивных локальных структур мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты по стадиям метаморфизма органического вещества  
1 — газ; 2 — газ—нефть; 3 — нефть

развито также в известном труде И. О. Брода и Н. А. Еременко (1957).

М. Ф. Мирчинк (1954, 1955) отмечает значение для познания тектоники нефтегазоносных областей неразрывной связи геотектонического развития Русской платформы и окружающих ее геосинклинальных областей, а также взаимосвязи движения геосинклинальных и платформенных областей.

Очевидно, тепловые потоки недр взаимосвязаны с геотектонической историей развития геосинклиналей и платформ. Погружения в геосинклинальных областях, обрамляющих платформы, обуславливают повышение температур осадочных пород, опускавшихся на большие глубины. Здесь органическое вещество, рассеянное в осадочных породах, подвергается все более глубокой термогенетической перестройке, с образованием флюидов, мигрирующих в сопредельные области. При этом формирование залежей нефти и газа в тектонических и литологических ловушках, по нашему мнению, является следствием миграции упомянутых флюидов, образующихся из органических веществ, рассеянных в осадочных породах, с преобразованием их как на путях миграции, где они неоднократно входят в контакт с рассеянным органическим веществом менее погружавшихся пород, так и последующими изменениями органических комплексов в ловушках.

Таким образом, образование и миграция термогенных органических соединений, получающихся в осадочных породах под влиянием тепловых потоков недр из рассеянного и концентрированного органического вещества, также обусловлены геотектоническими процессами, в результате которых при погружении осадочных пород на неодинаковые глубины они оказываются в различных термобарических условиях.

Последовательность движения геосинклинальных и платформенных областей и взаимосвязь их с временем миграции термогенных флюидов имеют большое значение для формирования залежей нефтяных.

Положительные структуры находятся в осадочных породах различных стадий литификации. Поэтому продуктивность их неодинакова. Как в сильно, так и в слаболитифицированных породах продуктивность положительных структур меньше, чем в интервале оптимальных стадий литификации. Это соответственно можно рассматривать как результат влияния термогенных и гипергенных процессов, затрудняющих формирование залежей или приводящих к расформированию ранее созданных залежей. П. А. Трушковым (1974) показана связь между стадиями изменения витринита и числом продуктивных структур в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты, как представлено на рис. 8. Эти исследования подтверждают, что залежи нефти не образуются или не сохраняются в структурах, существующих в терригенных обломочных породах, испытавших воздействие повышенных температур, а также в осадочных породах, находящихся на низких стадиях превращенности.

Очевидно, успешность поисков промышленных залежей нефти при прочих равных условиях будет зависеть от выбора оптимальных зон палеотемператур, а число удачных скважин при этом явится следствием размещения их в более или менее перспективных палеотемпературных зонах осадочных пород.

Следует иметь в виду, что рис. 7 является схематическим выражением соотношения максимума нефтеносности, гипергенеза и термогенеза до инверсии тектонического режима и денудации осадочной толщи. В процессах инверсии и денудации, наступивших после завершения максимального термогенеза, гипергенез может охватить любую часть толщи осадочных пород, с расформированием залежей нефти. Из этого очевидно, что в поисках нефти стадия термогенеза должна рассматриваться как показатель возможной нефтеносности при прочих условиях, благоприятных для образования залежей нефти. Очевидно, осадочные породы могут находиться на оптимальной стадии термогенеза, но не содержать промышленных залежей нефти. Менее вероятно обратное соотношение — наличие промышленных залежей нефти в сильно литифицированных осадочных породах, за исключением зон контакта их с породами слабо литифицированными.

На основании анализа приведенного материала были сделаны следующие выводы.

В результате исследований установлена взаимосвязь изменений отражательной способности витринита, молекулярных изменений слагающего его органического вещества и литифи-

кации терригенных вмещающих пород, происходивших под влиянием тепловых потоков глубинных генераторов тепла.

Тепловые потоки, при которых происходят превращения органического вещества осадочных пород в недрах с образованием, миграцией и аккумуляцией флюидов, являются важнейшими геологическими факторами генезиса нефти, газа и формирования их залежей.

Установление взаимосвязи между палеотемпературами и нефтегазоносностью оказалось возможным в результате объективного количественного выражения фотоумножителями (метод ФЭУМИМ-7 ИГиРГИ) молекулярных изменений органического вещества витринита, происходивших в недрах при повышении температуры. При этом показано, что современные температуры древних отложений обычно меньше палеотемператур.

Выявленная связь между стадиями изменения витринита, палеотемпературами и нефтегазоносностью, объективность метода определения стадий изменения витринита и возможность их количественного (цифрового) выражения, наличие витринита во многих терригенных слоях нефтегазоносных формаций позволяют использовать данный метод при поисково-разведочных работах на нефть и газ, для прогноза этих полезных ископаемых в новых районах и для решения других существенных вопросов нефтяной и региональной геологии.

Раскрытие связи между палеотемпературой и нефтегазоносностью недр позволяет выделять на схематических картах зоны, различные по перспективам нефтеносности. Поиски нефти в этих зонах неодинаковы по затратам средств и эффективности бурения.

Всесторонний систематический анализ условий преобразования органического вещества витринита в сочетании с геохимическими, тектоническими и геотермическими наблюдениями следует положить в основу нового направления — палеогеотермии нефтегазоносных осадочных толщ.

## Глава II

### ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРЫ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ПРОВИНЦИИ

В настоящей главе помещены результаты исследований, проведенных на севере Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Исследованиями охвачена территория Пермской области и прилегающих к ней площадей Удмуртской, Татарской, Башкирской республик и юго-западной окраины Свердловской области (Урминская площадь). Несмотря на длительную историю поисков, разведок и добычи нефти в Пермском Прикамье, начавшихся с открытия в 1929 г. в Верхнечусовских Городках первой на территории Волго-Уральской провинции нефти, разведанность именно этой части провинции остается недостаточной. Для повышения эффективности поисков и разведок целесообразно использовать научные прогнозные методы, в том числе метод, основанный на выявленной в последние годы зависимости нефтегазоносности от стадий литификации и палеотемператур.

Терригенные отложения, содержащие необходимые для определения стадий угольные включения, представлены двумя сравнительно маломощными толщами в верхнем (частично среднем) девоне и нижнем карбоне и достаточно мощной, особенно в Предуральском прогибе, разнофациальной толщей нижней перми. Верхнедевонская и нижнекарбоновая терригенные толщи представлены в опробованных нами интервалах в основном нижнефранскими и нижневизейскими отложениями, их мощность изменяется от первых десятков до первых сотен метров. Отложения эти составляют лишь около 5—20% от общего преимущественно карбонатного почти двухкилометрового комплекса девона и карбона. Однако, благодаря довольно значительному стратиграфическому расстоянию между франской и визейской терригенными толщами (в среднем 540 м) и их региональному распространению, изменение стадий в вертикальном направлении удалось определить и изучить на многих площадях и структурах области. В терригенных слоях среднего карбона (верейский горизонт московского яруса), залегающих в 300—400 м выше слоев терригенного визея, угольных включений не найдено. Терригенные отложения верея оказались типичными морскими либо прибрежно-морскими, хотя и представлены, судя по керну, нередко не

только мергелями, но и аргиллитами с алевролитами, в которых не обнаружено даже аллохтонных частиц обугленного детрита. Тщетность наших поисков витринита и других микрокомпонентов гумусового органического вещества в этих отложениях подтверждает мнение многих геологов, считающих, что накопление терригенных слоев среднего карбона шло в условиях удаленного от континента шельфа. Далее вверх по разрезу через мощную толщу карбонатов верхнего карбона и низов перми, на расстоянии 1400—1700 м выше от отложений терригенного визея, стадия изменения витринита определена в артинских отложениях Предуральяского прогиба. Здесь, на площадях Яборовской, Урминской и Ачитской опробованы по скважинам значительные части разреза мощностью от 1400 до 1670 м, что позволило наметить вертикальные градиенты ОС витринита для этих районов.

Еще выше, в пределах верхней перми, стадии не определялись либо из-за полного отсутствия керн из нижней терригенно-карбонатной части, либо из-за отсутствия угольных включений в толще, представленной преимущественно галогенно-карбонатными породами. Несмотря на невозможность сплошного по палеозойскому разрезу отбора образцов с угольными включениями, выполненное опробование трех интервалов (нижнефранский, нижневизейский, артинский) позволило в конечном итоге определить и показать изменение стадий не только на площади области по каждому из этих стратиграфических подразделений, но и в общем разрезе палеозойской части осадочного чехла от перми до девона включительно. В нижней половине осадочного чехла, относящейся к верхнему протерозою, представленному мощными толщами вендских и рифейских преимущественно терригенных отложений, стадии литификации и палеотемпературы не определялись. В этих отложениях витринита не найдено, а другой методики определения стадий и палеотемператур здесь пока не разработано.

Из общего числа 891 образца (породы с угольными включениями и угли), отобранного для определения стадий литификации по ОС витринита, часть образцов после более тщательного, чем в полевых условиях, лабораторного рассмотрения под биноклем была исключена из дальнейшей обработки и аншлифы из них не изготавливались (201 образец). Изучение в аншлифах под микроскопом остальных 690 образцов показало, что в 64 аншлифах либо витринита не оказалось, но содержались другие угольные микрокомпоненты, либо принадлежность вещества к витриниту была сомнительной. Таким образом, исходный для экспериментального исследования материал представлен 626 образцами, из них 468 — терригенные породы (песчаники, алевролиты, аргиллиты) и 158 — угли. Исследованные образцы отобраны в 247 нефтяных скважинах, а

частично — в угольных шахтах и скважинах (Кизеловский бассейн и Камская площадь). Всего опробовано на определение ОС витринита 80 площадей и месторождений нефти, газа и угля. В отборе образцов, приготовления аншлифов, измерении отражательной способности и камеральной обработке материалов принимали участие сотрудники лаборатории Парагенеза каустобиолитов. Часть образцов отобрана Вл. Вл. Меннером или совместно с ним. По вопросам геологии и нефтегазоносности Пермского Прикамья автор неоднократно консультировался с В. И. Громека.

Изучение стадий катагенеза и выявление связей между стадиями, палеотемпературами и нефтегазоносностью в Пермском Прикамье основано на методике аналогичных исследований в других нефтегазоносных областях (Аммосов, 1967, 1968, 1969; Аммосов и др. 1969, 1971), учтен опыт работы автора в Тимано-Печорской провинции (Наливкин и др., 1973), использованы геологические материалы объединения Пермнефть и Камского отделения ВНИГНИ, ряд опубликованных книг и статей (Абрикосов, 1963; Шаронов, 1971; Потапов, Абашев, 1967; Прооров, 1971).

Содействие в проведении работ оказали сотрудники объединения Пермнефть, Камского отделения ВНИГНИ, институтов ПермНИПИнефть, ПерНИУИ и Пермского политехнического — С. А. Винниковский, Б. П. Бельшев, В. Н. Брюханов, О. Э. Дэнк, И. Г. Калачникова, Н. И. Кононенко, Ю. И. Кузнецов, И. И. Наборщикова, В. М. Проворов, В. И. Ситников, Н. А. Тимофеева, Л. В. Шаронов, О. А. Щербаков. Всем перечисленным лицам выражается благодарность за содействие и проявленные с их стороны интерес и внимание к нашим исследованиям.

Нефтегазоносность Пермского Прикамья связана почти исключительно с палеозойскими отложениями, причем она весьма неравномерна как в разрезе, так и на площади развития палеозойских толщ. Подобно другим провинциям нефтегазоносность в рассматриваемом районе зависит от нескольких геологических факторов, в том числе от таких главных и традиционно признаваемых, как наличие благоприятных структур, коллекторов и покрышек, нефтепроизводивших толщ и содержащегося в них органического вещества того или иного генетического типа. В процессе изучения связи стадий литификации, палеотемператур и нефтегазоносности установлено, что в Пермском Прикамье, аналогично другим нефтегазоносным районам и бассейнам, существенным фактором, влияющим на нефтегазоносность, является также и палеотемпература.

В осадочном чехле Пермского Прикамья выделено десять нефтегазоносных толщ, из них одна в отложениях верхнего протерозоя, а девять — палеозоя. Шесть толщ (палеозойских)

имеют промышленное значение, а в остальных четырех известны лишь нефтепроявления (Абрикосов, 1963). К настоящему времени, благодаря проведению больших геологоразведочных работ и открытию новых месторождений нефти, сведения о степени и характере нефтегазоносности значительно пополнились, однако промышленными остаются в основном те же шесть толщ и иногда седьмая (верхнедевонская карбонатная).

В рифейских и вендских отложениях верхнего протерозоя нефтепроявления установлены в скважинах месторождений Сивенского, Таныпского и Асюльского. Однако промышленная нефть находится здесь стратиграфически выше, в отложениях среднего (Сивинское месторождение и др.) и нижнего карбона. Известны нефтепроявления и нефтебитуминозность в протерозойских отложениях и на других месторождениях (Краснокамское, Северокамское) и площадях (Сивинская, Бородулинская).

В отложениях палеозоя нефтегазоносны девять толщ: эйфельская (проявления), кыновско-живетская (промышленная нефть), верхнедевонская карбонатная (местами промышленная), турнейская, визейская терригенная, башкирско-визейская карбонатная и московская (промышленная нефть во всех четырех толщах, верхнекаменноугольная (проявления нефти) и нижнепермская (промышленная нефть)).

Толщи имеют региональное распространение, но степень их нефтегазоносности, особенно промышленной продуктивности, неодинакова на территории Пермского Прикамья, нефтегазоносность зависит не только от литолого-фациальной изменчивости самих толщ, но и от их положения в структурном плане, от геотектонической истории формирования того или иного структурного элемента (свода, впадины, прогиба). Промышленные месторождения нефти в Пермском Прикамье приурочены в основном к таким крупным структурным элементам востока Русской платформы, как Пермский и Башкирский своды, а внутри их — к валам, поднятиям, куполам. Немногие месторождения нефти расположены в Верхнекамской впадине и совсем редки в Предуральском прогибе, что лишь отчасти можно объяснить относительно слабой разведанностью прогиба по сравнению с востоком платформы. Характерной чертой Пермского Прикамья является приуроченность подавляющего большинства нефтяных месторождений к бортам Камско-Кинельской системы прогибов, в том числе к отложениям, облекающим биогермные (рифогенные) массивы верхнего девона и нижнего карбона.

Месторождения свободного газа в Пермском Прикамье обнаружены пока лишь на восточном крыле Сылвенской впадины Предуральского прогиба в отложениях башкирского яруса и на границе карбона с нижней пермью (Бухаровское, Кед-

ровское, Кордонское), а также в приосевой зоне впадины (Бруснянское). На востоке платформы (северо-запад Башкирского свода) известна залежь свободного газа на Кокуйском месторождении в среднекаменноугольных отложениях над газовой шапкой, покрывающей нижнекарбонную нефтяную залежь.

### 1. Стадии изменения и палеотемпературы основных продуктивных комплексов палеозоя

Величины ОС витринита ( $10R^a$ ) палеозойских отложений Пермского Прикамья изменяются в пределах 65—125 усл. ед. (табл. 10). Это по шкале ИГиРГИ соответствует стадиям литификации  $O_2$ —VIII<sub>1</sub> и выходит за пределы интервала палеотемператур, приведенных в табл. 10. В региональном плане палеотемпература ( $t$ ) увеличивается с запада на восток от платформы через Предуральский прогиб к Западно-Уральской складчатой зоне. Эта общая для всей рассматриваемой территории закономерность неодинакова для разных структурных элементов и их участков, в ней наблюдаются существенные местные отклонения, выраженные крутыми изгибами палеоизотерм и наличием участков повышенных или пониженных палеотемператур. В разрезе осадочного чехла  $t$  всюду возрастают с глубиной, как это вообще свойственно литосфере. Однако как и в горизонтальной проекции, в разрезе  $t$  повышаются на глубину с неодинаковыми на разных площадях темпами нарастания. Вертикальные градиенты величин  $t$  и ОС (число градусов и единиц  $10R^a$  на 1000 м вертикального разреза) на платформе и в прогибе неодинаковы, а нередко различные градиенты наблюдаются и внутри этих надпорядковых структур, на их сводах, валах и впадинах.

В нижнепермских отложениях ОС витринита определена в Предуральском прогибе на шести площадях, в том числе в пределах Пермской области на двух площадях севера Соликамской впадины и на двух площадях юго-востока Сылвенской — всего в семи скважинах. В Соликамской впадине на Яборовской и Усть-Игумской площадях палеотемпературы, величины ОС и стадии невелики, соответственно  $140^\circ\text{C}$  (79 — II<sub>2</sub>)<sup>1</sup> и  $135^\circ\text{C}$  (78 — II<sub>1</sub>) на глубинах 443 и 923 м. В Сылвенской впадине на Ачитской площади западного борта и Урминской площади восточного борта эти показатели повышены до  $155^\circ\text{C}$  (82 — II<sub>3</sub>) и  $220^\circ\text{C}$  (101 — V<sub>1</sub>) на глубинах 963 и 1796 м. Палеотемпература  $220^\circ\text{C}$  достаточно высока, а если учесть, что она зафиксирована в относительно молодых отложениях

<sup>1</sup> Первая цифра — максимальная палеотемпература ( $^\circ\text{C}$ ); в скобках: отражательная способность витринита —  $10R^a$  (усл. ед.), стадия и подстадия литификации по шкале ИГиРГИ (римские цифры с нижним индексом).

## Отражательная способность витривита в отложениях перми, карбона и девона Пермского Прикамья

Структурный элемент, месторождение, площадь, район	P <sub>1</sub>		C <sub>1</sub>		D <sub>2-3</sub>	
	10R <sup>a</sup> , усл. ед.	Глубина, м	10R <sup>a</sup> , усл. ед.	Глубина, м	10R <sup>a</sup> , усл. ед.	Глубина, м
<b>I. Восток Русской платформы</b>						
<i>Печорская впадина (южная окраина)</i>						
Малиновская	—	—	83	1598	—	—
<i>Камская моноклираль</i>						
Тузимская	—	—	78	1769	—	—
Егоровская	—	—	79	1594	—	—
Тукачевское	—	—	79	1770	84	2254
Дмитриевское	—	—	80	1820	—	—
Верх-Кондасская	—	—	82	1761	—	—
<i>Верхнекамская впадина</i>						
Ножовское	—	—	75	1533	78	2200
Чутырское	—	—	76	1532	—	—
Бородулинская	—	—	78	1695	86	2137
Восточно-Васильевская	—	—	78	1779	—	—
Красногорское	—	—	79	1541	—	—
Кненгопское	—	—	79	1501	82	2137
Платоновская	—	—	81	1826	92	2340
Сенькинская	—	—	85	1870	91	2182
<i>Пермский свод</i>						
Кольцовская	—	—	76	1480	80	2019
Нытвенская	—	—	—	—	80	1978
Рассветовское	—	—	79	1561	—	—
Платоновка-Северокамск	—	—	79	1395	—	—
Северокамское	—	—	80	1431	83	1926
Оверятская	—	—	80	1382	—	—
<i>Башкирский свод</i>						
Янаульская	—	—	73	1373	—	—
Воядинское	—	—	74	1461	—	—
Сергеевская	—	—	75	1796	—	—
Калининская	—	—	76	1851	—	—
Игровское	—	—	76	1431	—	—
Кузбаевская	—	—	76	1397	—	—
Дубовогорское	—	—	76	1537	—	—
Гондыревское	—	—	76	1315	—	—
Куединское	—	—	76	1390	—	—
Тартинское	—	—	77	1514	—	—
Тюндюкская	—	—	77	1555	—	—
Тепляковская	—	—	77	1453	—	—
Кокуйское	—	—	78	1516	—	—
Кулигинская	—	—	78	1647	—	—
Четырманское	—	—	78	1392	—	—
Обливское	—	—	79	1845	84	2425
Бырминская	—	—	79	1771	—	—
Павловское	—	—	79	1380	—	—

Структурный элемент, месторождение, площадь, район	P <sub>1</sub>		C <sub>1</sub>		D <sub>2-3</sub>	
	10R <sup>2</sup> , усл. ед.	Глубина, м	10R <sup>2</sup> , усл. ед.	Глубина, м	10R <sup>2</sup> , усл. ед.	Глубина, м
Иткинеевское	—	—	79	1424	—	—
Дороховское	—	—	80	1811	—	—
Кукуштанское	—	—	81	1710	—	—
Лазуковское	—	—	82	1706	—	—
Этышское	—	—	82	1432	—	—
Елкинское	—	—	84	1720	—	—
<i>Бирская седловина</i>						
Новоказинская	—	—	75	1253	—	—
Раздольнинское	—	—	76	1338	—	—
Шариповское	—	—	76	1316	—	—
Вятское	—	—	78	1272	—	—
<i>Татарский свод, северный купол</i>						
Кучуковское	—	—	68	982	—	—
Танайско-Бехтеревское	—	—	71	1094	—	—
Бондюжское	—	—	71	1036	—	—
Усть-Икское	—	—	72	1061	—	—
<i>Татарский свод, южный купол</i>						
Черемуховская	—	—	67	1166	—	—
Енорускинская	—	—	68	1247	—	—
Кутушко-Кадаевская	—	—	68	1294	—	—
Черемшанская	—	—	69	1095	—	—
Уратьминская	—	—	70	1136	—	—
Тлянчи-Тамакская	—	—	70	1094	—	—
Сармановская	—	—	71	1141	—	—
Ик-Базинская	—	—	74	1373	—	—
<b>II. Предуральский прогиб</b>						
<i>Верхнепечорская впадина (южная окраина)</i>						
Патраковская	85	696	—	—	—	—
Среднеандюгская	99	1388	—	—	—	—
<i>Соликамская впадина</i>						
Усть-Игумская	78	923	—	—	—	—
Касибское	—	—	81	1823	83	2261
Дуринская	—	—	81	2063	86	2749
Яборовская	79	443	82	1839	—	—
Березниковская	—	—	83	2104	87	2600
Тунеговская	—	—	84	2291	—	—
Яйвинская	—	—	87	2579	—	—
<i>Сыльвенская впадина</i>						
Комарихинская	—	—	86	2021	89	2747
Тазовская	—	—	90	2078	—	—
Осинцевская	—	—	94	2216	—	—
Ачитская	82	963	96	2320	—	—
Урминская	100	1735	123	3308	—	—

Структурный элемент, месторождение, площадь, район	P <sub>1</sub>		C <sub>1</sub>		D <sub>2-3</sub>	
	10R <sup>a</sup> , усл. ед.	Глубина, м	10R <sup>a</sup> , усл. ед.	Глубина, м	10R <sup>a</sup> , усл. ед.	Глубина, м

## III. Западно-Уральская складчатая зона

*Кизеловский каменноугольный бассейн*

Гремячинское	—	—	78	0	86	700
Чусовской район	—	—	81	278	—	—
Центральная часть	—	—	82	390	—	—
Северная часть	—	—	86	960	—	—

*Всеволодо-Вильвенская надвиговая структура*

Всеволодо-Вильвенская	—	—	88	2716	95	3083
Камайская	—	—	91	2055	—	—

верхнего палеозоя, по сравнению с каменноугольными и девонскими, и на сравнительно небольшой глубине, величину эту следует оценивать как весьма показательную.

Севернее Соликамской впадины за Колвинским валом, уже в верхнепечорской части Предуральяского прогиба (Коми АССР), в нижнепермских отложениях  $t$  определена на нескольких площадях, в том числе в непосредственном соседстве с Пермской областью в двух скважинах: 574 Патраковской и 580 Среднеандюгской. Здесь на южной окраине Верхнепечорской впадины в артинских отложениях  $t$  выше, чем в Соликамской впадине, она характеризуется в названных скважинах показателями, соответственно, 170°С (85—III<sub>1</sub>) и 220°С (99—IV<sub>3</sub>) на глубинах 696 и 1388 м, т. е. почти как в Сылвенской впадине, где обнаружена самая высокая в Пермской области  $t$ . Повышенная  $t$  на Патраковской и Андюгской площадях не случайна, поскольку вообще вся южная часть Верхнепечорской впадины отличается высокими величинами  $t$  (площади Курьинская, Пачгинская, Россохинская в Коми АССР).

О палеотемпературах нижнепермских отложений на остальной площади Пермского Прикамья как в прогибе, так и на платформе, где совсем нет определений ОС витринита (не сохраняется керн), можно судить лишь косвенно, по палеотемпературам терригенных отложений нижнего карбона, изученных в этом отношении гораздо лучше. Если учесть имеющиеся определения в пермских образцах по названным площадям прогиба и ориентировочно принять, что в отложениях от терригенного нижнего карбона до нижней перми палеотемпература снижается на каждые 100 м разреза в среднем на 3,3°С, можно предположить, что величины ОС и соответствующие

им приближенные палеотемпературы и стадии литификации для нижнепермских отложений находятся в следующих ориентировочных пределах (табл. 11).

Таблица 11

Палеотемпературы, величины отражательной способности витринита и стадии литификации нижнепермских отложений Пермского Прикамья

Тектонический элемент	Интервал палеотемператур, °С	Интервал отражательной способности витринита по ГОСТ 12113—66, 10R <sup>в</sup> , усл. ед.	Стадия и подстадия литификации
Восточная часть платформы	70—120	65—75	O <sub>2</sub> —I <sub>3</sub>
Предуральский прогиб:			
Верхнепечорская впадина (южная окраина)	170—220	85—100	III <sub>1</sub> —IV <sub>3</sub>
Соликамская впадина	100—150	72—80	I <sub>1</sub> —II <sub>2</sub>
Сылвенская впадина:			
западное крыло	115—155	74—82	I <sub>2</sub> —II <sub>3</sub>
восточное крыло	175—230	86—106	III <sub>1</sub> —V <sub>3</sub>

Приведенные в табл. 11 величины  $t$ , основанные пока на ограниченном числе прямых замеров ОС, в дальнейшем подлежат уточнению. Уже теперь можно полагать, что нижнепермские отложения, за исключением юга Верхнепечорской впадины и восточного борта Сылвенской впадины, испытали влияние сравнительно не высоких палеотемператур, в основном в пределах 70° С (62—O<sub>2</sub>)—155° С (82—II<sub>3</sub>). Нижнепермские отложения юга Верхнепечорской и восточного борта Сылвенской впадины находились под воздействием более высоких палеотемператур.

В нефтеносных отложениях среднего карбона участие терригенных пород, как уже упоминалось выше, весьма ограничено, представлены они морскими фациями, угольных включений в них не найдено и, следовательно нет витринита, этого «палеотермометра», по которому определяются стадии преобразования и соответствующие им палеотемпературы. Вместе с тем, много нефтяных месторождений Пермского Прикамья приурочено именно к среднекаменноугольным (преимущественно карбонатным) отложениям, включающим около половины всех разведанных в области запасов нефти. Поэтому знать палеотемпературы этого стратиграфического подразделения было необходимо. О тепловом палеорежиме среднекаменноугольных нефтеносных отложений можно судить косвенно, отправляясь стратиграфически снизу вверх от хорошо изученных в этом отношении терригенных отложений ниж-

него карбона, залегающих в 300—400 м ниже отложений среднего карбона. В первом приближении представляется, что величины  $t$  для среднего и нижнего отделов карбона должны быть близкими. Однако они неодинаковы. По величине вертикального градиента ОС и по нормальному (стратиграфическому) расстоянию между этими отделами карбона были вычислены величины ОС, а затем и  $t$  для каждого месторождения, они получились на 2—3 единицы  $10 R^a$  или на  $10—15^\circ C$  меньше, чем в нижнем карбоне, и находились в пределах  $100^\circ C$  ( $72—O_3$ ) —  $150^\circ C$  ( $80—II_2$ ). Несмотря на ориентировочность такой экстраполяции, можно все же считать, что полученная общая закономерность изменения  $t$  и подчиненное ей распределение запасов нефти по палеотемпературным зонам намечены и для отложений среднего карбона.

Палеотемпература нижнекарбонových терригенных отложений, являющихся одним из основных стратиграфических объектов нефтедобычи и разведки в Пермском Прикамье и наиболее богатых включениями витринита, изучена более детально по сравнению с толщами перми, среднего карбона и девона. Определения  $t$  выполнены на основе замеров ОС витринита в 525 образцах пород и углей, отобранных из 233 скважин и шахт на 76 площадях. Интервал изменения величин  $t$ , ОС и стадий весьма широк — от  $75^\circ C$  ( $67—O_3$ ) до  $275^\circ C$  ( $123—VII_3$ ). На площадях распространения терригенных нижневизейских отложений в Пермском Прикамье находятся почти все зоны палеотемпературной шкалы (рис. 9). Именно по нижневизейским отложениям выявлена общая для региона закономерность изменения  $t$  и связанные с ней особенности нефтегазоносности. Распространение палеотемпературных зон для отложений нижнего карбона и описание зон, в котором обращается внимание на некоторые закономерности изменения величины  $t$  этого стратиграфического подразделения, приведены в табл. 12.

Зона  $75—100^\circ C$  ( $67—72; O_3—I_1$ ) занимает юго-западную окраину изучаемой территории, она выделена на основании замеров ОС витринита в нижнем карбоне по 11 площадям Татарского свода. В пределы Пермской области (в ее административных границах) зона  $75—100^\circ C$  не входит.

Зона  $100—125^\circ C$  ( $72—76; I_1—I_3$ ) охватывает юго-западную часть изучаемой территории, включая юго-запад Пермской области и ряд смежных площадей Удмуртской и Татарской республик. В зону входят 14 опробованных по нижнему карбону площадей и месторождений, расположенных в основном на юго-западе Башкирского свода, в Верхнекамской впадине и Бирской седловине. Изолированный контур («остров») зоны  $100—125^\circ C$  между Косвинско-Чусовской седловиной и Кизеловским угольным бассейном выделен в широком поле смежной зоны  $125—150^\circ C$  на основании пониженных значений ОС

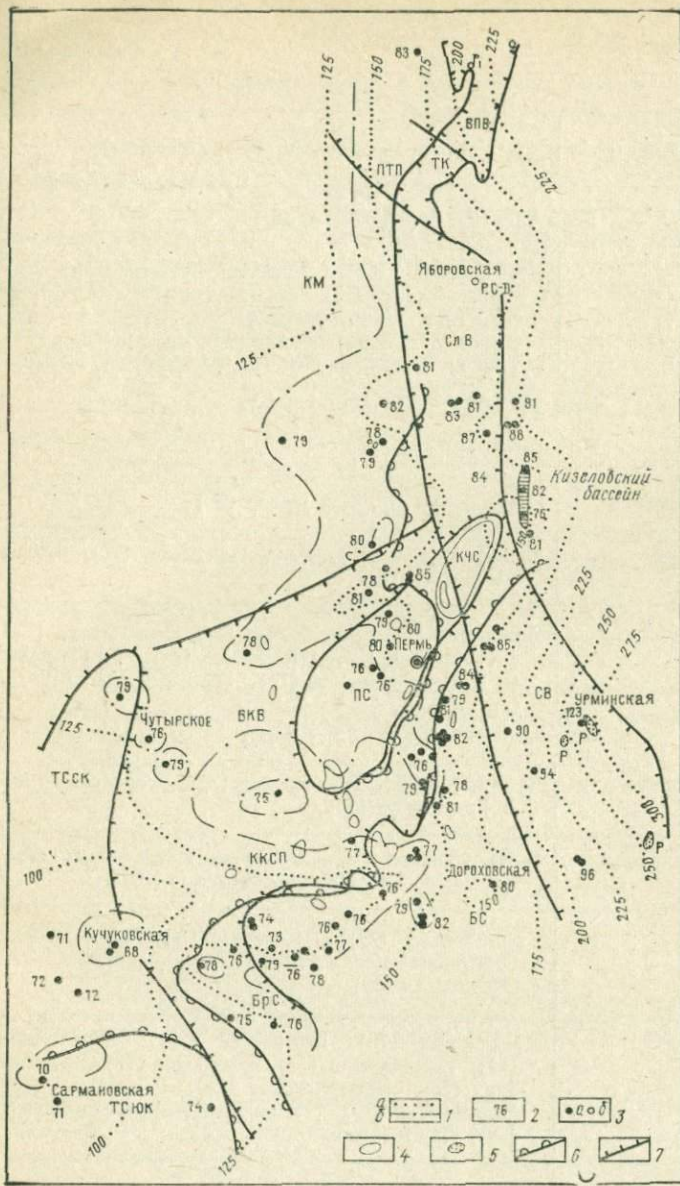


Рис. 9 Схе-  
матическая  
карта мак-  
симальных  
палеотем-  
ператур  
нижне-  
визейских  
терригенных  
отложений  
Пермского  
Прикамья

1 — изолинии максимальных палеотемператур: а — основные; б — промежуточные; 2 — значения отражательной способности,  $10 R^3$ ; 3 — точки опробования: а — в нижнем визе, б — в других горизонтах; 4 — основные месторождения нефти и их стратиграфическое положение; 5 — месторождения газа в отложениях нижней перми; 6 — границы Камско-Кинельской системы прогибов; 7 — граница сводов и впадин.

Своды и впадины: ВПВ — Верхнепечорская впадина, ТК — Тиманский кряж, ПТП — Пред-Тиманский прогиб, СлВ — Соликамская впадина, КЧС — Косвинско-Чусовская седловина, БКВ — Верхнекамская впадина, ПС — Пермский свод, БС — Башкирский свод, БРС — Бирская седловина, ТССК — Татарский свод северный купол, ККСП — Камско-Кинельская система прогибов, СВ — Сылвенская впадина, КМ — Камская моноклираль, ТСЮК — Татарский свод, южный купол

Таблица 12

Распространение палеотемпературных зон в нижнем карбоне Пермского Прикамья

Структурный элемент	Опробованные площади и месторождение
<b>Зона 75—100° С (67—72; 0<sub>3</sub>—I<sub>1</sub>)</b>	
Татарский свод	Кучуковское (68), Танайско-Бехтеревская (71), Бондюжское (71), Усть-Икская (72), Черемуховская (67), Енорускинская (68), Кутушко-Кадаевская (68), Черемшанская (69), Уратьминская (70), Тлянчи-Тамакская (70), Сармановская (71)
<b>Зона 100—125° С (72—76; I<sub>1</sub>—I<sub>3</sub>)</b>	
Татарский свод	Ик-Базинская (74)
Верхнекамская впадина	Ножовское (75), Чутырское (76)
Бирская седловина	Новохазинская (75), Раздольнинское (76), Шариповское (76)
Башкирский свод	Янульская (73), Воядинское (74), Сергеевская (75), Калининская (76), Игровское (76), Кузбаевское (76), Дубовогорское (76), Гондыревское (76)
<b>Зона 125—150° С (76—80; I<sub>3</sub>—II<sub>2</sub>)</b>	
Камская моноклираль	Тузимская (78), Тукачевское (79), Егоровская (79), Дмитриевское (80)
Верхнекамская впадина	Бородулинская (78), Восточно-Васильевская (78), Красногорское (79), Киенгопское (79)
Пермский свод	Кольцовская (77), Рассветовская (79), Профиль Платоновка-Северокамск (79), Северокамск (80), Оверятская (80)
Башкирский свод	Куюдинское (76), Тартинское (78), Тепляковская (77), Тюндюкская (77), Кокуйское (77), Кулигинская (78), Четырманское (78), Обливское (79), Бырминская (79), Павловская (79), Иткинеевское (79), Дороховское (80)
Бирская впадина	Вятское (78)
Кизеловский каменно-угольный бассейн	Гремячинское (78)
<b>Зона 150—175° С (80—86; II<sub>2</sub>—III<sub>1</sub>)</b>	
Печорская впадина (южная часть)	Малиновская (83)

Структурный элемент	Опробованные площадь и месторождение
Камская моноклиналъ	Верхнекондасская (82)
Верхнекамская впадина	Платоновская (81), Сенькинская (85)
Башкирский свод	Кукуштанское (81), Лазуковское (82), Этышское (82), Елкинское (84)
Соликамская впадина	Косибское (81), Дуринская (81), Яборовская (82), Березниковская (83), Тунеговская (84)
Сылвенская впадина	Комарихинская (86)
Кизеловский каменно-угольный бассейн	Чусовский район (81), Центральная часть (82), Северная часть (86)
<b>Зона 175—200° С (86—93; III<sub>1</sub>—IV<sub>1</sub>)</b>	
Соликамская впадина	Яйвинская (87)
Сылвенская впадина	Тазовская (90)
Всеволодо-Вильвенская надвиговая зона	Всеволодо-Вильвенская (88), Камайская (91)
<b>Зона 200—225° С (93—103; IV<sub>1</sub>—V<sub>1</sub>)</b>	
Сылвенская впадина	Осинцевская (94), Ачитская (96)
<b>Зона 250—300° С (115—130; VI<sub>3</sub>—VII<sub>2</sub>)</b>	
Сылвенская впадина	Урминская (123)

Примечание. В цифровой характеристике палеотемпературных зон в скобках указаны пределы изменения ОС витринита и пределы изменения стадий литификации. После названий площадей и месторождений в скобках указана ОС витринита (усл. ед.).

витринита в южной половине Кизеловского бассейна. В зоне 100—125° С расположено 10 месторождений, содержащих 26% нефти от общих (100%) запасов в отложениях нижнего карбона.

Зона 125—150° С (76—80; I<sub>3</sub>—II<sub>2</sub>) — самая значительная в нижнем карбоне как по площади, так и по числу месторождений, опробованных на определение ОС витринита. Расположены они в основном на Башкирском и Пермском сводах, частично на Камской моноклинали, Верхнекамской впадине и юге Кизеловского бассейна. В зоне находится 30 месторождений из общего числа 50 по нижнему карбону и содержится

49% нефти из общих запасов по отложениям нижнего карбона. Все они расположены в пределах платформ на значительном удалении к западу от ее восточной окраины, лишь иногда приближаясь к Предуральскому прогибу на расстоянии до 15—20 км (месторождения Обливское, Кокуйское).

Зона 150—175°С (80—86; II<sub>2</sub>—III<sub>1</sub>) опробована на 17 площадях и месторождениях, содержит запасов нефти 27% от общих по отложениям карбона, почти в 2 раза меньше, чем зона 125—150°С, и примерно одинаковое количество с зоной 100—125°С. В зоне расположено 20 нефтяных месторождений, преимущественно мелких. Западная граница зоны (палеоизотерма 150°С) волнисто следует по востоку платформы между нефтяными месторождениями Башкирского и Пермского сводов, Верхнекамской впадины и Камской моноклинали, а севернее Касибского месторождения она заходит частично в Предуральский прогиб. Восточная граница зоны пересекает прогиб, причем на юге области она следует по платформе вблизи ее окраины, а на широте Елкинского месторождения (юго-восточнее г. Перми) уходит в Предуральский прогиб, диагонально пересекает его и входит в Западно-Уральскую складчатую зону, охватывая Кизеловский угольный бассейн в контуре палеотемператур менее 175°С. Далее к северу палеоизотерма 175°С образует западный выступ, оставляя за пределами более 175°С площади Яйвинскую (в прогибе), Всеволодо-Вильвенскую с Камайской и месторождение Ветосское (на западном Урале). В зону 150—175°С почти целиком входят Соликамская впадина, Косьвинско-Чусовская седловина и северная окраина Сыльвенской впадины. Из газовых месторождений в этой зоне находятся Комарихинское и другие (нижний карбон), а стратиграфически выше — Ожгинское и другие (средний карбон).

Зона 175—200°С (86—93; III<sub>1</sub>—IV<sub>1</sub>) — одна из восточных слабо разведанных зон, изображена по данным определения ОС витринита на двух площадях Предуральского прогиба (Яйвинская и Газовская) и на двух площадях Западно-Уральской складчатой зоны (Всеволодо-Вильвенская и Камайская). Узкая, шириной 10—30 км, она следует параллельно восточной границе предыдущей зоны, причем на юге занимает западное крыло Сыльвенской впадины, а в центральной и северной частях востока следует в основном по Западному Уралу, диагонально пересекая прогиб на широте г. Перми. В зоне 175—200°С промышленных месторождений нефти нет, имеется Бруснянское нефтегазовое месторождение (газовая шапка в нижнем карбоне), расположенное на западном крыле Сыльвенской впадины.

Зона 200—225°С (93—103; IV<sub>1</sub>—IV<sub>3</sub>) выделена только в Сыльвенской впадине Предуральского прогиба по замерам ОС на площадях Ачитской и Осинцевской, расположенных на глу-

боких горизонтах западного крыла впадины. Совпадая сначала (на юге) с простираем впадины, эта 20—30-километровая зона поворачивает севернее Тазовской площади к востоку; далее на север она предположительно проводится по Западному Уралу до Верхнепечорской впадины, где ориентиром служит расчетная величина ОС в нижнем карбоне по замеру в артинском ярусе Среднеандюгской площади. Промышленных месторождений нефти и газа в зоне 200—225°С нет.

Зона 225—250°С (103—115; IV<sub>3</sub>—VI<sub>3</sub>) занимает аналогичную соседним зонам полосу на юго-востоке Сылвенской впадины, она построена путем интерполяции между смежными зонами, поскольку в ее пределах нет опробованных на ОС площадей и месторождений, нет и промышленных месторождений нефти и газа. Над этой нижнекарбоновой зоной расположено Кордонское месторождение газа в отложениях нижней перми (газовая шапка).

Зона 250—300°С (115—130; VI<sub>3</sub>—VII<sub>3</sub>). Крайняя на юго-востоке изучаемой территории и последняя зона высоких значений  $t$ , по которой имеются замеры ОС витринита в нижнем карбоне, находится в Свердловской области и занимает ограниченную площадь в «ядре» палеоизотерм высоких значений. Эта зона охарактеризована только двумя скважинами (Урминские скв. 4 и 6), но данные весьма надежны, поскольку по Урминским скважинам на протяжении более километра по вертикальному разрезу пермо-карбоновых отложений зафиксировано закономерное повышение палеотемпературы от 180 до 280°С с глубиной. В зоне 250—300°С расположено Бухаровское месторождение газа.

Построение последних непродуктивных на промышленную нефть зон в палеотемпературном интервале 175—300°С основано пока на относительно редкой сети опробования. Однако изображенная для всего этого высокотемпературного района картина имеет более надежное обоснование, чем это может показаться. Во-первых, кроме определения  $t$  в пяти площадях, расположенных непосредственно в Сылвенской впадине (Комарихинская, Тазовская, Осинцевская, Ачитская и Урминская), величины  $t$  хорошо известны по многим соседним площадям платформы; во-вторых, по всему этому району обнаружилась однонаправленная общая закономерность повышения  $t$  на восток-юго-восток. Сгущение точек опробования может внести детали в расположение зон, но принципиальная картина мало изменится.

Общее направление палеотемпературных зон в Пермском Прикамье субмеридиональное, подчиненное простираению Предуральяского прогиба, Урала. Однако, как правило, имеются существенные не только местные, но и более обширные районные отклонения от этой основной направленности. На платформе, вдали от ее края, зоны еще не приобрели четко выраженного

поведения, их конфигурация остается причудливой. Похоже, что в глубине платформенной территории зоны не подчинены контурам главных структурных элементов (сводов, впадин), особенно в юго-западной части, где палеотемпературы низкие и где тенденция к их изменению в широтном направлении лишь угадывается. Здесь на юго-западе возможны местами иные варианты изображения палеоизотерм. При иной рисовке изолиний общая картина сохраняется: юго-западный угол территории остается «низкотемпературным». С продвижением на восток и повышением  $t$  в сторону Предуралья прогиба и далее к Западному Уралу зоны постепенно упорядочиваются и приобретают относительно правильную полосовидную форму, они несколько выравниваются. Вместе с тем, извилистость границ зон (палеоизотерм) все же остается и свидетельствует, по-видимому, о существовании в действительности более сложной в деталях картины местных изменений зон и подзон. Заметное внимание привлекает изменение субмеридионального простирания на субширотное у палеоизотерм  $150-135^{\circ}\text{C}$ , их резкий языкообразный изгиб на запад-юго-запад в центральном районе около площадей Сенькинской, Платоновская, Бородулинская, на севере Верхнекамской впадины вдоль северо-западного борта Пермского свода, причем в ядре этого контура на Сенькинской площади  $t$  повышена до  $170^{\circ}\text{C}$ . Характерно, что подобная же конфигурация палеоизотерм повторилась еще более четко и при более высоких значениях  $t$  в ядре девонского контура в  $450-500$  м глубже по нижефранским отложениям (рис. 10). Аналогичные, хотя и менее резкие, изгибы на запад у палеоизотермы  $150^{\circ}\text{C}$  наблюдаются и в некоторых других местах, например севернее около площади Усть-Кондасской (западнее г. Березников) и южнее около площади Оверятской (район г. Перми). Другая аналогичная аномалия, при которой площадь более высоких значений  $t$  тоже вторгается далеко на запад, наблюдается по месторождениям Красногорское, Киенгопское, Кулигинское. Здесь «залив», образованный палеоизотермой  $135^{\circ}\text{C}$ , хотя и обширен, но не так резок и не повторился в нижележащих отложениях нижефранского яруса. Более того, в ядре этого «залива» имеется обратная аномалия в виде понижения  $t$  до  $145^{\circ}\text{C}$  на крупном и хорошо опробованном Ножовском месторождении нефти.

В геолого-структурном плане Пермского Прикамья самые низкие величины  $t$ , равные  $90-120^{\circ}\text{C}$ , наблюдаются на северо-западе Татарского свода, они возрастают в северо-восточном направлении. Обширная площадь охватывает почти всю платформенную часть изучаемой территории, включая полностью или частично такие структурные элементы, как Камская моноклираль и Верхнекамская впадина, Пермский свод, север Башкирского свода и Бирской седловины. Здесь  $t$  в нижнем карбоне больше, чем на юго-западе, и находится в пре-

делах 120—150° С. На этой же площади расположена пониженная до 110—125° С область на Ножовском, Воядинском и Куединском месторождениях и, по-видимому, на территории, включающей Шумовскую структуру и часть Камско-Кинельской системы в пределах Шальмского прогиба. По восточной окраине платформы в 30—50-километровой субмеридиональной полосе на простирании около 350 км, где находится более половины нижнекарбонных нефтяных месторождений области,  $t$  изменяется в пределах 135—155° С, ослабевая на запад-юго-запад от этой полосы до 90° С и усиливаясь на восток до 170° С. Из числа опробованных по отложениям нижнего карбона площадей, месторождений и структур сюда входят Верх-Кондасская, Тузимская, Тукачевское, Васильевский вал, центральная часть Пермского свода, Веслянский вал.

Вкрест простирания основных структурных элементов платформы юга Пермского Прикамья, от Татарского свода через Бирскую седловину и Башкирский свод, до восточной окраины платформ, между площадью Кучуковской в Татарии до месторождения Дороховского на юго-восток Пермской области, на протяжении 260 км субширотного простирания,  $t$  последовательно, с небольшими местными отклонениями, по 15 площадям и месторождениям увеличивается в нижнем карбоне от 80 до 150° С. Повышение  $t$  далее на восток в Предуральском прогибе к складчатому Западному Уралу совершается для разных широт неодинаково.

В Соликамской впадине  $t$  равна в среднем 160° С, а в Сылвенской значительно выше — 215° С. Возрастание  $t$  от западного борта к восточному в этих впадинах идет не только на разных абсолютных уровнях, но и с неодинаковым темпом, при горизонтальных градиентах  $t$  (изменение на 10 км расстояния) соответственно 5 и 16° С. Следовательно, в Соликамской впадине  $t$  повышается к востоку примерно в 3 раза медленнее, чем в Сылвенской. Характерно, что на севере восточного борта Соликамской впадины  $t$  остается сравнительно небольшой, на Яборовской площади она равна 155° С.

В Западно-Уральской складчатой зоне  $t$  хорошо выявлена на широте Соликамской впадины в Кизеловском каменноугольном бассейне, на его 100-километровом простирании по замерам ОС витринита в углях из многих шахт и разведочных скважин. Здесь  $t$  оказалось сравнительно невысокой, от 125 до 175° С, в среднем 155° С, т. е. такая же, как и в смежной с запада Соликамской впадине, и близкой к  $t$  одновозрастных отложений востока платформы.

На юге Кизеловского палеогиба Камско-Кинельской системы в пределах южной половины одноименного угольного бассейна и, по-видимому, на Косьвинско-Чусовской седловине  $t$  равна в среднем 155° С, т. е. сравнительно невелика. На севере бассейна  $t$  повышена до 175° С, а далее на север по

простиранию за пределами бассейна на Всеволодо-Вильвенской площади — до  $180\text{--}190^\circ\text{C}$ . На южном простирании бассейна возможно сохранение  $t$  около  $155^\circ\text{C}$  на протяжении 30—50 км. Далее по простиранию на юг  $t$  должна нарастать, и в районе пос. Кын (на р. Чусовой) она может достичь  $175\text{--}200^\circ\text{C}$ .

На северо-востоке Верхнекамской впадины вдоль Пермского свода на площадях Платоновской и Сенькинской, как уже упоминалось выше при описании палеотемпературных зон,  $t$  повышена до  $150\text{--}170^\circ\text{C}$  по сравнению с соседними площадями свода, где  $t$  равна  $125\text{--}150^\circ\text{C}$ . Палеоизотерма  $150^\circ\text{C}$  образует здесь резкий западный выступ, намечая необычную субширотную зону повышенных значений  $t$ , при господствующем в области субмеридиональном простирании зон.

Палеотемпература девонских отложений изучена в Пермском Прикамье менее детально, чем нижнекаменноугольных, что объясняется относительно редкой встречаемостью угольных (витринитовых) включений в породах девона, ограниченным числом скважин на отложения девона, малым выносом керна и недостаточно полной его сохранностью. Однако собранный и исследованный каменный материал по отложениям девона позволяет все же сделать предварительный прогноз нефтегазонасыщенности этих отложений на основе применения палеотемпературного метода. Из отложений верхнего и частично среднего девона, в основном из нижнефранского яруса (преимущественно пашийский горизонт), исследовано 66 образцов пород (песчаников, алевролитов, аргиллитов) с угольными включениями, отобранных из 30 скважин на 16 площадях и месторождениях. Выявлению палеотемпературного режима девонских отложений способствовала также и сравнительно более полная изученность вышележащих нижнекаменноугольных отложений, от которых возможна достаточно обоснованная экстраполяция показателей ОС и  $t$  стратиграфически вниз.

Опробованный нами вышеназванный девонский интервал залегает глубже нижнекарбового в среднем на 540 м (от 367 до 726 м). На этом расстоянии вертикального разреза  $t$  и соответствующая ей ОС возрастает в среднем на  $23^\circ\text{C}$  (5)<sup>1</sup>. Величина эта непостоянная и в разных пунктах Пермского Прикамья изменяется от  $10^\circ\text{C}$  (2) на Касибском месторождении до  $45^\circ\text{C}$  (11) на Платоновской площади. Выражая эти величины в целях сопоставимости в виде изменения  $t$  и ОС на 1000 м глубины, получаем их вертикальные градиенты. В целом для Пермского Прикамья средний градиент равен  $43^\circ\text{C}$  (9), он изменяется от  $23^\circ\text{C}$  (4) на Касибе до  $85^\circ\text{C}$  (21) на Платоновке. Четкой закономерности в изменении палеогео-

<sup>1</sup> Первая цифра — палеотемпература в градусах Цельсия; цифра в скобках — ОС витринита (10 R<sup>a</sup>, усл. ед.).

термического градиента от  $C_1$  к  $D_3$  на изученной территории не наблюдается. Можно лишь заметить, что более медленное нарастание  $t$  с глубиной происходит в основном в юго-западных районах области, там, где и абсолютные величины  $t$  невелики, — на месторождениях Ножовского выступа, южной половины Пермского и севера Башкирского сводов, а за пределами Пермской области — на Киенгопском валу и севере Татарского свода. Здесь же на юге области отложения терригенного девона, как известно, более нефтеносны, чем в других районах области, где величины  $t$  и ее градиенты выше.

Величины  $t$ , соответствующие им величины ОС витринита и стадии его преобразования изменяются в отложениях девона на изучаемой площади территории в пределах  $100\text{--}310^\circ\text{C}$  ( $70\text{--}135$ ;  $I_1\text{--}VIII_3$ ). Общая закономерность изменения сходна с нижнекарбоневой, контуры девонских палеоизотерм во многом подобны, однако полной аналогии нет. На площади распространения терригенных отложений девона в Пермском Прикамье находится восемь палеотемпературных зон. Это в основном те же зоны, что и в отложениях карбона, только нет самой низкой  $75\text{--}100^\circ\text{C}$  и появилась самая высокая  $300\text{--}350^\circ\text{C}$  (обе за пределами палеотемпературной шкалы). Все зоны девона смещены на восток по отношению к зонам карбона так, что каждая девонская перекрывается (в плане и разрезе) частично или полностью смежной более низкой температурной зоной карбона (рис. 10).

Наметившаяся в терригенном карбоне субширотная полоса повышенных значений  $t$  вдоль северо-западного склона Пермского свода, в терригенном девоне проявилась еще более четко: палеоизотерма  $175^\circ\text{C}$  протянулась далеко на запад в сторону Бородулинской площади и возник внутренний контур по палеоизотерме  $190^\circ\text{C}$  (изореспленда 90 усл. ед.).

Сравнительно невысокая  $t$  девонских отложений свойственна большей территории в северо-западной части Пермской области по Камской моноклинали, относящейся по комплексу геологических признаков к категории земель, малоперспективных для поисково-разведочных работ на нефть. Величина  $t$  здесь находится в пределах  $125\text{--}175^\circ\text{C}$ , т. е. на уровне, позволяющем давать положительный прогноз нефтеносности. Однако известно, что вовлечение этого большого района в поисково-разведочные работы на нефть сдерживается наличием других неблагоприятных факторов, связанных в основном с большой раскрытостью и гидрогеологической активностью девонских продуктивных толщ вследствие сравнительно неглубокого их залегания.

## 2. Прогноз нефтегазоносности по палеотемпературам

Прогноз нефтегазоносности по палеотемпературам хорошо иллюстрируется распределением запасов нефти по палеотемпературным зонам. Разведанные в Пермской области общие запасы нефти категорий  $A+B+C_1$  (100%) распределены по зонам неравномерно (рис. 11). В зоне  $75-100^\circ\text{C}$  запасов нефти почти нет, всего лишь 0,8 (3)<sup>1</sup> от общих по области 100 (130). Зона  $100-125^\circ\text{C}$  содержит наибольшее количество запасов при наименьшем числе месторождений — 47,7 (36), причем в эту зону входят самые крупные месторождения области. В зоне  $125-150^\circ\text{C}$  запасы составляют 39,4 (61), а в зоне  $150-175^\circ\text{C}$  — 12,1 (30). В зоне  $175-200^\circ\text{C}$  запасов нет. Почти половина всех запасов области сосредоточена в 36 месторождениях зоны  $100-125^\circ\text{C}$ , тогда как другая половина запасов рассредоточена в 91 месторождении зон  $125-150$  и  $150-175^\circ\text{C}$ . Снижение количества запасов с повышением палеотемператур сопровождается уменьшением размеров месторождений, их «обмельчанием».

Распределение запасов нефти по палеотемпературным зонам в каждом из четырех стратиграфических комплексов (нижняя пермь, средний карбон и верхний девон), подчиняясь общей закономерности, отличается своеобразием. В нижнепермских отложениях содержатся сравнительно небольшие запасы нефти, из них 0,8 в зоне  $75-100^\circ\text{C}$  и 2,3 — в зоне  $100-125^\circ\text{C}$ . В среднем карбоне запасов нефти в зоне  $75-100^\circ\text{C}$  нет, большая их часть находится в зоне  $100-125^\circ\text{C}$  — 34,2 (24), меньшая часть в зоне  $125-150^\circ\text{C}$  — 12,2, и незначительное количество в зоне  $150-175^\circ\text{C}$  — 0,7. Иное распределение запасов нефти, по сравнению с отложениями перми и среднего карбона, наблюдается в отложениях нижнего карбона. Здесь максимум запасов нефти приходится на зону  $125-150^\circ\text{C}$  — 20,8, а в зонах  $100-125^\circ\text{C}$  и  $150-175^\circ\text{C}$ , соответственно 11,2 и 10,5. В отложениях девона в зонах  $75-100$  и  $100-125^\circ\text{C}$  запасов нефти нет, в зоне  $150-175^\circ\text{C}$  — 0,9.

Наметилась общая закономерность в распределении преобладающего количества запасов по зонам в стратиграфическом разрезе: в пермских отложениях запасы находятся в зонах  $75-100$  и  $100-125^\circ\text{C}$ ; среднекарбоновых —  $100-125$  и  $125-150^\circ\text{C}$ ; нижнекарбоновых —  $100-125$ ,  $125-150$  и  $150-175^\circ\text{C}$ ; верхнедевонских —  $125-150$  и  $150-175^\circ\text{C}$ . Наблюдается, следовательно, небольшое смещение максимума запасов со стратиграфической глубиной в сторону повышения палеотемпературы. Так, средняя  $t$  для нижнепермских запасов равна  $106^\circ\text{C}$ , среднекарбоновых —  $118^\circ\text{C}$ , нижнекарбоновых —  $137^\circ\text{C}$ ,

<sup>1</sup> Первая цифра — запасы в процентах от общих запасов (100%) по области, цифра в скобках — число месторождений — залежей.

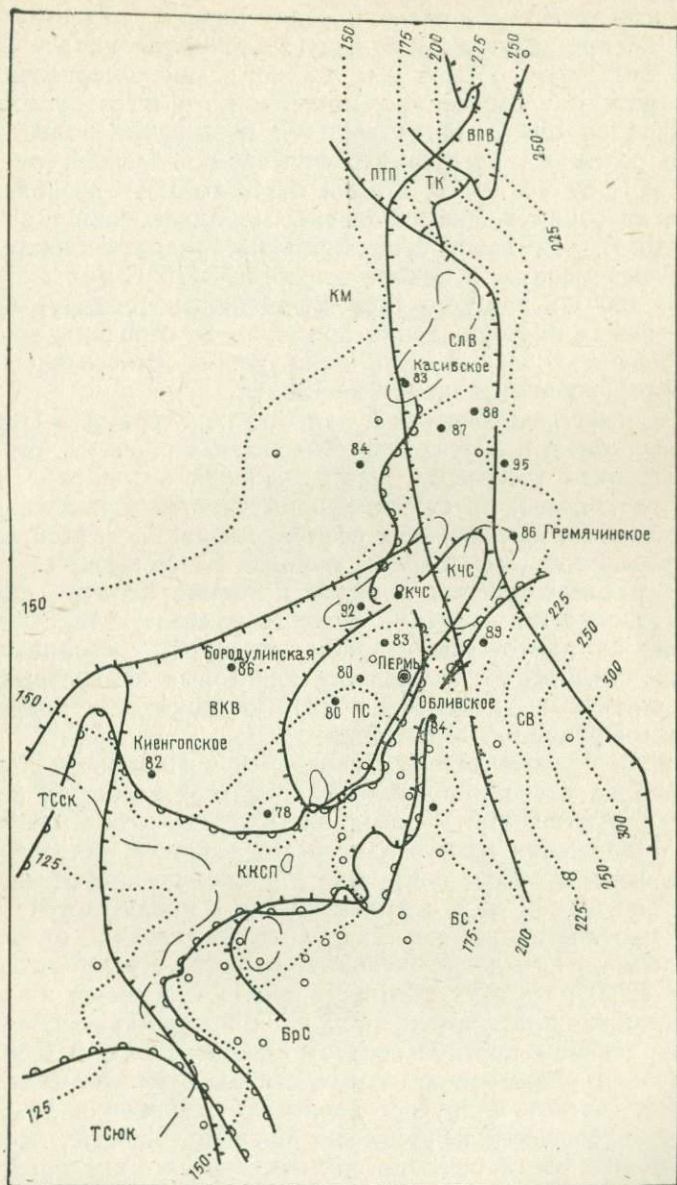


Рис. 10. Схематическая карта максимальных палеотемператур нижнепермских терригенных отложений Пермского Прикамья  
Условные обозначения см. рис. 9

верхнедевонских —  $141^{\circ}\text{C}$ , при средней для всех запасов Пермской области величине  $t$ , равной  $128^{\circ}\text{C}$ . Эти средневзвешенные (по количеству запасов в зоне) цифры палеотемператур хотя и не претендуют на большую точность, но все же правильно отражают общую для области закономерность приуроченности максимума промышленной нефтегазоносности к  $t$  порядка  $125\text{—}130^{\circ}\text{C}$ . Наметившееся повышение палеотемпературного оптимума со стратиграфической глубиной от  $106$  до  $141^{\circ}\text{C}$  (ОС от  $73$  до  $79$ , стадии от  $I_2$  до  $II_2$ ) позволяют надеяться на обнаружение небольших месторождений и за пределами  $140^{\circ}\text{C}$ . Реальное существование тридцати месторождений, весьма мелких, в начале зоны  $150\text{—}175^{\circ}\text{C}$  (их  $t$  равна в среднем  $160^{\circ}\text{C}$ ) подтверждает возможность обнаружения подобных новых месторождений примерно до середины этой зоны и еще большую возможность обнаружения относительно крупных месторождений в зоне  $125\text{—}150^{\circ}\text{C}$ .

Связь нефтегазоносности с палеотемпературами в Пермском Прикамье, как и в других нефтегазоносных районах, не только количественная (по числу месторождений и запасам нефти), но и качественная, по таким фундаментальным понятиям нефтяной геологии, как свойства нефтей, миграция нефтей, коллекторские свойства вмещающих пород. В настоящем разделе сначала рассматривается влияние  $t$  именно на эти признаки нефтегазоносности, а затем, в конце раздела, излагаются основанные на палеотемпературном показателе соображения о возможной нефте- и газоносности некоторых конкретных районов, структурных элементов и стратиграфических подразделений рассматриваемой территории.

Влияние палеотемператур сказалось в Пермском Прикамье не только на степени проявления нефтегазоносности, но и на свойствах нефтей. При равных или близких геологических условиях (отложения одного и того же возраста, литологически сходные коллекторы и покрышки, равноблагоприятные структуры и ловушки и др.) с повышением  $t$  наблюдается уменьшение плотности нефтей. Так, в яснополянских отложениях платформы на юге и юго-западе Пермского Прикамья средняя  $t$  равна  $120^{\circ}\text{C}$ , средняя плотность около  $0,92\text{ г/см}^3$ ; на восточной окраине платформы —  $150^{\circ}\text{C}$ , а плотность —  $0,86\text{ г/см}^3$ ; в Предуральском прогибе соответственно  $175^{\circ}\text{C}$  и  $0,80\text{ г/см}^3$ . Параллельно уменьшению плотности нефтей изменяется и групповой состав и другие свойства (Пьянков и др., 1971). Плотность девонских нефтей, как правило, меньше, чем нижнекарбонových, соответственно она изменяется в пределах  $0,83\text{—}0,88$  и  $0,86\text{—}0,92\text{ г/см}^3$ . Более четко это проявляется в сопоставимых условиях тех и других нефтей в одном месторождении, структуре, нефтеносной зоне. Уменьшение плотности нефтей со стратиграфической глубиной связано с влиянием палеотемператур. В самом деле, девонские отложения вместе

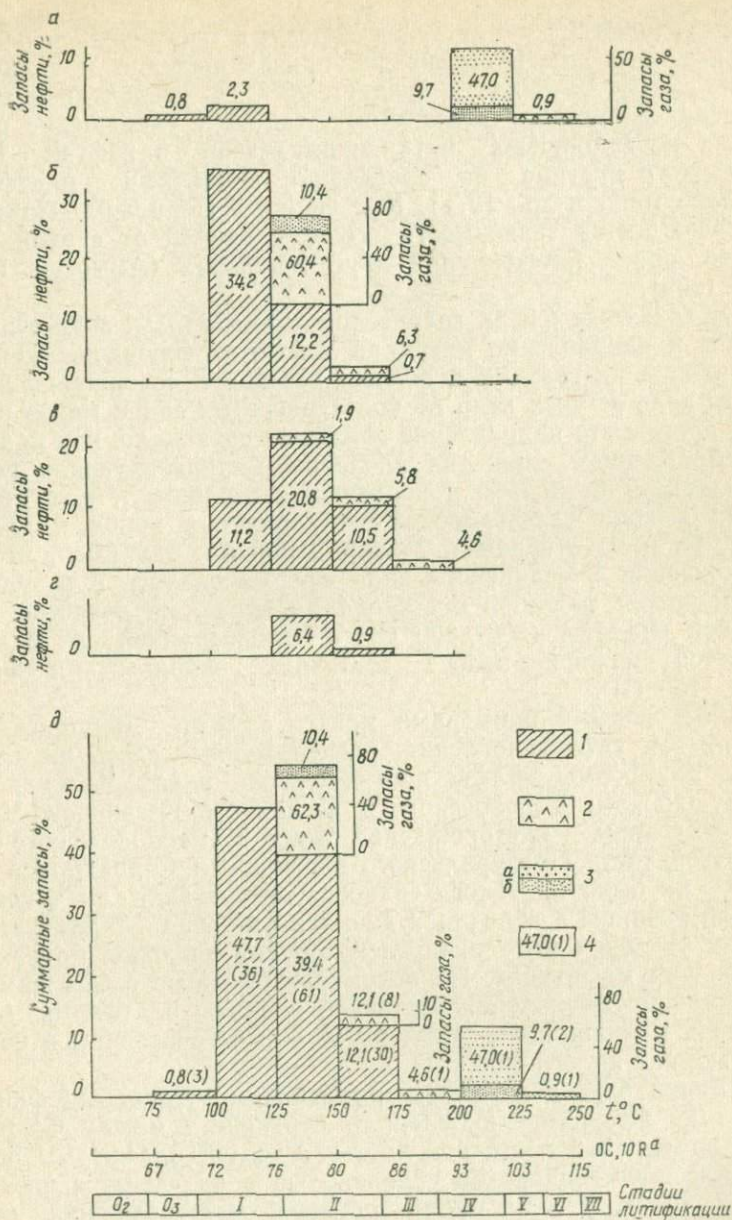


Рис. 11. Распределение разведанных запасов нефти и газа по зонам максимальных палеотемператур в Пермской области

**а** — в нижней перми; **б** — в среднем карбоне; **в** — в нижнем карбоне; **г** — в верхнем девоне; **д** — суммарные запасы по всем отложениям  
**1** — нефть; **2** — газ в газовых шапках; **3** — газ свободный; **а** — категории А+В+С<sub>1</sub>; **б** — категория С<sub>2</sub> (% к А+В+С<sub>1</sub>); **4** — запасы категорий А+В+С<sub>1</sub> в процентах от общих (100%) этих категорий по области (в скобках — число месторождений)

с содержащимися в них углеводородами прогревались немного сильнее, чем нижнекарбоновые, причем разница в величинах  $t$  составляла 10—45°С, в среднем 23°С. С увеличением палеотемператур связано, по-видимому, также и уменьшение содержания порфириновых металлокомплексов в нефтях Предуральяского прогиба по сравнению с нефтями платформы (Зильберминц и др., 1971). Как видно, в Пермском Прикамье подтверждается зависимость свойств нефтей от стадий катагенеза, ранее замеченная в других районах (Аммосов, Горшков, 1969).

От величины  $t$  и их градиентов должны были зависеть масштабы и направление миграции нефтяных флюидов. Перенос флюидов в их газовых и водных растворах совершался в тепловом поле земных недр от более нагретых зон к менее нагретым, причем это направление движения совпадало, как правило, с направлением снижения давления. Активизирующая роль  $t$  проявлялась не только в первичной миграции, т. е. в обеспечении выхода углеводородов из глинистых пород в коллекторы, но и во вторичной. Можно полагать, например, что месторождения Веселянского вала сформировались в результате перемещения флюидов с востока на запад, из нагретой Сылвенской впадины (200—300°С), с концентрацией их в менее нагретой смежной полосе восточной окраины платформы (125—150°С)<sup>1</sup>.

Аналогичными примерами могут служить месторождения других зон нефтенакпления, расположенных здесь же на востоке платформы вблизи прогиба, — на валах Мазунинском, Чернушинском, Дороховском, а на широте Косьвинско-Чусовской седловины — месторождения Ярино-Каменноложского вала. В другой части Предуральяского прогиба — в Соликамской впадине — не было ни такого сильного прогревания, ни такой заметной разницы в величинах  $t$  востока и запада. В этих термических условиях миграция углеводородов на запад проявилась в меньших масштабах. Не потому ли смежные с Соликамской впадиной месторождения восточной окраины платформы (Майкорский, Васильевский валы) не столь многочисленны и богаты нефтью, как на юге области?

Именно благодаря менее интенсивному тепловому фактору миграции вследствие небольшого перепада  $t$  между Соликамской впадиной и восточной частью Русской платформы основная масса углеводородов недалеко ушла на запад, а частично могла остаться и на месте, образуя месторождения нефти

---

<sup>1</sup> Веселянская зона в качестве примера нефтенакпления с возможным влиянием теплового фактора впервые была названа В. М. Проворовым (КО ВНИГНИ) при рассмотрении составленной автором карты катагенеза и палеотемператур Пермского Прикамья.

в разных участках Соликамской впадины в зависимости от сочетания конкретных геологических условий (тектонических, литологических и др.). Активизация миграционного процесса зависела от величин палеогеотермических градиентов, как вертикальных, так и горизонтальных. В Веслянской зоне и Соликамской впадине разница в прогреве отложений была значительной, градиенты больше и, как следствие, — велики масштабы миграции. В других случаях меньшие перепады  $t$  вызвали лишь местные перемещения.

Известная в Пермском Прикамье региональная закономерность изменения коллекторских свойств песчаников согласуется с изменениями  $t$ . Так, в Предуральском прогибе, где по сравнению с платформой  $t$  повышенная (Соликамская впадина) и высокая (Сылвенская впадина), породы более плотные, коллекторы хуже (Потапов, Абашев, 1967). Подобная зависимость свойств вмещающих пород от стадий литификации и  $t$  наблюдается и в других нефтегазоносных районах (Аммосов, Уткина, 1971) и во всех основных угольных бассейнах (Малинин, 1970). Если в превращении витринита роль давления замаскирована и пока не поддается количественной оценке, то в превращении песчаника влияние давления можно заметить, например, по сближенности кварцевых зерен, которую иногда пытаются выразить количественно. По-видимому, тепловой фактор, достаточный для заметного преобразования органического вещества без существенного давления, вызывает лишь частичные литификационные преобразования, такие, которые не влекут за собой коренного изменения плотности и коллекторских свойств. Возможно, именно этим объясняются некоторые отклонения от общего правила в прямой зависимости, наблюдающейся между стадией литификации (величиной  $t$ ) и коллекторскими свойствами пород. Так, например, повышенная  $t$  в яснополянских (150—170°С) и нижнефранских (190—195°С) отложениях на Платоновской и Сенькинской площадях не сопровождается ухудшением коллекторских свойств по сравнению с общими фоновыми показателями «коллекторности» всего этого района<sup>1</sup>. Можно полагать, что повышенная стадия преобразования витринита является здесь следствием дополнительного прогревания за счет возобновившейся послепалеозойской тепловой активности (связанной, может быть, с разломом в кристаллическом фундаменте) при палеоглубине залегания, мало отличавшейся от той, которая была характерна для окружающей территории. В других местах Пермского Прикамья, где при воздействии более высокой  $t$  витринит доведен

---

<sup>1</sup> На отсутствие признаков ухудшения коллекторских свойств в районе Платоновка — Сенькино обратил внимание В. П. Потапов при обсуждении результатов наших исследований.

до стадий IV (К)—VII (А), коллекторские свойства пород явно ухудшаются, как это наблюдается, например в Сылвенской впадине на площадях Осинцевской, Ачитской, Урминской.

Причины неодинаковой величины  $t$  в недрах Пермского Прикамья и прилегающих территорий и возможные виды палеоисточников тепла нами не рассматриваются, частично этот вопрос был освещен в других работах (Калмыков, 1971, 1973). Общий фон теплового поля литосферы мог нарушаться проявлениями палеовулканизма в очагах регионального или местного значения, тектонической жизнью фундамента с его разломами и структурной неоднородностью, разной теплопроводностью пород чехла и др. Недостаточно объяснить изменение стадий литификации разновозрастных отложений только разной палеоглубиной их максимального погружения. Степень теплового воздействия на органическое вещество и вмещающую его породу зависела не только от палеоглубины максимального погружения, но и от интенсивности палеотепловых потоков, неодинаковых, как правило, на участках с различными геологической историей и тектоническим строением. Даже современный геотермический режим неодинаков для разных участков литосферы. Нет оснований полагать, что в геологическом прошлом температура недр Пермского Прикамья, была ровнее, чем теперь. Наоборот, несомненное остывание пород осадочного чехла со времен верхнего палеозоя (в настоящее время температура на глубине 2000 м колеблется в пределах 30—60° С) указывает на естественную нивелировку температуры с течением геологического времени, особенно на платформе. Поскольку глубина максимального погружения является хотя и важным, но не единственным фактором повышения  $t$ , шкала зависимости  $t$  от палеоглубины приемлема лишь при сопоставлении площадей, находившихся в одних и тех же аналогичных геотектонических условиях. Форма теплового поля недр Пермского Прикамья, существовавшая в конце палеозоя, обусловившего величины ОС витринита артинских, яснополянских и пашийских отложений, иллюстрируемая палеоизотермами (или изоресплендами витринита), подтверждает, что зависимость от палеоглубины коррелируется тем хуже, чем менее сходна геотермическая характеристика сопоставляемых площадей. Примером могут служить отложения карбона и перми Сылвенской и Соликамской впадин и Русской платформы при сравнении величин ОС,  $t$ , их градиентов и глубин залегания (табл. 11). Трудно допустить, например, чтобы максимальная глубина погружения терригенного карбона в Сылвенской впадине заметно отличалась от глубины в Соликамской впадине, однако по величинам ОС,  $t$  и их градиентам эти впадины различны. Маловероятно, чтобы измененные отложения нижней перми Сылвенской впадины погружа-

лись много глубже, чем сравнительно слабоизмененные отложения нижнего карбона на смежной платформенной территории.

Итак, установленная в Пермском Прикамье зависимость нефтегазоносности от палеотемператур, основанная на теоретических и практических принципах ранее разработанного палеотемпературного метода (Аммосов, 1968; Аммосов, Горшков, 1971; Аммосов, Еремин, 1971), позволяет использовать наметившиеся закономерности для прогноза нефтегазоносности и определения направлений геологоразведочных работ на нефть и газ.

Отложения нижней перми, судя по их преимущественно слабой литификации и величинам  $t$  в пределах 70—150°С, благоприятны для образования и сохранения в них нефти на значительной площади рассматриваемой территории, в том числе на платформе, в Соликамской впадине и по западному борту Сылвенской впадины.

Для среднего карбона, представленного преимущественно карбонатными отложениями, перспективность по палеотемпературному признаку здесь не рассматривается, она примерно аналогична таковой нижнего карбона, их тепловые поля сходны по конфигурации и величине  $t$ , причем осадочные породы среднего карбона немного благоприятнее,  $t$  его отложений на 10—15°С меньше, чем в нижнем. Поэтому нижеследующий прогноз по нижнему карбону правомочно распространить и на средний.

Отложения нижнего терригенного карбона благоприятны для поисков нефти на платформе, западном борту и севере Соликамской впадины, частично в ее приосевой полосе, возможно, на восточном борту и в прилегающих складках Западного Урала. Заслуживает внимания южная территория, лежащая непосредственно к западу от Кизеловского угольного бассейна между Косьвинско-Чусовской седловиной (которая благоприятна в палеотемпературном отношении) и линией Косиб — Дурино — Яйва — Тунегово. На всей этой территории возможны относительно невысокие величины  $t$ , порядка 150—175°С. В присоликамской части платформы сравнительно перспективен район широты пос. Майкора до широты пос. Васильевского в контуре палеоизотермы 150°С и к западу от нее в сторону меньших величин  $t$ .

Особое внимание привлекают южные и юго-западные территории, отличающиеся самыми низкими в Пермском Прикамье величинами  $t$ —115—125°С по отложениям нижнего карбона и девона в районе месторождений Чутырского, Ножовского, Воядинского, Гондыревского, Куединского и на промежуточных между ними площадях.

Перспективные территории девонских отложений по своему расположению отличаются от нижнекаменноугольных, что

объясняется (независимо от влияния других геологических причин) естественным повышением палеотемператур с глубиной. Значительная территория к юго-западу от линии Пермь — Кунгур — Уинское в контурах палеотемпературных зон 150—175°С и 125—150°С, перспективна на девонскую нефть, особенно на севере Башкирского свода, прилегающих частях Пермского свода и Верхнекамской впадины, где палеотемпературы отложений девона Пермского Прикамья характеризуются самыми низкими величинами — 135—155°С.

Девонские отложения Камской моноклинали и Верхнекамской впадины по рассматриваемому показателю относительно благоприятны, величина  $t$  в них не превышает 150—175°С. В этой зоне на юге, например, известны промышленные месторождения нефти, правда мелкие. Однако, как упоминалось выше, другие геологические условия для формирования нефтяных месторождений в верхнедевонской толще северо-запада Пермской области считаются малоблагоприятными.

По отложениям венда и рифея нет определений стадий литификации и палеотемператур, ибо в этих древних отложениях пока не найден свой «палеотермометр», способный заменить витринит. Отсутствие данных о палеотемпературах указанных отложений не позволило получить четкого представления о преобразованности пород древних толщ, что могло бы иметь значение для оценки перспектив нефтегазоносности, как в этих толщах, так и в перекрывающих их отложениях палеозоя. Можно лишь заметить, что имеющиеся данные о минералогическом составе, некоторых физических свойствах пород венда и рифея (Кутуков, Светлова, 1971) и геологической истории формирования этих толщ (Шаронов, 1971) позволяют полагать, что их породы на платформе не подвергались метаморфизму в точном смысле слова, а находились в зоне катагенеза и метагенеза, возможно, в довольно широких пределах от стадии II на сводах до стадии VII во впадинах, испытав влияние палеотемператур порядка 150—320°С.

Подобное состояние органического вещества и вмещающих его пород не ограничивает, а, наоборот, расширяет возможность обнаружения в них и, что очень важно, в покрывающих отложениях палеозоя месторождений газа, генерация которого в додевонских толщах была, несомненно, весьма обильной, а возможно, продолжается и теперь в замедленном темпе на глубине более 3—4 км. В связи с этим следует признать оправданными попытки прогноза газа в районах распространения древних толщ, подстилающих палеозойские. Особенно перспективен, по нашему мнению, метод поисков локальных подятий (Проворов, 1971).

Изложенная оценка перспективности районов Пермского Прикамья на нефть и газ основана только на палеотемпературном методе. Все другие весьма важные и широко извест-

ные в нефтяной геологии факторы, влияющие на образование и сохранение месторождений нефти и газа, мы не учли в полной мере, они лишь имелись в виду, особенно в тех случаях, когда наш положительный или отрицательный прогноз не совпадал с прогнозами по другим методам. В практической работе по определению направлений поисков и разведки нефти и газа в Пермском Прикамье палеотемпературный метод (как и любой другой) следует использовать в комплексе с другими методами. Можно надеяться, что применение этого метода повысит эффективность поисков и разведок нефти и газа.

### Глава III

## ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРЫ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПАЛЕЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ПРОВИНЦИИ

В настоящее время Урало-Поволжье по-прежнему остается основным нефтедобывающим районом страны. Однако центральная часть территории провинции изучена уже довольно детально. Прирост новых запасов нефти и газа в значительной мере связан сейчас с успехами поисково-разведочных работ в окраинных частях платформы и Предуральском прогибе. Наиболее перспективным районом является юго-восток провинции, куда входит и Оренбургская область.

В ближайшие годы первоочередными объектами нефтепоисковых работ на территории области станут районы Бузулукской впадины, Восточно-Оренбургского валообразного поднятия, Предуральского прогиба. Эти районы, вплотную примыкая к структурам Урала и Прикаспийской впадины, характеризуются резким нарастанием глубин залегания продуктивных горизонтов и своеобразием палеотемпературного режима недр. Существенным элементом при оценке перспектив их нефтегазоносности будут сведения о степени их литификации, а также данные о тех максимальных температурах, которые испытали разновозрастные отложения в период своего формирования.

В данной главе излагаются результаты исследований, цель которых была следующая.

1. Определить характер и особенности палеотемпературного поля и степени преобразования отложений терригенного девона юго-востока Русской платформы, а также уточнить ранее выявленные границы зон литификации визейских отложений (бобриковский горизонт) и сопоставить их с теми максимальными палеотемпературами, которые они, вероятно, испытали. При этом наибольшее внимание уделяется исследованию юга Оренбургской области и Башкирии, т. е. районам, где в настоящее время усиливаются поисково-разведочные работы.

2. Расширить исследования ОС витринита и особенностей палеотемпературного режима недр не только на платформе и ее склонах, но и в специфических структурно-фациальных зонах Предуральского прогиба, передовых складках Урала и Зилаирского синклинория.

3. На основе взаимосвязи палеотемператур и нефтегазоносности с учетом других факторов (структурных, литологических,

гидрогеологических) выделить в пределах юго-востока Волго-Уральской провинции наиболее перспективные поля и структуры для постановки первоочередных разведочных работ на нефть и газ.

В пределах юго-востока Волго-Урала был просмотрен и отобран керн, содержащий угольные включения по 165 скважинам, пробуренным на более чем 90 структурах и площадях.

Распределение образцов по глубинам, возрасту и вмещающим породам приведено в табл. 13.

При выполнении работ большая помощь авторам при отборе образцов керна с угольными включениями и в ознакомлении с фондовыми материалами была оказана работниками производственных организаций: А. А. Воробьевым, А. И. Кулаковым, А. А. Альжановым, Е. Д. Каревым, Ф. М. Тагангаевым, И. А. Тагировым, В. В. Шишкиным, С. Д. Черепяхиным.

Геологическое строение исследуемой территории определяется положением ее между складчатыми сооружениями Урала и Прикаспийской синеклизы. По данным геолого-геофизических исследований кристаллический фундамент юго-восточного окончания Русской платформы разбит глубинными разломами на блоки. Блоковое расчленение послужило основой для образования крупных положительных и отрицательных форм рельефа фундамента: Татарского и Жигулевского сводов, Серноводско-Абдулинской и Бузулукской впадин.

Особенности строения фундамента определили характер залегания осадочного чехла. Породы его неравномерно моноκлиально погружаются в южном, юго-западном и юго-восточном направлениях. Амплитуда погружения от северных до южных границ Оренбургской области по кровле отложений турне составляет 3260 м. Средний градиент погружения от 3—6 до 9—10 м на 1 км. На фоне общего погружения осадочный комплекс осложнен дислокациями в виде зон широтного простиранья, образующих структуры II порядка — валы. Образование валов связано со ступенчатым погружением фундамента. Валы построены асимметрично. Они имеют крутые северные крылья с наклоном до  $10^\circ$  и пологие южные (от долей минуты до  $1^\circ$ ). Вдоль четко выраженных валов, приуроченных к границам крупных структурных элементов, таких, как Серноводско-Абдулинский прогиб, Камско-Кинельская впадина, прослеживаются флексуры. По времени формирования флексуры подразделяются на девонские (Большекинельская), каменноугольные (Мухановская, Дмитриевская) и пермские (Кулешовская, Александровская). Валы осложнены генетически связанными с ними локальными поднятиями, к которым приурочены основные месторождения нефти и газа.

В осадочном чехле платформы выделяется до шести продуктивных нефтегазоносных комплексов: девонский (терригенный), верхнедевонский — нижнекаменноугольный (карбонат-

## Распределение отобранных и исследованных проб с угольными включениями

Геологический возраст, вмещающая порода	Глубина отобранных проб, м				Итого
	<2000	2000—3000	3000—4000	>4000	
<b>Оренбургская область</b>					
Девон:					
глины	—	3 (3)*	17 (11)	9 (6)	29 (20)
песчаники	—	1 (0)	14 (9)	5 (3)	20 (12)
известняки	—	—	—	—	—
Итого	—	4 (3)	31 (20)	14 (9)	49 (32)
Нижний карбон:					
глины	—	18 (16)	8 (6)	—	26 (22)
песчаники	—	11 (9)	7 (7)	—	18 (16)
известняки	—	—	—	—	—
угли	—	4 (2)	4 (3)	—	8 (5)
Итого	—	33 (27)	19 (16)	—	52 (43)
Средний карбон:					
глины	—	2 (0)	—	—	2 (0)
песчаники	—	1 (0)	—	—	1 (0)
известняки	—	(3) 0	—	—	3 (0)
Итого	—	3 (0)	—	—	3 (0)
Нижняя пермь:					
глина	2 (1)	8 (6)	3 (3)	—	13 (10)
песчаники	1 (1)	10 (6)	6 (3)	3 (2)	20 (12)
Итого	3 (2)	18 (12)	9 (6)	3 (2)	33 (22)
Всего	3 (2)	58 (42)	59 (42)	17 (11)	137 (97)

Геологический возраст, вещающая порода	Глубина отобранных проб, м				Итого
	<2000	2000—3000	3000—4000	>4000	
<b>Башкирская АССР</b>					
Девон:					
глины	17 (11)	51 (43)	10 (6)	6 (3)	84 (63)
песчаники	19 (17)	78 (65)	9 (4)	3 (2)	109 (88)
известняки	6 (4)	5 (4)	—	—	11 (8)
угли	—	1 (0)	—	—	1 (0)
Итого	42 (32)	135 (112)	19 (10)	9 (5)	205 (159)
Нижний карбон:					
глины	35 (24)	9 (5)	—	—	44 (29)
песчаники	19 (15)	9 (8)	—	—	28 (23)
известняки	1 (0)	2 (1)	—	—	3 (1)
угли	5 (5)	—	—	—	5 (5)
Итого	60 (44)	20 (14)	—	—	80 (58)
Средний карбон:					
глины	4 (4)	1 (1)	8 (6)	1 (1)	14 (12)
песчаники	1 (1)	2 (1)	1 (0)	2 (1)	6 (3)
известняки	1 (1)	—	1 (0)	—	2 (1)
Итого	6 (6)	3 (2)	10 (6)	3 (2)	22 (16)
Нижняя пермь:					
глины	27 (20)	14 (10)	6 (4)	—	47 (34)
песчаники	55 (48)	15 (13)	13 (11)	—	83 (72)
известняки	1 (0)	—	—	—	1 (0)
Итого	83 (68)	29 (23)	19 (15)	—	131 (106)
Всего	186 (150)	178 (148)	48 (31)	12 (7)	426 (336)

\* Цифра слева — число отобранных проб, в скобках — число проб с замерами отражательной способности.

ный), нижнекаменноугольный (терригенный), среднекаменноугольный (терригенно-карбонатный), верхнекаменноугольный — нижнепермский (карбонатный), верхнепермский (терригенно-карбонатный).

В разрезе насчитывается свыше 30 пластов-коллекторов, но основные запасы нефти сосредоточены в небольшом числе пластов, обладающих лучшими коллекторскими свойствами, большей эффективной мощностью и широким распространением по площади. В отложениях девона — это продуктивный пласт пашийского горизонта, карбона — пласты турнейского яруса, бобриковского и верейского горизонтов, в перми — продуктивные пласты сакмаро-артинских отложений.

Границы промышленной нефтегазоносности девонских, каменноугольных и пермских отложений не совпадают. Девонские залежи нефти приурочены преимущественно к центральным и северным частям территории (внутренняя часть и северная бортовая зона Муханово-Ероховского прогиба, южное окончание Татарского свода). Газонефтеносность нижнепермских отложений распространена в Предуральском прогибе и захватывает узкую полосу восточного склона Русской платформы. Промышленная газонефтеносность верхнепермских отложений возрастает на юго-востоке территории в направлении общего погружения пород. Нефтеносность каменноугольных отложений получила распространение на всей платформенной части территории.

Качество нефтей изменяется как по площади, так и с глубиной залегания. Изменение физико-химических свойств нефтей терригенного девона по площади отличается большой пестротой. Наиболее высококачественные легкие нефти плотностью  $0,815—0,835$  г/см<sup>3</sup> и содержанием серы до 0,5% распространены на крайнем западе Оренбургской области, по границе с Куйбышевской областью (Садкинское, Сосновское, Дерюжевское, Аманакское месторождения). К востоку и юго-востоку, в районах Муханово-Ероховского прогиба, отмечается некоторое увеличение плотности и сернистости нефтей. На месторождениях Твердиловском, Могутовском, Воронцовском и других плотность нефтей составляет  $0,836—0,856$  г/см<sup>3</sup>. Содержание серы изменяется от 0,5 до 1%. К северу от Муханово-Ероховского прогиба (месторождения Красноярское, Тарханское, Султангуловское, Самодуровское, Алябьевское) расположена зона более высокоплотных нефтей плотностью  $0,873—0,890$  г/см<sup>3</sup> и с содержанием серы более 1%.

Нефти каменноугольной системы сернистые, смолистые, плотностью от  $0,825$  до  $0,899$  г/см<sup>3</sup>. Для отложений нижнего карбона, с которыми связаны основные месторождения, характерно уменьшение плотности нефтей в южном и юго-западном направлениях. Наиболее легкие нефти плотностью  $0,797—0,828$  г/см<sup>3</sup> (Долговское, Бобровское, Львовское, Никольское и

другие месторождения) приурочены к районам, расположенным южнее Самаркинской зоны. На севере плотность нефтей возрастает до 0,899—0,902 г/см<sup>3</sup> (Байтуганское, Северо-Красноярское месторождения).

### 1. Взаимосвязь отражательной способности витринита и палеотемператур

В отложениях юго-востока Русской платформы наблюдается широкий интервал изменения ОС витринита — от 67 до 98 усл. ед. (стадия  $O_3$ —IV) при глубине опробования 900—4200 м. Еще выше ОС витринита отложений Предуральского прогиба, передовых складок Урала и Зилаирского синклиниория — до 95—130 усл. ед. (IV—VIII стадии). Это вызвано своеобразием тектонической и геотермической истории развития данного региона.

В современном плане районы Урало-Поволжья характеризуются относительно невысокими геотермическими условиями недр. На платформе в пределах Башкирской АССР максимальные пластовые температуры на глубине 2—3 км не превышают 40—50°С. Все известные нефтяные залежи терригенного девона расположены в интервале температур 24—45°С. Плотность нефтей при этом изменяется от 0,915 до 0,825 г/см<sup>3</sup>. В Бельской впадине (Исимовская площадь) температура в артинских отложениях на глубине 2000 м составляет 42,3°С, а на глубине 3020 м (средний карбон) — 67°С. Предположительно температуры термальных вод в основании палеозойских толщ Предуральского прогиба не превышают 80—100°С. Сходные температурные условия на таких же и даже меньших глубинах характерны для платформенных отложений Куйбышевской и Оренбургской областей, значительно удаленных от активной в свое время зоны уральской складчатости. По-видимому, современный геотермический режим Предуралья отражает существенные изменения в тепловой истории Урала, связанные с ослаблением тектонической активности территории после замыкания Уральской геосинклинали. К настоящему времени, вероятно, значительно остыли и недра осадочного чехла платформы.

Температура является ведущим фактором многих геолого-геохимических процессов. Ее определяющая роль в преобразовании органического вещества осадочных толщ и формирования залежей нефти и газа неоднократно подчеркивалась в работах многих исследователей. Наши знания о температурах основаны, за редким исключением, на изучении современной геотермии недр. В своих построениях отдельные авторы рассматривают современные температуры в мезозойско-кайнозойском чехле Предкавказья, Западно-Сибирской низменности, Туркмении и даже палеозоя Урало-Поволжья как максимальные за всю историю их геологического развития или весьма близкие к ним.

Однако невысокие температуры в недрах Донбасса, Кузбасса, Печоры и других угленосных бассейнов, явно недостаточные для формирования углей высоких стадий преобразования, заставляют думать о более напряженной геотермической обстановке этих территорий в прошлом.

При сопоставлении и анализе материала по 340 совместным определениям отражательной способности витринита и современных пластовых температур в районах Западно-Сибирской низменности, Южного Мангышлака, Северной Туркмении и Восточного Предкавказья, а также материалов по палеозойским отложениям Урало-Поволжья (табл. 14) выявляются интересные особенности. В рамках каждой стадии углей наблюдаются значительные колебания пластовых температур. Это обусловлено как довольно широкими границами самих стадий, так и особенностями геолого-структурного положения изученных локальных площадей. Приводимая средняя температура — величина условная. Она выведена с целью более наглядного анализа данных при сопоставлении.

Прежде всего, несмотря на разобшенность территорий и известную специфику комплекса пород осадочной толщи, наблюдается сходство значений современных температур перехода одной стадии углей в другую в отложениях мезозоя Западной Сибири, Южного Мангышлака и Северной Туркмении. Так, например, для стадии I средняя температура составляет 80, 81, 82°С, а для стадии II — 104, 97, 105°С. Напротив, в разновозрастных осадках Восточного Предкавказья переход в те же стадии осуществляется при более высоких температурах — 117 и 127°С. В отличие от эпигерцинских платформ в древних палеозойских отложениях Волго-Уральской области тем же стадиям отвечают сейчас более низкие современные температуры — 45 и 69°С. Показательно, что, оставаясь для каждой стадии более низкими, эти температуры довольно строго на определенный порядок градусов (35—37°С) отличаются от температурных переходов стадий углей Западно-Сибирской низменности, Мангышлака и Северной Туркмении. Исключение составляют температуры перехода стадии O<sub>2</sub>—O<sub>3</sub>, где разница достигает 43—46°С. Располагаясь ближе к дневной поверхности, осадки, вмещающие бурые угли, по-видимому, испытали дополнительное охлаждение под воздействием климата и рельефа местности. Характерно, что по своим значениям современные температуры этой стадии в Урало-Поволжье (20—45°С) близки к температурам, наблюдаемым в отложениях северных районов Западной Сибири (Уренгойская, Тазовская площади, Усть-Енисейская впадина), подверженных охлаждающему влиянию вечной мерзлоты.

Причина расхождения условий стадийного преобразования углей в недрах различных бассейнов, фиксируемая по значениям современных температур, объясняется различно. По этому

Соотношение стадий преобразования углей и современных пластовых температур  
в недрах ряда нефтегазоносных бассейнов СССР

Стадия лито- фика- ции	Интервал ОС виринита R <sup>o</sup> в масле  10 R <sup>a</sup> в воздухе	Западно-Сибирская низменность			Южный Мангышлак			Северная Туркмения			Восточное Предкавказье			Урало-Поволжье		
		Современная пластовая температура, °С									Мин.	Макс.	Сред.	Мин.	Макс.	Сред.
		Мин.	Макс.	Сред.	Мин.	Макс.	Сред.	Мин.	Макс.	Сред.						
O <sub>2</sub>	$\frac{0,26-0,41}{58-66}$	49	66	60	61	66	63	—	—	—	—	—	—	14	22	18
O <sub>3</sub>	$\frac{0,42-0,52}{67-71}$	50	81	67	62	76	69	—	—	—	—	—	—	24	45	32
I	$\frac{0,50-0,64}{70-76}$	66	89	80	74	92	82	72	92	81	115	120	117	31	65	45
II	$\frac{0,65-0,84}{77-82}$	86	140	104	88	105	97	100	116	105	119	137	127	59	75	69
II—III	$\frac{0,85-0,99}{83-86}$	109	149	123	105	123	115	—	—	—	124	159	141	80	104	88
III	$\frac{1,00-1,14}{87-90}$	120	150	131	120	135	130	—	—	—	129	187	156	85	110	94
IV	$\frac{1,15-1,40}{91-97}$	—	—	—	145	147	146	—	—	—	140	188	160	92	126	107

вопросу высказаны по крайней мере две точки зрения. Одна из них основана на признании существования в прошлом более напряженных термодинамических режимов, более высоких, в отличие от ныне наблюдаемых, температурных градиентов, которые сказались на формировании углей в период максимального погружения осадочной толщи в доинверсионную фазу геологического развития осадочного бассейна (Аммосов, 1941; Вышемирский, 1963; Молчанов, 1948; Попов, 1964 и др.). Согласно другой точке зрения, на конечном результате преобразования углей и органического вещества в недрах в значительной мере сказывается воздействие температур в течение всей последующей геологической истории (Вассоевич и др., 1969; Левенштейн, 1968, 1969; Гук, Карвайль, 1955; Тайхмюллер, 1966 и др.). Н. Б. Вассоевич и др. (1969), подобно М. Тайхмюллеру (1966), значительную разницу в температурных условиях начала завершения главной фазы нефтеобразования в отложениях различного возраста объясняет различием в длительности пребывания пород в определенной температурной зоне (как правило, выше  $50^{\circ}\text{C}$ ) и подчеркивает, что геологическое время при геохимических процессах может компенсировать температуру.

Судить о предполагаемой компенсации температуры временем затруднительно, так как в публикациях названных авторов отсутствуют подобные расчеты. На основе отдельных данных, приведенных ими, влияние фактора времени на изменение свойств углей выражается третьей или даже половинной степенью от общего уровня преобразования углей в зависимости от их возраста. Так, М. Л. Левенштейн (1969), приводя температуры критических точек метаморфизма углей в верхнепалеозойских прогибах для перехода марки Б в Д —  $40\text{--}60^{\circ}\text{C}$ , указывает, что соответствующие стадии метаморфизма молодых углей отвечают температурам более высоким: выше на  $10\text{--}30^{\circ}\text{C}$  для углей в мезозойских прогибах и на  $30\text{--}70^{\circ}\text{C}$  для углей в кайнозойских прогибах. По сводке Н. Б. Вассоевича (1969) существенный перелом в увеличении выхода углеводородов из органического вещества отложений нижней юры Парижского бассейна наступает при  $66\text{--}70^{\circ}\text{C}$ , а отложений неогена Калифорнии — при  $115^{\circ}\text{C}$ .

Давление имеет менее активное значение в изменении свойств органического вещества, чем температура. Разница в давлении (глубине погружения) не столь существенна. По мнению тех же авторов, давление оказывает заметное влияние только на ранних ступенях метаморфизма (стадии Б и Д). В дальнейших процессах метаморфизма повышение давления не способствует ходу реакций. С учетом этого трудно объяснить ряд природных фактов лишь влиянием геологического времени. Так, разница 150 млн. лет в возрасте между угольными включениями юрских отложений Западно-Сибирской низменно-

сти и миоценовых отложений штата Луизиана (табл. 15) не сказались на степени преобразования угольного вещества, находящегося в сходных температурных условиях.

Таблица 15

Стадии преобразования углей отдельных районов в зависимости от возраста осадков, глубины погружения и пластовых температур

Нефтегазоносный район, скважина	Геологический возраст	Современная глубина залегания, м	Современная пластовая температура, °С	Отражательная способность витринита		Стадия литификации
				R <sup>0</sup> , %	10R <sup>h</sup> , усл. ед.	
Штат Луизиана, США <sup>1</sup> Долина Нижней Эльбы	Верхний миоцен Карбон	5440	140	0,78	80	II
		5100	147	1,8	102	V
Западно-Сибирская низменность: Черемшанская скв. 1 Мало-Атлымская скв. 1	Средняя юра Юра	2845	149	0,83	82	II
		2540	142	0,80	81	II
Урало-Поволжье: Усть-Погожская скважина Паникско-Шляховская скважина	Средний девон То же	5230	135	1,51	98	IV—V
		2980	102	1,42	96	IV
Скважина Местерланд <sup>1</sup>	Верхний карбон	3000	102	2,15	110	VI

<sup>1</sup> По данным М. Тайхмюллер (1966).

Карбоновые угли Нижней Эльбы и девона Усть-Погожской площади Урало-Поволжья (Волгоградский район), несмотря на разницу в 50 млн. лет, мало отличаются друг от друга. Термобарические условия преобразования их близки. Еще ярче проявляется малое значение фактора времени при сопоставлении угольных включений среднего девона Паникско-Шляховской площади и включений верхнекарбоновых углей в осадочных породах, пересеченных скв. 1 Местерланд. Глубины залегания их (2980—3000 м) и температура (102°С) одинаковы, но, несмотря на более длительное время воздействия этих факторов на девонские угли, чем на карбоновые, первые находятся только на стадии IV, а вторые уже на стадии VI. Так же трудно сперировать фактором геологического времени, наблюдая разницу в температурах перехода одинаковых стадий одновозрастных углей Восточного Предкавказья, Западно-Сибирской низменности и Южного Мангышлака. Более обоснованной будет трактовка этого явления в связи с историей геологического

развития того или иного бассейна и эволюцией во времени его термодинамического режима.

По нашему мнению, роль геологического времени велика прежде всего в обеспечении последовательности и полноты течения круга химических реакций, приводящих к тем генетическим закономерностям и рядам, которые наблюдаются в природе. Огромная длительность времени, на протяжении которого идут процессы превращения органического вещества, исключает возможность одновременного течения процессов, требующих различных физико-химических условий. Этому способствует весьма медленное изменение условий среды в процессе погружения пород. Средняя скорость прогибания бассейна обычно не превышает 0,05—0,1 мм в год. Дно Западно-Сибирского бассейна, например, прогибалось в эпоху юры и неокома со скоростью 15—65 м, редко составляя 40—90 м за 1 млн. лет (Рудкевич и др., 1971), а Карагандинского в пермо-карбоне — 50—105 м за 1 млн. лет. Изменения температуры окружающей среды за это время составляло всего 2—4°С, а давление возрастало на 1,0—2,0 МПа. Резкое нарушение во времени течения данного процесса, например вследствие внедрения магматических тел, приводит к образованию в природе иных продуктов превращения органического вещества. Общеизвестны, например, продукты контактового метаморфизма углей, резко отличные по своим химико-технологическим свойствам от продуктов собственно регионального метаморфизма. Угли и органическое вещество осадочных толщ, выведенные на этапе постинверсионного развития бассейна в более мягкие термобарические условия, вероятно, изменяются, но в иных, отличных от процессов дальнейшей метаморфизации, направлениях. В этих условиях скорее всего начинают превалировать процессы гипергенеза — окисление, выщелачивание и прочее. Если же и можно предполагать их изменение по пути дальнейшей метаморфизации, то эти изменения настолько медленны и незначительны, что их трудно уловить, учитывая геологическую историю развития бассейна и точность метода исследования.

В осадочных толщах часто наблюдается возрастание метаморфизма угля пластов по мере увеличения глубины их современного залегания. М. Л. Левенштейн (1969) приписывает это явление воздействию различной температуры на погружавшийся пласт на постинверсионном этапе процессов метаморфизма, подчеркивая тем самым роль геологического времени. Объяснение связи степени метаморфизма пластов с современными структурными формами за счет конседиментационного формирования их на момент максимального погружения или максимальных температур он считает неудовлетворительным. Однако исследования последних лет, проведенные по ряду угленосных бассейнов (Томь-Усинскому району Кузбасса, Печоре и Донбассу), подтверждают как раз эту точку зрения. Эти вы-

воды содержатся в работах Ткаченко В. Ф. (1969), В. Н. Нагорного (1969), В. Ф. Добронравова (1969), В. В. Гречухина (1971).

Тепловой режим земной коры обуславливается происходящими в недрах Земли различными процессами, генерирующими тепло. Важнейшим из них считается распад радиоактивных элементов. Среди возможных других источников тепла называют процессы гравитационной дифференциации вещества Земли, термоупругие напряжения, химические и другие причины экзотермического характера течения реакций. На тепловой режим существенно влияют факторы перераспределения тепла. Главными из них являются геолого-структурный, гидрогеологический и литологический. В формировании положительных термических аномалий существенную роль играет сама мощная толща осадков, накапливающаяся в процессе погружения впадин. Скорость теплового потока меняется в результате создания «подушки» в период развития геосинклинали, когда накопление многокилометровой толщи отложений ведет к разогреву верхней мантии (Лебедев, 1964). Согласно литификационной гипотезе П. Ф. Швецова (1967), некоторое выделение тепла может происходить в результате конденсации песчано-глинистых осадков, за счет энергии уплотнения и тектонического трения (Вышемирский, 1963) или в результате реализации энергии органическим веществом, заключенным в толще пород (Григорьев, 1954). Е. А. Любимова (1955, 1958), исследуя термическую историю теплового режима Земли, делает вывод, что земная кора постепенно теряет тепло. Скорость потери составляет  $100^{\circ}\text{C}$  за 1 млрд. лет. Подобное мнение высказано в работах В. Г. Хлопина, Ч. Брукса, К. К. Маркова. Отсюда не трудно рассчитать, что, например, геотемпературный фон в отложениях Урало-Поволжья в девонское и каменноугольное время только с учетом этого фактора был в 1,5—2 раза выше современного.

Таким образом, источники, создающие и перераспределяющие тепловое поле Земли, многочисленны. Важно подчеркнуть, что реализация их теплового эффекта идет неодинаково, в прямой зависимости от истории геологического развития региона. Большинство генераторов тепла активно проявляется в период максимальных погружений бассейна, значительно ослабевая в постинверсионный период. В связи с этим нам представляется, что поле «метаморфизма» следует рассматривать как закрепленное в свойствах углей поле максимальных палеотемператур, а различие в современных температурах перехода углей из одной стадии в другую — результат изменения термодинамического режима недр осадочной толщи в зависимости от этапа геологической истории развития региона. В прошлом осадочные толщи Урало-Поволжья по своей температурной характеристике, по-видимому, мало чем отличались от геотермической обстановки, наблюдаемой ныне в отложениях Предкавказья.

## 2. Палеотемпературные особенности бобриковских и пашийских отложений

В пределах юго-востока Урало-Поволжья глубина залегания опробованных нами визейских отложений (бобриковский горизонт) с севера на юг изменяется от 1000 до 4350 м. Современные пластовые температуры этих глубин колеблются от 20 до 100°С. Значения ОС витринита 10 R<sup>a</sup> составляют 67—82 усл. ед. (стадии O<sub>3</sub>—II). Максимальные температуры недр в прошлом для этого диапазона изменялись предположительно от 70 до 155°С. Схематическая карта палеотемператур (рис. 12) иллю-

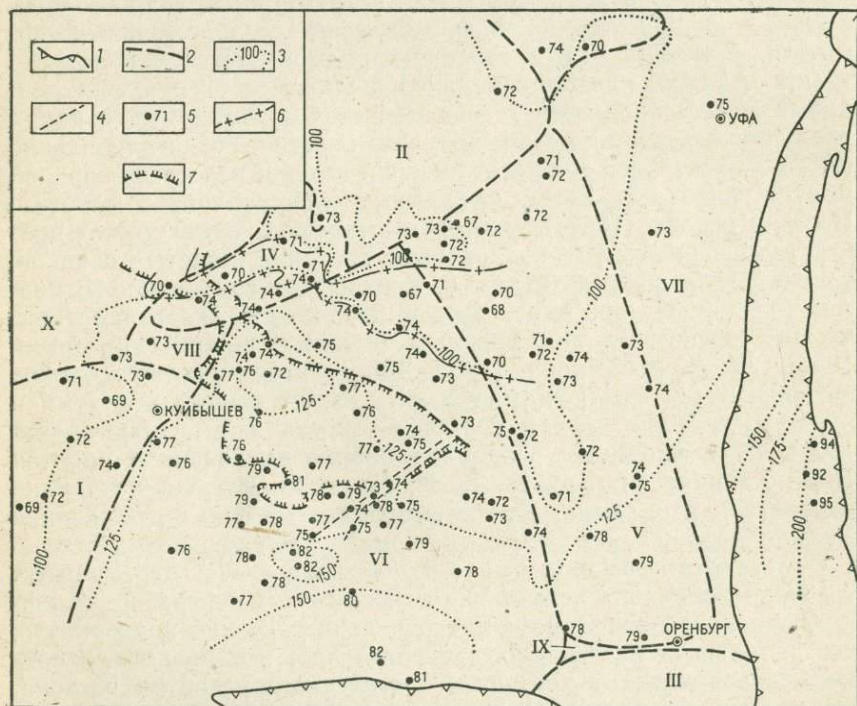
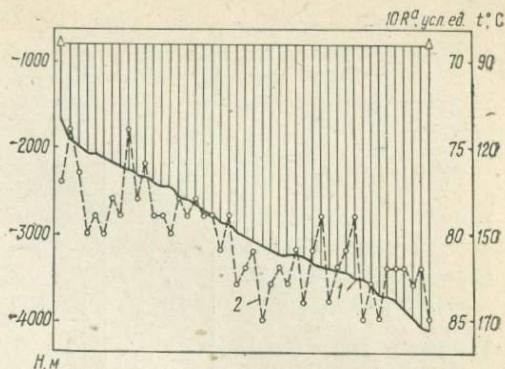


Рис. 12. Схематическая карта максимальных палеотемператур верхней половины бобриковского горизонта юго-востока Русской платформы I — надпорядковые структуры; 2 — структуры I порядка; I — Жигулевский свод, II — Татарский свод; III — Соль-Илецкое поднятие, IV — Исаклинский выступ, V — Восточно-Оренбургское поднятие, VI — Бузулукская впадина, VII — юго-восточный склон платформ, VIII — Сокская седловина, IX — Уральская седловина, X — Мелекеская впадина; 3 — палеоизотермы; 4 — нарушения, предполагаемые по данным отражательной способности витринита; 5 — точки замера отражательной способности витринита; границы: 6 — Серноводско-Абдулинской впадины; 7 — Муханово-Ероховского прогиба

стрирует зональность их распределения в отложениях бобриковского горизонта. В целом литификация пород и палеотемпературы увеличиваются с севера на юг и юго-восток по мере

Рис. 13. Сопоставление величины отражательной способности витринита, палеотемпературы и глубины современного залегания отложений бобриковского горизонта юго-востока Русской платформы

1 — глубина залегания; 2 — величина отражательной способности витринита.



погружения отложений. Однако четкая взаимосвязь глубины современного залегания пород бобриковского горизонта с ОС витринита и палеотемпературами отсутствует. Это хорошо видно на графике (рис. 13), который построен с использованием данных 46 скважин, пробуренных на юго-востоке платформы от южных склонов Татарского свода до прибортовой зоны Прикаспийской впадины.

На карте палеотемператур бобриковского горизонта в пределах отдельных тектонических структур выделяется несколько положительных и отрицательных палеотемпературных аномалий осадочного чехла платформы. Они далеко не всегда совпадают с аномальными зонами, выявленными по данным современных температур. Так, наименьшие значения ОС витринита и палеотемператур фиксируются на Татарском своде и его крыльях, включая район Серноводско-Абдулинской погребенной впадины. Мощность бавлинских отложений во впадине предположительно составляет 1000—1200 м на западе, 2500—3000 м на востоке. Поверхность фундамента впадины характеризуется большой расчлененностью. Впадина и особенности строения фундамента в ее пределах сыграли значительную роль в распределении тепловых потоков и палеогеотермическом режиме недр данной территории. На схематических картах геоизотерм современных температур какой-либо температурной аномалии в этом районе не наблюдается (Дьяконов и др., 1973), происходит постепенное увеличение значений геоизотерм с севера на юг, а ступенчатость их отмечается лишь при переходе к структурам Муханово-Ероховского прогиба. По данным ОС витринита наличие такой аномалии наблюдается довольно четко (табл. 16).

Таким образом, можно предполагать существование в прошлом в осадочном чехле юго-востока платформы огромной по размерам отрицательной палеотемпературной аномалии, отвечающей району распространения погребенной Серноводско-Абдулинской грабенообразной впадины. Характер и особенности многочисленных промышленных скоплений нефти и газа на

Сравнительная характеристика термических условий пород в пределах Серноводско-Абдулинской впадины и смежных районов

Тектонический элемент	Геологический возраст	Интервал глубин, м	Интервал современной пластовой температуры, °С	Интервал ОС витринита, усл. ед.	Интервал предпологаемой палеотемпературы, °С
Серноводско-Абдулинская впадина	C <sub>1</sub>	1260—1800	25—36	67—72	70—100
	D <sub>2-3</sub>	1900—2350	43—54	74—76	115—125
Татарский свод (южное крыло)	C <sub>1</sub>	1200—1260	27—29	73—74	110—115
	D <sub>2-3</sub>	1920—2015	43—47	78—79	135—140
Пограничный район к югу от впадины	C <sub>1</sub>	1340—1730	31—34	73—76	110—125
	D <sub>2-3</sub>	2540—2600	56—57	77—82	130—155

территории Куйбышевского Поволжья, Оренбургской области и Башкирии свидетельствует о значительном влиянии данной аномалии на процессы формирования залежей в пределах этой части Русской платформы. Большинство нефтей этого района, например Большекинского вала (месторождения Ново-Кудринское, Саврушинское, Западно-Степановское, Ефремо-Зыковское и др.), слабо преобразованы. Плотность нефтей девонского и каменноугольного возраста изменяется от 0,86 до 0,912 г/см<sup>3</sup> при глубинах 1600—2300 м. Содержание серы и смол соответственно составляет 2—3 и 16—22%.

Напротив, в районе Жигулевской флексуры (север Жигулевского свода) повышенные значения современных температур связаны, очевидно, с крупной подвижкой, вызванной омоложением древнего Жигулевского разлома уже в палеоген-четвертичное время. Однако ОС витринита и палеотемпературы пород никак не реагируют на тектонический разрыв, амплитуда которого составляет 600—800 м. Изотермы 100 и 125°С почти под прямым углом пересекают флексуру и уходят в район Мелекесской впадины. Объяснить это явление можно только тем, что до резкого подъема блока фундамента северной части Жигулевского свода отложения осадочного чехла юга Мелекесской впадины и свода длительное время находились в одинаковых термобарических условиях. Поэтому степень их литификации сходна по всему разрезу, что является еще одним убедительным доводом в пользу проявления Жигулевского взброса в новейшее время.

Судя по карте (см. рис. 12), палеоизотерма 125°С охватывает большую часть территории Куйбышевской области. К востоку, в пределах Оренбуржья и Башкирии, она независимо от увеличения глубины погружения бобриковского горизонта опус-

жается значительно южнее. В зону относительно слабее прогретых толщ, таким образом, попадают комплекс палеозойских отложений Восточно-Оренбургского валообразного поднятия и склона платформы на юге Башкирии. Сходство палеогеотермической обстановки в пределах Татарского свода и Восточно-Оренбургского поднятия позволяет в принципе рассматривать последнее в качестве дальнего погружения свода со всеми вытекающими отсюда благоприятными перспективами его нефтегазоносности. Однако более своеобразное распределение зон литификации пород и палеотемператур указывает на сложную и неоднозначную тектоническую историю развития Восточно-Оренбургского валообразного поднятия. На севере (Алябьевская площадь) и на юге поднятия (район Шувалово — Калганы) разрез осадочного чехла характеризуется относительно повышенной степенью преобразования пород. Значения ОС витринита для бобриковского горизонта этих районов соответственно составляют 76 и 78—79 усл. ед. (125 и 135—140°С). Одновозрастные осадки центральной части поднятия приблизительно по границе, проходящей через площади Ивановскую, Стрелецкую, Бараковскую и скв. 599 Судьбодаровского профиля, преобразованы значительно слабее. Для пород бобриковского горизонта на глубине 2300—2400 м значения ОС витринита не превышают 70—72 усл. ед. (палеотемпература 80—100°С). Нам представляется, что природа этой крупной отрицательной палеотемпературной аномалии связана со значительным грабенообразным погружением по разломам блоков кристаллического фундамента и с залеганием в основании осадочного чехла мощных отложений бавлинской серии. С учетом тектонических и температурных особенностей этой зоны (предварительно назовем ее Судьбодаровско-Ивановским грабеном) возникает предположение относительно аналогии ее с высокоперспективной на нефть и газ зоной южного борта Серноводско-Абдулинской впадины (Большекинельский вал).

Крупным отрицательным структурно-тектоническим элементом на юго-востоке Русской платформы является Бузулукская впадина. Наиболее высокий темп нарастания литификации пород во впадине наблюдается со стороны Жигулевского свода вдоль оси Кулешовской структурной зоны. В районе Черниговской и Нововасильевской площадей максимальные палеотемпературы недр в основании осадочного чехла, вероятно, превышали значения 150—200°С.

Для пород бобриковского горизонта своеобразное распределение максимальных палеотемпературных зон в Бузулукской впадине связано, прежде всего, с особенностями строения Бобровско-Покровского вала и его южных границ (рис. 14). Бобровско-Покровский вал объединяет систему локальных поднятий, протягивающуюся в субширотном направлении почти на 100 км и осложняющую на юге внешнюю бортовую зону внутри-

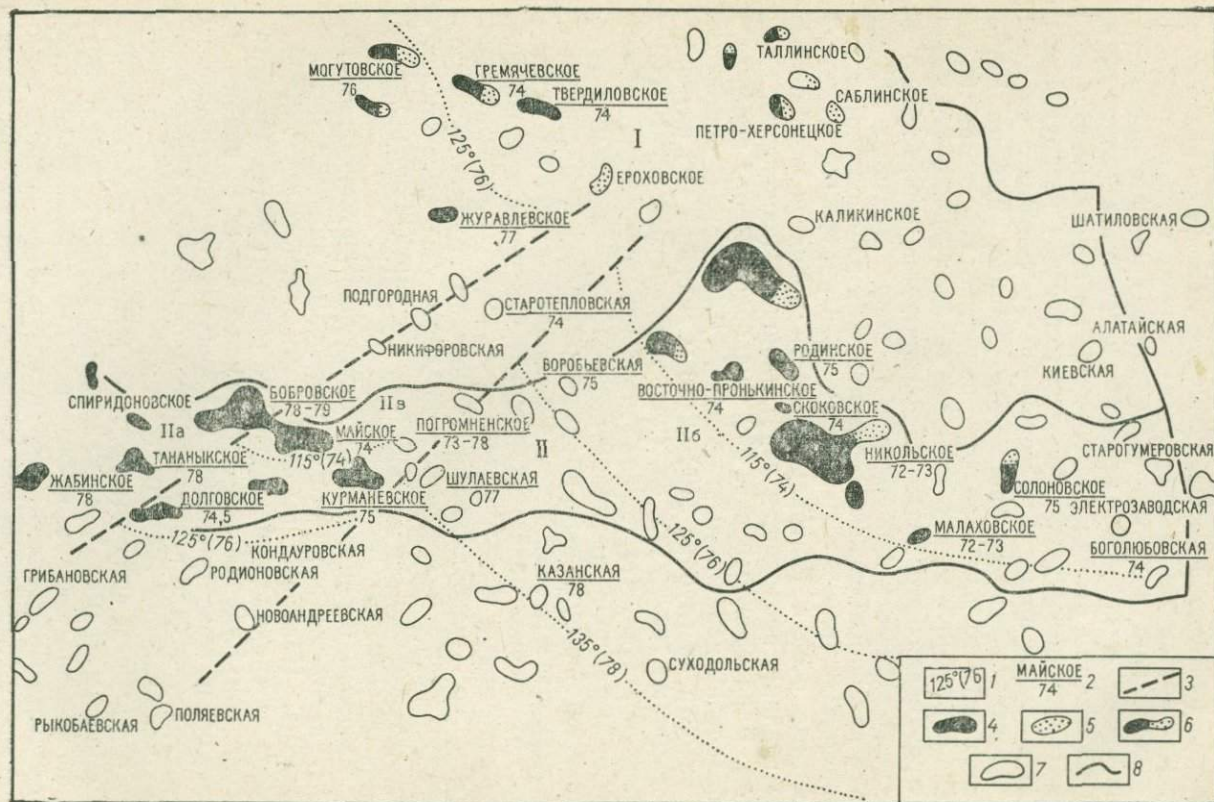


Рис. 14. Схематическая карта максимальных палеотемператур бобриковского горизонта Бобровско-Покровского вала

1 — палеозотермы и изореспленды (в скобках) витринита; 2 — дробь: в числителе — название площади (структуры), в знаменателе — величина отражательной способности витринита —  $10 R^{\text{в}}$ ; 3 — тектонические нарушения, предполагаемые по данным отражательной способности витринита; месторождения: 4 — нефтяные; 5 — газопыльные; 6 — нефтяные; 7 — структуры III порядка; 8 — границы структур II порядка; 1 — Муханово-Ероховский прогиб, II — Бобровско-Покровский вал (Ша — Бобровский вал, Пб — Долговско-Погромненский блок), Пб — Бобровско-Покровский прогиб, Пб — Долговско-Погромненский блок

формационного Муханово-Ероховского прогиба. Открытые в пределах вала нефтяные месторождения вывели этот район на одно из первых мест по нефтедобыче в Оренбургской области. Все месторождения вала связаны с осадочной толщей пермского и каменноугольного возраста. Отложения девона из-за значительной глубины залегания (3300—4000 м) изучены слабо. Единичные скважины, вскрывшие эти отложения, положительных результатов пока не дали. В настоящее время, наряду с дальнейшими поисками месторождений нефти и газа в перми и карбоне, большое внимание уделяется изучению отложений девонского возраста. В связи с этим весьма интересным является исследование характера изменения литификации осадочной толщи Бобровско-Покровского вала и термобарической обстановки в его недрах.

Из отложений нижнего карбона и девона ряда площадей Бобровско-Покровского вала было отобрано более 70 образцов с угольными включениями. Результаты замеров ОС витринита этих образцов позволяют выделить в пределах вала две зоны, различные по степени преобразования пород: западную — Бобровскую и восточную — Покровско-Сорочинскую (см. рис. 14).

Бобровская зона (Спиридоновская, Тананькская, Проскуринская и другие площади) характеризуется наиболее высокой степенью литификации пород и органического вещества. Для отложений бобриковского горизонта на глубинах 2770—2840 м значения ОС витринита составляют 77—79 усл. ед. (стадия II). На фоне общего высокого преобразования пород этой зоны по отложениям бобриковского горизонта четко выделяется полоса более низких значений ОС витринита (73—75 усл. ед.). Она установлена в пределах Долговской площади и протягивается далее на северо-восток через Майскую, Курманаевскую, Погромненскую к Старотепловской площади. В этой же полосе наблюдается снижение современных пластовых температур. На Бобровской и Тананькской площадях пластовые температуры бобриковского горизонта составляют 57—59° С, а на рядом расположенной Долговской площади они не превышают 49° С. Заметный перепад палеотемператур и современных температур в соседних скважинах ряда площадей этой полосы (Погромненской, Долговской, Тананькской) свидетельствует о существовании здесь нарушений, проникающих в осадочный чехол. Тектониче-

ская природа этих нарушений косвенно подтверждается морфоструктурными изменениями рельефа и рисунка речной сети к юго-западу от г. Бузулука (Горелов, 1972), а также вскрытием в результате бурения на Долговской площади в отложениях уфимского яруса, турне и фамена зон катастрофического поглощения промывочной жидкости.

По сравнению с Бобровской зоной отложения Покровско-Сорочинского поднятия характеризуются меньшей степенью преобразования пород осадочного чехла. По бобриковскому горизонту интервал значений ОС витринита изменяется от 72 до 75 усл. ед. (I стадия). Характерно, что по данным измерения современных температур Покровско-Сорочинская зона также относится к району пониженного термического режима недр. В отложениях бобриковского горизонта значения пластовых температур колеблются в пределах 42—47°С.

К югу от Бобровско-Покровского вала в глубь Бузулукской впадины литификация пород визейских отложений возрастает, но медленно. В районе Ташлинского выступа бобриковский горизонт залегает на глубине более 4300 м, но степень преобразования отложений не превышает II стадии. Прибортовая зона Прикаспийской впадины изучена глубоким бурением еще недостаточно. Палеотерма 150°С во многом отражает лишь общую тенденцию увеличения теплового режима недр в сторону Прикаспийской синеклизы. Пока можно только заметить, что литификация пород нарастает быстрее с северо-запада Бузулукской впадины. Для Оренбуржья на крайнем юго-западе по границе с Куйбышевской областью степень преобразования пород осадочного чехла впадины, вероятно, будет наиболее значительной.

Отложения нижнефранского яруса (пашийский и кыновский горизонты) слагают верхнюю часть разреза терригенного девона Русской платформы. Наибольшая мощность терригенных отложений девона, от подошвы эйфельского яруса до кыновского горизонта, развита на юге Оренбургской области и превышает 500 м. На севере и в центральных частях области к этому комплексу приурочены главные нефтяные залежи (Султангуловская, Воронцовская, Гремячевская, Тархановская площади и др.). Основным продуктивным горизонтом являются песчаники пашия, перекрытые региональной глинистой покрывкой кыновского возраста. По данным глубокого бурения, отложения пашийского возраста залегают на глубинах от 1600 (Татарский свод) до 5350 м и более (прибортовая зона Прикаспийской впадины). Современные температуры этих глубин составляют 27—120°С. Анализ процессов катагенеза пород терригенного девона, залегающих в разнообразных термобарических условиях, представляет большой теоретический и практический интерес. Учет этого особенно важен при поисках нефти и газа в глубоко погруженных толщах, тем более что для Оренбург-

ской области, например, в комплексе пород терригенного девона насчитывается почти половина всех прогнозных запасов нефти (Овчаренко, 1973).

Схематическая карта палеотемператур пашийских отложений

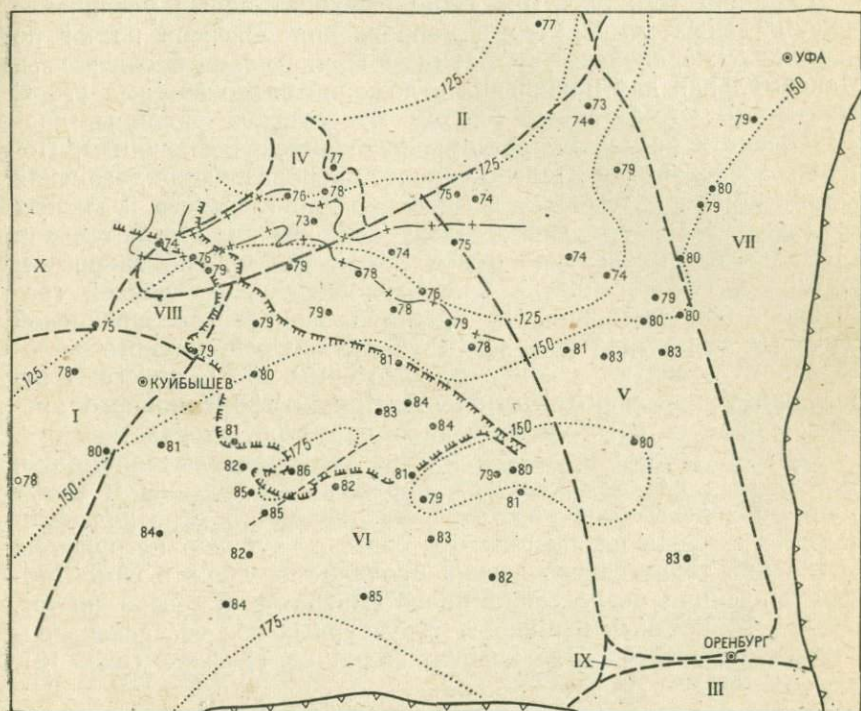


Рис. 15. Схематическая карта максимальных палеотемператур пашийских отложений юго-востока Русской платформы

Условные обозначения см. рис. 12

составлена впервые (рис. 15). Установлено, что зоны максимальных температур во многом совпадают с таковыми по отложениям бобриковского горизонта, характеризующаясь лишь более высокими значениями ОС витринита (73—86 усл. ед.) и палеотемператур (110—175°С). Степень детальности исследований отдельных районов весьма различна. Более полно охарактеризованы отложения пашия северных и центральных районов, где они вскрыты значительным числом скважин. Имеются данные по южным районам Куйбышевской области (структуры Украинская, Иргизская, Черниговская и др.). Реже опробованы отложения девона юга Бузулукской впадины и Восточно-Оренбургского валобразного поднятия, а также крайней южной части Башкирской АССР. Отложения терригенного девона вскрыты здесь лишь отдельными преимущественно па-

раметрическими скважинами. В ближайшие годы комплекс этих отложений станет основным объектом нефтепоисковых работ. Нашими исследованиями удалось приблизительно наметить степень литификации пород и палеотемпературы пашийского горизонта в интервале глубин 1700—4150 м. На схематической карте видно (см. рис. 15), что происходит общее увеличение максимальных температур в направлении с севера на юг по мере погружения пород к границам Прикаспийской синеклизы. Максимальная для пашийских отложений палеоизотерма 175°С охватывает юго-западные районы Бузулукской впадины, примыкающие к бортовому уступу Прикаспийской синеклизы. По-прежнему зоны относительно слабого преобразования девонских отложений располагаются в пределах Жигулевского и южных крыльев Татарского свода. Наиболее низкая отрицательная аномалия с температурой менее 125°С, как и в бобриковском горизонте, распространена над Серноводско-Абдулицинской грабенообразной впадиной. В пределах Покровско-Сорочинской вершины и центральной части Восточно-Оренбургского валобразного поднятия в контуре палеотермы 150°С залегают отложения терригенного девона, степень литификационного преобразования которых заметно ниже окружающих участков.

Следует подчеркнуть, что многие температурные аномалии, выделяемые на схематической карте, тесно связаны и могут быть объяснены особенностями тектонического строения фундамента и чехла платформы. Их связь с глубиной погружения отложений терригенного девона проявляется лишь в самой общей тенденции возрастания палеотемператур с севера на юг. В ряде конкретных районов и структурных зон эта связь полностью отсутствует. Это хорошо видно на графике (рис. 16),

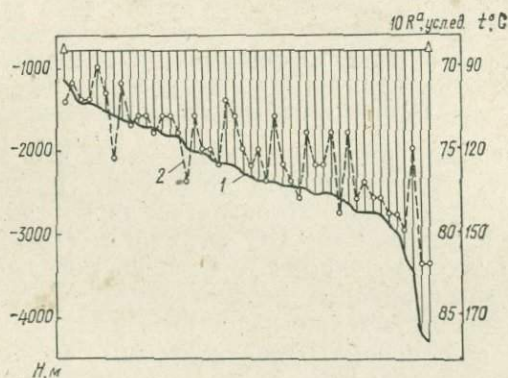


Рис. 16: Сопоставление величины отражательной способности витринита, палеотемпература и глубины современного залегания отложений пашийского горизонта юго-востока Русской платформы  
Условные обозначения см. рис. 13

составленном по тому же принципу, что и для отложений бобриковского горизонта. Действительно, при погружении пашийских пород от 1650 до 4150 м (с севера на юг от Татарского свода до Бузулукской впадины) значения ОС витринита возрастают от 74 до 85 усл. ед. В то же время равные значения отражательной способности (например, 79 или 82 усл. ед.) встречены на глубинах в интервалах соответственно 2100—3300 и 3050—4080 м, т. е. с разницей в 1000—1200 м. Такое своеобразие можно объяснить двумя причинами: разницей в геотермических градиентах или интенсивными вертикальными перемещениями блоков фундамента по разломам в новейшее время. Так, для районов Кулешовской валлообразной зоны характерна значительная преобразованность пород (конец стадии I) вплоть до верейского горизонта и, очевидно, выше по разрезу. Это могло произойти в результате преимущественного погружения отдельных блоков фундамента и пород осадочного чехла, а также высоких значений теплового потока в прошлом. Максимальные палеотемпературы в основании осадочной толщи вероятно, достигали более 160—180° С.

Нами были рассчитаны градиенты ОС витринита в разрезе пород от кровли бобриковского горизонта до пашийских отложений. Мощность этого интервала в среднем составляет 600—800 м. Распределение значений градиентов по отдельным структурам приведено в табл. 17.

Таблица 17

Величины градиентов

Тектонический элемент	Градиент ОС, витринита, усл. ед. на 1000 м	Геотермический градиент, °С/100 м
Южное крыло Татарского свода	$\frac{8-12^1}{9}$	2,4
Серноводско-Абдулинская впадина	$\frac{3-8}{6}$	2,3
Кулешовская валлообразная зона	$\frac{8-12,5}{10}$	1,8
Бузулукская впадина (южная часть)	$\frac{4-6}{5}$	2,5

<sup>1</sup> Дробь: в числителе — колебания значений градиента ОС витринита, в знаменателе — его среднее значение.

Значения градиентов ОС витринита изменяются пропорционально палеотемпературам и позволяют судить об особенностях термобарических условий недр в прошлом на период их макси-

мального проявления. Видимо, максимальные температуры в породах осадочного чехла юго-востока Русской платформы были в конце позднепермского времени — начале мезозоя. Градиенты ОС витринита весьма различны. На южном погружении Татарского свода и в зоне Кулешовского поднятия они почти в 2 раза выше, чем в Серноводско-Абдулинской и Бузулукской впадинах. Распределение современного геотермического градиента в интервале разреза пашийский — бобриковский горизонты несколько иное. В Кулешовской зоне он оказался ниже, чем на юге Бузулукской впадины.

Известно, что величина геотермического градиента зависит от многих факторов: напряженности теплового поля, уплотненности пород, литологического состава, гидрогеологических особенностей разреза и ряда других. Влияние их на особенности распределения геотермических градиентов в южных районах юго-востока платформы следует еще изучать. Важно, однако, заметить, что палео- и современные градиенты могут значительно отличаться. Учет их изменений может оказать существенную помощь в расшифровке истории геологического развития отдельных районов и структур и повлиять на оценку перспектив их нефтегазоносности.

### 3. Прогноз нефтегазоносности по палеотемпературам

Теоретические основы прогноза нефтегазоносности по стадиям литификации (катагенеза) и палеотемпературам усиленно разрабатываются в последние годы советскими исследователями и за рубежом. Среди этих работ значительное место занимают исследования, связанные с характеристикой осадочных толщ по данным отражательной способности витринита. Взаимосвязь ОС витринита, палеотемператур и нефтегазоносности четко прослеживается и помогает выявить: 1) термобарические критерии диагностики нефтепроизводящих и газопроизводящих отложений и масштаб генерации углеводородов из них; 2) преобразование рассеянного органического вещества в зоне больших глубин и установление нижней границы нефтеобразования; 3) термобарические условия процессов миграции углеводородов и их влияние на распределение основных запасов нефти и газа в недрах осадочных толщ; 4) роль палеотемператур и литификации пород в процессах физико-химического преобразования залежей углеводородов, а также их влияние на физические свойства коллекторов и покрышек различного типа. Частично эти вопросы были освещены нами для условий юго-востока Урало-Поволжья ранее (Аммосов и др., 1971). Составленная впервые схематическая карта палеотемператур отложений пашийского горизонта и уточненная схематическая карта по верхней части бобриковского горизонта позволяют высказать более определенные суждения общего

порядка. Кроме того, были выявлены особенности, дающие возможность конкретизировать наши представления о нефтегазоносности и ее перспективах на ряде участков главным образом центральных и южных районов Оренбургской области.

Палеотермы 100—175°С характеризуют отложения нижнего карбона — девона юго-востока Русской платформы как толщи, где рассеянное органическое вещество претерпело значительные преобразования, при которых оно продуцировало нефтегазовые углеводороды. Главный этап нефтеобразования, отвечающий палеотемпературам 120—160°С ( $10 R^a = 75—83$  усл. ед.), фактически был пройден всем комплексом осадков терригенного девона или достиг его. В главный этап были вовлечены также отложения от верхнего девона до нижнего карбона, залегающие к югу от северной границы Муханово-Ероховского прогиба Камско-Кинельской системы. Этот вывод весьма существен. Следует указать, что ряд авторов (Лобов, 1960; Лобов, Зайдельсон, Поляков и др., 1962), принимая современные температуры в недрах Урало-Поволжья за максимальные, считают их недостаточными для образования нефти из ОВ. Поскольку платформенные отложения палеозоя критических глубин и температур не достигли, то, по их мнению, основными очагами нефтеобразования служили толщи пород Предуральского прогиба и Прикаспийской впадины, из которых, благодаря широкой боковой миграции, нефть пришла в краевые области платформы.

Судя по схематическим картам (см. рис. 12 и 15), общее распределение зон палеотемператур таково, что осадочные породы Куйбышевской области оказываются более прогретыми. Так, изотерма 125°С круто поднимается к северу и охватывает большую часть территории Куйбышевского Заволжья. К востоку в первую очередь Оренбуржья и юга Башкирии она спускается значительно южнее, хотя глубина залегания бобрибовского горизонта возрастает более чем на 500—700 м. Лишь крайние западные районы Оренбургской области по своей палеотемпературной характеристике сходны с соседними районами Куйбышевского Заволжья. Палеоизотерма 175°С, ограничивающая самую «горячую» область пашийских и тем более нижележащих девонских отложений, также тяготеет к юго-западным районам Бузулукской впадины. Отсюда можно сделать следующие выводы общего характера.

1. Миграция нефтегазовых флюидов из наиболее прогретых толщ Бузулукской впадины для территории Оренбуржья происходила в северном и северо-восточном направлениях, т. е. в сторону наиболее быстрого снижения палеотемператур и регионального подъема пластов. В обратном направлении возрастает литификация песчано-глинистых толщ, т. е. увеличивается их плотность, шире развиваются процессы вторичного минералообразования и снижаются коллекторские свойства пород. Так (Чикин, Галкин, 1970), лучшие коллекторские свойства пласта

Д-1 пашийского горизонта (пористость 16—19%, проницаемость 100—300 мД) и самая большая эффективная мощность (11—20 м) наблюдаются на севере Оренбургской области в Северо-Киннельском районе. Южнее в Самаркинской зоне (Бобровско-Покровский вал) эффективная мощность песчаников пашийского горизонта сокращается до 3—5 м, пористость снижается до 12—15%. Еще южнее пласт изучен недостаточно. Сходная картина наблюдается по пористо-кавернозным известнякам пласта В<sub>1</sub> турнейского яруса.

2. Свообразие распределения палеотемпературных зон не могло не сказаться на особенностях физико-химического преобразования залежей и, в первую очередь, на распределении нефтей на территории Оренбургской области по их качеству. Более легкие метановые малосернистые нефти располагаются на западе, ближе к Куйбышевской области. К северу и востоку, параллельно снижению литификации пород и палеотемператур, при сходных или даже больших глубинах в разрезе осадочного чехла начинают преобладать нефтяные залежи с повышенной плотностью, более сернистые и смолистые. Геохимические изменения нефтей по площади Оренбуржья, таким образом, меньше всего связаны с фактором глубины их залегания. В ряде случаев характер нефтей обусловлен не только низким палеофоном недр, но и процессами гипергенного окисления и осернения. Медленно растут степень литификации пород и палеотемпературы на склоне платформы южной части Башкирской АССР. Поэтому в целом здесь также распространены более высокоплотные, сернистые и смолистые нефти.

Анализ рекомендаций по направлению разведочного бурения на территории Оренбургской области (по данным Воробьева А. А., Жукова И. М., Новицкого Ю. В., Макарова Г. В., Шишкиной Г. С., Шпильмана И. А и др.) показывает, что в настоящее время основными объектами поисков являются районы юга и востока области: Бузулукская впадина и Восточно-Оренбургское валообразное поднятие, Соль-Илецкое поднятие. Наибольшее внимание уделяется изучению нижней части палеозоя — отложениям нижнего карбона и терригенного девона. Однако в конкретных рекомендациях по распределению точек и объема бурения существуют значительные расхождения. Больше всего это касается центральных и южных районов Бузулукской впадины, что вызвано слабой степенью ее изученности. В комплекс данных, на основе которых представлены рекомендации по направлениям геологических работ, включены главным образом данные геофизики, структурного, литолого-фациального анализа, сведения по гидрогеологии и палеогеографические, палеотектонические построения. Данные палеогеотермин, полученные в результате наших исследований, позволяют дополнить вышеназванный комплекс и в ряде случаев конкретизировать рекомендации.

В предыдущем разделе из анализа палеотемператур отложений бобриковского горизонта был сделан вывод о существовании в центральной части Восточно-Оренбургского валобразного поднятия крупной отрицательной палеотемпературной аномалии. На рис. 12 она фиксируется резким изгибом изотермы  $100^{\circ}\text{C}$  (площади опробования Ашировская, Ивановская, Судьбодаровская). Природа этой аномалии, очевидно, связана с теми же особенностями тектонического строения, что и аномалии в пределах Серноводско-Абдулинской впадины, т. е. с грабенообразным погружением фундамента в этой полосе на значительную глубину. Ширина аномалии составляет 15—35 км. К западу от нее отсутствуют отложения бавлинской серии. Породы осадочного чехла залегают непосредственно на кристаллическом фундаменте и более прогреты, особенно девонские. К юго-востоку от аномалии были опробованы отложения бобриковского горизонта Хортицкой структуры. Оказалось, что палеотемпературы их значительно выше и сходны с палеотемпературами Калганского погребенного выступа фундамента (район Калганы, Переволоцкая, Шуваловская) —  $130\text{—}140^{\circ}\text{C}$ . В направлении к предполагаемому грабену (условно назовем его Судьбодаровско-Ивановский) проходит, таким образом, граница снижения литификации и палеотемператур пород осадочного чехла как с запада, так и с юго-востока. Это обстоятельство указывает, прежде всего, на благоприятные пути миграции нефтегазовых углеводородов в сторону аномалии. В связи с этим для первоочередной постановки глубокого бурения рекомендуются структуры, выявленные по данным сейсморазведки и структурного бурения к северо-западу от Хортицкой площади<sup>1</sup>: Электрозаводская, Старогумеровская, Привальненская и далее вдоль западного крыла Восточно-Оренбургского сводового поднятия — Алтайская, Юринская, Булатовская, Шатиловская и другие в этой полосе. Интересные результаты можно ожидать от начатых буровых работ на Кончиоровской структуре (к северу от Хортицкой). Не исключено, что выделяемая нами температурная аномалия над Судьбодаровско-Ивановским грабеном протягивается значительно южнее вплоть до Мустаевской площади. В этом случае следует высоко оценить перспективы всех структур, выявленных вдоль ее предполагаемой границы: Черепановской, Озерновской, Кулагинской, Радаевской, Филипповской и др. По условиям структурного фактора, распространению продуктивных пластов в разрезе и наличию возможных пластов-коллекторов благоприятными для обнаружения промышленных залежей нефти и газа могут быть отложения всего чехла и в первую очередь породы девона и нижнего карбона.

<sup>1</sup> Все перечисленные структуры на рис. 12 не вынесены, но они располагаются в 15—25-километровой полосе вдоль границы между Бузулукской впадиной и Восточно-Оренбургским валобразным поднятием, начиная на севере от Ивановской площади до Переволоцкой на юге.

Другое перспективное направление для постановки геолого-разведочных работ вытекает из особенностей палеогеотермии и литификации пород Бобровско-Покровского вала. В предыдущем разделе отмечалось, что отложения Покровско-Сорочинской вершины менее преобразованы. По бобриковскому горизонту интервал значений ОС витринита изменяется от 72 до 75 (стадия I). Литификация пород терригенного девона на глубинах 3300—3400 м отвечает лишь стадии II (79—81 усл. ед.). Снижение литификации пород в пределах вершины и, следовательно, ослабление процессов уплотнения и вторичного преобразования осадков позволяет с большим оптимизмом проводить на этой территории поиски структур с благоприятными коллекторскими свойствами и промышленной нефтеносностью в отложениях не только карбона и перми, но и девона. Наличие в пашийском горизонте скв. 250 Малаховской площади 11-метровой пачки проницаемых песчаников подтверждает высокую оценку перспектив отложений девона этой зоны.

Особый интерес в отношении высоких перспектив нефтеносности представляет полоса пониженных значений ОС витринита на стыке Бобровской зоны и Покровско-Сорочинской вершины (см. рис. 14). Она установлена в пределах Долговско-Погромненского блока. В последние годы здесь открыт ряд нефтяных месторождений: Западно-Долговское, Южно-Бобровское, Курманаевское и др. Своеобразие тектонического строения блока необходимо учитывать при дальнейшем проведении геолого-разведочных работ. В частности, предполагаемые здесь нарушения в осадочном чехле могли способствовать перетоку нефтяных углеводородов и образованию залежей в широком стратиграфическом диапазоне — от среднего девона до верхней перми. Возможно также появление тектонически экранированных залежей.

Следует отметить еще одну особенность палеогеотермического режима недр Долговско-Погромненского блока. На юго-западном его продолжении в районе Грибановской и Рыкобаевской структур выявляется весьма четкая аномалия высоких палеотемператур (см. рис. 12 и 14). Замеры ОС витринита по бобриковскому горизонту соответствуют температурам 150—160°С. Вероятно, более жесткие термобарические напряжения испытали нижележащие отложения девона. Вместе с породами глубокое преобразование претерпело заключенное в них органическое вещество. В целом, Рыкобаевскую палеотемпературную аномалию можно рассматривать в качестве локального очага преимущественного нефтегазообразования. Пути миграции углеводородов из этой зоны, очевидно, были направлены к северу по восстанию пластов в районы Бобровского вала. В этом же направлении наиболее быстро снижается степень катагенеза отложений. Можно предполагать, что ряд структур, выявленных на пути этой миграции, окажется весьма перспек-

тивными. К ним в первую очередь следует отнести площади, расположенные к югу от Долговской и Курманаевской: Ждановскую, Западно-Лаврентьевскую, Кондауровскую, Родионовскую, Новоандреевскую и др. На северном продолжении блока, особенно вдоль предполагаемых зон разлома в фундаменте и осадочном чехле, рекомендуются к разведке следующие структуры: Никифоровская, Подгородная, Сухореченская, Лобазинская. Предполагаемые нарушения к северу направлены в сторону Петро-Херсонцевой площади. Показательно, что работами прежних лет на этой части территории установлена промышленная нефтегазоносность в очень широком стратиграфическом диапазоне: от верхней перми до пашийского горизонта. На поднятиях Тальменском, Луговском, Чекалинском и Петро-Херсонцевом получен газ из уфимского яруса. Нефтегазоносны отложения нижней перми (кунгурские отложения — Луговское). Нефть (Саблинское поднятие) и газ (Петро-Херсонцевая площадь) обнаружены в артинских, фаменских и пашийских отложениях. В скв. 369 Петро-Херсонцевой площади получена также сернистая парафинистая нефть плотностью  $0,898 \text{ г/см}^3$  из отложений башкирского яруса среднего карбона. Связана ли особенность широкой стратиграфической продуктивности чехла этого района с тектонической нарушенностью, покажут дальнейшие исследования, в том числе изучение ОС витринита и палеотемператур.

В оценке прогнозов нефтегазоносности южных районов Оренбуржья в пределах Бузулукской впадины и борта Прикаспийской синеклизы много неясного. Разрез отложений этой части территории изучен слабо. Известно, что региональный наклон слоев подсолевых отложений увеличивается до  $10\text{--}20 \text{ м/км}$  и более. Линейные структурные зоны II порядка геологопоисковыми работами в них не выявлены и наличие их маловероятно (Чикин, Галкин, 1970). По данным ОС витринита южнее Нововасильевской скв. I значительно возрастают литификация пород терригенного девона и палеотемпературы. В отложениях пашия здесь проходит палеотерма  $175^\circ\text{C}$ . Нижележащие толщи терригенного девона преобразованы еще сильнее. В этих жестких термобарических условиях породы уплотняются вплоть до потери ими коллекторских свойств, а нефть, как правило, не задерживается. Она мигрирует в зоны с более мягкими температурами. Таким образом, палеотерма  $175^\circ\text{C}$  и больше является мало благоприятной для обнаружения в ее границах сколько-нибудь крупных скоплений нефти промышленного значения. Ранее (Аммосов и др., 1971; Горшков, 1973) из анализа закономерности распределения нефти в отложениях палеозоя Куйбышевской области, было установлено, что разведанные геологические запасы нефти в породах с ОС витринита более  $85 \text{ усл. ед.}$  ( $t$  более  $170^\circ\text{C}$ ) практически отсутствуют. Территория Куйбышевской области в настоящее время разведана

глубоким бурением весьма детально до глубины свыше 4000 м. Ожидать в пределах области открытий, принципиально меняющихся существующие запасы нефти, не приходится. В то же время гистограмма распределений этих запасов по категории А+В+С<sub>1</sub> по разрезу осадочного чехла с ОС витринита от 67 до 97 усл. ед. ( $t=80-210^{\circ}\text{C}$ ) показала следующее (рис. 17). Отложения

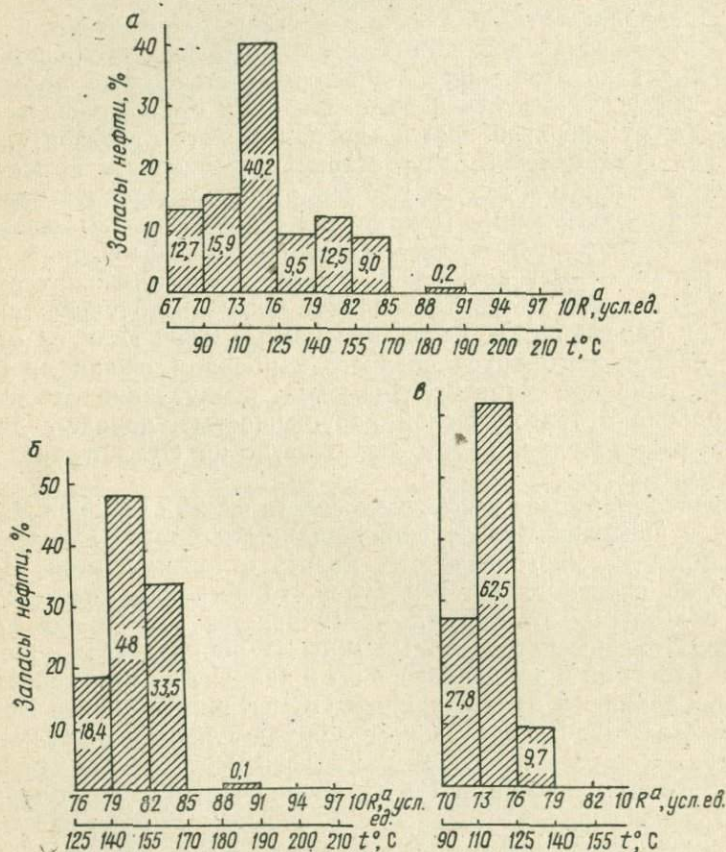


Рис. 17. Распределение разведанных (геологических) запасов нефти продуктивных отложений палеозоя Куйбышевской области по стадиям катагенеза (в процентах от 100%)

а — по разрезу всего осадочного чехла; б — по разрезу терригенных отложений девона; в — по разрезу терригенных отложений нижнего карбона

палеозоя, имеющие ОС витринита более 85 усл. ед. (палеотемпература более  $170^{\circ}\text{C}$ ), содержат запасов нефти всего 0,2% от всех запасов в осадочном чехле, принятых за 100%. Максимум запасов падает на породы, испытавшие воздействие палеотемператур до  $150^{\circ}\text{C}$ . Геологическое строение Куйбышевской об-

ласти имеет много общих черт с территорией Оренбуржья. Вполне возможно выявленную закономерность распределения нефтеносности по палеотемпературам распространить на ее пределы. Заметим, что залежи девонского возраста составляют около 30% от всех запасов нефти по Куйбышевской области, а в Оренбуржье они не превышают 2—3%. Объективно существуют все геологические условия (в том числе и палеотемпературные) на территории Оренбургской области для изменения такого соотношения в пользу девонской нефти.

В заключение отметим, что изучение палеогеотермии и литификации палеозойских отложений Оренбургской области следует продолжать. Нет еще достаточных сведений для оценки стадийного изменения пород и теплового режима недр таких важных для поисков нефти и газа объектов, как районы северного обрамления Прикаспийской впадины, Оренбургского свода и Предуральяского прогиба. Более широкое использование результатов палеогеотермических исследований в комплексе с другими исследованиями могут оказать существенное влияние на выбор направлений геологоразведочных работ всего юго-востока Урало-Поволжья.

#### **4. Особенности литификации и палеогеотермии пород юга Башкирского Приуралья и прогноз нефтегазоносности**

Южные районы Башкирского Приуралья — важный, но сложный объект для поисков нефти и газа. В его пределах сопряжены различные структурно-фациальные зоны: склон платформы, Бельская впадина, передовые складки Урала, Зилаирский синклиниорий. Специфика тектонического развития территории и условий осадконакопления нашла отражение в изменчивости литолого-фациального состава пород, их мощностей и значительной дизъюнктивной нарушенности осадочного чехла. В то же время установлена общность многих черт развития современного западного склона Урала и востока Русской платформы в девонское и раннекаменноугольное время. В Предуральском прогибе выделяются в основном те же нефтегазоносные комплексы, что и на платформе. Однако изучение нижних глубоко погруженных толщ, как отмечают многие исследователи (Баймухаметов и др., 1971; Мирчинк и др., 1970) до последнего времени проводились в недостаточных объемах. При оценке перспектив нефтегазоносности этих отложений важно изучить степень их литификации. С этой целью впервые для исследуемого района был использован метод определения отражательной способности ОС витринита угольных включений. Обугленный растительный детрит, линзочки и пропластки угля часто присутствуют в терригенных и терригенно-карбонатных отложениях Предуралья различного возраста: от перми до среднего девона. Их нетрудно обнаружить в керне глубоких

скважин, особенно в терригенных породах сакмаро-артинского яруса.

К концу раннепермского времени под влиянием тектонических движений, связанных с замыканием Уральской геосинклинали, формируется Предуральский прогиб. Перестройка структурных планов и увеличение глубины погружения платформенных отложений передовых прогибов сопровождалось ростом термодинамических напряжений. Параллельно возрастала степень литификации пород и органического вещества осадочных толщ. Создавались термобарические предпосылки для более широкого стратиграфического охвата отложений, вовлекаемых в главный этап нефтеобразования, изменялись условия и направления миграции и аккумуляции углеводородов. После замыкания Уральской геосинклинали в последующий длительный период мезозоя — кайнозоя области платформы и прогиба значительно остыли. Современные температуры в основании осадочного чехла не превышают соответственно 50—70 и 80—100°С.

Схематические карты изореспленд (рис. 18, а, б) иллюстрируют зональность степени преобразования пород и максималь-

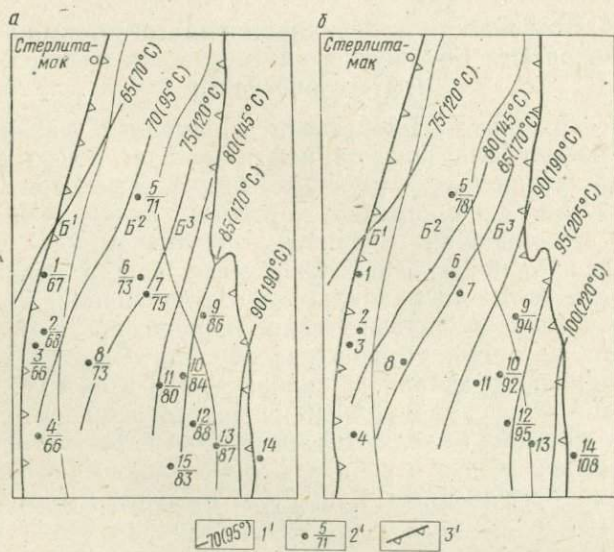


Рис. 18. Изореспленды витринита и палеотемпературы отложений юга Белской впадины:

а — низов сакмаро-артинских, б — терригенных нижнего карбона  
 1' — изореспленды витринита и (в скобках) предполагаемая максимальная палеотемпература; 2' — дробь: в числителе — площади опробования; 1 — Озеркинская; 2 — Курматовская; 3 — Ермолаевская; 4 — Мурапталовская; 5 — Воскресенская; 6 — Смаковская; 7 — Волостновская; 8 — Белоглинская; 9 — Таушская; 10 — Саратовская; 11 — Тавакиновская; 12 — Исимовская; 13 — Беркутовская; 14 — Асташская; 15 — Назаркинская; в знаменателе — величина отражательной способности витринита 10R<sup>21</sup>; 3' — граница Предуральского прогиба; Б<sup>1</sup> — западного борта, Б<sup>2</sup> — центральной части, Б<sup>3</sup> — внутренней зоны — области передовых складок западного склона Урала

ных палеотемператур отдельных комплексов отложений юга Бельской впадины. Установлено, что палеотемпературные поля протягиваются с юго-запада на северо-восток. Это направление лишь отчасти совпадает с субмеридиональным характером структурной зональности Предуральяского прогиба. Единые антиклинальные зоны типа Кинзебулатовской, Ромодановско-Волостновской и другие попадают, таким образом, в области различных палеотемператур. Весьма широк интервал стадийного изменения пород. Так, нижнепермские отложения преобразованы от стадии  $O_2$  до стадии III. Литификация пород быстро нарастает от склона платформы и западного борта прогиба к востоку, достигая максимума в полосе развития передовых складок Урала. Подобная закономерность характерна для отложений нижнекаменноугольного возраста, но преобразованы они глубже — от стадии I до стадии V. Следует подчеркнуть одно обстоятельство, связанное со своеобразным, не совпадающим с субмеридиональным простиранием полей литогенеза. Вдоль восточного борта Бельской впадины эти поля как бы «срезаются» структурой Башкирского антиклинория. Получается, что степень преобразования пород и палеотемпературы уменьшаются не только к западу и северо-западу от складчатого Урала, но и к северу от наиболее погруженных южных районов Бельской впадины вдоль бортов прогиба.

Восстанавливая геотермический режим впадины по данным ОС витринита, следует предположить, что в прошлом температуры здесь были значительно выше современных. В отложениях нижней перми они достигали  $70-180^\circ\text{C}$ . Породы нижнекаменноугольного возраста испытали воздействие температур от  $95$  до  $200^\circ\text{C}$ . Интересны данные, полученные по разрезу скв. 1 Таушской площади (рис. 19). Скважина пересекла плоскость нарушения. Повторение в разрезе разновозрастных слоев нашло отражение в повторении значений ОС витринита, начиная с глубины  $2000$  м. Максимальные значения ОС, отвечающие стадиям коксовых и тощих углей, были зафиксированы в отложениях верхнего девона и такатинско-кальцеоловых слоях эйфельского яруса на глубине  $3400-3650$  м. Залегающие ниже породы силура (индятауская свита) преобразованы еще сильнее. В прошлом наиболее погруженные толщи терригенного девона и силура испытали, по-видимому, воздействие температур выше  $160-230^\circ\text{C}$ .

Установленная зональность позволяет дифференцировать отдельные районы Бельской впадины по условиям литификации и палеотемпературам. К югу от широты г. Стерлитамака нами условно выделены три района литификации пород осадочного чехла: 1) относительно низкой; 2) средней; 3) относительно высокой. Восточная граница первого района примерно совпадает с изоресплендой витринита  $75$  усл. ед. (см. рис. 18, а). Она проходит через структуры Белоглинскую, Волостновскую,

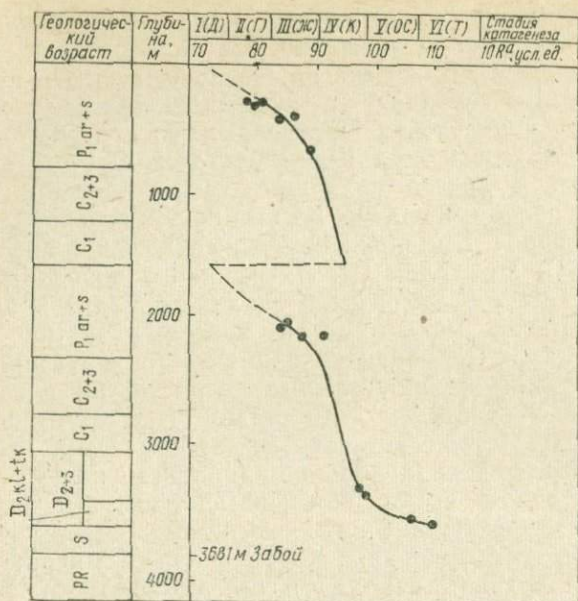


Рис. 19. Изменение стадий катагенеза пород по скв. 1 Таушской площади

Смаковскую и далее на северо-восток вплоть до современной восточной границы прогиба на широте г. Ишимбая. К западу граница района распространяется за пределы внешнего борта прогиба на прилегающие районы платформы. Преобразование пород сакмаро-артинских отложений в полосе рифовых массивов (площади Озеркинская, Кумертау, Кызыл-Маяк и др.) на глубинах 1800—2300 м едва достигает стадии O<sub>2</sub> (64—68 усл. ед.). Четкая аномалия пониженных значений палеотемператур намечается в пределах ранее выделенного многими исследователями (Г. В. Вахрушев, Ф. И. Хатьянов, Н. С. Шатский, К. С. Яруллин и др.) Стерлитамакского (Воскресенско-Шиханского и другие названия) субширотного приподнятого блока. В основании палеозойских толщ блока породы преобразованы не выше стадии II (80—83 усл. ед.). Это дополнительно свидетельствует в пользу древнего заложения и длительного развития блока в качестве положительной структуры.

Восточная граница второго района проходит между Саратовской и Исимовской структурами и далее несколько западнее Таушской площади, примерно совпадая с изоресплендой 85 усл. ед. (см. рис. 18, а). Район охватывает наиболее погруженные на юге центральные зоны Бельской впадины и зоны развития мощных моласс внутреннего борта прогиба. Степень

литификации пород района независимо от глубины залегания быстро ослабевает в сторону внешнего борта прогиба. Так, в основании нижнепермской толщи надвинутого блока Саратовской структуры породы преобразованы до стадии III. В отложениях того же возраста Тавакановского поднятия, залегающих на 1000—1500 м глубже, отмечена более низкая стадия II.

Район относительно высокой литификации пород охватывает в основном зону передовых складок Западного Урала. Ширина зоны в среднем 15—20 км. Она прослеживается вдоль восточной части Бельской впадины и характеризуется чешуйчато-надвиговым строением. Размеры надвиговых перемещений, а также строение нижних этажей в пределах зоны изучены слабо. Степень преобразования пород зоны в районе Таушской площади значительна (см. рис. 19). В тех же пределах (II—начало III стадии, 73—84 усл. ед.) преобразованы сакмаро-артинские отложения на Южно-Ибраевской площади. На Беркутовской структуре до глубины 1800—2000 м (скв. 35 и 45), вероятно, вскрыты наиболее верхние горизонты докунгурских отложений нижней перми. Степень литификации их по сравнению с таушским разрезом заметно ниже и изменяется от I до II стадии.

Весьма скудны данные относительно геологического строения области Зилаирского синклиория. Предполагается, что фаменско-гурнейская зилаирская толща, широко распространенная в этом регионе, надвинута на более молодые, сформированные в доорогенную фазу, комплексы отложений карбона и девона. Замеры ОС витринита по керну ряда скважин Асташской площади показали, что породы зилаирской серии преобразованы от стадии VI до стадий IX—X (106—150 усл. ед.). Принципиально важно для оценки перспектив газоносности синклиория изучение стадии литификации автохтонного поднадвигового комплекса пород. К сожалению, у нас пока нет достоверных определений из этой части разреза. Известно, что в соседних районах (Таушская, Исимовская площади) отложения среднего и нижнего карбона преобразованы от стадии III до стадии IV. Любопытен единичный замер ОС витринита из алевrolита по скв. 2 Асташской площади с глубины 2535 м. Замер соответствовал стадии II, характерной для степени преобразования докунгурских отложений нижней перми, вскрытых в верхах разреза Беркутовской площади. По скважине был получен газ из известняков среднего карбона, залегающих под зилаирскими отложениями. Дебит газа достигал 300 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Резкая площадная и вертикальная палеотемпературная зональность свидетельствует о глубоком преобразовании органического вещества и нефтегазового флюида в осадочном чехле Предуральского прогиба, что обусловило широкий масштаб пе-

пераспределения углеводородов. Однако определенная связь между характером нефтегазоносности и палеотемпературами сохранилась. Областям низких температур и слабого преобразования пород пермских рифов вдоль западного борта прогиба сопутствуют залежи тяжелых нефтей. При движении с севера на юг, т. е. с приближением к зонам повышенной литификации пород, свойства нефтей меняются. Уменьшается их плотность, снижается содержание серы, смол асфальтенов. Еще южнее появляются в основном газонефтяные и газовые залежи. Подобная закономерность отчетливо проявляется для месторождений центральной части Бельской впадины. Наиболее тяжелые, высокосернистые нефти Карлинско-Кинзебулатовской зоны располагаются в районе пониженной палеотемпературной аномалии. К югу по мере возрастания литификации качество нефтей улучшается. На Араслановской и Волостновской структурах в отложениях среднего карбона выявлены легкие нефти. Еще сильнее преобразованы породы среднего — верхнего карбона Саратовского и Исимовского блоков, где обнаружены залежи газоконденсата и газа.

Предполагается, что внутри каждого района залежи углеводородов контролируются благоприятным сочетанием ряда факторов и прежде всего тектонического, литологического и гидрогеологического. Для исследуемой территории можно отметить общую тенденцию изменения характера нефтегазоносности. Она заключается в том, что по мере возрастания литификации и палеотемператур оптимальная граница обнаружения скоплений нефти перемещается от более древних пород палеозоя к молодым.

В первом районе эта граница опускается вплоть до отложений среднего девона. Показательны, например, небольшие притоки нефти (0,2—0,3 т/сут) из такатинско-кальцеолового горизонта на Воскресенской площади и на Белоглинской, где они дали промышленный приток в скв. 3 с глубины 4150—4350 м. Сравнительно невысокая литификация нижнепермских и более древних пород палеозоя позволяет отнести район к области, благоприятной для нефтегазонакопления. Возможно, что пути миграции углеводородов из более прогретых толщ Бельской впадины частично проходили вдоль южного погружения Стерлитамакского субширотного блока. Положительная оценка перспектив нефтегазоносности района содержится в работах многих исследователей (Баймухаметов и др., 1971; Мирчинк и др. 1970).

Для второго района по термодинамическим условиям поиски нефтяных скоплений будут, возможно, ограничены средне-верхнекаменноугольными отложениями. Глубже, в породах среднедевонского — нижнекаменноугольного комплекса преимущественно с трещиноватым и пористо-кавернозным типом коллектора, возможны залежи газоконденсата и газа.

В последние годы на юге Бельской впадины глубоким бурением вскрыты терригенно-карбонатные отложения, объединяемые в индятаускую свиту нижнесилурийского возраста. Свита характеризуется резкой фациальной изменчивостью. Песчаность ее колеблется от 5 до 206 м и более. Пористость песчаников свиты по скв. 1 Белоглинской площади составила 0,19—7,05%, проницаемость отсутствовала. С учетом данных по литификации вышележащих отложений среднего девона породы силура преобразованы предположительно выше стадии IV—V. Столь глубокое преобразование не позволяет оптимистически оценивать перспективы поисков нефтяных залежей в породах индятауской свиты, хотя возможны случаи ремиграции нефти и газа в отдельные зоны приподнятых блоков.

Границы третьего района включают полосу передовых складок западного склона Урала, причем южную подзону (Камалетдинов и др., 1966). Выходящие здесь на дневную поверхность нижнепермские и каменноугольные отложения преобразованы до стадий II—IV. На Богдановской антиклинали в скв. 1 литификация пород нижнего карбона отвечает стадиям V—VI. Учитывая сравнительно глубокое преобразование пород, перспективность зоны передовых складок следует связывать преимущественно с поисками газовых скоплений. С тех же позиций оценивается нами возможная газоносность поднадвиговых отложений палеозоя Зилаирского синклинория.

В заключение отметим, что изучение литификации и палеогеотермии весьма сложной по геологическому строению территории, какой являются южная часть Бельской впадины и прилегающие районы, позволило все же выделить ряд зон и оценить перспективы их нефтегазоносности. Более широкое использование данных палеогеотермии в комплексе с другими исследованиями может оказать существенное влияние на выбор направлений геологопоисковых работ в Предуральском прогибе.

Анализ стадийного преобразования витринита, происходящего под влиянием палеотемператур в осадочном чехле юго-востока Русской платформы, позволяет сделать следующие выводы.

Существует общая тенденция нарастания степени литификации пород и палеотемператур с севера на юг и на восток от Татарского свода к Бузулукской впадине и Предуральскому прогибу по мере увеличения глубины погружения осадков. Наиболее высокий темп нарастания происходит в сторону западных районов Бузулукской впадины. Однако распределение палеотемператур на юго-востоке платформы таково, что на сходных глубинах осадочные породы в пределах Куйбышевской области оказываются более прогретыми, чем палеозойские толщи в границах Оренбуржья и юга Башкирской АССР. Лишь крайние западные районы Оренбургской области по своей палеотемпературной характеристике сходны с соседними рай-

онами Куйбышевского Заволжья. С распространением палеотемператур во многом связаны особенности физико-химических свойств нефтей Оренбуржья и юга Башкирии: более легкие, малосернистые нефти в разрезе осадочного чехла тяготеют к западным районам Оренбуржья, более тяжелые — к восточным.

Палеоизотерма 175°С ограничивает сверху самую прогретую зону пашийских и нижележащих отложений девона Бузулукской впадины на крайнем юго-западе Оренбургской области. Эту зону в прошлом можно рассматривать в качестве очага нефтеобразования, откуда происходила миграция нефтегазовых флюидов к северо-западу, северу и северо-востоку в соседние районы Куйбышевской и Оренбургской областей. В границах самой зоны отложения девонского возраста претерпели значительные литификационные преобразования, уплотнились и в большей мере потеряли коллекторские свойства, что отрицательно влияет на перспективы поисков здесь крупных промышленных скоплений нефти. Однако при обнаружении в этой зоне погребенных положительных структур древнего заложения (возможно, типа Кошинской) следует рассчитывать на наличие в них скоплений легких нефтей, газоконденсата или газа. В более благоприятных условиях по стадиям литогенеза находится вышележащий комплекс пород карбона и нижнепермского возраста.

Предварительные исследования района Предуральского прогиба (юг Бельской впадины) и Зилаирского синклинория выявили большее в отличие от платформы число интервалов стадий (от O<sub>2</sub> до IX стадии) и палеотемператур (от 80 и более 240°С) пород осадочного чехла и частую их смену в зависимости от структурного положения — внешний и внутренний борта прогиба, передовые складки Урала, район синклинория. Здесь палеотемпературные поля протягиваются с юго-запада на северо-восток, что лишь отчасти совпадает с субмеридиональным характером структурной зональности Предуральского прогиба. Общая тенденция изменения нефтегазоносности разреза заключается в том, что, по мере возрастания литификации и палеотемператур от внешнего борта прогиба к передовым складкам Урала, оптимальная граница обнаружения скоплений нефти перемещается от более древних пород палеозоя к молодым.

Глубокое преобразование отложений индятауской свиты силура не позволяет положительно оценить перспективу поисков в них нефти, а районы передовых складок западного склона Урала и поднадвиговых отложений палеозоя Зилаирского синклинория следует связывать с поисками газовых скоплений.

Степень литификации пород и палеотемпературы платформенных отложений терригенного девона, а также комплекса отложений от верхнего девона до нижнего карбона к югу от

северной границы Муханово-Ероховского прогиба вполне достаточны для проявления нефтепроизводящих функций и находятся в пределах оптимальных зон нефтегазоносности.

Выявленные зоны снижения палеотемператур и степени литификации пород осадочного чехла в пределах Серноводско-Абдулинского грабена, западной границы Восточно-Оренбургского валообразного поднятия и Покровско-Сорочинской палеовершины совместно с Долговско-Погромненским блоком могут иметь большое значение в качестве зон преимущественного нефтегазонакопления с высокими перспективами открытия в их пределах промышленных скоплений нефти.

## Глава IV

# ТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ПАЛЕОГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

При современном уровне разведанности осадочного чехла Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) основные перспективы нефтегазоносности связаны с разведкой горизонтов, залегающих на глубинах, превышающих 3500—4000 м. Изучение глубоких горизонтов сопровождается увеличением объемов дорогостоящего поисково-разведочного бурения. Поэтому каждый новый критерий перспектив нефтеносности является активным звеном, способствующим повышению эффективности поисковых и разведочных работ.

В результате исследования геологических особенностей нефтегазоносных отложений ДДВ выявлены некоторые связи между распределением скоплений углеводородов и основными факторами, контролирующими их размещение, — тектоническими, структурными, литологическими, геохимическими, гидрогеологическими и геотермическими. Одним из малоизученных до последнего времени остается палеогеотермический фактор. Настоящее исследование направлено на восполнение пробела в изучении палеотемпературных особенностей ДДВ.

Под Днепровско-Донецкой впадиной понимают часть Доно-Днепровского палеозойского прогиба, граничащую на северо-западе с Припятской впадиной и на юго-востоке с Донецким складчатым сооружением.

Первое, открытое в 1936 г., Ромненское нефтяное месторождение, определило внимание и темпы проведения геологических работ в ДДВ. В настоящее время геологическое строение ДДВ освещено в многочисленных монографиях, статьях и отчетах. В изучении особенностей геологического строения и нефтегазоносности этого района (ДДВ) большой вклад внесли: А. П. Карпинский, А. Д. Архангельский, Н. С. Шатский, М. М. Тетяев, Д. С. Соболев, М. В. Муратов, М. В. Червинская, В. В. Глушко, Н. Ф. Балуховский, В. Г. Бондарчук, Ю. А. Арсирый, И. Г. Баранов, А. А. Билык, Н. И. Буялов, С. П. Витрик, Б. С. Воробьев, В. А. Витенко, В. И. Китык, И. Ф. Клиточенко, А. А. Мартынов, В. А. Мелихов, Р. М. Новосилецкий, А. М. Палий, А. К. Цыпко, Н. Е. Чуприн, П. Ф. Шпак и др.

В строении осадочного чехла ДДВ принимают участие палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения.

В структурно-тектоническом отношении в ДДВ выделяют бортовые части, являющиеся погруженными склонами Украинского щита и Воронежского массива, и собственно Днепровский грабен (рис. 20).

Региональные глубинные разломы северо-западного простирания являются естественными границами Днепровского грабена. Протяженность грабена от окраины Донбасса до Черниговского выступа около 700 км при ширине от 60 км в районе г. Чернигова до 160 км на юго-востоке. Юго-западная и северо-восточная бортовые части ДДВ характеризуются относительно небольшими мощностями отложений (до 4 км) полого погружающихся от 1 до 6° в сторону грабена.

В противоположность бортовым зонам для грабена характерны блоковое строение фундамента с огромным числом разноамплитудных нарушений не только северо-западного, но и субмеридионального простирания, большая мощность осадочного чехла (до 16 км) и интенсивное проявление соляного тектогенеза (рис. 20).

На границе моноклиналей бортовых частей и грабена условно выделяются краевые (прибортовые) зоны, которые в истории развития были наиболее мобильными участками.

Центральная часть грабена характеризуется увеличением мощности осадочного комплекса и развитием различных структурных форм, наиболее распространенными из которых являются валы, мульды, выступы, депрессии, соляные купола. По данным В. М. Завьялова (1973) в ДДВ известно около 400 структурных форм. Для наиболее крупных структурных элементов впадины характерно господствующее северо-западное простирание.

Наиболее древними образованиями являются отложения живецкого яруса девонской системы.

С середины девонского периода и до конца ранней перми происходило в основном погружение впадины с накоплением мощных хемогенных и терригенных осадков. Общая тенденция погружения многократно осложнялась кратковременными поднятиями. Наиболее значительные поднятия отмечаются в предкаменноугольное, предпозднепермское и предпалеогеновое время.

Предпозднепермский перерыв в осадконакоплении был наиболее продолжительным, определившим перестройку структурного плана. В основном были сформированы брахиантиклинальные поднятия, нередко осложненные соляным тектогенезом.

Дальнейшее осадконакопление в позднепермское и мезозойское время не сопровождалось крупными перерывами. Однако однонаправленное прогибание нарушалось движениями фундамента (точнее, отдельных его блоков) обратного знака и проявлением соляного тектогенеза.

Предпалеогеновая фаза альпийского тектогенеза привела

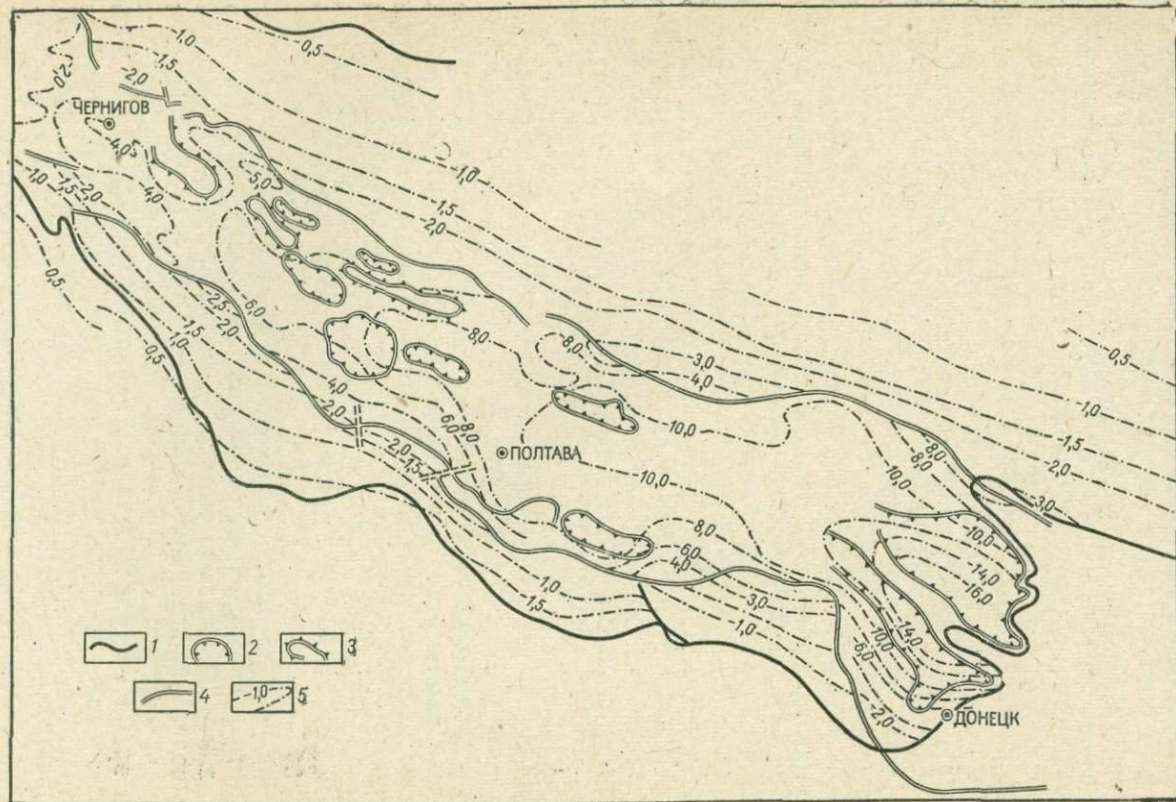


Рис. 20. Структурно-тектоническая схема Днепровско-Донецкой впадины

1 — границы тектонических элементов; 2 — прогибы, мульды; 3 — валообразные поднятия; 4 — региональные глубинные разломы; 5 — изогипсы поверхности докембрийского фундамента, км

к новому значительному подъему территории впадины. Наибольшая амплитуда поднятия отмечена в юго-западной части ДДВ. В южной прибортовой зоне произошел значительный размыв осадков, в результате чего максимальная мощность мезозойских отложений сохранилась в направлении к Воронежскому массиву. Однако фазы тектогенеза не повлияли на общую картину суммарного распределения мощностей палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений в целом для ДДВ. Мощности осадочных отложений ДДВ увеличиваются в двух направлениях от бортовых частей: к центру и с северо-запада на юго-восток. На фоне подмеченной общей закономерности характерной в истории осадконакопления ДДВ является миграция во времени и пространстве зон максимального накопления осадков. В раннекаменноугольную эпоху наибольшее погружение испытала юго-западная часть грабена, в среднекаменноугольную — максимальные мощности осадков накопились в центральной части, а в позднекаменноугольную и раннепермскую — области максимального осадконакопления смещаются в районы северо-восточной прибортовой зоны.

В конце палеозоя, а также в триасовое и юрское время максимальное осадконакопление проходило к северу и югу от срединной части грабена, в мелу и кайнозое область максимального прогибания перемещается опять в северо-восточную часть. Таким образом, наблюдается миграция максимального прогибания осевой части грабена с тенденцией увеличения прогибания к северо-восточному борту. На некоторых участках, особенно по палеогеновым отложениям, наблюдается локальное увеличение мощностей над штоками соляных куполов.

Современное строение ДДВ в представлении большинства исследователей определяется особенностями блокового движения кристаллического фундамента. Движения блоков фундамента влияли на распределение фаций и мощностей осадков, на образование форм складок и разрывных нарушений осадочного чехла, на время и интенсивность проявления соляного тектогенеза (Завьялов, 1973).

Многочисленные изменения структурных планов определили специфическую историю геологического развития ДДВ, раскрытие которой представляет весьма сложную задачу.

Следствием сложной геологической истории развития является отсутствие единого мнения у исследователей по вопросам о причинах, основных факторах и параметрах, определяющих размещение нефтяных и газовых залежей в отложениях ДДВ.

В настоящее время в недрах ДДВ выявлено более 50 нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений (Завьялов, 1973), в размещении которых подмечена некоторая пространственная зональность.

Так, в северо-западной части впадины в основном выявлены

нефтяные и нефтегазовые залежи. В направлении с северо-запада на юго-восток происходит смена фазового состояния углеводородов. На юго-востоке впадины открыты только газоконденсатные и газовые залежи. В разрезах отдельных месторождений наблюдается однонаправленная тенденция в смене фазового состояния углеводородов, а именно с глубиной встречаются все более легкие нефти с последующей сменой их газоконденсатом и газом.

Подмеченная пространственная зональность в размещении залежей нефти, газоконденсата и газа в отложениях ДДВ признается большинством исследователей. Однако, несмотря на многочисленные попытки, до сих пор не удается найти единую или хотя бы близкую точку зрения, раскрывающую первопричину закономерностей размещения залежей. Х. Б. Джамалова и Ю. П. Лапчинский (1964) закономерности пространственной приуроченности месторождений объясняют глубинами залегания кристаллического фундамента, мощностями палеозойских отложений, латеральной миграцией углеводородов и дифференциальным их улавливанием.

Б. С. Воробьев и Е. Е. Вороной (1964) причину зонального размещения залежей нефти и газа видят в различной завершенности процессов кайнозойского тектомагматизма, напряженность которого повышается в сторону Донбасса. Н. Ф. Балуховский (1967) такое размещение нефтяных и газоконденсатных месторождений ДДВ связывает с распространением зон литогенеза, фиксирующихся по степени преобразования захороненного органического вещества. Р. М. Новосилецкий и Н. С. Предтеченская (1972) объясняют природную зональность размещения месторождений термобарическими условиями верхних слоев земной коры. В. М. Завьялов (1969) считает, что размещение залежей нефти и газа в осадочных отложениях ДДВ контролируется распространением, мощностью и проницаемостью покровов, при этом предпочтение отдается вертикальной миграции углеводородов. В одной из последних работ В. М. Завьялов (1973) указывает, что научного обоснования зональности распространения нефтяных и газовых скоплений в должной степени еще не разработано.

Существующие представления о первопричинах пространственного размещения нефтяных и газовых месторождений закладываются в основу при оценке перспектив нефтегазоносности. Так, Ю. А. Арсирий и другие (1973) важной закономерностью размещения залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине считает приуроченность промышленных скоплений углеводородов к интервалам геологического разреза, находящимся под региональными нефтегазоупорами. Уделяя большое внимание анализу покровов, авторы обосновывают перспективы нефтегазоносности нижних горизонтов ДДВ, для которых региональными покровками предположительно могут быть

соленосные и карбонатные отложения девонского возраста. На основании имеющегося фактического материала рекомендуется вовлечение в разведку новых перспективных площадей, где региональные нефтегазовые комплексы залегают на глубинах более 4000—5000 м, а на некоторых участках и до 6000—7000 м. Для быстрой оценки нефтегазоносности разреза на новых площадях рекомендуется первые поисковые скважины бурить на максимально технически доступные глубины с учетом получения наиболее полной информации по характеристике перспективного комплекса. В результате глубокого бурения будет получена полная информация по характеристике перспективного комплекса и по вопросам изучения палеогеотермических условий преобразования органических и минеральных веществ, которые, на наш взгляд, должны играть важную роль в оценке перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов.

### 1. Палеотемпературная зональность

Промышленная нефтегазоносность ДДВ установлена в каменноугольных, пермских, триасовых и юрских отложениях. Поисково-разведочными работами и добычей в значительной степени освоены верхнекаменноугольные и пермские отложения, к которым в настоящее время приурочены основные запасы нефти и газа.

Выявленные запасы находятся в пределах глубин до 3500 м для которых фонд структур почти исчерпан. В ближайшие годы основными объектами поисков и разведки углеводородных залежей в ДДВ будут палеозойские отложения, залегающие на глубинах более 3500 м.

Исходя из перспективного плана поисково-разведочных работ на нефть и газ в ДДВ, нами в качестве объекта исследования выбран верхневизейский комплекс отложений. Верхневизейские отложения имеют повсеместное распространение в разрезе каменноугольных отложений ДДВ. В составе верхневизейских отложений, как правило, присутствуют угольные включения. В верхневизейских отложениях открыты нефтяные, газоконденсатные и газовые залежи. Характеристика литификации (максимальных палеотемператур) верхневизейских отложений удобна для анализа причин размещения углеводородных скоплений в вышележащих горизонтах, а также для прогноза перспектив нефтегазоносности нижележащих отложений.

По возможности сбор каменного материала осуществлялся непосредственно из керна визейских отложений для прямого определения отражательной способности витринита и прогноза палеотемператур. Для юго-восточной части впадины, где визейские отложения залегают на глубинах более 4000 м и еще не вскрыты бурением, отбор образцов осуществлялся по отложениям среднего или верхнего карбона, с последующей экстра-

поляцией результатов определения ОС витринита на предполагаемую глубину залегания кровли визе. Приведенные значения отражательной способности витринита кровли визейских отложений рассчитывались по известной формуле

$$10R^a C_{1V_2} = 10R^a_T \pm h \frac{\Gamma_{OC}}{1000},$$

где  $10R^a C_{1V_2}$  — ОС витринита кровли визейских отложений, усл. ед.;  $10R^a_T$  — ОС витринита в точке замера, усл. ед.;  $h$  — нормальное расстояние, м;  $\Gamma_{OC}$  — градиент ОС;  $\pm$  — знак применяется положительным, если точка замера выше кровли визейских отложений, и отрицательным, если точка замера ниже кровли визейских отложений.

Для построения схематической карты обработано 765 замеров отражательной способности, выполненных в образцах в основном из верхневизейских отложений (табл. 18).

Таблица 18

Характеристика отобранных для исследования проб

Геологический возраст опробованных отложений	Число отобранных проб	Число приготовленных проб	Число замеров отражательной способности
$C_3$	14	14	27
$C_2$	35	34	45
$C_2$	88	83	121
$C_1$	19	19	39
$C_{1V_2}$	297	286	511
$C_{1V_2}$	6	6	8
$C_1$	8	8	8
D	3	3	6
Всего	470	453	765

Линии равных максимальных палеотемператур проведены через  $25^\circ C$  (рис. 21). Как видно на схематической карте, нарастание палеотемператур происходит от бортовых частей к осевой части и особенно отчетливо изменение палеотемператур усматривается вдоль осевой части грабена. Так, с северо-запада на юго-восток отражательная способность витринита кровли визейских отложений изменяется от 69 усл. ед. на Крапивнянской площади до 85 усл. ед. на Матвеевской площади и далее увеличивается на юго-восток, в направлении максимально прогнутой части грабена. Подмеченное изменение отражательной способности витринита соответствует палеотемпературам от менее  $100$  до  $200^\circ C$  и более.

На фоне региональной закономерности увеличения максимальных палеотемператур кровли визейских отложений наблю-

Таблица 19

## Площади с максимальными палеотемпературами (&lt;math&gt;&lt;100^{\circ}\text{C}&lt;/math&gt;) по кровле верхневизейских отложений

Номер площади на схематической карте	Площадь	Глубина залегания кровли, м	Отража-тельная способность витринита, усл. ед.	Геологический возраст отсутствующих в разрезе отложений	Залежи углеводородов			в иных палеозойских и мезозойских отложениях
					в отложениях визейского яруса			
					нефть	газokon-денсат	газ	
1	Крапивнянская	2280	69	$P_1$	—	—	—	—
9	Журавковская	1100	68	$C_3, C_2m, P_1$	—	—	—	—
12	Чернухинская	2860	68	$C_3, P_1$	—	—	—	—
13	Колайдинцовская	1320	65	$C_3, P_1$	—	—	—	—
14	Миргородская	2580	68	—	—	—	—	—
15	Радченковская	1620	68	$C_2, C_3, P_1, J_1$	—	—	—	$C_{1п}$ — нефть, газ
17	Белоцерковская	1770	66	$C_2, C_3, P_1, J_1$	—	—	—	$P_2, T$ — газ
18	Зачепиловская	980	68	$C_2, C_3, P_1, J_1, K$	—	—	+	$C_{1п}$ — нефть, $C_2b$ — нефть, газ
19	Боярская	1410	70	$C_2, C_3, P_1, K$	—	—	—	—
20	Новониколаевская	1120	67	$C_2, C_3, P_1, J_1, J_3, K$	—	—	—	—
21	Ливенская	1120	68	$C_2, C_3, P_1, J_1, J_3, K$	—	—	—	—
22	Юрьевская	1690	68	$C_3, P_1, J_1, K$	—	—	—	—
23	Кременовская	1690	70	$C_3, P_1, J_1, K$	—	—	+	$C_{1п}, C_2b$ — нефть, газ
24	Виноградовская	1860	70	$C_3, P_1, J_1, K$	—	—	—	—
25	Новоселовская	2190	70	$P_1, J_1, K$	—	—	+	$C_2b$ — газ
26	Пролетарская	2260	70	$P_1, J_1, K$	—	—	+	$C_2b$ — нефть, газ
27	Ульяновская	1800	70	$C_3, P_1, J_1, K$	—	—	—	—
29	Левенцовская	1700	71	$C_2, C_3, P_1, J_1, K$	—	—	+	$C_{1п}, C_2b$ — газ



Рис. 21. Схематическая карта максимальных палеотемператур по кровле визейских отложений Днепровского грабена

1 — красные разломы; 2 — граница Брагинского выступа фундамента; 3 — граница Донецкого складчатого сооружения; 4 — палеозотермы; 5 — точки опробования; цифры на карте: слева — площадь, справа — отражательная способность витринита, площади или месторождения; 1 — Крапивнянская; 2 — Монастырищенская; 3 — Малоднепровское; 4 — Прилуцкое; 5 — Шуровское; 6 — Мильковское; 7 — Дельковское; 8 — Озерянская; 9 — Журавское; 10 — Богдановское; 11 — Гнездицкое; 12 — Чернухинское; 13 — Колышанцевская; 14 — Миргородская; 15 — Радченковское; 16 — Сорочинская; 17 — Белодерковская; 18 — Зачепиловское; 19 — Боярская; 20 — Новониколаевское; 21 — Ливенская; 22 — Ювенцовское; 23 — Кременовское; 24 — Виноградовская; 25 — Новоселовское; 26 — Пролетарское; 27 — Ульяновское; 28 — Перещепинское; 29 — Ювенцовское; 30 — Октябрьское; 31 — Суходоловское; 32 — Руденковское; 33 — Решетняковское; 34 — Гоголевское; 35 — Харьковское; 36 — Серединовское; 37 — Вениславская; 38 — Глинско-Розбишеское; 39 — Краснозаводская; 40 — Чижевское; 41 — Артюховское; 42 — Тальдавское; 43 — Великобубновское; 44 — Афанасьевская; 45 — Галыцкое; 46 — Новотроицкое; 47 — Качаловское; 48 — Рыбальское; 49 — Бельское; 50 — Солюховское; 51 — Оплошнское; 52 — Матвеевская; 53 — Восточно-Полтавская; 54 — Матвеевское; 55 — Западно-Староверовское; 56 — Ефремовское; 57 — Волоховское; 58 — Северо-Волыновское; 59 — Червоноднепровское; 60 — Сиваконское; 61 — Северо-Голубовское; 62 — Ольговское; 63 — Славянская; 64 — Клиновое; 65 — Малосорочинское; 66 — Каюшицкое; 67 — Дыманское-Потичанское; 68 — Михалыновское; 69 — Новоигорьевское; 70 — нефтегазоносность визейских отложений; а — нефть, б — газоконденсат, в — газ

даются некоторые локальные особенности, рассмотрение которых удобно провести по палеотемпературным зонам.

Зона максимальных палеотемператур менее  $100^{\circ}\text{C}$ . Зона с палеотемпературами менее  $100^{\circ}\text{C}$  выделяется в южной прибортовой части грабена (рис. 21, табл. 19). Как видно из табл. 19, отражательная способность витринита кровли визейских отложений на всех площадях имеет близкие значения. Так, по 14 площадям ОС витринита изменяется в пределах от 68 до 70 усл. ед. И лишь по остальным четырем площадям значения ОС витринита равны 65, 66, 67 и 71 усл. ед.

Более пестрая картина наблюдается при сравнении современной глубины залегания кровли визейских отложений. Глубина залегания кровли визейских отложений варьирует от 980 до 2860 м. При этом для всех площадей, по которым имеются данные, характерно отсутствие в разрезе некоторых частей верхнепалеозойских и мезозойских отложений. Так, на Ливенской площади отсутствуют отложения московского яруса, верхнего карбона, нижней перми, нижней и верхней юры и мела. На Чернухинской площади в разрезе не обнаружены верхнекаменноугольные и нижнепермские отложения.

Разница в глубине современного залегания кровли визейских отложений на Чернухинской и Ливенской площадях составляет 1740 м, а отражательная способность витринита сравнимого горизонта одинаковая и соответствует 68 усл. ед. Может возникнуть вопрос правомерности сделанного сравнения, так как Чернухинская и Ливенская площади находятся на расстоянии более 150 км одна от другой и совпадение отражательных способностей можно объяснить иными причинами, чем глубина погружения в период максимальной литификации. Однако сравнения по смежным площадям (Кременовская, Виноградовская, Новоселовская, Пролетарская, Ульяновская) также показывают имеющиеся отличия в глубине залегания кровли ви-

зейского яруса при равной отражательной способности витринита (табл. 19).

Существенным для понимания рассматриваемого материала является отсутствие в разрезах части верхнепалеозойских отложений.

Исходя из подмеченных особенностей и ранее изложенных основных моментов истории осадконакопления, можно высказать предварительные представления о палеотемпературном режиме недр в пределах зоны, охватывающей южную прибортовую часть грабена.

Наши дальнейшие построения основаны на предположении о том, что палеогеотермический градиент был близким для всей рассматриваемой зоны, а степень литификации определялась термобарическими условиями, соответствующими максимальным глубинам погружения.

Как отмечается многими исследователями, палеозойский этап осадконакопления, с раннекаменноугольного до раннепермского времени включительно, проходил в относительно спокойной тектонической обстановке. Поэтому можно предполагать, что к началу предпозднепермской фазы герцинского цикла тектогенеза кровля визейских отложений на рассматриваемом участке грабена имела примерно равновеликую глубину погружения, близкие максимальные палеотемпературы и почти одинаковую степень литификации.

В результате проявления предпозднепермской фазы произошла существенная перестройка структурного плана с образованием пликативных и дизъюнктивных дислокаций с одновременными проявлениями соляного тектогенеза и разноамплитудных блоковых подвижек. Интенсивность тектонических движений на каждом участке определила масштабы воздымания, разрушения и смыв выведенных на поверхность пород, что в основном и фиксируется в настоящее время по выпадению из разрезов некоторых верхнепалеозойских отложений.

Последующие позднепермские и особенно мезозойско-кайнозойские отложения имели меньшие мощности, чем палеозойские. Предпалеогеновая фаза альпийского тектогенеза проявилась также в общем подъеме территории грабена, с дальнейшей дифференциацией масштабов движения различных блоков, что также видно по отсутствию в разрезах отдельных площадей мезозойских отложений (табл. 19).

Начало кайнозойской эры характеризуется дальнейшей перестройкой структурного плана. Палеогеновые отложения покрывают различные по возрасту породы с угловым и стратиграфическим несогласием.

Поскольку в литературе нет упоминаний о проявлении магматической деятельности в периоды фаз тектогенеза, мы вправе подтвердить ранее высказанное предположение о региональном типе литификации. В этой связи можно предполагать, что

максимальные погружения породы кровли визейских отложений испытывали до предпозднепермской тектонической фазы.

В результате общего подъема территории во время поздней пермской фазы тектогенеза отложения визейского яруса были выведены из области относительно высоких температур на более холодные гипсометрические уровни, а на некоторых участках подведены близко к дневной поверхности (Радченковская, Зачепиловская, Новониколаевская, Ливенская, Левенцовская площади).

Разновеликий подъем кровли визейских отложений проявляется и в современном залегании. Однако, как рассматривалось ранее, различным современным глубинам залегания кровли визейских отложений соответствует одинаковая стадия литификации. Следовательно, в последующие этапы мезозойско-кайнозойского осадконакопления породы кровли визейских отложений не погружались в область более высоких температур, чем они испытывали до предпозднепермской фазы складчатости. Другими словами, отражательная способность угольных включений, заключенных в осадочных породах кровли визейских отложений, соответствует максимальным палеотемпературам, испытанным органическими и минеральными веществами в период до позднепермского времени. Погружения рассматриваемой территории в мезозойский и кайнозойский этапы осадконакопления не достигали необходимых глубин, а следовательно, и температурных уровней для возобновления термобарического процесса литификации органических веществ гумусового ряда, залегающих в кровле визейских отложений.

Таким образом, можно отметить следующие основные особенности южной прибортовой зоны с максимальными палеотемпературами кровли визейских отложений менее  $100^{\circ}\text{C}$ . Глубина залегания кровли визейских отложений не является показателем степени литификации.

Современная литификация кровли визейских отложений завершилась к концу раннепермского времени и не возобновлялась в мезозое и кайнозое из-за недостаточных глубин погружения после мощного подъема в период предпозднепермской фазы тектогенеза.

Сделанное предварительное заключение о времени максимального прогрева кровли визейских отложений нуждается в подтверждении другими показателями анализа истории геологического развития.

Рассмотренное положение имеет принципиальное значение не только для определения времени проявления максимальных палеотемператур, но и для решения некоторых весьма важных моментов термобарических преобразований органических и минеральных веществ в недрах.

Например, дискуссионным является вопрос о роли геологического времени в процессе литификации. Как установлено,

одинаковую отражательную способность витринита имеют породы кровли визейских отложений, залегающие в настоящее время на существенно различающихся глубинах. Так, верхневизейские отложения Чернухинской (отметка кровли 2860 м) и Миргородской (отметка кровли 2580 м) площадей по сравнению с Зачепиловской (отметка кровли 980 м) площадью не имеют различий в отражательной способности. Допуская, что подобные различия в глубинах залегания существуют с позднепермского времени, можно было бы предполагать увеличение стадий литификации у отложений, имеющих большую глубину залегания. Однако отражательная способность витринита пород кровли визейских отложений рассматриваемых площадей одинакова и соответствует 68 усл. ед. В данном примере геологическое время почти не влияет на литификацию.

Зона максимальных палеотемператур от 100 до 125°С. Зона от 100 до 125°С протягивается неширокой полосой вдоль южной прибортовой части, расширяясь в северо-западной части грабена и далее узким языком уходя к центру впадины, с выходом к северному борту (рис. 21, табл. 20).

Как видно из материалов табл. 20, опробованные площади южной и северной частей грабена имеют колебания отражательной способности от 73 до 76 усл. ед. Как в южной, так и в северной частях грабена из разрезов всех площадей выпадают нижнеюрские отложения, а по трем площадям в разрезах, кроме отложений юры, отсутствуют: на Монастырищенской площади — верхнепермские, на Перещепинской — нижнепермские и меловые, на Рыбальской — нижнепермские отложения.

По сравнению с зоной максимальных палеотемператур менее 100°С в рассматриваемой зоне глубины залегания кровли визейских отложений имеют значительно меньшие амплитуды колебания. Так, по южной части грабена кровля визейских отложений для площадей с выпадением только нижнепермских отложений залегает на глубине порядка 3000 м. Однако и в этой зоне имеются смежные площади, для которых разным глубинам залегания соответствуют близкие значения отражательной способности.

В прибортовой зоне северной части (Великобубновская, Кочановская, Рыбальская площади) кровля визе тоже залегает на глубине порядка 3000 м. Площади северной части, тяготеющие к Пагарщинской структуре, имеют несколько большую глубину залегания кровли визе от 3300 до 3800 м при одинаковой ОС витринита равной 75 усл. ед. Сопоставление глубины залегания кровли визе и ОС витринита по смежным площадям вновь указывает на некоторые несоответствия. Например, Великобубновская и Талалаевская площади имеют ОС витринита соответственно 73 и 74 усл. ед., а глубины залегания кровли визе отличаются на 800 м, Великобубновская площадь расположена ближе к прибортовой части, характеризуется глу-

## Площади с максимальными палеотемпературами по кровле верхневизейских отложений от 100 до 125°С

Номер площади на схематической карте	Площадь	Глубина залегания кровли, м	Отражательная способность витрина, та, усл. ед.	Геологический возраст отсутствующих в разрезе отложений	Залежи углеводородов			в иных палеозойских и мезозойских отложениях
					в отложениях визейского яруса			
					нефть	газоконденсат	газ	
<b>Южная часть ДДВ</b>								
2	Монастырищенская	3000	73	P <sub>2</sub> , J <sub>1</sub>	+	—	—	—
3	Малодевичкая	2700	73	J <sub>1</sub>	+	—	—	—
4	Прилукская	3000	73	J <sub>1</sub>	+	—	—	C <sub>2</sub> b — нефть
5	Шуровская	3000	76	J <sub>1</sub>	—	—	—	—
6	Мильковская	3100	75	J <sub>1</sub>	—	+	—	C <sub>2</sub> — газ
7	Леяковская	3000	75	J <sub>1</sub>	—	—	—	C <sub>3</sub> P <sub>1</sub> — нефть
8	Озерянская	3300	76	J <sub>1</sub>	—	—	—	—
10	Богдановская	3033	73	J <sub>1</sub>	+	+	—	C <sub>3</sub> — газ, нефть
11	Гнединцевская	3000	74	J <sub>1</sub>	—	+	—	C <sub>3</sub> P <sub>1</sub> — нефть
16	Сорочинская	3446	73	J <sub>1</sub>	+	+	—	C <sub>3</sub> P <sub>1</sub> — нефть
28	Перецепинская	2400	76	P <sub>1</sub> , K	—	—	+	C <sub>2</sub> — газ, нефть
<b>Северная часть ДДВ</b>								
43	Великобубновская	2900	73	J <sub>1</sub>	—	+	—	—
42	Талазевская	3700	74	J <sub>1</sub>	+	+	—	—
41	Артюховская	3600	75	J <sub>1</sub>	—	—	+	—
40	Чижевская	3580	75	J <sub>1</sub>	+	—	+	—
38	Погаршинская	3300	75	J <sub>1</sub>	+	+	—	—
37	Вениславовская	3800	75	J <sub>1</sub>	—	+	—	C <sub>3</sub> P — нефть, C <sub>2</sub> — газ
46	Новотроицкая	3000	73	J <sub>1</sub>	—	+	—	—
47	Качановская	3000	74	J <sub>1</sub>	+	—	+	T — нефть
48	Рыбальская	2800	74	P <sub>1</sub> , J <sub>1</sub>	+	+	—	C <sub>3</sub> P, C <sub>2</sub> — нефть C <sub>2</sub> — газоконденсат J <sub>2</sub> — газ, T — газ P <sub>2</sub> — нефть C <sub>2</sub> — нефть, газ

биною залегания кровли 2900 м, а на Талалаевской площади кровля визе залегает на глубине 3700 м. Погарщинская и Венеславовская площади расположены в непосредственной близости, имеют равную величину ОС витринита 75 усл. ед., разница в глубине залегания кровли составляет 500 м.

В зоне максимальных палеотемператур от 100 до 125°С выпадение из разреза нижнепермских отложений отмечается по Перещепинской и Рыбальской площадям. Примеры различных глубин залегания при равной отражательной способности свидетельствуют о частичном размыве отложений. Подтверждается заключение, высказанное для зоны максимальных температур менее 100°С, о завершении литификации кровли визейских отложений до позднепермского времени.

В визейских отложениях от 100 до 125°С открыто большое число залежей углеводородов. По сравнению с зоной менее 100°С возросло число нефтяных и газоконденсатных залежей и сократилось число газовых (табл. 20).

Зона максимальных палеотемператур от 125 до 150°С. Эта зона повторяет конфигурацию зон от 100 до 125°С, но расположена ближе к осевой части грабена (рис. 21, табл. 21). ОС витринита этой зоны колеблется в пределах от 77

Таблица 21

Площади с максимальными палеотемпературами верхневизейских отложений (по кровле) от 125 до 150°С

Номер площади на схематической карте	Площадь	Глубина залегания кровли, м	Отражательная способность витринита, усл. ед.	Геологический возраст отсутствующих в разрезе отложений	Залежи углеводородов			
					в отложениях визейского яруса			в иных палеозойских и мезозойских отложениях
					нефть	газоконденсат	газ	
<b>Южная часть ДДВ</b>								
32	Руденковская	3440	80	C <sub>3</sub> , P <sub>1</sub> , J <sub>1</sub>	—	—	+	—
33	Решетняковская	3100	78	C <sub>3</sub> , P <sub>1</sub> , J <sub>1</sub>	—	—	—	C <sub>2</sub> —нефть
34	Гоголевская	4400	80	J <sub>1</sub> , P <sub>1</sub>	—	—	—	C <sub>1n</sub> —нефть
51	Олошьянская	3760	79	P <sub>1</sub> , J <sub>1</sub>	—	—	+	C <sub>3b</sub> —газ
50	Солоховская	2980	78	C <sub>3</sub> , P <sub>1</sub> , J <sub>1</sub>	—	—	+	J <sub>2</sub> —газ
<b>Северная часть ДДВ</b>								
39	Краснозаводская	4140	77	Нет данных	—	—	—	—
36	Середняковская	3604	79	То же	—	—	—	—
35	Харьковцевская	4000	79	P <sub>1</sub> , J <sub>1</sub>	—	—	—	—
44	Афанасьевская	2912	77	Нет данных	—	—	—	—
49	Бельская	3880	80	J <sub>1</sub>	—	—	+	T—газ J <sub>2</sub> —газ

до 80 усл. ед. В этой сравнительно глубоко погруженной части грабена, в современном залегании кровли визейских отложений наблюдаются существенные различия при практически одинаковой величине отражательной способности витринита. Например, кровля визейских отложений на Солоховской площади залегает на 780 м выше, чем на Опошнянской площади при практически одинаковой отражательной способности. Так же на Афанасьевской и Краснозаводской площадях кровля визе залегает соответственно на глубинах 2912 и 4140 м, а отражательная способность на обеих площадях равна 77 усл. ед. На площадях зоны 125—150°С, тяготеющих к южной части грабена, видна связь глубины залегания с отсутствием в разрезе некоторых верхнепалеозойских отложений. Так, в разрезе Солоховской площади выпадают позднекаменноугольные и раннепермские отложения и соответственно наблюдается минимальная глубина залегания кровли визейского яруса.

Рассмотрение материалов показывает, что в верхнепермское время произошла существенная перестройка структурного плана. Например, Солоховская структура была относительно высоко приподнята, в результате подъема были размывы отложения верхнего карбона и нижней перми. Интенсивное поднятие испытала также и Харьковцевская структура.

В отложениях визейского яруса зоны максимальных палеотемператур от 125 до 150°С выявлены газовые залежи, за исключением Харьковцевской площади, на которой открыто месторождение легкой нефти.

По сравнению с зоной максимальных палеотемператур от 100 до 125°С в зоне от 125 до 150°С в отложениях визе преобладают газовые залежи по отношению к нефтяным и газо конденсатным.

Зона максимальных палеотемператур от 150 до 175°С. Максимальные палеотемпературы кровли визейских отложений от 150 до 175°С отмечены на Суходоловской, Матвеевской и Гадячской площадях. Суходоловская площадь находится в южной части грабена, Матвеевская в центральной, Гадячская в северной. Названные площади характеризуются примерно одинаковой глубиной залегания кровли и сравнительно близкой по величине отражательной способностью. Так, кровля визейских отложений на Суходоловской площади встречена на глубине 4085 м, на Матвеевской — 3900 м, на Гадячской площади — 4300 м. Отражательная способность в той же последовательности равна 83, 85 и 82 усл. ед. На Суходоловской площади в отложениях среднего карбона обнаружены нефтяная и газовая залежи, на Матвеевской залежей углеводородов нет, в нижнекаменноугольных отложениях Гадячской площади при испытании скв. 487 получены притоки нефти, газоконденсата и газа. К этой же зоне максимальных палеотемператур относятся Северо-Голубовская и Ольговская площади, расположен-

ные в крайней северо-восточной части грабена. В центральной части грабена, южнее Глинско-Розбышевского поднятия, по общегеологическим данным выделена зона от 150 до 175°С (рис. 21).

Зона максимальных палеотемператур от 175 до 200°С. Эта зона выделена в основном по трем точкам: Октябрьская площадь на юге, Матвеевская на западе, Волоховская на севере (рис. 21). Выделение этой зоны весьма условно и в большей части сделано с учетом глубин залегания кровли башкирского яруса и фундамента грабена. При этом учитывались также результаты определения ОС витринита по площадям, расположенным в центральной части грабена (табл. 22).

В юго-восточной части грабена кровля визейских отложений вскрыта одной скважиной Октябрьской площади (табл. 22).

Таблица 22  
Площади юго-восточной части Днепровского грабена

Номер площади на схематической карте	Площадь	Глубина взятия пробы, м	Геологический возраст отложений	Отражательная способность витринита, усл. ед.	Залежи опробованных отложений		Ориентирующая отражательная способность кровли визейских отложений, усл. ед.
					нефть	газ	
30	Октябрьская	4465	C <sub>1</sub>	87	—	—	90
53	Восточно-Полтавская	4390	C <sub>3</sub>	82	—	—	> 100
54	Машевская	4181	C <sub>3</sub>	82	—	C <sub>3</sub> , P <sub>1</sub>	> 100
55	Западно-Ставроверовская	4226	C <sub>3</sub>	80	—	C <sub>3</sub> , P <sub>1</sub>	> 100
56	Ефремовская	3600	C <sub>3</sub>	79	—	C <sub>3</sub> , P <sub>1</sub>	> 100
57	Волоховская	3229	C <sub>3</sub>	80	—	C <sub>2,3</sub> , P <sub>1</sub>	90
58	Северо-Волвенковская	3580	C <sub>2</sub>	91	—	—	> 100
59	Червонодонецкая	3230	C <sub>3</sub>	79	—	—	> 100
60	Спиваковская	2900	C <sub>2</sub>	88	—	P <sub>1</sub>	> 100
63	Славянская	1450	C <sub>3</sub>	76	—	—	> 100

Как видно из табл. 22, по Машевской и Восточно-Полтавской площадям происходит очень резкое погружение отложений. Например, по Восточно-Полтавской площади на глубине 4300 м встречены только отложения верхнего карбона, то же по Машевской и Западно-Ставропольской площадям. Поэтому зона 175—200°С была обозначена нами в виде узкой полосы, примаыкающей к зоне 150—175°С. Вся остальная юго-восточная часть впадины условно, по экстраполяции от верхних горизонтов, отнесена к зоне с ОС витринита более 100 усл. ед. или к зоне с максимальными палеотемпературами более 200°С.

Крупнейшие газовые месторождения ДДВ Шебелинское, Ефремовское, Западно-Староверовское и другие приурочены к верхнекаменноугольным — нижнепермским отложениям, открытым в юго-восточной части грабена.

Анализ зональности максимальных палеотемператур литификации кровли визейских отложений северо-западной и центральной частей Днепровского грабена позволил наметить некоторые моменты в истории палеогеотермического развития.

С северо-запада на юго-восток и от прибортовых частей к центру грабена подмечено увеличение палеотемператур, определивших стадии литификации кровли визейских отложений. Последовательное нарастание палеотемператур, совпадающее в общем виде с направлением суммарного увеличения палеозойских отложений, является одним из доказательств регионального типа литификации; чем глубже погружались породы, тем выше стадии литификации.

Подмеченные в пределах одноименных палеотемпературных зон несоответствия между современными глубинами залегания и отражательной способностью — результат проявления этапов тектонической перестройки структурного плана. Различия в глубине залегания кровли визейских отложений, при одинаковой отражательной способности (максимальной палеотемпературе); у близко расположенных площадей могут быть связаны с блоковыми подвижками фундамента и соляным тектогенезом, произошедшим в предпозднепермскую фазу складчатости. Максимальные палеотемпературы литификации кровли визейских отложений проявились до предверхнепермского тектогенеза.

Сделанное заключение подкрепляется следующими фактическими материалами. Палеозойские отложения характеризуются значительно большими мощностями, чем мезозойско-кайнозойские. В разрезах некоторых площадей отсутствуют части верхнепалеозойских отложений, размытые в период предпозднепермской фазы тектогенеза. Площади с максимальным выпадением из разрезов верхнепалеозойских отложений имеют, как правило, наиболее высокие гипсометрические уровни залегания визейского яруса. Присутствие почти во всех разрезах палеогеновых отложений исключает глубокий постпалеогеновый размыв.

Большинство исследователей основную роль в перестройке структурного плана также отводят предверхнепермскому этапу тектогенеза.

Таким образом, нами принимается, что максимальные палеотемпературы, определившие современную литификацию пород кровли визейских отложений (за исключением недостаточно исследованной зоны более 200°С, расположенной в юго-восточной части грабена), проявились до предпозднепермской фазы тектогенеза. В предпозднепермскую фазу тектогенеза произошла перестройка структурного плана, сопровождавшаяся глыбо-

выми подвижками фундамента, соляным тектогенезом и существенным изменением гипсометрии залегания кровли визейских отложений.

В последующей истории геологического развития, в поздней перми и мезозое, территория ДДВ была вновь вовлечена в седиментационный этап развития. Погружения позднепермского и мелового времени были также недостаточны для возобновления литификации органических и минеральных веществ, прерванной общим подъемом территории в предверхнепермское время и дифференциальными движениями блоков. Если бы процесс литификации возобновлялся в позднепермское, мезозойское или кайнозойское время, то отражательная способность витринита кровли визейских отложений, залегающих на существенно различающихся глубинах, не осталась бы одинаковой.

Установленное время максимального прогревания визейских отложений и намеченная палеотермическая зональность дают основание составить схематическое представление о времени формирования локальных структур и зон нефтегазоносности.

Палеозойский этап седиментации (средний девон — нижняя пермь) характеризуется постепенным погружением всей площади грабена, с большей амплитудой в центральной части и увеличением прогибания с северо-запада на юго-восток. Ко времени предпозднепермского перерыва в осадконакоплении повсеместно в девонских и раннекаменноугольных отложениях были термобарические условия, обеспечивающие газо- и нефтеобразование. Первоначальная миграция углеводородов, по-видимому, осуществлялась из наиболее погруженных частей бассейна седиментации к менее погруженным прибортовым зонам. Вертикальная миграция углеводородов до предверхнепермского этапа тектогенеза имела меньшее развитие.

Предпозднепермской фазой тектогенеза был существенно изменен структурный план. Особенно интенсивные воздымания, сопровождавшиеся блоковыми подвижками, происходили в южной прибортовой зоне, были нацело разрушены ранее сформировавшиеся залежи предпозднепермским тектогенезом.

В центральной части грабена, наряду с общим подъемом, произошло формирование некоторых локальных структур. Например, значительное поднятие произошло на Солоховской площади, где оказались размытыми отложения нижней перми и верхнего карбона. В предпозднепермскую фазу заложилась и другие локальные поднятия в центральной части грабена: Прилукское, Леляковское, Погарщинское, Гнединцевское, Талалаевское, Артюховское, Чижевское и др.

Формирование поднятий сопровождалось образованием пликтивных и дизъюнктивных форм складок, и, возможно, частичным разрушением ранее сформированных залежей.

В северной прибортовой зоне, по сравнению с южной, проявление предпозднепермской фазы выразилось в меньшей актив-

ности глыбовых движений фундамента и осадочного чехла. За исключением нескольких площадей, отложения представлены полными разрезами палеозоя. В северной прибортовой зоне могли сохраниться некоторые залежи, образовавшиеся до предпозднепермской фазы, например нефтяные залежи Качановского месторождения.

Таким образом, в предпозднепермское время произошла существенная перестройка структурного плана и в отдельных частях грабена углеводородные залежи могли быть разрушены.

В верхнепермско-мезозойское время миграция углеводородов и формирование их залежей проходили в соответствии с возможными путями латеральной и вертикальной миграции, созданными предпозднепермским тектогенезом. В одних случаях формировались новые залежи, в других происходило доформирование залежей, образовавшихся до предпозднепермского времени.

В предпалеогеновое время отмечена еще одна фаза тектогенеза, которая тоже осложнила структурный план. Вероятно, произошли новое частичное разрушение, переформирование и на наиболее приподнятых участках временное прекращение формирования залежей.

В кайнозойский этап осадконакопления вновь возобновилось поступление углеводородов в соответствии с погружением территории и появлением термобарических процессов в нижних горизонтах осадочного чехла. В кайнозое, после двух фаз тектогенеза, очевидно, увеличилась вертикальная миграция, о чем свидетельствуют месторождения с большими этажами продуктивности.

Высказанные соображения по вопросам формирования структур и зон нефтегазообразования не претендуют на однозначность решения одного из сложнейших вопросов. Наши представления в большей мере следует рассматривать как методический прием и реальную возможность применять результаты палеогеотермического анализа в комплексе с тектоническими, стратиграфическими, литологическими и другими данными для увеличения достоверности представлений по рассмотренному вопросу.

Представления о времени максимального палеотемпературного прогрева кровли визейских отложений, а также составленная схема зональности максимальных палеотемператур являются основными материалами для решения практических задач оценки перспектив нефтеносности ДДВ по палеогеотермическому параметру.

## 2. Прогноз нефтеносности глубоких горизонтов

Прогноз нефтеносности по палеотемпературам базируется на сопоставлении фактически выявленных в недрах ДДВ залежей углеводородов и их приуроченности к определенным палеотем-

пературным интервалам. В целях получения исходных данных было проанализировано распределение начальных геологических запасов нефти, конденсата и газа промышленных категорий в палеозойских отложениях ДДВ.

Суммарные запасы нефти, подсчитанные по категориям А+В+С<sub>1</sub>, принимались за 100%. Разбивка запасов нефти по интервалам максимальных палеотемператур проводилась по количественному показателю отражательной способности витринита, характеризующему оцениваемый горизонт (табл. 23).

Таблица 23

Распределение разведанных запасов нефти по интервалам максимальных палеотемператур (в процентах от общих разведанных запасов нефти палеозойских отложений ДДВ, принятых за 100%)

Геологический возраст нефтеносных отложений	Интервал 100° С	Месторождение	Интервал от 100 до 125° С	Месторождение	Интервал от 125 до 150° С
С <sub>3</sub> , Р <sub>1</sub>	—	Гнединцевское	—	—	—
С <sub>3</sub> , Р <sub>1</sub>	66,7	Лебяковское	—	—	—
С <sub>3</sub> , Р <sub>1</sub>	—	Глинско-Розбышевское	—	—	—
С <sub>2</sub>	8,0	Рыбальское	—	—	—
С <sub>2</sub>	—	Богдановское	—	—	—
С <sub>2</sub>	—	—	—	Качановское	—
С <sub>1</sub>	4,1	Новогригорьевское	11,8	Чижевское	9,0
С <sub>1</sub>	—	—	—	Прилуцкое	—
Суммарные по зонам	78,8		11,8		9,0

Продолжение табл. 23

Геологический возраст нефтеносных отложений	Месторождение	Интервал от 150 до 175° С	Месторождение	Суммарные по комплексам
С <sub>3</sub> , Р <sub>1</sub>	—	—	—	—
С <sub>3</sub> , Р <sub>1</sub>	—	—	—	66,7
С <sub>3</sub> , Р <sub>1</sub>	—	—	—	—
С <sub>2</sub>	—	—	—	8,0
С <sub>2</sub>	—	—	—	—
С <sub>2</sub>	—	—	—	—
С <sub>1</sub>	Глинско-Розбышевское	0,4	—	25,3
С <sub>1</sub>	Рыбальское	—	Харьковцевское	—
Суммарные по зонам		0,4		100

Аналогичные распределения запасов составлены отдельно для конденсата и газа (табл. 24, 25).

Таблица 24

Распределение разведанных запасов конденсата по палеотемпературному критерию  
(в процентах от общих разведанных запасов конденсата палеозойских отложений ДДВ принятых за 100%)

Геологический возраст нефтеносных отложений	Интервал <100° С	Месторождение	Интервал от 100 до 125° С	Месторождение	Интервал от 125 до 150° С
C <sub>3</sub> , P <sub>1</sub>	—	—	6,8	Шебелинское	14,2
C <sub>3</sub> , P <sub>1</sub>	—	Мильковское	—	—	—
C <sub>2</sub>	8,3	Богдановское	—	—	—
C <sub>2</sub>	—	—	—	Талалаевское	—
C <sub>1</sub>	—	—	37,5	Великобубновское	24,8
Суммарные по зонам	8,3		44,3		39,0

Продолжение табл. 24

Геологический возраст нефтеносных отложений	Месторождение	Интервал от 150 до 175° С	Месторождение	Суммарные по комплексам
C <sub>3</sub> , P <sub>1</sub>	Шебелинское	4,7	Западно-Крестищенское	25,7
C <sub>3</sub> , P <sub>1</sub>	Ефремовское	—	—	—
C <sub>2</sub>	—	—	—	8,3
C <sub>2</sub>	Глинско-Розбышевское	—	—	—
C <sub>1</sub>	Гнединцевское	3,7	Бельское	66,0
Суммарные по зонам	—	8,4	—	100

Таблица 25

Распределение разведанных запасов газа по палеотемпературному критерию  
(в процентах от общих разведанных запасов газа палеозойских отложений ДДВ, принятых за 100%)

Геологический возраст нефтеносных отложений	Интервал <100° С	Месторождение	Интервал от 100 до 125° С	Месторождение	Интервал от 125 до 150° С
C <sub>3</sub> , P <sub>1</sub>	—	—	—	—	—
C <sub>3</sub> , P <sub>1</sub>	—	—	11,8	Шебелинское	52,8
C <sub>2</sub>	3,1	Пролетарское	0,4	Суходоловское	1,0
C <sub>1</sub>	0,5	Лиманско-Потичанское	6,1	Великобубновское	8,2
C <sub>1</sub>	—	—	—	Рыбальское	—
Суммарные по зонам	3,6		18,3		62,0

Геологический возраст нефтеносных отложений	Месторождение	Интервал от 150 до 175° С	Месторождение	Суммарные по комплексам
C <sub>3</sub> , P <sub>1</sub>	Шебелинское	—	Западно-Крестищенское	—
C <sub>3</sub> , P <sub>1</sub>	Ефремовское	13,8	Ефремовское	78,4
C <sub>2</sub>	Ольховское	—	—	4,5
C <sub>1</sub>	Глинско-Розбышевское	2,3	Бельское	—
C <sub>1</sub>	Опошнянское	—	Руденковское	17,1
Суммарные по зонам		16,1		100

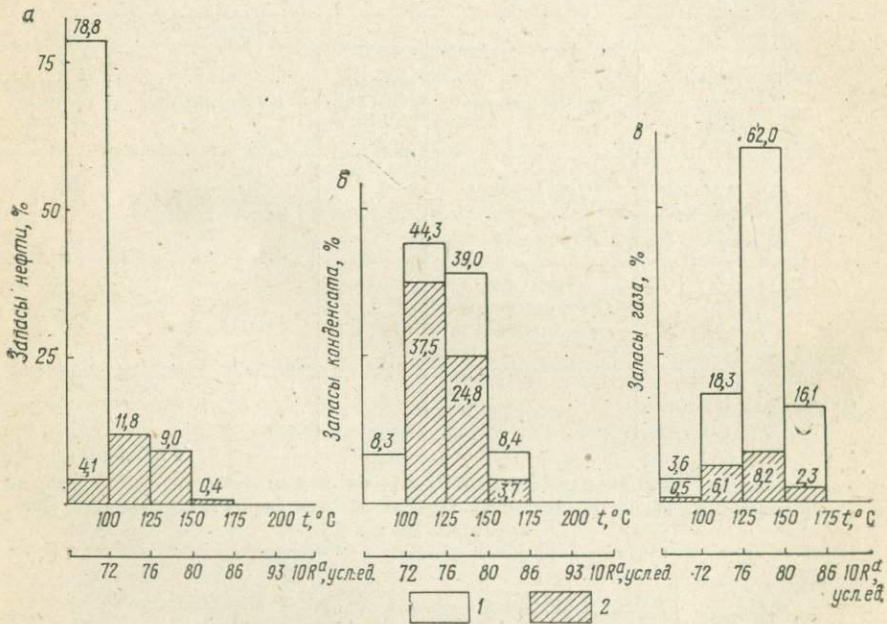


Рис. 22. Распределение разведанных запасов нефти (а), конденсата (б) и газа (в) по палеотемпературным зонам Днепровско-Донецкой впадины

1 — запасы в палеозойских отложениях; 2 — в том числе в каменноугольных отложениях

Распределение запасов нефти, конденсата и газа по палеотемпературным зонам показано на рис. 22, из которого видно, что основные запасы нефти (99,6%) ограничиваются палеотемпературой 150°С. Максимум запасов нефти выявлен в отложениях позднекаменноугольного — раннепермского возраста

(79%). Эти месторождения, как правило, сосредоточены под мощной региональной покрывкой, представленной отложениями верхней перми.

По палеогеотермическому критерию месторождения верхнепалеозойского возраста приурочены к отложениям с максимальными палеотемпературами меньше  $100^{\circ}\text{C}$ . На долю нижнекаменноугольных отложений приходится всего лишь 4,1% (табл. 23).

В интервале палеотемператур от  $100$  до  $125^{\circ}\text{C}$  нефтяные залежи приурочены к отложениям раннекаменноугольного времени и составляют 11,8% от общих запасов (табл. 23, рис. 22). Еще меньше запасов нефти (9%) приурочено к интервалу палеотемператур от  $125$  до  $150^{\circ}\text{C}$ .

И наконец, в интервале палеотемператур от  $150$  до  $175^{\circ}\text{C}$  известно единственное Харьковцевское месторождение с запасами, составляющими 0,4% от общих по области. В интервале максимальных палеотемператур больше  $175^{\circ}\text{C}$  залежей нефти не встречено.

Основные запасы конденсата (83,3%) сосредоточены в интервале от  $100$  до  $150^{\circ}\text{C}$ . Примерно равные количества запасов 8,3 и 8,4% находятся в температурных интервалах меньше  $100^{\circ}\text{C}$  и от  $150$  до  $175^{\circ}\text{C}$  (табл. 25, рис. 22).

Основные запасы газа (94,4%) подсчитаны в интервале максимальных палеотемператур от  $100$  до  $175^{\circ}\text{C}$ , максимум запасов газа (62%) отнесен к интервалу температур от  $125$  до  $150^{\circ}\text{C}$  (табл. 26, рис. 22).

Таким образом, в распределении запасов нефти, конденсата и газа наблюдается смещение макси-

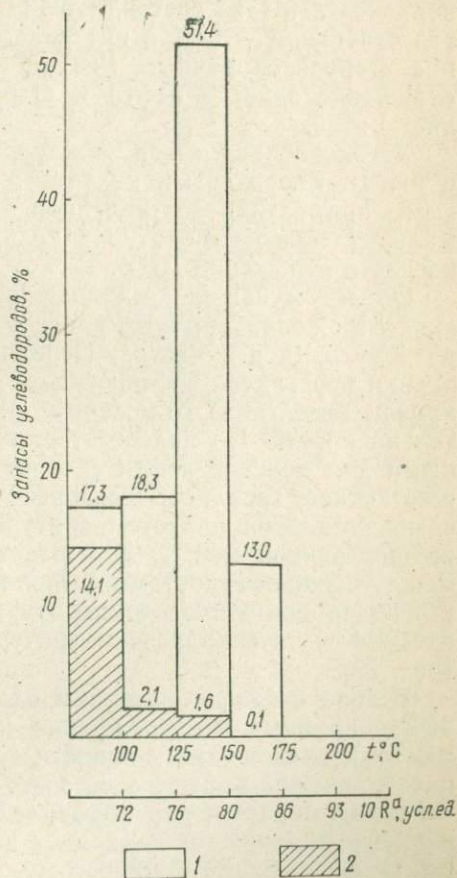


Рис. 23. Распределение разведанных запасов углеводородов палеозойских отложений Днепровско-Донецкой впадины по палеотемпературным зонам 1 — суммарные запасы углеводородов; 2 — в том числе запасы нефти

мальных запасов по температурным интервалам литификации (рис. 22).

На рис. 23 за 100% принято суммарное содержание углеводородов в палеозойских отложениях, пересчитанное на условное топливо. Нефтеносность приурочена к более низким температурам, чем залежи конденсата и газа. Так, если в целом по палеозойским отложениям запасы нефти относятся к суммарным запасам газа и конденсата как 1:5, то от интервалов с низкими температурами к интервалам с более высокими температурами соотношение будет меняться. Так, в интервале менее 100°С отношение запасов нефти к суммарным запасам конденсата и газа составляет 4:1, в интервале от 100 до 125°С это отношение — 1:8, в интервале от 125 до 150°С это отношение становится равным 1:31 и в интервале от 150 до 175°С отношение запасов нефти к сумме конденсата и газа составляет 1:129.

Установленная связь между распределением запасов нефти и палеотемпературами является обоснованием для практического применения составленной схематической карты максимальных палеотемператур в целях прогноза перспектив нефтеносности отложений ДДВ.

Объектом наших исследований были породы кровли визейских отложений, поэтому прогноз нефтеносности целесообразно разделить на две части. Первая часть объединяет вопросы оценки перспектив нефтеносности отложений, залегающих выше кровли визейских отложений. Эта задача решается относительно просто. По палеогеотермическому критерию перспективными для поисков нефти следует считать отложения, залегающие южнее, западнее, севернее и северо-восточнее изолинии с максимальной палеотемпературой по кровле визейских отложений, равной 200°С. В соответствии с подмеченной связью между закономерностями выявленного размещения залежей углеводородов и палеотемпературами наиболее перспективными следует считать палеотемпературные зоны от 100 до 150°С (рис. 23).

В зоне с более высокими палеотемпературами от 150 до 200°С крупные месторождения нефти мало вероятны, однако мы не исключаем возможности обнаружения небольших по запасам залежей нефти в этой зоне.

Таким образом, для пород, залегающих выше кровли визейских отложений, площадями, наиболее перспективными на нефть по палеогеотермическому критерию, являются северо-западная и центральная части Днепровского грабена.

Дальнейший выбор площадей и обоснования очередности постановки на них поисково-разведочных работ следует осуществлять с привлечением комплекса геолого-экономических показателей, определяющих конкурентную значимость каждой площади.

Прогнозная оценка относится к более сложной задаче, а именно, прогнозу нефтеносности отложений, залегающих глубже кровли визейского яруса, т. е. к оценке перспектив нефтеносности глубоких горизонтов.

Как отмечалось ранее, литификация пород кровли визейских отложений до предверхнепермского этапа протекала в условиях непрерывно погружавшегося бассейна, а именно нарастанию глубины погружения соответствовало и возрастание палеотемпературы. На площадях, не подвергавшихся интенсивным воздыманиям, наблюдается связь между глубинами залегания и отражательной способностью (максимальными палеотемпературами) по зонам литификации.

Так, для максимальных палеотемператур меньше  $100^{\circ}\text{C}$  к таким площадям можно отнести Чернухинскую — ОС витринита 68 усл. ед., глубина залегания кровли 2800 м; Миргородскую — ОС витринита 68 усл. ед., глубина залегания кровли 2480 м. Для зоны от  $100$  до  $125^{\circ}\text{C}$  наиболее глубоко кровля визейского яруса залегают на Сорочинской площади — ОС витринита 73 усл. ед., глубина залегания кровли 3460 м; на Тала-лаевской площади — ОС витринита 74 усл. ед., глубина залегания кровли 3700 м. Для зоны от  $125$  до  $150^{\circ}\text{C}$  наиболее погруженными являются Гоголевская площадь — ОС витринита 80 усл. ед., глубина залегания кровли 4400 м, Краснозаводская площадь — ОС витринита 77 усл. ед., глубина залегания кровли 4140 м. Для зоны от  $150$  до  $175^{\circ}\text{C}$  на Гадячинской площади при ОС витринита 82 усл. ед., глубина залегания кровли 4500 м.

Иллюстрируемая примерами связь выражается в синхронном нарастании величины отражательной способности с постепенным увеличением глубины залегания.

Как рассматривалось ранее, во время синхронной литификации миграция углеводородов, вероятно, осуществлялась из наиболее погруженных (прогретых) частей грабена к бортовым частям и частично с юго-востока на северо-запад, по направлению воздымания осевой части.

Предпозднепермским тектогенезом часть залежей была разрушена (особенно в южной прибортовой зоне), часть переформирована в соответствии с создавшимся общим структурным планом и в том числе локальными структурами, образованными соляными куполами. В предпозднепермскую фазу на ряде площадей нарушилась первичная связь между глубиной залегания и степенью литификации.

Последовавшее погружение и связанное с ним образование углеводородов происходило в условиях нового структурного плана. Миграция углеводородов также проходила из более погруженных областей в менее погруженные, но не только из центральных частей грабена к бортовым, а в соответствии с но-

бым структурным планом. Локальные поднятия в центральной части превратились в зоны аккумуляции.

В предпалеогеновую фазу еще больше усложнилось строение грабена. Поэтому в настоящее время кровля верхневизейских отложений с одинаковыми показателями максимальных палеотемператур залегает на существенно отличающихся гипсометрических уровнях. Различная глубина залегания одинаково литифицированных разновозрастных отложений является важным показателем для оценки перспектив глубоких горизонтов. Например, на Талалаевском месторождении из интервала 3750—3762 м получен приток газа дебитом 1,1 млн. м<sup>3</sup>/сут и конденсата — 1000 м<sup>3</sup>/сут. Вскрытие залежей послужило основанием для положительной оценки перспектив нефтеносности и более глубоких горизонтов. В данном случае перспективность глубоких горизонтов Талалаевского месторождения обосновывается палеогеотермическими параметрами. На Талалаевском месторождении кровля визейских отложений залегает на глубине 3700 м в зоне максимальных палеотемператур порядка 110—115° С (ОС витринита — 75 усл. ед.).

В дальнейших построениях мы будем пользоваться фактическими материалами выявленного размещения месторождений нефти в осадочном чехле ДДВ с некоторым допускаемым расширением палеотемпературного интервала возможной встречи залежей.

Как видно из табл. 24 и на рис. 22, в зоне максимальных палеотемператур от 150 до 175° С находится 0,4% от суммарных запасов нефти подсчитанных в палеозойских отложениях. Это месторождение нефти открыто на Харьковцевской площади в интервале глубин от 4590 до 4800 м. Учитывая сложную историю геологического развития ДДВ, а также то, что это первые систематические исследования палеотемпературного режима, мы сочли необходимым несколько увеличить интервал возможной встречи залежей легких нефтей до значений максимальных палеотемператур 200° С.

Принимая за предельно возможное значение максимальную палеотемпературу 200° С, перспективы Талалаевской площади, по палеотемпературному критерию, определяются глубиной около 5100 м.

Однако рекомендованная для Талалаевского месторождения глубина не может распространяться даже на смежные площади. Глубину возможного открытия залежей нефти на Талалаевском месторождении мы ограничили ОС витринита — 93 усл. ед., при условно принятом палеогеотермическом градиенте 14 усл. ед. на 1000 м.

Этот же критерий примем для оценки перспектив глубоких горизонтов Великобубновской площади. ОС витринита на Великобубновской площади 73 усл. ед., а кровля залегает на 800 м ближе к поверхности. Следовательно, по тому же расчету мак-

симальная глубина возможной встречи нефтяных залежей для Великобубновской площади будет не 5100 м, а порядка 4350 м, т. е. при равной стадии литификации большие перспективы будут у площади, где в настоящее время сравниваемый горизонт залегает глубже от поверхности.

Например, площади с максимальными палеотемпературами кровли визейских отложений от 100 до 125° выявлены в южной и северной частях грабена. Однако при прочих равных условиях выше будут оцениваться те площади, кровли визейских отложений которых залегают на большей глубине, а именно: Чижевская, Вениславовская, Сорочинская. С рассматриваемых позиций в зоне палеотемператур от 100 до 125° С предпочтение следует отдать площадям, приуроченным к северной части грабена!

Таким образом, для оценки перспектив нефтеносности глубоких горизонтов Днепровского грабена с позиций палеотемпературных условий литификации следует пользоваться тремя показателями: максимальной палеотемпературой, современной глубиной залегания и палеогеотермическим градиентом. По имеющимся в нашем распоряжении материалам проведен расчет палеогеотермических градиентов (табл. 26):

Как видно из табл. 26, расчет градиентов отражательной способности выполнен на различном по представительности материале. В одних случаях замеры по оси скважины имеют разнос точек более 2000 м, в других ограничиваются первыми сотнями метров. Наиболее представительные данные получены по южной прибортовой зоне грабена. По Белоцерковской (Остапьевской), Новоселовской, Руденковской, Решетняковской и Суходоловской площадям значения градиента ОС соответствуют средней величине 10 усл. ед. на 1000 м. Несколько более высокий градиент ОС наблюдается для площадей, расположенных в центральной и северной прибортовой частях, — около 14 усл. ед. на 1000 м.

По юго-восточной части грабена расчетный градиент равен 15 усл. ед. на 1000 м. Расчет градиента палеотемператур по Калайдинцовской площади является единственным для девонских отложений и равен 7 усл. ед. на 1000 м разреза. Как видно из табл. 26, он рассчитан по замерам с интервалом по оси скважины 533 м, поэтому полученную величину градиента 7 усл. ед. на 1000 м следует считать ориентировочной. Величины градиентов (табл. 26) требуют проверки и уточнения. В дальнейших построениях мы будем пользоваться усредненными градиентами главным образом для обоснования принципа методики прогноза нефтеносности глубоких горизонтов.

Зная геотермический градиент и задавшись конечной максимальной палеотемпературой, при которой может быть встречена нефтяная залежь, можно рассчитать допустимые приращения глубин (табл. 27).

Значения градиентов отражательной способности витринита

Скважина	Геологический возраст отложений	Глубина отбора проб, м	Расстояние по оси скважины между замерами ОС витринита, м	ОС витринита, усл. ед.	Градиент ОС витринита, 10R <sup>a</sup> усл. ед. на 1000 м
Белоцерковская (Остапьевская) скв. 5	C <sub>1</sub>	1290	260	71	12
	C <sub>1</sub>	1550		74	
Белоцерковская (Остапьевская) скв. 3	C <sub>2</sub>	1240	702	68	11
	C <sub>1</sub>	1944		71	
Новоселовская скв. 2	C <sub>1</sub>	2448	500	72	12
	C <sub>1</sub>	2948		78	
Решетняковская скв. 4	C <sub>2</sub>	1760	1733	69	8
	C <sub>1</sub>	3493		82	
Руденковская скв. 1	C <sub>2</sub>	1295	2259	68	8
	C <sub>1</sub>	3554		87	
Суходоловская скв. 3	C <sub>2</sub>	2632	2025	70	11
	C <sub>1</sub>	4658		93	
Опошнянская скв. 6	C <sub>1</sub>	3774	887	81	14
	C <sub>1</sub>	4661		98	
Артюховская скв. 1	C <sub>1</sub>	3799	463	77	15
	C <sub>1</sub>	4262		84	
Качановская скв. 38	C <sub>1</sub>	2920	427	75	14
	C <sub>1</sub>	3347		81	
Качановская скв. 41	C <sub>1</sub>	2935	300	77	17
	C <sub>1</sub>	3235		82	
Сорочинская скв. 106	C <sub>2</sub>	2590	406	70	15
	C <sub>1</sub>	2996		76	
Сорочинская скв. 83	C <sub>2</sub>	2795	484	67	10
	C <sub>1</sub>	3279		72	
Октябрьская, скв. 9	C <sub>2</sub>	3798	667	80	10
	C <sub>1</sub>	4465		87	
Северо-Волвенковская	C <sub>3</sub>	2969	596	83	15
	C <sub>2</sub>	3585		92	
Калайдинцевская скв. 413	D	2501	533	77	7
	D	3034		81	

## Допустимые приращения глубины до максимальных палеотемператур

Отражательная способность, усл. ед.	Допустимое приращение глубины (м) до максимальной палеотемпературы 200°С (до 93 усл. ед.) при различных градиентах, °С/1000 м				
	8	10	12	14	15
68	3100	2500	2100	1800	1650
70	2850	2300	1900	1650	1550
72	2600	2100	1750	1500	1400
74	2350	1900	1600	1350	1250
76	2100	1700	1400	1200	1150
78	1850	1500	1250	1100	1000
80	1600	1300	1100	950	850
82	1350	1100	900	800	750
84	1100	900	750	650	600
86	850	700	600	500	450
88	600	500	400	350	300
90	350	300	250	200	200
92	120	100	80	70	66

Расчет допустимого приращения проведен по усредненным показателям без учета изменения величин ступеней для ранних и средних степеней литификации. При расчете не учитывался темп изменения отражательной способности с глубиной. Проведено также усреднение приращения глубин, округленных до целых сотен и полусотен. Однако, несмотря на ориентировочность подсчитанных значений, мы рекомендуем их для апробации и уточнения на практике.

В то же время, следует указать, что ориентировочные расчетные величины оценки перспектив глубоких горизонтов находятся в соответствии с фактически выявленным в Днепровском грабене размещением залежей нефти, газоконденсата и газа.

Например, как отмечалось ранее, отражательная способность кровли визейских отложений Опошнянской и Солоховской площадей отличается на одну единицу, соответственно 79 и 78 усл. ед. Однако прогнозные глубины возможной встречи залежей нефти на этих площадях будут разными. Для ОС витринита 79 усл. ед. и градиента 14 допустимое приращение глубины 1000 м. Залегание кровли на Опошнянской площади 3760 м. Следовательно, прогнозируемая общая глубина для Опошнянской площади будет 4760 м. Прямой замер ОС витринита на глубине 4661 м по Опошнянской площади дал результат 93 усл. ед. Мы также прогнозировали до максимальной палеотемпературы 200°С (93 усл. ед.). Фактическое определение и прогноз имеют расхождение в 99 м, составляющее в переводе на ОС витринита около 1,5 усл. ед., т. е. ошибка не выхо-

дит за пределы допустимых расхождений параллельных определений.

По однотипному расчету для Солоховской площади нижний предел глубины возможной встречи залежи нефти определяется цифрой 4080 м. В результате более высокого гипсометрического уровня залегания кровли на Солоховской площади сокращаются перспективы ее глубоких горизонтов по сравнению с Опошнянской площадью на 680 м.

При сопоставлении прогнозных значений глубин с фактическими результатами разведки на этих площадях следует отметить, что глубина возможной встречи нефти, условно определяемая максимальной палеотемпературой 200° С, несколько завышена.

Так, на Опошнянской и Солоховской площадях в интервале от 3000 до 4000 м встречены залежи газовых месторождений, и по нашим предположениям открытие нефтяных залежей на больших глубинах маловероятно.

В плане оценки достоверности методики проверена сходимость результатов прогноза с фактически обнаруженными залежами в последние годы.

На Монастырищенской площади, скв. 4, интервал 3360—3379 м, в визейских отложениях получен фонтан нефти дебитом 235 т/сут при штуцере 7 мм. Принимая для Монастырищенской площади градиент ОС равным 10 усл. ед. на 1000 м, отражательную способность витринита кровли визейских отложений за 73 усл. ед., по табл. 27 вычисляем допустимое приращение глубины—2000 м. Следовательно, по прогнозу для Монастырищенской площади при принятом нами условии и современном залегании кровли на глубине 3000 м конечная глубина возможной встречи легкой нефти 5000 м. Фактически полученный фонтан не противоречит прогнозу.

На Харьковцевской площади, скв. 1, интервал 4590—4800 м, получен фонтан легкой нефти дебитом 61 т/сут при штуцере 10 мм. Газовый фактор 500 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Расчетные параметры прогноза: градиент ОС 14 усл. ед. на 1000 м, ОС витринита кровли вize 79 усл. ед., приращение глубины 1000 м, глубина залегания кровли вize 4000 м. Допустимая глубина бурения порядка 5000 м.

На Гоголевской площади, скв. 1, интервал 4206—4235 м, в намюрских отложениях получен фонтан легкой нефти дебитом 300 т/сут при штуцере 14. Газовый фактор 763 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Расчетные параметры прогноза: градиент ОС 14 усл. ед. на 1000 м; ОС витринита кровли вize 80 усл. ед.; приращение глубины 950 м; глубина залегания кровли вize 4400 м. Допустимая глубина бурения 5350 м.

На Сагайдакской площади из подсолевых отложений девонского возраста с глубины 4649 м получен приток легкой нефти

плотностью  $0,7800 \text{ г/см}^3$  с большим газовым фонтаном ( $2000 \text{ м}^3/\text{т}$ ).

Ввиду отсутствия прямых данных замера отражательной способности витринита из девонских отложений проведен расчет допустимой глубины по показателям максимальной палеотемпературы каменноугольных отложений, а именно: градиент ОС 10 усл. ед. на 1000 м, ОС витринита кровли визейских отложений 68 усл. ед., глубина залегания кровли визе 2500 м. В соответствии с данными табл. 27 допустимая величина приращения глубины составляет 2500 м, а суммарная прогнозная глубина возможной встречи небольшой залежи легкой нефти составляет 5000 м. Расчетные значения оказались близкими к фактическим глубинам встречи нефтяных залежей.

Таким образом, методика прогноза нефтеносности с учетом максимальных палеотемператур литификации, палеогеотермического градиента и глубины залегания рассматриваемого горизонта подтверждается фактическими результатами вскрытия залежей на глубинах более 4000 м. Однако следует еще раз подчеркнуть, что для прогноза нефтеносности нельзя оперировать только глубинами.

В табл. 28 подсчитаны значения допустимых по нашей мето-

Таблица 28

Прогнозная допустимая глубина встречи нефтяной залежи  
по палеогеотермическому критерию

Площадь	Показатель кровли визейских отложений			Ориентировочная суммарная прогнозная глубина, м
	глубина залегания, м	ОС витринита, усл. ед.	допустимое приращение глубины, м	
Солоховская	2980	78	1100	4080
Афанасьевская	2912	77	1150	4062
Рыбальская	2800	74	1350	4150
Великобубновская	2900	73	1450	4350
Матвеевская	3900	85	550	4450
Опошнянская	3760	79	1000	4760
Чижевская	3580	75	1300	4880
Артюховская	3660	75	1300	4960
Харьковцевская	4000	79	1000	5000
Талалаевская	3700	74	1350	5050
Гадячская	4300	82	800	5100

дике прогнозных глубин возможной встречи нефтяных залежей для площадей, рекомендованных С. П. Витриком и другими (1973), а также П. Ф. Шпаком (1974) под разведку нефтегазовых залежей.

Приращение глубин для всех площадей рассчитано по усредненному градиенту 14 усл. ед. на 1000 м. Как видно из табл. 28, суммарная прогнозная глубина при равном палеогеотермическом градиенте зависит как от степени литификации, так и от глубины современного залегания кровли визейских отложений. Например, отражательная способность витринита Солоховской и Харьковцевской площадей отличается на 1 усл. ед. Допустимое приращение глубины по Солоховской площади больше на 100 м, разница в суммарной прогнозной глубине составляет 930 м. В рассматриваемом примере эта разница определяется современной глубиной залегания кровли визейских отложений.

Пример одновременного влияния и глубины залегания, и степени литификации можно видеть, сравнивая показатели кровли визейских отложений Артюховской и Гадячской площадей. Меньшей отражательной способности на Артюховской площади соответствует большая величина допустимого приращения, и в результате разница в залегании кровли почти не ощущается в абсолютном значении суммарной прогнозной глубины.

Примеры расчетов прогнозной глубины возможной встречи нефтяных залежей следует рассматривать как ориентировочные, нуждающиеся в проверке на практике.

В последние годы открытие новых залежей нефти и газа в ДДВ успешно осуществляется в глубоких горизонтах ранее уже открытых месторождений. Сделанные открытия показывают высокий экономический эффект разведки и, естественно, привлекают внимание, а иногда создают ложное представление о возможных перспективах на глубину.

Например, делаются предложения форсировать разведку известных крупных месторождений на глубину до 6000—7000 м, в том числе Шебелинского, Ефремовского и других (Арсирий и др., 1973).

Юго-восточная часть Днепровского грабена исследована нами недостаточно, так как визейские отложения залегают в центральной части грабена глубоко и еще не вскрыты бурением.

Однако имеющиеся в нашем распоряжении результаты определения отражательной способности дают возможность создать некоторые представления о перспективах глубоких горизонтов с палеогеотермических позиций. Так, ОС витринита по керну скв. 19, Ефремовской площади, отобранному с глубины 3641—3655 м из позднекаменноугольных отложений, составила 89 усл. ед. Пользуясь данными табл. 27, для палеоградиента 15 допустимое приращение глубины встречи нефтяной залежи составляет около 250 м, что ограничивает суммарную глубину отметкой около 3900 м. Следует еще раз заметить, что ограничение глубины прогнозируется в части встречи нефтяной за-

лежи. Что касается газа, то он может встречаться и в более высоких палеотемпературных интервалах, чем принятые нами для ограничения глубины встречи нефтяных залежей. Глубокие горизонты Северо-Волвенковского и Спиваковского газовых месторождений не перспективны на обнаружение залежей нефти. ОС витринита отложений башкирского яруса на глубине 3480 м Северо-Волвенковской площади равна 91 усл. ед. Возможное приращение глубины составляет около 130 м. Тот же порядок цифр и на Спиваковской площади.

Расположенные ближе к центральной части Восточно-Полтавская и Машевская площади еще не исчерпали возможностей открытия залежей нефти на более глубоких горизонтах. Так, Восточно-Полтавская площадь, опробованная нами в интервале 4387—4397 м, имеет ОС витринита 82 усл. ед. и при градиенте 15 усл. ед. на 1000 м может быть рекомендована для бурения на поиски нефти до глубины порядка 5100 м.

Однако следует еще раз отметить, что юго-восточная часть исследована нами по единичным пробам и наши рекомендации имеют ориентировочный характер.

Наконец, определенные надежды открытия новых месторождений нефти исследователи связывают с девонскими отложениями. К сожалению, нам не удалось произвести опробование девонских отложений в необходимом объеме для количественной, более обоснованной оценки их перспектив. В нашем распоряжении были образцы девонских пород лишь по трем площадям: скв. 100 Радченковской площади, интервал опробования 3070—3075 м, отражательная способность витринита 94 усл. ед.; скв. 413 Колайдинцевской площади, глубина 2501 и 3034 м, отражательная способность соответственно равна 77 и 81 усл. ед., рассчитанный палеотемпературный градиент равен 7 усл. ед. на 1000 м и близким к значениям, вычисленным по отложениям карбона; скв. 4 Озерянской площади, интервал 4330—4350 м, возраст отложений ориентировочно девонский, отражательная способность витринита 91 усл. ед., близкая к предельно допустимой для обнаружения нефти. По Радченковской площади ОС витринита находится за принятым нами условным значением максимальной палеотемпературы, ограничивающим обнаружение нефти.

По показателю максимальной палеотемпературы лишь по Колайдинцевской площади не все исчерпано и можно прогнозировать еще порядка 1000 м приращения глубины, т. е. до 4000 м, если позволяют мощности отложений.

Перспективы девонских отложений ДДВ многие авторы по аналогии связывают с перспективами девонских отложений Припятской впадины. Наши исследования отражательной способности угльных включений девонских отложений Припятской впадины показали, что промышленная нефтеносность девонских отложений Малодушинской, Речецкой, Шатиловской

зон нефтегазонакопления приурочена к интервалу отражательной способности от 70 до 80 усл. ед. или интервалу максимальных палеотемператур от 90 до 150° С.

Таким образом, палеогеотермические условия нефтеобразования Припятской впадины близки к температурным режимам и границам размещения нефтяных месторождений в каменноугольных отложениях ДДВ, в мезозойских Предкавказья, Мангышлака и Западной Сибири, в палеозойских Волго-Уральской области. Поэтому аналоги Припятской впадины в Днепро-Донецкую впадину следует переносить, сообразуясь с параметрами наиболее перспективных палеотемпературных границ.

Без достаточного фактического материала по девонским отложениям ДДВ мы считаем, что ориентировочное представление об их перспективах на нефть может быть создано по расчету допустимого приращения глубины по каменноугольным отложениям каждой конкретной площади.

Выполненное исследование позволило наметить схематическую палеотемпературную зональность и провести анализ связей пространственного размещения залежей нефти и газа с палеотемпературными зонами. Выведены необходимые палеотемпературные параметры для прогноза нефтеносности на площадях, находящихся в контурах различных палеотемператур, залегающих выше кровли визейских отложений. Несколько сложнее осуществляется прогноз на глубину. Резкие блоковые движения и солянокупольная тектоника определили различные гипсометрические уровни залегания визейских отложений, имеющих одинаковую отражательную способность. Поэтому площади с равной отражательной способностью имеют разные перспективы для обнаружения нефти в последующих горизонтах, залегающих ниже кровли визейского яруса. Разные уровни залегания кровли являются основным моментом, осложняющим оценку нефтеносности глубоких горизонтов.

Как показали рассмотренные в работе примеры, даже для смежных площадей, находящихся в одной палеотемпературной зоне, оценка перспектив глубоких горизонтов должна проводиться с учетом палеогеотермического градиента, отражательной способности и глубины залегания горизонта, от которого проводится отчет.

В результате выполненных исследований намечены этапы в истории палеогеотермического развития ДДВ.

Максимальный прогрев отложений кровли визейского яруса завершился до предпозднепермского времени.

Региональные особенности палеогеотермии кровли визейских отложений Днепровского грабена на момент максимального прогрева заключаются в нарастании палеотемператур в направлениях с северо-запада на юго-восток, а также от бортовых частей грабена к центральным.

В результате глыбовых подвижек и солянокупольного тектогенеза, проявившихся в основном в предверхнепермскую фазу тектогенеза, одинаково литифицированные горизонты были выведены из областей максимального погружения на различные глубины от дневной поверхности.

Схематическая карта максимальных палеотемператур воспроизводит зональность литификации органических и минеральных веществ терригенных отложений и раскрывает прочную зависимость закономерностей распределения нефтяных и газовых залежей от максимальных тепловых потоков.

Подмечены количественные зависимости природных распределений в недрах начальных геологических запасов нефти, конденсата и газа от палеотемпературных условий. Основные, разведанные и подсчитанные по категориям  $A+B+C_1$  запасы нефти приурочены к интервалам осадочных пород с максимальными палеотемпературами менее  $150^{\circ}C$ .

Установленные связи между палеотемпературами и нефтегазоносностью, основанные на количественных показателях отражательной способности витринита, подкрепленные определением времени наиболее интенсивного прогревания осадочных пород, служат основанием для оценки перспектив нефтеносности новых площадей и в том числе глубоких горизонтов, включая девонские отложения.

Исходя из выявленных особенностей палеогеотермического и тектонического развития Днепровского грабена, предложена методика оценки глубоких горизонтов на нефть с учетом: максимальной палеотемпературы литификации (количественный показатель отражательной способности), современной глубины залегания исследованных отложений, палеогеотермического градиента.

Палеогеотермические особенности развития Днепровского грабена имеют важное значение при обсуждении вопросов формирования и развития структур, условий миграции и аккумуляции углеводородов, анализа закономерностей размещения залежей нефти и газа.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. При изменении исходного органического материала под влиянием температуры в условиях повышенного давления в недрах образуются флюиды и твердый остаток. Твердый остаток подвергается последующим изменениям с превращением слагающего его органического вещества в горную породу соответственно термобарическим условиям недр. Главной причиной изменений являются глубинные тепловые потоки. Процесс, обусловивший эти изменения, называется термогенезом.

В результате нагревания недр преобразуется не только органическое вещество, но и минеральная часть осадочных пород. Изменяются минеральный состав и физические свойства осадочных пород. Это происходит в результате последовательной эволюции, протекающей по мере увеличения температуры недр, с изменениями осадочных пород по стадиям литификации.

2. Витринит использован как максимальный термометр. Он показывает результаты воздействия максимальных тепловых потоков не только в период их проявления, но и после охлаждения пород, происходящего в результате остывания глубинных генераторов тепла, инверсии тектонического режима и денудация вышележащих отложений. Нами построена шкала, приближенно характеризующая соотношения между отражательной способностью витринита и максимальной температурой недр, называемой палеотемпературой.

Сравнение современной температуры осадочных пород с максимальной температурой, определенной по отражательной способности витринита, показало, что разница между ними зависит от величины изменения температуры недр при остывании глубинных генераторов тепла.

Палеотемпература нефтегазоносных отложений исследованных районов выше современной температуры. Разница между палеотемпературами и современными температурами достигает  $100^{\circ}\text{C}$ . Установление палеотемператур нефтегазоносных отложений позволяет придавать большое значение термогенетическим превращениям в происхождении нефти, формировании и размещении ее залежей.

3. В результате исследования около 2000 проб керна определена отражательная способность витринита, рассеянного в палеозойских нефтегазоносных отложениях Волго-Уральской

нефтегазоносной провинции и Днепровско-Донецкой впадины.

В результате исследований разработана методика построения схематических карт палеоизотерм нефтегазоносных отложений, построены схематические карты палеоизотерм масштаба 1 : 1 000 000 отложений нижнего карбона (в основном по бобриковскому горизонту) и девона (в основном по пашийскому горизонту) Пермского Приуралья и юго-востока Русской платформы, а также по кровле визейских отложений Днепровского грабена. Для характеристики изменений палеотемператур на схематических картах, начиная с температуры 75°С, выделено восемь зон палеотемператур с интервалами 25°С. При этом зоны, выше 225°С, установлены в девонских отложениях восточной части Предуральяского прогиба.

4. Палеотемпература осадочных пород увеличивается с возрастанием стратиграфической глубины. В осадочных породах одноименных горизонтов палеотемпература растет в широтном направлении — от борта Русской платформы к Предуральскому прогибу, а в меридиональном направлении — к югу и северу от Татарского свода. В Днепровско-Донецком грабене палеотемпература увеличивается с северо-запада на юго-восток и от бортов к средней части его.

В Татарском своде, по данным В. А. Клубова (Клубов и др., 1968), промышленные запасы нефти в основном находятся в девонских и нижнекаменноугольных отложениях, составляя соответственно 53 и 42% общих запасов; в среднекаменноугольных отложениях — 4—5%. К северо-востоку от Татарского свода в Башкирском своде и на юге Пермской области нефть девонских отложений составляет меньшую часть запасов (15%), запасы нефти нижнекаменноугольных отложений здесь равны 45%, а запасы ее в отложениях среднего карбона увеличиваются до 30%.

В Пермской области, по Г. С. Калмыкову, запасы нефти в девонских отложениях составляют всего 6%, в нижнекаменноугольных 43%, а в отложениях среднего карбона увеличиваются до 49%. К югу от Татарского свода в Куйбышевской области, по В. И. Горшкову (1973), запасы нефти терригенных отложений девона составляют около 25% от общих, а главная часть запасов приходится на нижнекаменноугольные отложения, т. е. здесь также намечается смещение главной части запасов из древних в более молодые отложения.

Таким образом, очевидно неодинаковое распределение промышленных запасов нефти в разновозрастных отложениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. При этом как к северо-востоку, так и к югу от Татарского свода главная нефтеносность смещается из нижних в верхние комплексы осадочных пород.

В тех же направлениях, к северо-востоку, югу и юго-востоку от Татарского свода, наблюдается увеличение отражательной

способности витринита одновозрастных осадков, происходит возрастание максимальных палеотемператур, увеличиваются стадии литификации терригенных осадочных пород. При этом изменяются физические особенности обломочных терригенных пород: уменьшаются их пористость и проницаемость по мере увеличения палеотемператур. Можно предполагать, что распределение максимальных запасов нефти в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с преобладанием их то в древних, то в более молодых отложениях является результатом действия тепловых потоков.

В направлении от Куйбышевской и Оренбургской областей к Прикаспийской синеклизе стадии изменения осадочных пород увеличиваются. Поэтому в синеклизе можно предполагать смещение главной части запасов из девонских и нижнекаменноугольных в более молодые палеозойские или даже мезозойские стратиграфические комплексы.

Стадии литификации осадочных пород увеличиваются также от Русской платформы к Предуральскому прогибу. Прослеживая размещение нефти в отложениях, занимающих различное стратиграфическое положение в широтном направлении от платформы к Предуральскому прогибу, следует отметить перемещение части запасов нефти в более молодые отложения, проходившее по мере нарастания стадий литификации. Этим объясняется наличие нефти в пермских отложениях Предуральского прогиба.

5. Изменения палеотемператур со стратиграфической глубиной и по площади происходят неравномерно, в зависимости от изменений палеогеотермического градиента и неодинакового залегания осадочных пород при максимальном прогревании. Поэтому осадочные породы, одинаковые по возрасту и по первоначальному литологическому составу, оказываются неравномерно измененными по стадиям литификации и значительно отличаются по физическим свойствам, в частности по пористости и проницаемости. В результате на площади распространения одновозрастных отложений появляются «аномальные» зоны, более и менее благоприятные для формирования залежей нефти. Зоны снижения палеотемператур и степени литификации, перспективные по нефтегазоносности, выделены в каменноугольных и намечены в девонских отложениях юго-востока Русской платформы и Пермского Прикамья.

6. В результате анализа схематических карт и соответствующих разрезов установлена зависимость расположения нефтяных залежей от тепловых потоков.

Разведанные геологические промышленные запасы нефти размещаются по зонам палеотемператур неравномерно. Главные запасы находятся в интервале отражательной способности витринита 69—85 усл. ед., соответствующего интервалу палеотемператур от 95 до 170°С. Можно полагать, что палеотемпе-

ратура 175°С на схематических картах (см. рис. 9, 10, 15, 21) является границей, разделяющей перспективные части по поискам нефти как на площади, так и на глубине. Распределение запасов нефти в зонах палеотемператур по кривой с максимумом обусловлено двумя причинами: миграцией флюидов из более нагретых в менее нагретые зоны осадочных пород с образованием залежей нефти в соответствующих ловушках и аэрацией углеводородов в атмосферу, при отсутствии на пути их миграции ловушек, и окислением их в зоне гипергенеза.

7. На основании выявленных особенностей взаимосвязи палеотемператур и нефтегазоносности Днепровского грабена предложена методика оценки перспектив нефтеносности глубоких горизонтов. Эта методика может быть применена в других регионах с учетом особенностей их палеогеотермического режима и современного положения зон палеотемператур.

8. В истории добычи нефти в каждом нефтегазоносном регионе неизбежно наступает этап, когда основные структуры разведаны и дальнейший прирост запасов связан с большими затратами объема бурения и средств, чем в предыдущие годы. Как правило, это ведет к распространению разведочных работ на большие глубины и на площади, расположенные вне главной нефтеносности. Здесь число продуктивных структур и число удачных скважин уменьшается, а объем бурения, необходимый для прироста запасов, значительно увеличивается. Весьма вероятно, что в ряде случаев это является естественным следствием природных особенностей упомянутого размещения запасов нефти по зонам литификации терригенных кластических пород. Очевидно, на данном этапе истории использования недр при планировании объемов и размещения геологоразведочных работ необходимо учитывать размещение нефтяных залежей по зонам палеотемператур.

При этом предвидение неизбежного, нередко весьма значительного увеличения объема бурения, необходимого для прироста запасов, позволит определить экономическую целесообразность дальнейшей ориентировки на поиски и разведку структурных или стратиграфических, литологических и экранированных залежей, несмотря на еще далеко не достаточные поисковые критерии последних.

9. В старых, давно эксплуатируемых нефтегазоносных территориях значительная часть структур выявлена и разведана. В то же время неструктурные залежи обычно здесь еще не обнаружены. Можно полагать, что пути миграции флюидов и оптимальные термобарические условия при формировании структурных и неструктурных залежей нефти были одинаковыми. Поэтому термобарические зоны литификации, оптимальные для формирования структурных залежей, могут быть также оптимальными для формирования залежей в ловушках выклинивания. Очевидно, целесообразна рекомендация сосредото-

чить поиски неструктурных залежей в зоне вероятного пика нефтеносности, т. е. в осадочных породах, испытавших воздействие палеотемператур в интервале 110—160°С и находящихся на стадиях литификации, соответствующих отражательной способности витринита 73—83 усл. ед.

Учитывая разницу в положении максимумов нефтеносности регионов, (см. рис. 6 и 12) и размещение площадей по отношению к глубоким прогибам, как основным генераторам флюидов, рекомендуется: а) по отложениям терригенного девона и каменноугольным отложениям Пермского Прикамья проводить поиски экранированных залежей в ловушках выклинивания — в Пермском своде, в западной части Башкирского свода и в Камско-Кинельской системе прогибов ориентировочно в 20-километровой полосе вдоль палеоизотерм 140—150°С; б) по отложениям терригенного девона, по отложениям нижнего и среднего карбона юго-востока Русской платформы следует проводить поиски неструктурных залежей в бортовых частях Мухановско-Ероховского прогиба и в Жигулевском своде полосой вдоль палеоизотерм 125—150°С; в) то же по отложениям нижнего карбона Днепровского грабена — в полосе вдоль палеоизотерм 100 и 125°С проводить поиски от Прилукской до Талалаевской и Харьковцевской площадей.

10. Возможность определения отражательной способности витринита в мелких включениях под микроскопом без выделения их из вмещающей породы и установление связи между отражательной способностью витринита, палеотемпературой недр и литификацией осадочных пород открыли новые перспективы познания условий преобразования минеральных и органических веществ как геологического комплекса, изменяющегося под влиянием температуры в условиях повышенного давления.

11. Таким образом, установлено, что тепловые потоки недр являются одним из важнейших геологических факторов формирования и размещения в осадочных породах залежей нефти и газа. Показано, что превращение органического вещества пород с образованием, миграцией и аккумуляцией органогенных флюидов и их дериватов при прочих равных условиях в основном зависит от интенсивности тепловых потоков.

Изучение палеогеотермии в сочетании с геохимическими, литолого-стратиграфическими, тектоническими, геофизическими исследованиями следует положить в основу изучения нефтегазоспособности. При прочих равных условиях успешность поисков промышленных залежей нефти и число удачных скважин, очевидно, будет зависеть от правильного выбора площадей и глубин, находящихся в оптимальных зонах палеотемператур.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Абрикосов И. Х. Нефтегазоносность Пермской области. М., Гостехиздат, 1963, 214 с.

Акрамходжаев А. М. Органическое вещество — основной источник нефти и газа. Ташкент, «ФАН», 1973, 203 с.

Аммосов И. И. О метаморфизме углей Прокопьевско-Киселевского месторождения Кузбасса. — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1941, № 6, с. 37—41.

Аммосов И. И. Генетические особенности вещества угля по данным петрологии. — В кн.: Генезис твердых горючих ископаемых. М., Изд-во АН СССР, 1959, с. 295—309.

Аммосов И. И. Стадии изменения осадочных пород и парагенетические отношения горючих ископаемых. — «Сов. геол.», 1961, № 4, с. 7—24

Аммосов И. И. Зона окисления углей. М., «Наука», 1965, 88 с.

Аммосов И. И. Литификация и нефтеносность. — В кн.: Петрология углей и парагенез горючих ископаемых. М., «Наука», 1967, с. 5—80.

Аммосов И. И. Органическое вещество углей как показатель степени литификации осадочных пород. — В кн.: Угленосные формации и угольные месторождения. М., «Наука», 1968, с. 111—118.

Аммосов И. И. Палеотемпературы и нефтеносность. — В кн.: Проблемы геологии нефти. — «Труды ИГиРГИ», 1968, вып. 1, с. 214—241.

Аммосов И. И., Мусял С. А. Отражательная способность как одна из главных особенностей углей. — «Докл. АН СССР, нов. сер.», 1952, № 6, т. 84, с. 1223—1226.

Аммосов И. И., Бабашкин Б. Г., Федорова Н. Г. О зонах окисления углей и нефтей. — В кн.: Петрология углей и парагенез горючих ископаемых. М., «Наука», 1967, с. 141—145.

Аммосов И. И., Бабинкова Н. И. Применение люминесцентного метода для характеристики свойств ископаемых углей. М., Изд-во АН СССР, 1951, 341 с.

Аммосов И. И., Горшков В. И. Взаимосвязь катагенеза и нефтегазоносности отложений Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Рассеянные включения угля в осадочных породах. М., «Наука», 1969, с. 5—79.

Аммосов И. И., Горшков В. И. Палеотемпературы нефтеносных пород. — В кн.: Проблемы диагностики условий и зон нефтеобразования. М., Изд. ИГиРГИ, 1971, с. 19—30.

Аммосов И. И., Еремин И. В. Палеотемпература образования жирных углей в недрах. — «Химия твердого топлива», 1971, № 7, с. 12—20.

Аммосов И. И., Еремин И. В. Палеотемпература главного этапа нефтеобразования. — В кн.: Проблемы диагностики условий и зон нефтеобразования. М., Изд. ИГиРГИ, 1971, с. 5—18.

Аммосов И. И., Еремин И. В., Калмыков Г. С. Шкала антра-литификации. — «Труды ИГиРГИ», 1971, вып. 2, с. 158—174.

Арсирий Ю. А., Завьялов А. М., Палий А. М. Эффективность работ на нефть и газ в Украинской ССР в 1966—1970 гг. — «Экономика нефт. и газов. пром-сти», 1971, № 12, с. 7—11.

Балуховский Н. Ф., Методика региональных исследований нефтегазоносных провинций. Киев, «Наукова Думка», 1967, 155 с.

Брод И. О., Еременко Н. А. Основы геологии нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1957, 478 с.

Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1967, № 11, с. 136—157.

Витрик С. П., Палий А. М. Оценка результатов геологоразведочных работ на 1972 г. и их направление в 1973 г., обеспечивающее прирост запасов нефти и газа на Украине. — «Геол. и разведка нефт. и газов. мест.», 1973, № 2, с. 1—5.

Высоцкий И. В. Вертикальная зональность в образовании и распределении скоплений углеводородов. — В кн.: Генезис нефти и газа. М., «Недра», 1967, с. 201—208.

Вышемирский В. С. Геологические условия метаморфизма углей и нефтей. Саратов, Изд-во Саратовск. ун-та, 1963, 378 с.

Голицин М. В. О длительности процесса метаморфизма углей. — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1973, № 8, с. 90—98.

Генетические типы нефтей Пермского Прикамья по результатам анализа изотопного состава углерода. — «Геол. нефти и газа», 1972, № 1, с. 33—39. Авт.: Э. М. Галимов, С. А. Винниковский, Н. А. Пьянков, Н. Г. Кузнецова.

Геологическое размещение нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской области. — «Труды ВНИГНИ», 1968, вып. XVII, 131 с. Геология СССР, том XII, ч. I, книги 1 и 2, Урал. М., «Недра», 1969, 723 с. и 302 с.

Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Под ред. С. П. Максимова. М., «Недра», 1970, 806 с.

Геология и разведка нефти и газа Пермского Приуралья. Пермское книжное изд-во, 1971, 206 с.

Гидрогеология СССР, том XV, Башкирская АССР. М., «Недра», 1972, 344 с.

Главная фаза нефтеобразования. — «Вест. МГУ, геол.», 1969, № 6, с. 3—27. Авт.: Н. Б. Вассоевич, Ю. И. Корчагина, Н. В. Лопатин, В. В. Чернышев.

Горелов С. К. Морфоструктурный анализ нефтегазоносных территорий (на примере юго-востока Русской равнины). М., «Наука», 1972, с. 110—135.

Горшков В. И. Температура стадийного преобразования углей в недрах. — «Химия твердого топлива», 1972, № 5, с. 3—13.

Горшков В. И. О закономерностях распределения нефти в отложениях

палеозоя Куйбышевской области по стадиям катагенеза и палеотемпературам. — «Нефтегазов. геол. и геофиз.», 1973, № 9, с. 6—8.

Гречухин В. В. Существует ли постинверсионный метаморфизм углей? — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1971, № 4, с. 123—130.

Григорьев С. М. О процессах преобразования и свойствах горючих ископаемых. М., Изд-во АН СССР, 1954, 260 с.

Губкин И. М. Учение о нефти. М., ОНТИ, 1937, 459 с.

Джамалов Х. Г., Лапчинский Ю. Г. Особенности изменения состава природных газов по разрезу осадочных отложений в Восточно-Украинском газонефтеносном бассейне. — В кн.: Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. М., «Недра», 1964, с. 10—20.

Добронравов В. Ф. Поля метаморфизма углей как выражение палеогеотермических условий их формирования. — «Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. геол.-минерал. наук». М., ИГиРГИ, 1969, 38 с.

Жемчужников Ю. А. Общая геология ископаемых углей. М., Углетехиздат, 1948, 490 с.

Завьялов В. М. О влиянии региональных слабопроницаемых толщ на размещение залежей нефти и газа Днепровско-Донецкой впадины. — «Сов. геол.», 1969, № 6, с. 70—78.

Завьялов В. М. Условия аккумуляции нефти и газа и закономерности размещения их в Днепровско-Донецкой впадине. М., «Недра», 1973, 120 с.

Закономерности размещения месторождений нефти и газа Днепровско-Донецкой нефтегазосной провинции. Киев, «Наукова думка», 1968, 215 с. Авт.: Г. Н. Доленко, С. А. Варичев, Н. И. Галабуда и др.

Иванов Г. А. Сравнение различных видов метаморфизма углей и определяющих их факторов. — В кн.: Метаморфизм углей и эпигенез вмещающих пород. М., «Недра», 1975, 256 с.

Калмыков Г. С. Антрацитовая стадия витринита в нижнем карбоне Урминской площади Предуральяского прогиба и ее значение для прогноза нефтегазоносности. — «Труды ППИ», 1973, вып. 121, с. 180—190.

Камалетдинов М. А., Надежкин А. Д., Камалетдинов Р. А. Новые данные о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности передовых складок Южного Урала. — «Геол. нефти и газа», 1966, № 3, с. 13—16.

Кашпур Я. Н. Изучение геофизических условий в Донбассе. — В кн.: Проблемы геотермии и практического использования тепла Земли. М., Изд-во АН СССР, 1959, 120 с.

Клименко А. А., Шумейко И. С. Некоторые вопросы геотермии Озек-Суатской группы поднятий. — В кн.: Геология, бурение и разработка газовых и газоконденсатных месторождений Центрального и Восточного Предкавказья. М., «Недра», 1966, с. 33—39.

Количественная оценка температуры и геологического времени как факторов углефикации рассеянных углистых остатков и возможности ее использования в нефтяной геологии. — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1975, № 3, с. 103—114. Авт.: П. А. Карпов, А. Ф. Степанова, Н. В. Соловьева и др.

Копелиович А. В. Эпигенез древних толщ юго-запада Русской платформы. М., «Наука», 1965, 312 с.

Левенштейн М. Л. Основные проблемы регионального метаморфизма углей — В кн.: Геология угольных месторождений. т. I, М., «Наука», 1969, с. 113—123.

Лобов В. А. Геотермические условия Среднего Поволжья. — «Труды Куйбышевского науч.-исслед. ин-та нефт. пром-сти», 1960, вып. 1, с. 309—313.

Лопатин Н. В. Температура и геологическое время как факторы углефикации. — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1969, № 3, с. 95—106.

Любимова Е. А. О тепловом режиме Земли. — «Труды геофиз. ин-та АН СССР», 1955, № 26, 40 с.

Любимова Е. А. Термическая история и температура Земли. — «Бюл. Моск. об-ва испыт. природы, отд. геол.», т. XXVIII, № 4, 1958, с. 39—51.

Макаренко Ф. А., Смирнов Я. Б., Сергиенко С. И. Глубинный тепловой поток и тектоническое строение Предкавказья. — «Докл. АН СССР», 1968, № 4, 183 с.

Максимов Е. И., Рудкевич М. Я. Количественная оценка режима вертикальных движений мезозойско-кайнозойской истории Западно-Сибирской плиты. — «Геотектоника», 1971, № 4, с. 85—92.

Малинин С. И. Геологические основы прогноза поведения пород в горных выработках. М. «Недра», 1971, 191 с.

Мирчинк М. Ф. Против внесения путаницы в представления о геотектоническом развитии платформы. — «Нефт. хоз-во», 1954, № 6, с. 45—50.

Мирчинк М. Ф. К вопросу о геотектоническом развитии платформы и характере тектонических движений. — «Нефт. хоз-во», 1955, № 6, с. 42—51.

Молчанов И. И. Взаимосвязь зон углефикации и тектонических структур Прокопьевско-Киселевского района Кузнецкого бассейна. — «Труды геол. исслед. бюро», 1948, вып. 3, с. 49—61.

Неручев С. Г. К изучению главной фазы нефтеобразования. — В кн.: Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М., «Наука», 1973, с. 43—48.

Неручев С. Г., Парпарова Г. М. О роли геологического времени в процессах метаморфизма углей и рассеянного органического вещества пород. — «Геол. и геофиз.», 1972, № 10, с. 3—10.

Неручев С. Г., Успенский В. А. О месте и условиях проявления главной фазы газообразования в процессе погружения осадков. — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1974, № 9, с. 124—132.

Новосилецкий Р. М., Предтеченская Н. С. Закономерности распределения зон накопления углеводородов флюидов в нефтегазоносных бассейнах. — «Сов. геол.», 1972, № 12, с. 43—53.

О направлении поисково-разведочных работ на нефть и газ в Башкирской части Предуральяского прогиба и прилегающих площадях. — В кн.: Геологическое строение и перспективы нефтеносности Башкирии. — «Труды УфНИИ», 1971, вып. XXIX, с. 5—10. Авт.: В. С. Баймухаметов, А. Я. Виссарионова, В. С. Голубев и др.

Об эффективности поисков и разведки залежей нефти и газа на больших глубинах в Днепровско-Донецкой впадине. — «Геол. нефти и газа», 1973, № 5, с. 55—59. Авт.: Ю. А. Арсирий, М. И. Бланк, В. М. Завьялов и др.

Овчаренко А. В. Перспективы нефтеносности девонских отложений

юго-восточной части Волго-Уральской области. — «Геол. нефти и газа», 1973, № 6, с. 5—9.

Огильви Н. А. Вопросы теории геотемпературных полей в приложении к геотермическим методам разведки подземных вод. — В кн.: Проблемы геотермии и практическое использование тепла Земли. Том I. М., Изд-во АН СССР, 1959, 40 с.

Основные направления региональных геолого-геофизических работ в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на 1971—1975 гг. — «Геол. нефти и газа», 1970, № 5, с. 1—10. Авт.: М. Ф. Мирчинк, И. Х. Абрикосов, И. И. Кожевников и др.

Основные особенности геотермической характеристики Волго-Уральской нефтегазоносной провинции Ромашкинского нефтяного месторождения. — «Геол. нефти и газа», 1973, № 7, с. 52—58. Авт.: Д. И. Дьяконов, Б. А. Яковлев, Г. А. Тужилин и др.

Палеотемпературы зон нефтеобразования. М., «Наука», 1975, 110 с. Авт.: И. И. Аммосов, Б. Г. Бабашкин, Н. П. Гречишников и др.

Петрографические особенности и свойства углей. М., Изд-во АН СССР, 1963, 380 с. Авт.: И. И. Аммосов, И. В. Еремин, Н. И. Бабинкова и др.

Пистрак Р. М. О роли поперечных движений в истории развития Днепровско-Донецкой впадины. — «Труды ВНИИГаз», 1962, вып. 14, 22 с.

Потапов В. П., Абашев Ш. В. О региональной изменчивости коллекторских свойств пород визейской терригенной толщи Пермского Прикамья. — «Труды ВНИГНИ, Камское отделение», 1967, вып. 65, с. 45—57.

Проблемы диагностики условий и зон нефтеобразования. М., Изд. ИГиРГИ, 1971, 161 с.

Проворов В. И. Перспективы поисков нефтегазоносных локальных поднятий в Среднем Приуралье. — «Труды ВНИГНИ», 1971, вып. 117, с. 135—143.

Промышленно-генетическая классификация углей СССР. М., «Наука», 1964, с. 50—51. Авт.: И. И. Аммосов, Б. Г. Бабашкин, Н. П. Гречишников и др.

Радченко О. А. Исследование каменных углей методом экстракции органическими растворителями. — «Труды лабор. геол. угля Мин-ва геол. и охраны недр», 1962, вып. XVI, 70 с.

Региональные условия нефтенакпления в отложениях нижнего и среднего палеозоя Волго-Уральской области. — «Труды Куйбышевск. науч.-исслед. ин-та нефт. пром-сти», 1962, вып. 15, 175 с. Авт.: В. А. Лобов, Д. А. Гроссгейм, М. К. Зайдельсон и др.

Связь нефтегазоносности со стадиями катагенного преобразования пород (на примере Тимано-Печорской провинции). — В кн.: Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М., «Наука», 1973, с. 61—71. Авт.: В. Д. Наливкин, В. В. Иванцова, Г. С. Калмыков и др.

Сендерзон Э. М. Угленосность и условия формирования углей Кузнецкого бассейна и их разведка. — «Автореф. дис. на соиск. учен. степ. д-ра геол.-минерал. наук». Томск, Томск. политехн. ин-т, 1967, 44 с.

Соколов В. А. Очерки генезиса нефти. М., Гостоптехиздат, 1948, 460 с.

Соколов В. А. Процессы образования и миграции нефти и газа. М., «Недра», 1965, 276 с.

Соколов В. А. Геохимия газов земной коры и атмосферы. М., «Недра», 1966, 301 с.

Стадников Г. Л. Происхождение углей и нефти. М., Изд-во АН СССР, 1937, 611 с.

Сухарев Г. М., Власова С. П., Тарануха Ю. К. Геотермические материалы по докембрийским, палеозойским и мезозойским отложениям Большого Кавказа и Предкавказья. — В кн.: Термические методы увеличения нефтеотдачи и геотермологии нефтяных месторождений. М., «Недра», 1967, с. 127—131.

Ткаченко В. Ф. К вопросу о метаморфизме углей Донецкого бассейна — «Геол. журнал», 1969, № 6, т. 29, с. 142—147.

Топорец С. А. О метаморфизме ископаемых углей и геотермическом градиенте угленосных формаций. — В кн.: Угленосные формации некоторых регионов СССР. М., Изд-во АН СССР, 1961, с. 75—82.

Трушков П. А. Вещественный состав и метаморфизм органического вещества мезозойских нефтегазоносных отложений Западной Сибири. — «Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. геол.-минерал. наук». Новосибирск, СНИИГГИМС, 1974, с. 40.

Углеводороды в осадочной оболочке Земли. — «Вестн. Моск. гос. ун-та», сер. IV, 1967, № 5, с. 36—48. Авт.: Н. Б. Вассоевич, В. И. Высоцкий, А. Н. Гусева и др.

Формирование вещественного состава и процессы катагенного преобразования рассеянного органического вещества пород. — «Труды ВНИГНИ», 1972, вып. 310, с. 5—31. Авт.: С. Г. Неручев, Г. М. Парпарова, Е. М. Файзулина, А. В. Жукова.

Червинская В. М. О классификации разрывных нарушений территории Украинской СССР (по геофизическим данным) — В кн.: Проблемы физики Земли. Киев, «Наукова думка», 1966, с. 92—105.

Чикин М. Н., Галкин Л. К. Размещение прогнозных запасов нефти и газа в Оренбургской области. — В кн.: Геология и нефтегазоносность Оренбургской области. — «Труды ОКЛ ВНИГНИ», 1970, вып. 1, с. 98—107.

Чичуа Б. К. К вопросу изучения начального метаморфизма осадочных пород в связи с их нефтегазоносностью. — «Азерб. нефт. хоз-во», 1964, № 7, с. 3—5.

Шаронов Л. В. Формирование нефтяных и газовых месторождений северной части Волго-Уральского бассейна. — «Труды ВНИГНИ, Камское отделение», 1971, вып. 73, 287 с.

Швецов П. Ф. К обоснованию литификационной гипотезы происхождения положительных геотермических аномалий. — В сб. «Геотермическое исследование и использование тепла Земли». М., «Наука», 1966, 120 с.

Шпак П. Ф. Перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в основных регионах Украины. — «Геол. нефти и газа». 1974, № 2, с. 11—16.

Alpern V. Uber einige geologische Anwendung Reflexionsvermögens der Kohlen. Freiburger Forsch.—H. Beihe C. 1969, № 235, S. 45—65.

Ammosov I. I. Stadüle de transformare a rocilor sedimentare si raportuile paragenetice ale caustobiolitelor, Anal. Rom. Sov., 1962, no. 1. p. 18—38.

Bartenstein H. Teichmüller R. Die Umwandlung der organischen Substanz in Dach des Bromscher Massiva». Fortschritt in der Geologie von Rheimland und Westfalen», 1971, Bd. 18, S. 501—538.

Correia M. Contribution a la recherche de zones favorables a la genese du petrole par l'observation microscopique de la matiere organique figuree. Rev. Inst. Frans. Petrole, 1969, vol. 24, no. 12, p. 1417—1454.

Erdman H. Genetischen Beziehung zwischen Braunkohlen und Steinkohlen Brennstoff — Chemie, 1924, Nr. 12, S. 368—376.

Hacquebard P. A., Donaldson J. R. Coal metamorphism and Hydrocarbon potential in Upper of the Atlantic Provinces Canada, Canad. J. Farth. sci. vol. 7, No 4, 1970, p. 1139—1163, p. 1139—1163.

Petrascheck W. Entschung, Veredelung und Verwendung der Kohle, Berlin, 1930, S. 136.

Roberts I. Coal — Formation processes. Colliery Ergang, 1954, vol. 31, No. 369. p. 49—56.

Staplin F. L. Sedimentary organic matter, organic metamorphism and oil and gas occurrence. Bull. Petroleum Geol. 1969, vol. 17, p. 47—66.

Teichmüller M. und R. Die stoffliche und strukturelle Metamorphose der Kohle. Geol. Rundschau, Stuttgart, 1954, Bd. 42, S. 265—296.

Teichmüller M. Metamorphisme du charbon et prospection du petrole. Rev. Ind. minerale. Paris, numero special, 1958, p. 99—111.

Teichmüller M. Anwendung kohlenpetrographischer Methoden bei der Angewandten Geologie. Freiburger Forschungshefte, Bd. 210, 1966, S. 75—84.

Teichmüller M. Anwendung kohlenpetrographischer Methoden bei der Erdöl und Erdgasprospektion. Erdölu Kohle. Hamburg. 1971, vol. 24, S. 69—76.

White D. Genetic Problems Affecting Search for new oil regions. Amer. Inst. Min. Metall. Engin. vol. 21, 1920, p. 189—212.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Предисловие . . . . .	3
Глава I. <i>Палеотемпература недр и распределение запасов нефти</i> . . . . .	5
1. Возможность использования витринита в качестве максимального палеотермометра . . . . .	5
2. Зоны палеотемператур и запасы нефти . . . . .	35
Глава II. <i>Палеотемпературы и нефтегазоносность северной части Волго-Уральской провинции</i> . . . . .	43
1. Стадии изменения и палеотемпературы основных продуктивных комплексов палеозоя . . . . .	47
2. Прогноз нефтегазоносности по палеотемпературам . . . . .	62
Глава III. <i>Палеотемпературы и нефтегазоносность палеозойских отложений юго-восточной части Волго-Уральской провинции</i> . . . . .	72
1. Взаимосвязь отражательной способности витринита и палеотемператур . . . . .	77
2. Палеотемпературные особенности бобриковских и пашийских отложений . . . . .	84
3. Прогноз нефтегазоносности по палеотемпературам . . . . .	94
4. Особенности литификации и палеогеотермии пород юга Башкирского Приуралья и прогноз нефтегазоносности . . . . .	101
Глава IV. <i>Тектонические и палеогеотермические особенности развития Днепровско-Донецкой впадины</i> . . . . .	110
1. Палеотемпературная зональность . . . . .	115
2. Прогноз нефтеносности глубоких горизонтов . . . . .	129
Заключение . . . . .	146
Список литературы . . . . .	151

ИБ № 1368

ПАЛЕОГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ РАЗМЕЩЕНИЯ  
НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Редактор издательства *Г. П. Ванторина*

Обложка художника *А. Е. Чучканова*

Художественный редактор *В. В. Шутько*

Технический редактор *О. А. Болтунова*

Корректор *А. А. Передерникова*

Сдано в набор 19/XI 1976 г.

Подписано в печать 10/V 1977 г.

T-07900 Формат 60×90<sup>1/16</sup> Бумага № 3 Печ. л. 10,0

Уч.-изд. л. 10,59 Тираж 1100 экз.

Заказ 2538/6375-7 Цена 54 коп.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,

Трегьяковский проезд, 1/19.

Московская типография № 6 Союзполиграфпрома  
при Государственном комитете Совета Министров СССР  
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.  
109088, Москва, Ж-88, Южнопортовая ул., 24.

## УВАЖАЕМЫЙ ТОВАРИЩ!

**В издательстве «Недра» готовятся к печати новые книги**

**БАГРИНЦЕВА К. И.** Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. 20 л. 1 р. 60 к.

В книге изложены методические приемы по определению основных оценочных параметров карбонатных пород. Особое внимание уделено изучению трещиноватости карбонатных пород с помощью новых методов дефектоскопии. Обобщен разносторонний экспериментальный материал изучения карбонатных коллекторов. Дана характеристика коллекторских свойств продуктивных отложений различного возраста, генезиса и состава ряда месторождений Советского Союза (Оренбургского, Вуктыльского, Речецкого и др.). Установлены многомерные корреляционные зависимости между петрофизическими и структурными свойствами, позволившие обосновать предельные значения подсчетных параметров и оценить значимость различных факторов. Рассмотрены теоретические основы условий формирования емкостного пространства карбонатных пород различного генезиса.

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

**КОЦЕРУБА Л. А.** Методы насыщения пород-коллекторов окрашенными смолами для литолого-физических исследований. 7 л. 81 к.

В книге описаны существующие методы насыщения пород-коллекторов нефти и газа окрашенными смолами с целью определения их свойств и генетических особенностей строения порового пространства: характеристика применяемых смол, отвердителей и красителей; методика и техника насыщения терригенных и карбонатных пород-коллекторов различного состава и изготовления из них шлифов.

Текст иллюстрирован атласом цветных шлифов, изготовленных из пород-коллекторов различного состава.

Книга рассчитана на широкий круг специалистов, работающих с пористыми средами в производственных и научно-исследовательских лабораториях, на работников смежных профессий (литологов и петрографов) и может быть использована студентами старших курсов геологоразведочных факультетов вузов.

*Интересующие Вас книги Вы можете приобрести в местных книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу, или заказать через отделы «Книга — почтой» магазинов:*

№ 17 — 199178. Ленинград, В. О. Средний проспект, 61;

№ 59 — 127412. Москва, Коровинское шоссе, 20.

**ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА».**

54 коп.

2193

НЕДРА